



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

**GUÍA PARA LA INSTRUMENTACIÓN DE UN CAMPO DE
EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO**

JOSUE GIOVANNI JOCOLT QUIÑONEZ
ASESORADO POR ING. JOSÉ ARTURO ESTRADA MARTÍNEZ

GUATEMALA, AGOSTO DE 2003.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**GUÍA PARA LA INSTRUMENTACIÓN DE UN CAMPO DE
EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

JOSUE GIOVANNI JOCOLT QUIÑONEZ

ASESORADO POR: ING. JOSÉ ARTURO ESTRADA MARTÍNEZ
AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO

GUATEMALA, AGOSTO DE 2003.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓNIMA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson.
VOCAL I	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos.
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez.
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz.
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva.
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco.

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Jorge Mario Morales González.
EXAMINADOR	Ing. Jorge Chilo Siguere Rockstroh.
EXAMINADOR	Ing. José Arturo Estrada Martínez
EXAMINADOR	Ing. Pedro Enrique Kubes Zacek.
SECRETARIO	Ing. Edgar José Bravatti Castro.

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**GUÍA PARA LA INSTRUMENTACIÓN DE UN CAMPO DE
EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO**

Tema que me fuera asignado por la Coordinación de la carrera de ingeniería Mecánica con fecha de 15 de abril de 1,995.

JOSUE GIOVANNI JOCOLT QUIÑONEZ.

ACTO QUE DEDICO

- A DIOS:** Todo poderoso, fuente de sabiduría, y por permitirme llegar hasta aquí.
- A MIS PADRES:** Oscar Jocolt Torres (Q.D.E.P.) Elida Márquina Rivera Quiñónez. Que Dios los bendiga, porque a través de sus esfuerzos y amor, hoy ven realizados sus anhelos y los míos.
- A MI ESPOSA:** Nicolette Jane Pelly de Jocolt. Por el amor, apoyo moral, y confianza que siempre me ha brindado.
- A MI HIJO:** Joshua Jocolt Pelly, por ser mi fuente de inspiración.
- A MIS HERMANOS:** Erwin Haroldo, Angélica Nineth, Arminda Araceli, Osmán Rafael, Laritza Viviana, Noe Bernardo (Q.D.E.P.), Oscar Emmanuel, Bertha y Faridé, mil gracias por estar conmigo en las buenas y las malas.
- A MI FAMILIA:** Que Dios derrame bendiciones sobre cada uno de ellos, los proteja y ampare siempre.
- A MIS AMIGOS:** Gracias a todos por la amistad que hemos y seguiremos conservando.

ÍNDICE GENERAL

INDICE DE ILUSTRACIONES	III
GLOSARIO DE TERMINOS TECNICOS	
IV	
RESUMEN	VII
OBJETIVOS	VIII
INTRODUCCIÓN	
IX	
1. ASPECTOS TÉCNICOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA	1
1.1 Origen del petróleo	1
1.2 Composición del petróleo	
1	
1.2.1 Tipos de petróleos	3
1.3 Técnicas de la producción del petróleo	3
1.3.1 Descripción geológica	3
1.3.2 Prospección de hidrocarburos	4
1.3.3 Perforación de exploración	5
1.4 Tratamiento de petróleo	7
1.5 Transporte del petróleo	8

2. INSTRUMENTACIÓN EN EL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO

9		
2.1	Definición y descripción	
9	2.2 Instrumentos utilizados en la extracción de petróleo	16
	2.2.1 Surgencia natural de fluidos	16
	2.2.1.1 Instrumentos de campo	17
	2.2.1.2 Panel de control	
18	2.2.2 Bombeo mecánico	19
	2.2.2.1 Instrumentos de campo	
22		
	2.2.2.2 Panel de control	28
	2.2.3 Bombeo eléctrico	29
	2.2.3.1 Instrumentos de campo	31
	2.2.3.2 Panel de control	33
	2.2.4 Sistema gas-lift	34
	2.2.5 Recuperación secundaria	34
	2.2.5.1 Inyección de agua	35
	2.2.5.2 Inyección gas	36
	2.2.5.3 Procesos mixtos	36
	2.2.5.4 Proceso térmico	37
2.3	Tanques de almacenamiento	37
	2.3.1 De crudo	37
	2.3.2 De agua y sedimentos	37
	2.3.3 De gas	37
	2.3.4 Separador API	37

3. DISEÑO DE LA INSTRUMENTACIÓN EN EL CAMPO	30
3.1 Fundamentos y principios de control convencional y automático	31
3.1.1 Control de circuito cerrado automático	39
3.1.2 Elementos de control de circuito cerrado	39
3.1.3 La técnica de controlar	39
3.1.4 Naturaleza de Disturbio	39
3.1.5 Sistema de control prealimentado	40
3.1.6 Sistema de control retroalimentado	40
3.1.7 Elementos del controlador	40
3.2 Actual	42
3.2.1 Propuesto	44
3.3 Fundamento y principios de control computarizado	53
CONCLUSIONES	55
RECOMENDACIONES	56
BIBLOGRAFÍA	57

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Composición de petróleo	
2		
2	Trampas	4
3	Diagrama del sistema de transmisión	13
4	Método de extracción de surgencia natural	16
5	Actuador con motor eléctrico	17
6	Actuador eléctrico de válvula solenoide	18
7	Método de extracción de bombeo mecánico	20
8	Manómetro de tubo Bourdón	23
9	Válvula de globo	23
10	Actuador neumático de resorte	24
11	Válvula desahogo de seguridad	25
12	Válvula de bola	26
13	Actuador neumático	26
14	Válvula de retención	26
15	Válvula de bisagra	26
16	Transmisor neumático de balance de fuerzas	27
17	Relevador neumático	27
18	Tablero arrancador	28
19	Diagrama de panel de control de bombeo mecánico	29

20	Método de extracción de bombeo eléctrosumergible	30
21	Separador de gas	31
22	Bomba centrífuga	31
23	Registro de presión pirani	32
24	Trasmisor eléctrico de balance de fuerzas	33
25	Panel de control eléctrico	33
26	Método de extracción de inyección de agua	34
27	Extracción de Inyección de gas	35
28	Método de extracción de proceso mixtos	36
29	Esquema funcional de un sistema de control circuito cerrado	39
30	Diagrama de control de circuito cerrado de Retroalimentación	40
31	Diagrama de respuesta del sistema de una señal de mando en forma de escalón	41
32	Diagrama de flujo de método de extracción de Surgencia natural	42
33	Diagrama de flujo de método de extracción de bombeo mecánico	43
34	Diagrama de flujo de método de extracción de Bombeo Eléctrico	43
35	Diagrama de Flujo de control automático de circuito cerrado	44
36	Diagrama propuesto de sistema de automático de Instrumentación de extracción de petróleo	45
37	Diagrama de definición de áreas dentro del proceso de extracción de petróleo	47
38	Panel de manejo de seguridad	51
39	La configuración para el proceso de extracción de petróleo	51
40	Diagrama de flujo del sistema de computación	54
41	Computadora conectada a un dispositivo de variable controlada	54

GLOSARIOS

Acción correctiva

Una variación en el flujo del agente de regulación o control iniciada por los medios medidores del regulador o controlador automático.

Acción de control

De un controlador o de un sistema controlador es la naturaleza del cambio en la salida efectuado por la entrada. La salida puede ser una señal o el valor de una variable manipulada. La entrada puede ser la señal de realimentación del lazo de control cuando el punto de trabajo está constante, en una señal de error “actuante” o salida de otro controlador.

Acción de control remoto

Acción de control en la cual el lazo de control opera independientemente, sujeto a acción correctiva intermitente, el punto de trabajo cambia de una fuerza externa.

Acción de control derivativa

Acción de control en la cual la salida es proporcional a la tasa de cambio en la entrada.

Acción de control integral

Acción de control en la cual la salida es proporcional a la integral del tiempo de la entrada; la tasa de cambio de salida es proporcional a la entrada.

Acción de control proporcional

Acción de control en la cual hay una continua relación lineal entre la salida y entrada, Esta condición aplica cuando ambas la salida y entrada están entre sus rangos de operación normal y cuando la operación es una frecuencia por debajo de un valor límite.

Acción de control prealimentada

Acción de control en la cual la información concerniente a una o más condiciones que pueden producir disturbios en la variable controlada es convertida en una acción correctiva para minimizar las desviaciones de la variable

controlada. La acción de control prealimentada, puede ser combinada con otros tipos de control para anticiparse y minimizar las desviaciones de la variable controlada.

Acción de control retroalimentada

Acción de control en la cual una variable medida es comparada con su valor deseado para producir una señal de error actuante, que actúa en el sentido en el cual reduce la magnitud del error.

Acción controladora

de dos posiciones

Aquella en la cual el elemento final de control se mueve inmediatamente, de un extremo a otro de su carrera, a predeterminados valores de la variable.

Acción de controladora

de posición proporcional

Aquella en la cual hay una relación lineal continúa entre la posición del elemento final de control y el valor de la variable controlada.

Acción Reguladora fluctuante

Aquella en la cual hay una relación predeterminada entre los valores de la variable controlada y la velocidad del movimiento de un elemento final de control.

Acción Reguladora fluctuante de velocidad proporcional

Aquella en la cual hay una relación lineal continúa entre la velocidad del movimiento del elemento y la desviación de la variable controlada.

Acción reguladora fluctuante más proporcional

Aquella en la cual se combinan aditivamente las acciones fluctuantes de posición proporcional y de velocidad proporcional.

Agente de regulación o control

La energía del proceso cuyo flujo se varia directamente por el elemento de regulación o control.

Autorregulación

La característica de funcionamiento que inherentemente ayuda al establecimiento del equilibrio.

Banda proporcional

El intervalo de valores de la escala través de los cuales tiene que pasar la variable controlada para que el elemento final de control se mueva por todo su intervalo completo.

Compensación

Un método para variar o conservar el estado de un sistema empleado medios para contrarrestar los efectos de las perturbaciones, sin correlaciones causales entre el error en el estado del sistema y la acción de los medios compensadores.

Controlador

Un dispositivo, el cual opera automáticamente para regular una variable controlada.

Desviación

La diferencia en un instante dado entre la variable controlada regulada y el punto de referencia.

Elemento sensor

La porción de un dispositivo que responde directamente al valor de la cantidad medida.

Elemento final de control

Es Aquel elemento que cambia directamente el valor de la variable manipulada.

Elemento primario

El elemento del sistema que convierte cuantitativamente la energía de la variable medida dentro de una forma apropiada para medir.

Intervalo de estrangulación

Aquel intervalo de valores a través del cual tiene que variar para hacer que el elemento final de regulación se mueva desde una de sus posiciones extremas a la otra.

Instrumento indicador

Un instrumento de medida en el cual el valor el valor de la cantidad medida es indicado visualmente.

Instrumento medidor

Un dispositivo para comprobar la magnitud de una cantidad física o condición presentada por está.

Instrumento registrador

Un instrumento de medida en el cual el valor de la cantidad medida es registrada. El registro puede ser análogo o digital y podría no ser visual.

Limite de velocidad de la acción controlada

Acción de control en la cual la tasa de cambio de la variable especificada no excederá un valor predeterminado.

Modo de control

Un tipo específico de acción de control como proporcional, integral o derivativo.

Perturbación

Una señal que tiende a afectar el valor de la variable controlada o regulada.

Proceso

Las funciones colectivas realizadas en y por el equipo en el cual la variable es controlada. El equipo como se ha incorporado en esta definición, no debe ser entendido que incluye un equipo de control automático.

Regulador automático

Aparato que mide el valor de una cantidad o de una condición que está sujeta a variar con el tiempo y que funciona para mantener dicho valor medido dentro de ciertos límites.

Señal de mando

La alimentación o entrada que se establece o varía por un medio externo al sistema de control de reacción que se considera, e independientemente de él.

Sistema de control

Un sistema en el cual se usa una guía deliberada o manipulación para alcanzar un valor preestablecido de una variable.

Tiempo de elevación

Tiempo necesario para que la variable controlada aumente desde un porcentaje de su valor final a otro, siguiendo a la aplicación de un escalón de posición como entrada.

Tiempo de estabilización

El necesario para que el valor absoluto de la diferencia controlada y su valor final llegue y se mantenga menor que una cantidad especificada, depuse de la aplicación de un escalón de posición como entrada.

Tiempo de respuesta

Tiempo necesario para que la variable controlada alcance un valor específico después de la aplicación

de un escalón de posición de entrada o de una perturbación.

Tiempo de pico

El necesario para que la variable controlada alcance su primer valor máximo después que se le haya aplicado un escalón de posición de entrada.

Variable controlada

La cantidad o la condición del sistema controlado que se mide o se controla.

Variable directamente controlada

En un lazo de control, aquella variable cuyo valor es sentido para originar una señal de realimentación.

Variable indirectamente controlada

Una variable la cual no origina una señal de realimentación, pero la cual está relacionada e influenciada directamente controlada.

Variable manipulada

Una cantidad o condición la cual es variada como una función de la señal de error de tal forma para cambiar el valor de la variable controlada.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación muestra una guía para la instrumentación de un campo de extracción de Petróleo crudo. Señalando los conceptos teóricos de la instrumentación utilizada.

La instrumentación utilizada en estos campos de extracción de petróleo son los siguientes: instrumentos de campo (robustos y resistentes), expuestos al medio ambiente imperante en la región, tales como termómetros, manómetros de presión y manómetro de flujo siendo estos analógicos, también transmisores eléctricos, y transmisores neumáticos y panel de control.

La guía para la Instrumentación de un campo de extracción de petróleo propone el diseño de una matriz en la cual describe los instrumentos de campo, como el registrador de presión que sensa la presión generada por flujo de petróleo cuando es conducido a la superficie, el termómetro que sensa la temperatura del flujo. Los transmisores como el transmisor neumático de resorte instalado en la válvula de globo con guarnición para controlar la cantidad de flujo que atraviesa hacia la línea de producción, el transmisor neumático de pistón instalado en la válvula de bola que controla la sobrepresión, la señal que emiten estos instrumentos son neumáticos. El controlador neumático de balance de fuerzas es aquel que equilibra las fuerzas que actúan entre el motor y el balancín, y lo realiza por medio de un relevador neumático que amplifica el flujo. Panel de control, es el que centraliza toda instrumentación utilizada durante el proceso de extracción de petróleo y además está provisto de sistemas de interrupción automática para arrancar o parar el motor, el balancín, la bomba de subsuelo que son los actuadores o tablero de arranque.

Actualmente los principios de automatización son básicos en el campo de extracción de petróleo, pero estos deberán integrarse, implementarse y centralizarse, para trasformarlo en un sistema de control automático, incrementando de esta manera su eficiencia y productividad disminuyendo al mismo tiempo los paros imprevistos y las demoras de producción. Para planificar y organizar utilizamos la guía para la Instrumentación de campo de extracción de petróleo que aparece detalladamente en la página cuarenta y seis. En el presente trabajo también propongo un sistema de control automático de circuito cerrado, que es el principio para los fundamentos del control computarizado, para que en el futuro inmediato se instale un microcomputador SIMATIC.

OBJETIVOS

▣ GENERAL

Realizar una guía para la instrumentación de un campo de extracción de petróleo.

▣ ESPECÍFICOS

1. Adaptar la automatización, para suministrar muchos de los sensores y transmisores, los cuales monitorean las variables de los procesos, con mayor certeza, confiabilidad, eficiencia y reducen las pérdidas de tiempo, operación y producto.
2. Incrementar las técnicas, los mecanismos de medición y controles ya existentes y por venir, para apresurar, la tendencia hacia maquinas y procesos, completamente automáticos.
3. Diseñar un sistema de control automático de circuito cerrado, para identificar anormalidades de los equipos, corrigiendo y aumentando la precisión, aproximación, operación y vida útil de los mismos; mejorando al mismo tiempo, la seguridad del personal, del campo petrolero, a través de dispositivos visuales, lumínicos y auditivos, los cuales emitirán señales, para reguardar al personal.

INTRODUCCION

La instrumentación es una técnica importante, se que ha ganado un lugar por sí misma en la industria del petróleo, particularmente en los procesos de los métodos de extracción de petróleo. Cada día, los instrumentos son indispensables para los controles automáticos, también se les involucra en nuevas tareas, como obtención de eficiencia óptima de operación de un sistema de control automático. El papel de la instrumentación en la automatización es vital para suministrar los instrumentos de transmisión, controladores, paneles de control, actuadores y microprocesadores, que harán posibles un campo de extracción de petróleo totalmente automático.

En la guía para la instrumentación de un campo de extracción de petróleo se describe un conjunto de conocimientos, técnicas de operación y los mecanismo de medición y control ya existente y por venir, para apresurar significativamente la tendencia hacia procesos completamente automáticos de métodos de extracción de petróleo. No hace algunos años, la utilización de la instrumentación era opcional en la mayoría de los campos de extracción de petróleo, dependiendo completamente de las políticas de la gerencia. Los ingenieros de instrumentación en la industria petrolera admiten que en lo referente a la instrumentación no hay escogencia: se debe utilizar tanto como se justifique económicamente o se arriesga a ceder el negocio a competidores más agresivos y visionarios.

La calidad de la extracción del petróleo crudo (producto) se asegura por medio de la instrumentación, la cual monitorean las variables de los procesos con una confiabilidad mayor que la de cualquier ser humano. Debido a los instrumentos, la precisión y aproximación tiene un nuevo significado, de tal

forma que los procesos de extracción de petróleo, que hace algunos años eran sólo un sueño, ahora son realidades prácticas. Y así como los instrumentos han llegado a ser más importantes para la escena del campo de extracción de petróleo, así también lo es el ingeniero o técnico instrumentista. La guía para la instrumentación de un campo de extracción de petróleo es clave en la operación de la instrumentación, de los métodos de extracción de petróleo ya que en la misma se detallan los instrumentos como: controles de flujos, temperaturas y presiones; transmisores neumáticos de resorte, transmisores neumáticos de pistón y transmisores solenoides; los tipo de señal que se emite son: señal eléctrica, señal neumática y señal electrónica; controladores como el actuador eléctrico, el transmisor neumático de balance de fuerzas y el transmisor electrónico de balance de fuerzas; panel de control y por ultimo los actuadores particularmente nos referimos a tableros eléctricos de arranque. Además está versado sobre el diseño de controles automáticos, que deberán de actualizarse para que en el futuro también se pueda implementar los sistemas de instrumentación para integrar todo en un sistema de control automático de circuito cerrado. Instalar un microprocesador para convertir todo el sistema de control automático en un sistema de control computarizado.

1. ASPECTOS TÉCNICOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA.

1.1 origen del Petróleo

Partamos de su historia, según Heródoto el alquitrán, era utilizado, para las construcciones en Mesopotamia, durante los años seis mil (6,000) antes de Cristo. Los alquimistas Coptos desarrollaron, los principios de la destilación entre los años cien (100) a seiscientos (600) después de Cristo. La industria petrolera, propiamente dicha comenzó en Rusia en 1,735, y en los Estados Unidos en 1,860.

En lo que va, del siglo XX, los avances tecnológicos, a semejanza de lo ocurrido en otros campos del conocimiento aplicado, se han acentuado extraordinariamente, especialmente en el terreno de la producción y refinación.

En su origen, se han anunciado dos teorías; **Orgánica** y **Inorgánica**.

La Teoría Orgánica: supone que el Petróleo, se ha formado, en un ambiente marino principalmente, por descomposición de productos vegetales y animales, que vivieron, en el mar, en edades geológicas muy antiguas, y sus restos se fueron acumulando, en sedimentos, que debido a la vida marina, se convirtieron en **Plancton** (Microorganismos marinos), Produciéndose al final, grandes cadenas, de enlaces, de carbones y hidrógenos (Materia Orgánica).

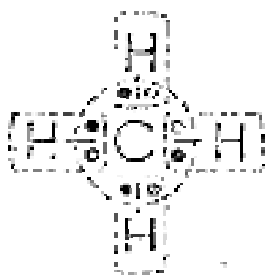
La teoría Inorgánica: supone que el agua, el anhídrido carbónico (CO₂) y varias sustancias inorgánicas (Carburos y carbonatos metálicos) obrando

como catalizadores, por acción del calor y altas presiones, dieron origen al **Petróleo**: en laboratorios se han creado condiciones y obtenido vestigios de hidrocarburos, pero parece, que las condiciones necesarias, para las reacciones mencionadas, no se pueden dar en algunos medios donde se encuentra el petróleo.

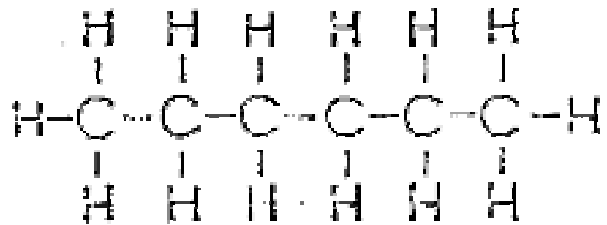
1.2. Composición del Petróleo

Fundamentalmente, está constituido por **Hidrocarburos**, compuestos predominantemente, de dos elementos químicos **Carbono (C)** e **Hidrogeno (H)**, unidos formando largas cadenas, ramificaciones y anillos (Saturados y no Saturados). Según la disposición de esas uniones se dividen los **Hidrocarburos** en: **Parafínicos** (Largas cadenas saturadas): **Olefínicos** (Cadenas no saturadas): **Nafténicos** (Anillos saturados) y **Aromáticos** (Anillos no saturados). Junto al carbono y al hidrogeno se encuentran, como impurezas de mayor importancia, el Azufre, el Nitrógeno y el Oxígeno, y vestigios de metales. El agua, es un compuesto que acompaña, casi inevitablemente al Petróleo, en volúmenes relativamente grandes, según los extractos, que lo contienen.

Figura 1. Composición del petróleo



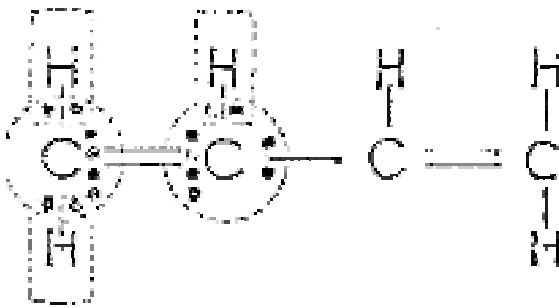
HIDROCARBURO



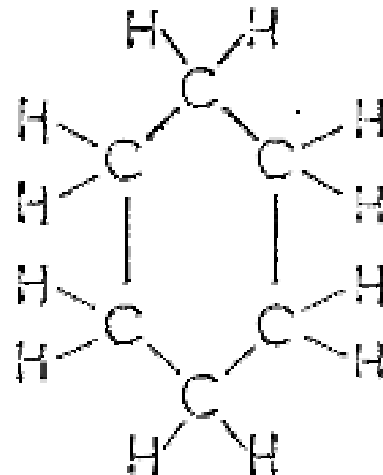
PARAFÍNICOS

NAFTENICOS
(Ciclos Saturados) (Ciclo Exano)

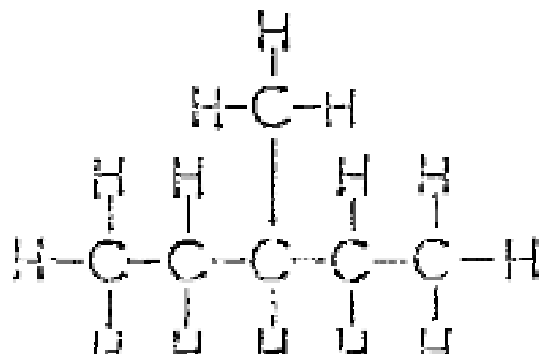
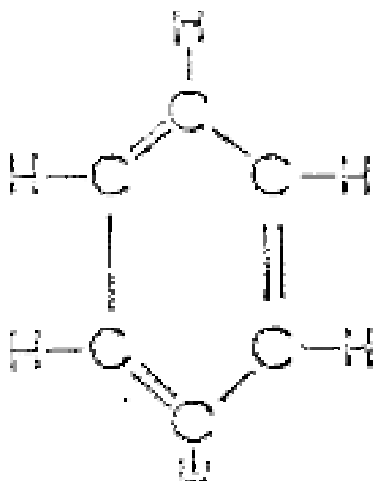
OLEFÍNICOS C4= (Butadieno)



AROMÁTICOS
(Ciclos no Saturados) (Benceno)



ISOPARAFÍNICOS iC6 (Ramificados)



Fuente: Fipetrol Instrumentación para plantas de Petróleo Venezuela:

Material de apoyo,1,991. p. 23

1.2.1 Tipos de petróleos

Normalmente, en la industria petrolera, se les conoce, como **tipos de crudos**, debido a que, así se les extrae, en los Campos Petroleros. No todos los crudos, son semejantes y bien. Pueden considerarse, como productos no homogéneos.

Se les, clasifica en el mercado internacional (comercialmente), según su densidad y contenido de azufre. Los crudos, con uno por ciento (1%) ó más de azufre provocan problemas de corrosión en las instalaciones de las destilerías, en los equipos de los consumidores, envenenan los catalizadores, o incrementan la contaminación de nuestro medio ambiente: por consiguiente estos tienen un menor valor: Se les designa comercialmente, como **crudos agrios**, en Guatemala existe un elevado volumen de éste tipo. En consecuencia, a los otros se les denominan.

Crudos dulces (La mayoría de petróleos argentinos pertenecen a éste tipo).

Según su densidad, se clasifican a los petróleos en:

a. Ligeros $> 30^\circ$ API

b. Medios de 22° a 29.9° API

c. Pesados $< 21.9^\circ$ API

Siendo también, ése el orden decreciente de su valor comercial.

Otra división, es la ya vista de:

d. Parafínicos: A altas temperaturas, se solidifican y son aptos, para los procesos de conversión.

e. Asfálticos: Al destilar, dejan residuos asfálticos.

f. Mixtos: Mezclas de ambos petróleos.

1.3 Técnicas de la producción del petróleo

1.3.1 Descripción geológica

Está se realiza, en cuentas sedimentarias, qué son las rocas, que han participado, en la formación de los sistemas montañosos terrestres, son de tres clases.

a. Rocas Ígneas: Provenientes del interior de la tierra.

b. Metamórficas: Originadas por una modificación, de las pre-existentes.

c. Sedimentarias: Originadas por el desgaste de rocas ígneas.

Al mismo tiempo, que en la corteza terrestre, se produjeron las elevaciones, que dieron nacimientos a los sistemas montañoso, se originaron hundimientos, que recibieron el aporte de sedimentos, provenientes del desgaste de las rocas emergidas.

Estás regiones, de la corteza terrestre, que al momento de hundirse en forma de capas superpuestas, que llegan a alcanzar espesores de más de diez

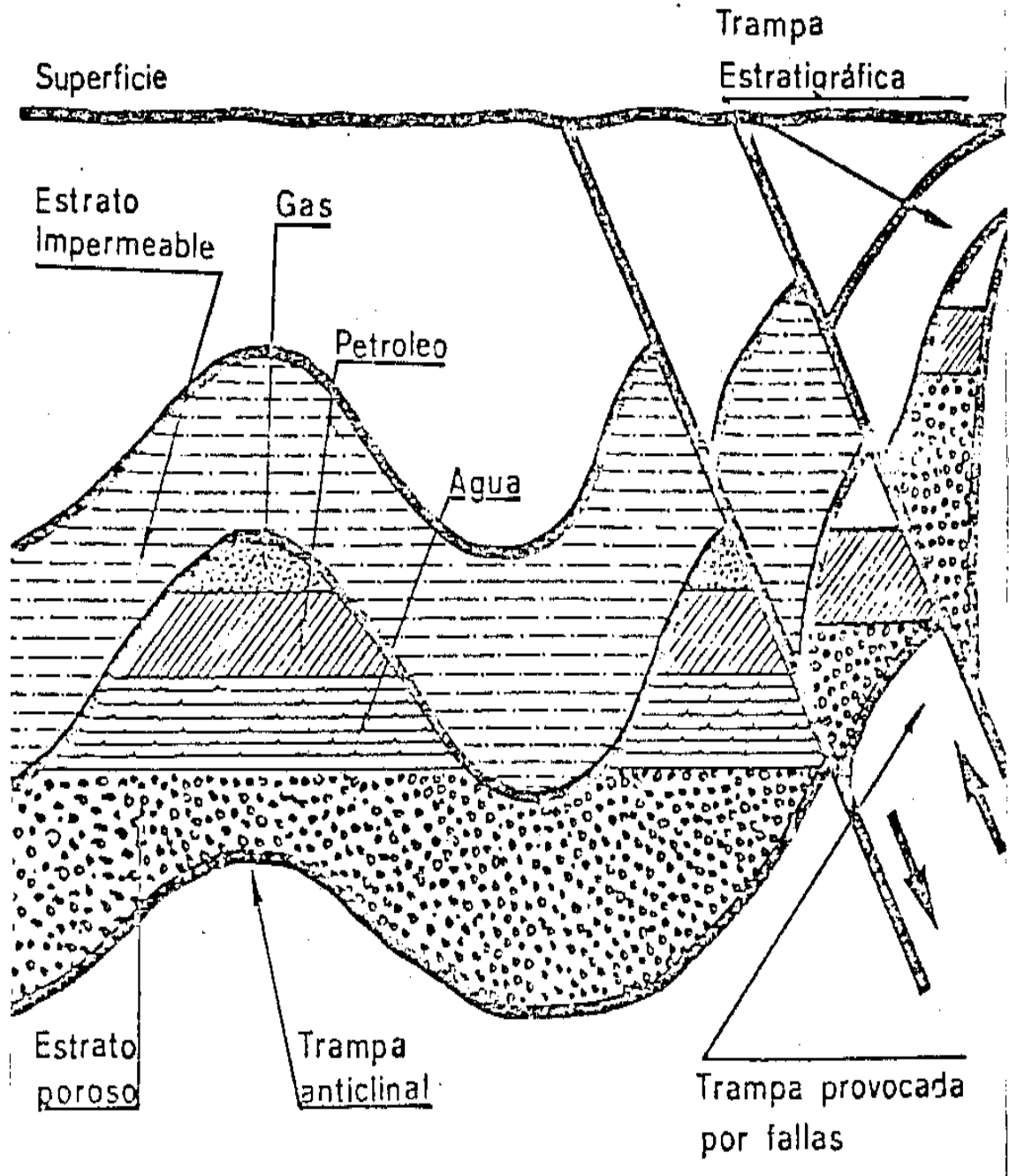
mil (10,000) metros, se llaman cuencas sedimentarias. Las cuencas sedimentarias, se encuentran en el mar y en el continente, en este caso los sedimentos, están depositados en los que fueron los grandes lagos.

De las rocas madres, los sedimentos (por acción del agua, transforma las sustancias Orgánicas, movimientos de la corteza terrestre). Migran, hacia las rocas recipientes (rocas porosas): estas rocas porosas son generalmente arenicas, aunque un tipo importante, de porosidad secundaria se da, también.

En las rocas calcáreas: entre esos innumerables poros, es donde se aloja el petróleo.

El petróleo por fin, se almacena en un lugar especial de la cuenca: la trampa donde queda hasta su descubrimiento: es decir, no todo el volumen, de una cuencas sedimentarias contendrá petróleo, y habrá zonas productivas y otras estériles o secas. En la Figura 2 se puede observar los tipos más comunes de trampas.

Figura 2. Tipos de Plantas



Fuente: Fipetrol Instrumentación para plantas de Petróleo Venezuela: Material de apoyo, 1,991. p. 19

1.3.2 Proyección de Hidrocarburos

En zonas, completamente vírgenes, desde el punto de vista geológico, la realización de estudios aerotográficos, facilita los reconocimientos posteriores.

El primer paso, en la búsqueda de los Hidrocarburos, consiste en un reconocimiento de la superficie, de la cuenca Sedimentaria: en los bordes de la misma, pueden reconocerse rocas, que dieron, una idea de la disposición estructural del subsuelo: posteriormente, esas rocas son estudiadas, en los laboratorios, por los petrólogos, paleontólogos y sedimentólogos, quienes indican su composición, propiedades físicas, la presencia de microfloras y micro faunas, edad geológica y ambiente en que se formaron: Todos estos datos, que nos permite vincularlos a la **existencia de hidrocarburos**. Otros aspectos importantes, consiste en detectar las posibles trampas, que se manifiestan superficialmente.

En este tipo de trabajo, también se realizan estudios geofísicos, con el objetivo, de explorar las capas más profundas, para determinar las estructuras potencialmente petrolíferas: los métodos empleados, se basan, en las diferentes constantes físicas, que se presentan las rocas sedimentarias, con relación a las cristalinas.

La primera constante física, **sísmicas de refracción**, donde la velocidad de propagación de las ondas sísmicas, en las rocas cristalinas es superior, a la que presentan las rocas sedimentarias; éstas mediciones, se efectúan desde la superficie del suelo.

La segunda constante física, es **gravimetría**; las variaciones locales del campo gravitatorio, permite determinar las diferencias de densidad, de los estratos del subsuelo; las rocas cristalinas acumuladas ocasionan un incremento de la gravedad, mientras las sedimentarias y la sal, originan una disminución de la gravedad. Efectuando mediciones, en varios puntos, se puede obtener un mapa gravimétrico, con la localización de las variaciones de la gravedad.

La tercera constante física, es **relevamiento magnetométrico**; Las formaciones del subsuelo, se reconocen por las variaciones del campo magnético terrestre, motivadas por las distintas susceptibilidades magnéticas de las rocas cristalinas y las rocas sedimentarias; los cuerpos ferromagnéticos, las rocas cristalinas y las rocas sedimentarias, presentan un orden decreciente de la referida magnitud física.

Además, existen dos métodos, para detectar las posibles áreas petrolíferas, uno de ellos es por **aeromagnetometría**; Es la medición, del campo magnético desde equipos y dispositivos remolcados por aviones; éste método, solamente permite delimitar las extensiones de las cuencas y las separaciones entre los estratos, pero no dan información, sobre la estructura de los sedimentos. La mayor porción del territorio petenero, de interés petrolífero, ha sido cubierto ya, por estas técnicas.

El otro método, es el de **Sísmica de Reflexión**; mediante el presente método, es posible detectar y ubicar en la profundidad, posición espacial, pendiente y rumbo, la forma de las capas, especialmente la configuración de las trampas; El principio aplicado, se basa en la medición del tiempo que tardan ciertas ondas, producidas por una sacudida en un punto determinado del

suelo, en atravesar espesores del terreno, colisionar con las superficies elásticas, reflejarse y retoñar a la superficie; la sacudida es provocada mediante: la explosión de una carga de dinamita en el fondo del pozo, de reducido diámetro y varios metros de profundidad; la aplicación de leves golpes dados por las mezclas de oxígeno y butano al explorar (dinoseis), o por la insertación de vibraciones al terreno (vibroseis); las ondas son recibidas en la superficie, por Sismómetros. Anteriormente los impulsos, se registraban en papel fotográfico, mediante un rayo de luz, y en la actualidad, se registran magnéticamente, lo que permite reproducir las señales; Con la registación magnética analógica, se ha ampliado la recepción de varias reflexiones provenientes, del punto profundo mismo, ocasionadas por varias, explosiones distintas. Los datos obtenidos actualmente son procesados por computadoras.

1.3.3 Perforación de exploración.

Las operaciones anteriores solamente permiten ubicar las zonas, dentro de una cuenca, con mayores probabilidades para ser perforadas en la busca de petróleo.

En la actualidad los avances tecnológicos, no han logrado, sino mediante las perforaciones, asegurarse la existencia de petróleo en el subsuelo. Esto es así, debido a que únicamente la perforación permite conocer parámetros imprescindibles, para establecer no sólo la existencia, sino el volumen de los hidrocarburos existentes; éstos son: el espesor de las capas, las porosidades, permeabilidades, presiones, tipos de fluidos y relaciones entre ellos.

Según la finalidad perseguida, se distinguen varios tipos de perforación de exploración.

Inicialmente se realizan, perforaciones de muestreos, éstas son de diámetros mínimos y baja profundidad (300 a 500 metros); su objetivo, es la confirmación o rectificación de las indicaciones suministradas, por los métodos geológicos y geofísicos.

Seguidamente se realizan, perforaciones estratigráficas (300 metros o más); estas llegan hasta la roca madre, atravesando todos los espesores sedimentarios; sus objetivos son, conocer la estructura de la región estudiada.

A continuación se construyen, pozos de exploración, pozos de extensión y pozos de avanzada.

Los Pozos de exploración (300 a 800 metros); Los topógrafos, establecen las coordenadas exactas del pozo a perforar, sobre la base de los estudios anteriores realizados, por los geólogos y geofísicos; el objetivos es: estudiar los extractos atravesados, reconocer la naturaleza y presión de los fluidos, y descubrir petróleo. La probabilidad de Éxito, oscila entre uno (1) en ocho (8) a uno (1) en veinte (20).

En el mar, se ha perforado ya, bajo el agua a profundidades cercanas a los doscientos (200) metros, penetrando casi Cuatro mil (4,000) a Seis mil (6,000) metros en el lecho marino.

Las características de la formación del subsuelo, se pueden tener cualitativamente una idea de ellas, por medio de las rocas que se atraviesan

por la facilidad de perforación; los análisis cuantitativos, se efectúan examinando muestras extraídas del subsuelo mediante un Saca núcleos (testigos). En la actualidad se emplean la Digrafas, que consiste en la medición de parámetros físicos (Potencial y resistividad eléctrica; radioactividad, rayos gamma y neutrones).

Para poder realizar los estudios de acumulación, se deben construir los pozos de extensión y avanzada.

El Pozo de Extensión, se construye a una distancia de Un mil (1,000) a Tres mil (3,000) metros del pozo descubridor y su objetivo es conocer la prolongación del yacimiento, variaciones del nivel de los estratos, y de las magnitudes físicas.

El Pozo de Avanzada, cumple la misma finalidad que los de extensión, pero se construyen a distancias hasta de Un mil (1,000) metros del descubridor y permite reunir información más precisa, para el estudio económico del yacimiento a explorar, ya que se fijan el número y disposición de los pozos de explotación o productores de hidrocarburos. El éxito de los pozos de avanzada oscila entre el Setenta (70) u Ochenta (80) por ciento.

Una vez realizados los pozos de extensión y avanzada, y procesados los datos necesarios, se puede tener una idea de la reserva técnicamente recuperable existen (volúmenes de Hidrocarburos), en el yacimiento descubierto; ahora debe realizarse la evaluación económica, que permitirá deducir la posibilidad de su explotación.

La rentabilidad de la inversión a realizar dependerá, de la productividad por pozo, que es en función del espesor útil de la formación productiva, porosidad, permeabilidad, presión, temperatura y relación Gas- Petróleo (G.O.R.).

El número de pozos de explotación necesarios, serán en función de su productividad y del volumen total de la reserva existente: de manera que surgirá un distanciamiento óptimo entre los mismos, ubicados en los vértices de un retículo determinado por los pozos y da lugar a sobre inversiones; un distanciamiento superior al óptimo, evitará la recuperación máxima de volumen de hidrocarburos.

En última instancia los precios de venta de los hidrocarburos, fijarán la rentabilidad comparándolos, con los costos que resultan, no sólo de extraerlos, sino de tratarlos y transportarlos a las refinerías o petroquímicas.

Suponiendo que los estudios económicos indican la conveniencia de explorar el yacimiento, fijarán correlativamente, el número y distancia de los Pozos de producción a perforar, así como el régimen de explotación.

Las perforaciones de producción, se realizarán, una vez localizado el estrato que contiene los hidrocarburos, el pozo debe terminarse para que se produzcan los mismos. Si en el estrato hay alta presión, el fango se disuelve con el gas y el petróleo, y puede producirse un flujo incontrolable hacia el exterior.

Si la presión es muy baja, la evidencia de la presencia de hidrocarburos se disminuye. Aquí tiene fundamentalmente importancia la experiencia de los perforadores. Su perforación continuará unos metros más hacia abajo de la

perforadores. Su perforación continuará unos metros más hacia abajo de la formación productiva, para que se forme un depósito natural. La tubería de aceite cribada se pondrá en contacto con la arena petrolífera, y los fluidos subirán a la superficie por la tubería de producción. Existen varios tipos de explotación que conducen a regímenes de producción; los horizontes productivos pueden ser varios y este caso puede resultar conveniente.

La explotación dual es de ambas capas al mismo tiempo; de esta manera, la reserva se recupera anticipadamente y los gastos de explotación pueden minimizarse. En general, puede decirse que los regímenes de explotación pueden ser de tipo conservativo, prolonga la vida del yacimiento lo acelera, en caso contrario. Una de las maneras de acelerar la explotación es empleando técnicas de fracturación hidráulica, acidificaciones, y explotaciones múltiples.

1.4 Tratamiento del petróleo

Las impurezas más conocidas son el agua, las sales y el azufre.

El agua tiene como consecuencia directa sobre las refinerías la disminución de la capacidad de procesamiento. Se le elimina mediante procedimientos químicos y eléctricos.

Las sales, especialmente el sodio (Na) y calcio (Ca), acompañan al petróleo y provocan incrustaciones, fenómenos corrosivos y erosiones en los equipos.

La desalificación puede realizarse también por tratamiento químico o eléctricamente.

El azufre, especialmente el ácido sulfídrico (H₂S), es altamente tóxico para el ser humano y altamente corrosivos para el equipo, y el otro que produce petróleos agrios, que comercialmente reduce su valor. En Guatemala, particularmente no se le realizan tratamientos al petróleo, debido a que la mayoría del que ha sido extraído es transportado a otros países, porque el nuestro carece del equipo idóneo para tratarlo, y porque la inversión del mencionado equipo es demasiado alta, respecto a la producción del mismo que se extrajo, que se importa y se negocia ya tratado, sólo para prepararse y separarse en los siguientes derivados del petróleo: naftas (para automotores y aviones a hélice), kerosén (para calefacción), av-jet (para aviones a reacción), gas-oil (para camiones, tractores y motores diesel ligeros), diésel-oil (para centrales eléctricas, locomotoras, barcos y motores diésel estacionarios), fuel-oil (para calderas industriales, centrales eléctricas, barcos y locomotoras a vapor), lubricantes, asfaltos (para carreteras, construcciones de edificios y pinturas) y gases licuados de petróleo (GLP.) (para estufas de gas propano, calentadores y calefacción).

1.5 Transporte del petróleo

Desde los campos petroleros de los yacimientos, el crudo se transporta (Incrementando su temperatura y bombeándolo), a través de oleoductos, de los campos petroleros, los cuales son: El Xan, Sayarche Rubelsalto; el diámetro del oleoducto es de un (1) pie (punto treinta cuarenta y ocho (0.3048) metro) hacia el Puerto de Santo Tomas de Castilla, el cual es subterráneo y atraviesa el lago de Izabal para depositarlo en tanques de

almacenamiento, donde se almacena el crudo a la espera del buque petrolero; normalmente en el puerto se carga cada cinco (5) semanas de doscientos diez (210) a doscientos treinta (230) mil barriles de crudo. En otros países se transporta por medio de ferrocarriles, o directamente a las destilerías.

Los vagones son tanques con serpentinas de vapor (si es necesario) para posibilitar su descarga.

Los buques petroleros poseen, adecuadamente distribuidos, varios tanques que aseguran su navegabilidad, y alta seguridad en contra de las explosiones y/o incendios. Se cargan bombeándose desde las bombas ubicadas en las dársenas, mediante mangueras flexibles.

En la actualidad, para utilizar buques de gran tamaño, que no pueden acercarse a los puertos de bajo calado, se han construido boyas de carga y descarga a distancias de la costa, en aguas profundas.

2. INSTRUMENTACIÓN EN EL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO

2.1 Definición y descripción

a. El proceso de extracción de petróleo es el levantamiento y tratamiento del petróleo crudo de los pozos productores, con fines industriales, de investigación o de aprovechamiento. El petróleo crudo normalmente no es utilizado en su estado natural, debido a que debe elaborarse (por destilación, desintegración catalítica); del petróleo se derivaban diferentes productos como son nafta, kerosén, gas común, gases licuados de petróleo (gas propano), gas oil, diésel oil, fuel oil, av-Jet, búnker, asfaltos, polímeros y alquitrán, los cuales se adquieren a un alto valor comercial.

El conjunto de operaciones, a las que se deben someter el petróleo crudo, para que se pueda almacenar en los depósitos (tanques) en tierra firme y estén disponibles para transportarlo, es definido como **proceso de extracción**. Su finalidad es obtener productos de un alto valor comercial; para lograrlo, éstos deben de cumplir ciertos requisitos, como su densidad API, su contenido de azufre, contenido de metales y contenido de asfaltos.

Para obtener productos que cumplan con determinados requisitos y especificaciones técnicas, el proceso debe realizarse bajo ciertas condiciones de operaciones relacionadas con la temperatura, flujo de fluidos y presión. El operador debe tener fuentes de información claras sobre estas variables; los instrumentos suministran la información necesaria sobre el proceso de extracción de petróleo (indicadores y registradores). Además cada día los

los procesos de la Industria petrolera se tornan altamente complicados y de mayores dimensiones, por lo que resulta bastante complicado y arriesgado para el operador poder controlarlos manualmente, por lo que este personal requiere del apoyo y eficacia de los controladores automáticos.

Los procesos en este documento se clasificarán en tres (3) tipos: continuo, discontinuo e intermitente. Desde el punto de vista del control automático, nos interesa el proceso de tipo continuo, debido al tipo de producto.

Proceso de tipo continuo: es aquél en el cual se mueven masas líquidas y/o gaseosas en forma continua. El grado de mayor importancia, en los procesos de tipo continuo, se deben tener en cuenta, bajo condiciones controladas, las siguientes variables: la presión, el nivel, la temperatura y flujo de fluidos; éstas son las más importantes.

- **Instrumentación**

Es la técnica de la automatización de los procesos, la ciencia de la aplicación de equipos y dispositivos de medición, o de medición y control a los procesos, con el objetivo de determinar la condición o magnitud de ciertas variables físicas o cantidades químicas, con el fin de controlarlas dentro de los límites específicos.

- **Variable:** es una cantidad u otra condición que está sujeta a cambios y puede regularse, como la temperatura, el volumen y la presión, entre otras. Los equipos y dispositivos de Instrumentación, aplicados inteligentemente generalmente están capacitados para garantizar la

manufactura de los productos de calidad total a costos más bajos, en el menor tiempo posible. La instrumentación también puede aplicarse donde existe interés por la seguridad del personal y del equipo.

- **Instrumento de medición**

Este equipo es capaz de detectar los cambios de una variable, con un mecanismo que convierte esos cambios en una información lógica, en forma de reporte. A manera de definir técnicamente, se refiere a un termómetro de mercurio, que detecta los cambios de una variable (temperatura), al cambiar el volumen del mercurio con los incrementos de temperatura: adicionalmente, reporta el valor de la variable, al convertir la posición de la columna de mercurio en unidades de temperatura, por medio de una escala graduada.

- **Reporte de la variable**

Se hace dos (2) maneras o formas: pueden ser con indicación y/o con registro. La forma más simple es la de indicación, la cual permite conocer la condición de la variable, precisamente en el instante de la lectura.

El registro permite conocer la condición de la variable en forma continua; en un lapso cualquiera, después de efectuarse la medición. En esta forma, se suministra una historia permanente de la variable, en vista de que se **Registrador de tendencia**, el cual reporta mediciones en forma selectiva mediante el uso de interruptores.

- **Clasificación de los instrumentos:** según la forma de instalarse, los clasificaremos en: instrumentos de campo é instrumentos de panel o tablero de control.

- **Instrumento de Campo:** es aquel instrumento que se instala continuo al proceso o en algunos puntos de medición. Deben estar provistos y capacitados para soportar los rigores ambientales, los fluidos que conducen y las sustancias corrosivas: normalmente su manufactura es bastante robusta.

- **Instrumento de Panel o Tablero de Control:** Se instala el Instrumento, por lo general, en una sala con un ambiente controlado y sensa la medición por medio de señales 'Normalizadas' de transmisión. Por lo tanto, estos instrumentos de panel de control no están expuestos a rigores ambientales y corrosivos, por ser estos receptores de señales 'normalizadas', que sirven para medir cualquier variable. Los Instrumentos de panel de control son los más diminutos (pequeños), sensibles y técnicos. Normalmente estos instrumentos deben estar instalados debidamente organizados en un diagrama dentro de la sala o un tablero de control.

Características estáticas de los instrumentos: son las que se deben considerarse cuando el Instrumento es utilizado para medir condiciones que no varía con el tiempo. Estas son las siguientes:

Características deseables

- Exactitud
- Reproductividad
- Sensibilidad (sensitividad)
- Precisión

Características indeseables

- Error estático
- Desvió
- Zona muerta

Características dinámicas de los instrumentos: el comportamiento dinámico de un Instrumento se determina provocando cambios en la variable medida. Los que se efectúan comúnmente son:

- a. Cambio de escalón: es el cambio instantáneo y finito de la variable que se mide.
- b. Cambio lineal: es aquel en que la variable cambia linealmente con el tiempo.
- c. Cambio senoidal: es aquel en que la variable varía su amplitud, de acuerdo con una función senoidal de amplitud constante.

Estas son las siguientes:

Características deseables

-Velocidad de respuesta

-Fidelidad

Características indeseables

-Retraso puro

-Error dinámico

Rango: está definido por el menor o mayor valor que el instrumentos y es capaz de detectar o recorrer.

Amplitud (Gamma, Span): está definida por el número de unidades de la variable, que el instrumento es capaz de detectar o recorrer.

Ejemplo:

Si a es valor detectable mínimo, y b es el valor detectable máximo, entonces por definición:

Rango: de a a b , Amplitud: $b-a$ (gama).

- **Señales analógicas:** son aquellas señales que contienen la información en el grado de las variaciones del medio utilizado. En un sistema de medición o control que utiliza un fluido, la variación de presión del fluido es frecuentemente utilizada como un índice de información. Asimismo son utilizadas las variaciones del voltaje, corriente, amperaje, temperatura, presión y/o la frecuencia, en casos de sistemas analógicos eléctricos. La representación visual de la información, puede ser en forma de registros (trazos de una pluma) y/o en forma de indicación (punteros sobre una escala).

- **Señales digitales:** éstas son señales normalmente utilizadas por los equipos digitales; esta señal se expresa finalmente con dígitos. Los equipos digitales suministran su información en forma codificada, utilizando una serie de pulsos en grupos. Por lo general, los equipos son eléctricos y/o electrónicos. La representación visual de la información se obtiene en forma de dígitos (de 0 al 9), en forma de indicación (Contadores) y en forma de registro (Teletipo).

Los instrumentos se clasifican en la industria petrolera en dos formas:

- **Por su instalación:** según la forma de instalarse, éstos se clasifican en instrumentos de campo e instrumentos de panel de control.

Los instrumentos de campo se instalan contiguos al proceso o puntos de medición, por lo cual tiene que sufrir los rigores ambientales. Mientras que los instrumentos de panel de control, por lo general, están en una sala con ambiente controlado, y sensa la medición, a través de señales normalizadas de transmisión, un solo tipo de indicadores y/o registradores se pueden utilizar para medir cualquier variable. Estos instrumentos son mucho más

pequeños que los de campo, debido a la tendencia de reducir el espacio al centralizar totalmente la información en una sala de control.

Y por la función que ejecutan:

- a. Instrumento de medición
- b. Transmisores
- c. Sensores
- d. Controladores
- e. Actuadores
- f. Elementos finales de control o posicionadores.

a. Instrumento de medición

Es un dispositivo o equipo capaz de detectar los cambios de una variable, con un mecanismo que convierte esos cambios en una información lógica, en forma de reporte. Adicionalmente, reporta el valor de la variable. Estos están constituidos básicamente por un elemento sensor y un elemento amplificador.

b. Transmisores

Es un equipo capaz de transmitir señales de medición, para desplazar o viajar de un punto inicial a un punto final (abriendo o cerrando válvulas, balance por desplazamiento y balance de fuerzas). Los instrumentos de transmisión, dentro de un campo de extracción de petróleo, es una consideración importante en que generalmente hay gran separación entre el supervisor y los equipos que se van a controlar. En la escogencia del método de transmisión, se incluye la siguiente serie de factores: seguridad, la distancia y las señales que se van a

transmitir, los cuales determinan si el sistema que se va a Instalar es electrónico o neumático o la combinación de ambos. En el campo de extracción de petróleo se instalaron transmisores electrónicos, transmisores electrónicos de balance por desplazamiento, transmisores electrónicos de balance de fuerzas, transmisores neumáticos de balance de fuerzas y transmisores neumáticos de balance por desplazamiento.

b.1 Transmisores electrónicos

En un instrumento receptor de voltaje, el voltaje es generado cuando la corriente pasa a través de una resistencia calibrada. El receptor es del tipo servomecanismo, un servo-motor que impulsa el puntero; la señal más comúnmente utilizada para los transmisores es el amperaje de corriente directa por ser inmune al voltaje inducido tipos AC. Entre las señales de transmisión electrónica, se encuentran rangos de 1-5, 4-20, y 10-20 ma. DC..

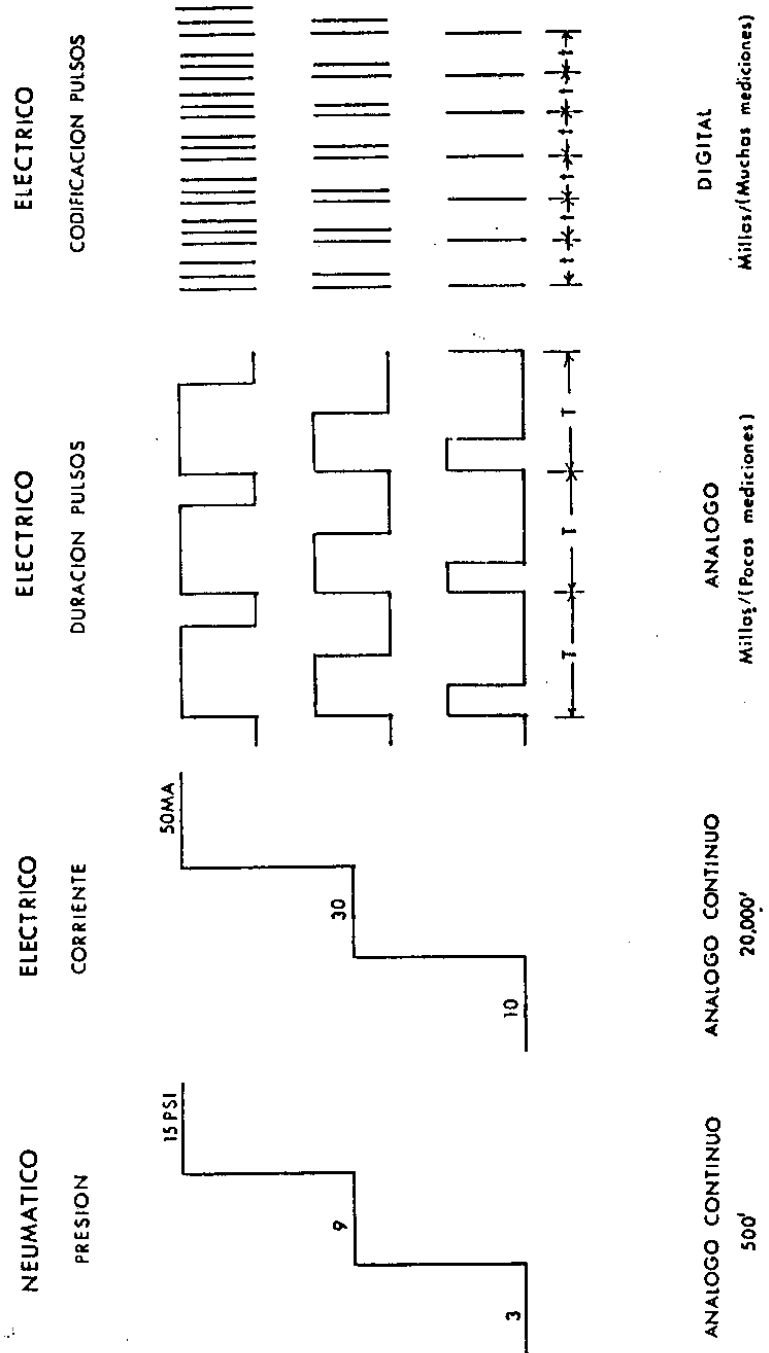
b.2 Transmisores neumáticos

El aire y la corriente eléctrica son los dos medios básicos de transmisión. La transmisión neumática tiene un uso más generalizado, probablemente debido a que es fundamentalmente mecánica, simple y fácilmente entendida. Estos operan en vacío; la escala es absoluta con un rango entre "0" absoluta y presión atmosférica, sin embargo, la industria petrolera normalizó la escala de 3 a 15 psi. El sistema de transmisión de la señal de aire es a través de un sistema tobera-obturador el cual ajusta el sistema de contrapresión.

En el panel de control del campo de extracción de petróleo aparecerán estos transmisores instalados en la planta. Además aparece en la figura 3.

Figura 3. Sistema de transmisión

SISTEMAS DE TRANSMISION



Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas de petróleo. 18

Los instrumentos de tablero, que reciben señales normalizadas, implican transmisores en el campo, que ser análogos o digitales. Entre los análogos, los más utilizados son los neumáticos, eléctricos, y los de duración de pulsos y los de codificación de pulsos. La distancia de transmisión de equipos neumáticos es la más limitada, debido a que la compresibilidad del aire (o gas) produce un retardo en la transmisión. Este retardo es proporcional a la distancia, cuya limitación es de ± 200 metros.

En cuanto a la transmisión eléctrica, puede utilizarse para distancias largas.;, siendo su limitación es la función de la impedancia de los conductores. La limitación es de $\pm 6,000$ metros. El sistema de duración de pulsos se utiliza sobre grandes distancias en el orden de kilómetros; con frecuencia se hace usando radio-transmisión. Finalmente, en el caso de muchas mediciones o grandes distancias, se utilizan sistemas digitales, debido al ahorro de los canales de transmisión con el sistema de duración de pulsos.

c. Sensores

Es el elemento de un instrumento de medición, que sufre cambios en sus propiedades físicas con los cambios del proceso. En caso de instrumentos mecánicos, el cambio físico consiste en un movimiento; en los instrumentos eléctricos el cambio consiste en una variación del voltaje, resistencia, Amperaje y capacidad. Estos cambios son pequeños cuantitativamente.

c.1 Amplificador

Es el elemento del instrumento de medición encargado de amplificar los cambios de las propiedades físicas del elemento sensor, debidas a los cambios

de las condiciones del proceso, y emitir una señal que pueda ser leída y/o registrada apropiadamente. El elemento amplificador puede ser mecánico, neumático y electrónico.

En el campo de extracción de petróleo comúnmente se encontrarán con: sistema de amplificador mecánico, amplificador neumático (sistema de tobera-obturador y sistema de relevador (relay neumático)), un balanceo por desplazamiento neumático y electrónico, y un balanceo por fuerzas neumáticas y electrónicas.

d. Controladores

Es un dispositivo, que opera automáticamente para regular la variable controlada; el elemento del circuito es la cantidad o condición que estamos interesados en medir y controlar, en un proceso se denominada variable controlada y la energía o materia, de la cual la variable controlada es una característica, se llama medio controlado. Por variable manipulada se conoce a aquella cantidad o condición que es variada, con el fin de lograr el valor deseado de la variable controlada, siendo el "Medio Manipulado" es la energía o materia, de la cual la variable manipulada es una característica. El medio manipulado es lo que fluye, a través del elemento final de control.

Controlar puede definirse como la técnica de balancear los ingresos de materia o energía con los egresos, a fin de mantener un proceso a un nivel predeterminado de operación. Para ejercer un eficaz control, la variable manipulada que se seleccione debe ser regulable con relativa facilidad, mediante una válvula a cualquier otro elemento final de control y, además, debe de ejercer el mayor y más rápido efecto sobre la variable controlada.

Una vez determinada la variable que se va a manipular, las demás variables pasan hacer disturbios.

La naturaleza de los disturbios son las variaciones en las condiciones, que constituye un cambio en la “carga” y producirán un cambio en el balance ingresos / egresos, lo cual afectará la variable por controlar. Estos disturbios pueden ser mínimos y paulatinos, como suelen ser los cambios en la composición de los fluidos, o pueden ser grandes y repentinos, como el caso de las variaciones del flujo en las diferentes líneas de los productos del petróleo.

e. Actuadores

Es el medio por el cual la señal proveniente de un controlador o cualquier otro dispositivo mecánico o eléctrico puede hacer que el vástago de una válvula se desplace o viaje de un punto a otro de su recorrido o que un eje recorra totalmente toda su rotación específica. Es difícil establecer una definida demarcación, entre el cuerpo de una válvula y el actuador; se puede establecer, por lo tanto, que todo lo que esté más allá de la caja de empaques de una válvula es llamado actuador. Existen diversos tipos de actuadores manuales, A diafragma y A pistón (neumáticos), eléctricos, hidráulicos, pistón eléctrico y pistón hidráulico.

En el **Diseño de actuadores**, los sobredimensionados agrega innecesarios costos e incrementa el tiempo de repuesta de una válvula de control, mientras que el uso de actuadores subdimensionados podría lograr que la válvula no abriera o cerrara totalmente. La selección de un óptimo tamaño de actuador, para cierta aplicación de una válvula de control, es una

materia de mucha importancia, ya que en un lazo de control no existe un eslabón más importante que otro. El actuador deberá poseer la suficiente fuerza para contrarrestar la histéresis inherente, en el movimiento de las partes móviles de la válvula, del peso de las mismas partes móviles y de la fuerza no balanceada aplicada, a través del asiento de la válvula; el actuador, debe además, tener suficiente poder y estabilidad para contrarrestar los efectos de la inercia en válvulas de gran tamaño, así como la suficiente velocidad de respuesta para satisfacer las condiciones de operación.

Luego de que la válvula ha sido seleccionada, se debe seleccionar un idóneo actuador para su máxima eficiencia, es decir, que el actuador debe de proveer la fuerza suficiente para mover el vástago, hasta la posición de totalmente cerrado, con la suficiente carga para brindar al encaje obturador y asiento del requerimiento de pérdidas que la válvula necesite. A su vez, el resorte seleccionado debe ser dimensionado para oponer la fuerza que la alimentación de presión provee.

Dimensionar un actuador implica resolver un problema de estática. Las fuerzas y la dirección, en la cual cada una de ellas actúa, dependen de la selección del actuador y de la dirección del fluido a través de la válvula. La fuerza posible del actuador es el producto de la presión de alimentación y del área contra la cual esa presión es ejercida (área efectiva del diafragma o del pistón). Esta fuerza, como se dijo, debiera vencer todas las fuerzas que se oponen a ella y además la fuerza no balanceada, que es el producto de la presión no balanceada por el área contra la cual se aplica; en este caso, el área del asiento, para el caso de válvulas balanceadas, será el área no balanceada.

En consecuencia, para cumplir con los requerimientos de cierre el actuador, deberá proveer una fuerza de cierre superior a la fuerza necesaria para hacer viajar el vástago; esta fuerza es llamada carga de asiento y depende del estilo de la válvula y su tamaño entre otros factores. La carga del asiento es el producto del perímetro del área no balanceada por la fuerza de cierre recomendada, y se expresa en libras por pulgada lineal de circunferencia.

f. Elementos finales de control o posicionadores

Es un dispositivo final de control que amplifica la señal del controlador por encima del rango estándar, a fin de incrementar la acción del actuador. Estos son generalmente montados a un costado de actuadores a diafragma o encima de actuadores a pistón, y están conectados mecánicamente al vástago o pistón, de tal forma que la posición de ellos puede ser comparada con la posición que dicte el controlador. Puede decirse que un posicionador puede ser utilizado en: rangos partidos, locuaz hace que la acción del controlador sea rápida en los casos de tuberías de transmisión de señal, que son muy largas, así como el cambio de características de caudal de una válvula mediante el uso de levas, a la acción reversa y con pistones de doble efecto.

2.2 Instrumentos utilizados en la extracción de petróleo

2.2.1 Surgencia natural de fluidos

Normalmente los pozos productores de petróleo, cuando se inician la extracción del petróleo, algunos de estos yacimientos poseen suficiente presión en el fondo del pozo y se explotan por surgencia natural de sus propios

fluidos, si la estructura lo permite; cuando el levantamiento se lleva a cabo por la presión natural del fondo del yacimiento, el crudo fluye por sí mismo sin utilizar métodos artificiales. El fluido posee su propia energía interna. El presente método de extracción está integrado por lo siguiente:

- a. Tubería de producción (longitud de 915 pies y diámetro 3½”), línea de flujo
- b. Empaque de producción
- c. Arenas productoras
- d. Válvulas de corona, de lobo, de brazo, maestra y Anular
- e. Válvula de seguridad.

Figura 4. Método de extracción de petróleo de surgencia natural

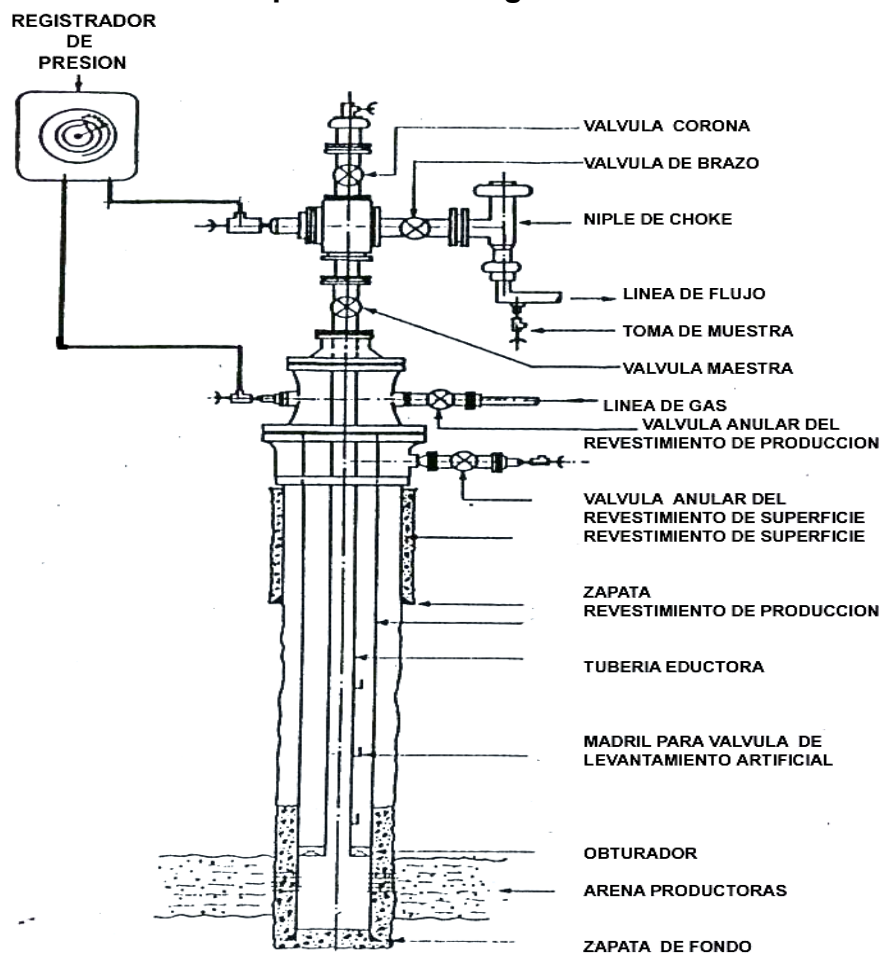


FIGURA 24

Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas petroleras. p. 61

Como se puede observar en la Figura 4.

2.2.1.1 Instrumentos de campo

Estos son los siguientes para el presente método de extracción:

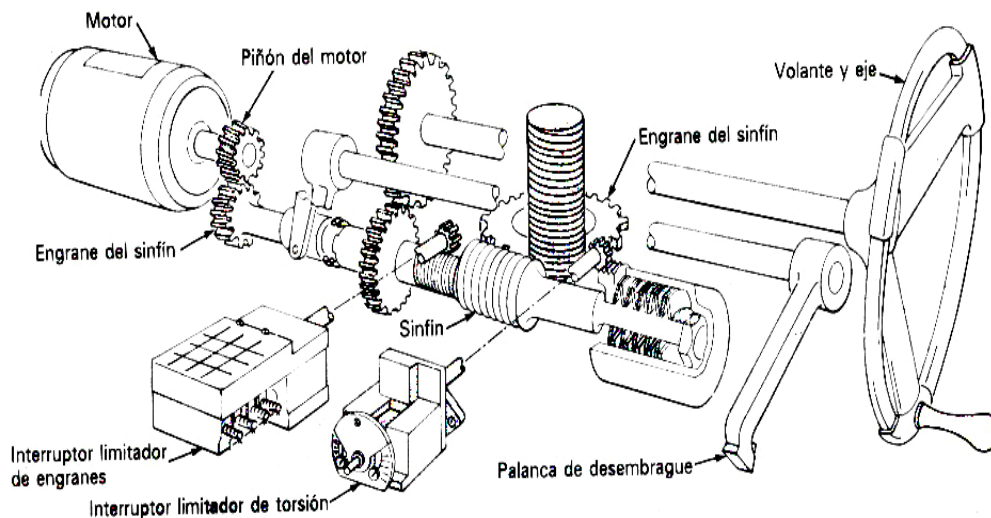
a. Manómetro de resorte (Bourdón): está colocado en la tubería de producción, en la parte superior de la misma, adjunto a la válvula de globo; su fin es sensor la presión que genera el fluido para convertirla y poderla medir en escalas conocidas (Psia, atm, columna de fluido). Esta información recopilada es importante para decidir en qué instante se debe detener la extracción del fluido.

b. Termómetro de resorte de presión: está colocado en la tubería de producción en la parte superior de la misma, adjunto al manómetro; su fin es sensor la temperatura que se crea en el fluido para convertirla y poderla medir en escaladas conocidas (°C, °F, °K y °R). Esta información nos indica la fluidez del pozo (velocidad de descarga de tanques en Tierra).

c. Válvula de globo: está colocada en la tubería de producción en la parte superior de la misma, ésta es de compuerta y está diseñada en forma reversible (para cerrar y/o abrir), y determina la característica de caudal inherente de la válvula. Es una válvula de control automático esclava de la salida electrónica de un instrumento de control; su fin primordial es controlar el caudal del fluido de la producción del pozo. Esta válvula se le instaló un actuador eléctrico.

d. **Actuador eléctrico:** es el medio por el cual la señal proveniente de cualquier dispositivo eléctrico puede hacer que el vástago de una válvula se desplace o viaje de un punto a otro de su recorrido. En este caso, seleccionaron un actuador con motor eléctrico conectado por una caja de engranajes con el vástago de la válvula (ver figura 5); el primordial beneficio es que se le conecta un interruptor limitador de torsión que controla la intensidad de la fuerza para su asentamiento, para un cierre hermético y para proteger las piezas de la válvula contra sobre cargas.

Figura 5. Componentes de un actuador típico con motor eléctrico

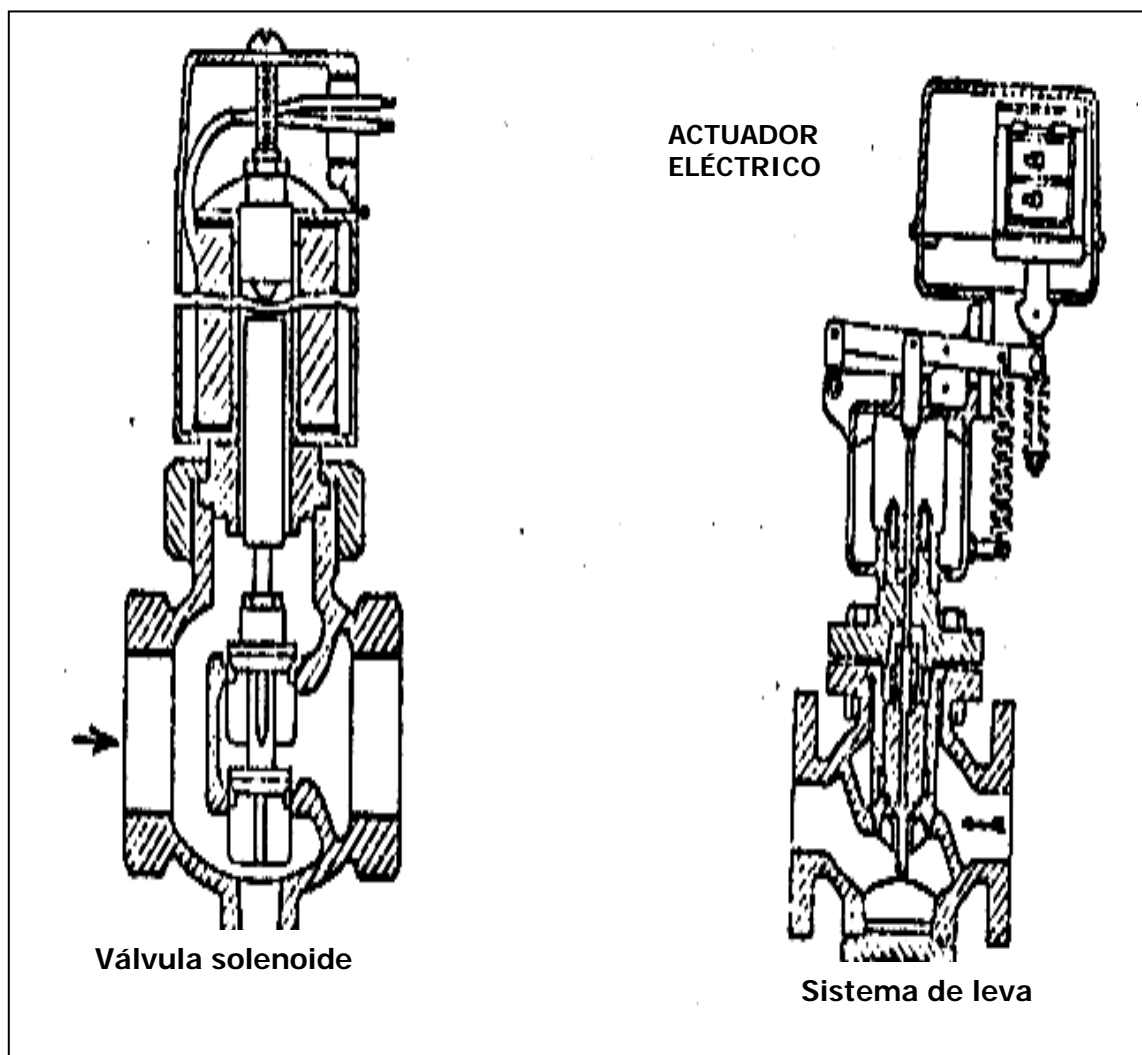


Fuente: Greene, Richard. Válvulas selección, uso y mantenimiento. p. 271

e. **Válvula de seguridad (sobrepresión):** está colocada en la parte superior de la tubería de producción, la cual fue diseñada específicamente, para deliberar sobrepresiones que se generan en el sistema; normalmente este es un sistema de seguridad para evitar accidentes y golpe de ariete. Su mecanismo está compuesto principalmente de un actuador eléctrico de tipo.

f. **Válvula solenoide:** está construida por un trozo de hierro blando que puede moverse dentro de un campo eléctrico generado por un bobinado que rodee el hierro. La acción reversa se consigue con el empleo de un sistemas de levas, tal como se muestra en la figura 6, que se utiliza como válvula piloto que actúa deliberando presión (actúa admitiendo o no presión para operar estas válvulas).

FIGURA 6. Componentes del actuador de válvula solenoide



Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas petroleras. p. 147.

2.2.1.2 Panel de Control

El presente método de extracción es incierto en algunos campos de extracción de petróleo debido a que depende absolutamente del tipo de yacimiento, por lo que en la mayoría de empresas no, se invierte normalmente en instalar un panel de control. En el caso particular nuestro, se instaló un tablero de instrumento, que sensa la medición a través de señales normalizadas de transmisión de los actuadores, de actuator típico con motor eléctrico instalado en la válvula de globo y actuator de válvula solenoide Instalado en la válvula de seguridad.

2.2.2 Bombeo mecánico

Este método de extracción consiste en producir el levantamiento del fluido (petróleo) del pozo, por medio de un sistema de mecanismos instalados en la superficie y dentro del pozo. Con una unidad llamada balancín, que es un sistema accionado por un generador (motor eléctrico) que suministra potencia en movimiento rotacional a un eje con poleas que trasladan la energía, a través de bandas y engranajes (caja de transmisión) al balancín, (que funciona todo el sistema sincronizadamente) el cual transforma la energía absorbida en un movimiento armónico simple (movimiento de desplazamiento vertical descendiente y ascendente).

Este movimiento seguidamente es transferido a la barra pulida, y de está a la sarta de varillas que se introduce en la tubería de producción, las cuales acciona la bomba de subsuelo, que está instalada en el extremo inferior de las varillas que finalmente por diferencia de columna de presiones, desplaza el

fluido (petróleo) del pozo por la tubería de producción, hacia los tanques de la superficie.

Este es el método de extracción que actualmente se utiliza en Guatemala y en todo el mundo es el más popular, debido a que ha logrado tal desarrollo, por su aplicación eficaz y óptima. El presente método de extracción está integrado: por un sistema de superficie y un sistema de subsuelo que consiste en lo siguiente:

- a. Generador de potencia ya sea motor eléctrico o motor diésel
- b. Caja de transmisión
- c. Balancín API (equipo de bombeo de superficie)
3. Cigüeñal (mecanismo de de manivela)
4. Brazos del balancín
5. Viga principal (caimán)
6. Cabeza de caballo
7. Contrapeso
8. Burro de soporte
9. Brida
- d. El cabezal del pozo
- e. La barra pulida
13. Prensa estopa
14. Té de bombeo
15. Anillo de tubería de producción
16. Cabezote de tubería de revestimiento
17. Tubería de revestimiento

18. Tubería de producción

19. Cabillas

g. Sarta de varillas (estas varillas de diámetros de 5/8" a 1 1/8" (pulgada) y de longitudes en rango de 25 a 50 pies)

h. Bomba de Subsuelo

i. Empaque de producción

j. Arenas productoras

k. Válvula de fija

l. Válvula de Móvil

m. Válvula de Seguridad

n. Compresor (para suministrar Aire Comprimido de 300 psia mínimo).

Respecto al empaque de producción, tubería de producción, las arenas productoras y la válvula de seguridad en el pozo, son las mismas que se utilizan en el método de extracción anterior. (ver Figura 6).

En la figura 7, se muestra el sistema de extracción de bombeo mecánico utilizado en el campo petrolero, que tiene todo los componentes de su equipo tanto, de superficie como equipo de subsuelo.

a. Motor: suministra la energía capaz para movilizar el balancín durante el bombeo de un pozo. Los motores utilizados de combustión interna (gas, gas-oil o diesel) o eléctricos; el segundo es el más común. La potencia de los motores eléctricos instalados varían de 5-100 caballos de fuerza, cuando la velocidad es constante y de 50-150 caballos de fuerza en los motores de doble velocidad; trabajan entre 460-920 revoluciones por minuto, corriente alterna, trifásica, frecuencia de 60 ciclos por minuto y 480 voltios. El motor eléctrico está instalado sobre la base del balancín.

agujeros, en los cuales se colocan los pines de sujeción de los brazos; cada uno de estos agujeros representa una determinada carrera del balancín, es decir la longitud de desplazamiento del pistón de la bomba; el agujero próximo al eje de transmisión determina la longitud de la carrera corta, y el último agujero, colocado en el extremo de la manivela, determina la longitud de la carrera larga.

7. Contrapeso: está colocado en el extremo opuesto del cabezote y sobre la viga principal; su función es balancear y contrapesar el desequilibrio de fuerzas que se originan sobre el motor durante las carreras ascendientes y descendientes en el balancín. El sistema utilizado es el de balanceo por aire comprimido, que es suministrado por un cilindro, para equilibrar las fuerzas o cargas sobre el motor, donde la presión de aire es mantenida por el compresor, y el balanceo se efectúa por la regulación de esta presión (interruptor automático); para deslberar la presión excesiva, se instalará una válvula de seguridad y las unidades de bombeo deberán de estar óptimamente balanceadas, pues de lo contrario el motor estará sobrecargado y provocará pérdidas de energía, potencia, producción y averías en la unidad y en el propio motor.

c. Unida de balancín API: el principio básico de operación es el de una viga viajera accionada por la caja de engranajes, balanceada por aire, con la utilización de un cilindro de aire comprimido y controlada por un sistema de transmisión neumático. Esta cualidad las hace favoritas para utilizarlas en operaciones, cuando sea necesario mover con frecuencia la unidad de pozo a pozo. Los costos de operación se incrementan, debido a los costos de mantenimiento en que se incurren en toda la unidad. El tope de la sarta de varillas va colgado del balancín por medio de una barra pulida, con el fin de

soportar el peso de la sarta de varillas de la bomba y del fluido, dentro de la tubería de producción. La Sarta de varillas es utilizada para transmitir el movimiento de vaivén del balancín hasta la bomba de subsuelo; existen también tramos cortos de varillas que son utilizados para completar la profundidad de la bomba. Sus diámetros son constantes pero su longitud varía a de 1 hasta 4 metros.

h. Bomba de subsuelo: ésta es una bomba de pistón utilizada para levantar el petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie, y la acciona el desplazamiento alternativo de la sarta de varillas, que es suministrado por el balancín. La bomba está construida por un camisa, dentro de cual se desplaza un pistón, y contiene una válvula estacionaria que admite o cierra el paso al petróleo y gas al interior de la bomba, así como de una válvula móvil, que admite o cierra el paso del petróleo y gas de la bomba al pistón. La válvula fija está instalada a la tubería por medio de un sistema de anclaje o zapata, y forma un sello hermético, que evita que el petróleo y gas retenidos en la bomba sea retornado al pozo.

Figura 8. Pozo de bombeo mecánico

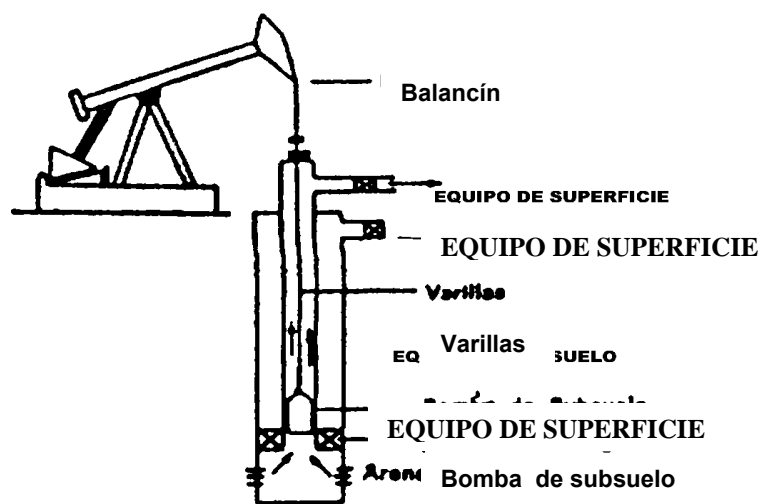


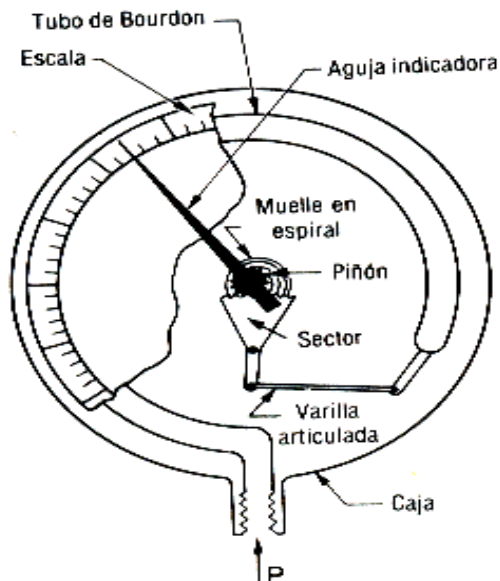
FIGURA 2.2.2.1 POZO BOMBEO MECANICO

Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas petroleras. p. 60.

2.2.2.1 Instrumentos de campo

a. **Registrador de presión:** está colocado en la línea de flujo (ésta colocada dentro de la tubería de producción y conectada a la bomba de subsuelo, en la parte superior); el fin de este instrumento es sensar la presión, que genera el flujo cuando éste es conducido por dicha línea, dotando de información en escalas conocidas al sistema, para establecer el trabajo de la bomba de subsuelo y a la vez del motor generador, calculando el gasto del mismo por la cantidad extraída del fluido. El **Manómetro de resorte (bourdón)**, se emplea como elemento sensible un tubo metálico curvado o torcido de sección transversal aplanada. Un extremo del tubo está sellado y la presión que se va medir se aplica por el otro extremo; a medida que la presión aumenta el tubo tiende a adquirir sección circular y a enderezarse. El principio fundamental es que en el rango de operación el movimiento de tubo Bourdon es proporcional a la presión aplicada. Se utilizan tres elementos: el tubo Bourdón, espiral y hélice, como se muestra en la figura.

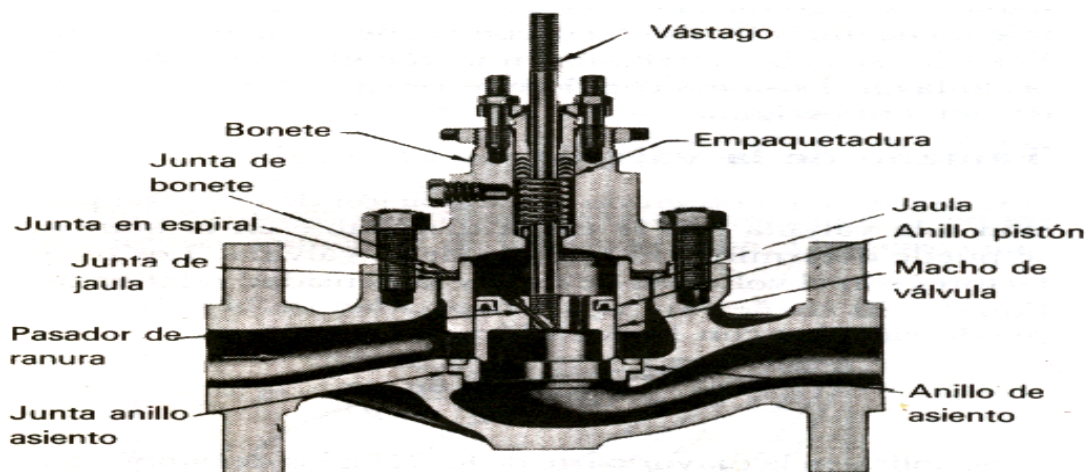
Figura 9. Manómetro de tubo Bourdón



Fuente: Baumeister, Theodore. Manual del ingeniero mecánico tomo III. p.16-9

b. La válvula de control de flujo de fluidos: está colocada entre la tubería de producción y la línea de flujo, y sirve para controlar la cantidad de flujo que atraviesa hacia la línea de flujo, para extraer muestras del fluido que se analizarán en el laboratorio. Es una válvula de control neumático; en este caso la válvula es la esclava de la salida neumática de un instrumento. El tipo de válvula utilizada es de válvula de globo con guarnición del tipo jaula, estas válvulas se destacan por la facilidad para cambiar las guarniciones, que son el macho, jaula y anillo de asiento separado. Las válvulas están disponibles en tamaños hasta de 16 pulgadas; cumplen con las normas para dimensiones entre cara, y cara y está disponible en la presión de la Clase ANSI 2500. Sin embargo, poseen algunas limitaciones como una menor capacidad, y su construcción complicada. La válvula de control regula la rata de caudal de fluidos en función de un actuador neumático de resorte. Para hacer esto, la válvula debe contener el fluido sin perdidas externas; debe tener una capacidad óptima para el servicio que se preste y debe ser capaz de contrarrestar las influencias de la erosión, corrosión y temperatura del proceso; además debe poseer apropiadas conexiones a las líneas de tubería y a su actuador. (ver la figura 10).

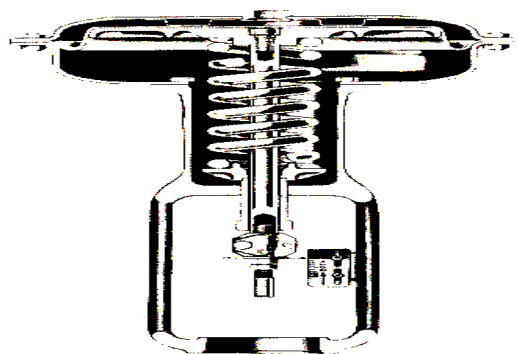
Figura 10. Válvula de globo con guarnición tipo jaula.



Fuente: Greene, Richard. Válvulas selección, uso y mantenimiento. p. 164.

c. Actuador neumático de resorte: por lo general, el último paso de especificación de la válvula es seleccionar el actuador. Dado que es parte integrante de todos los cuadros de control automático, produce la fuerza motriz requerida para ubicar al elemento de control final. Éste debe poder controlar todas las variables de fuerzas estáticas y dinámicas creadas por la válvula. Estos Actuadores suelen funcionar con aire a presión entre 3 y 15 psi o entre 6 y 30 psi. Estos son adecuados para servicio de estrangulación, mediante señales directas desde los instrumentos. Los actuadores de resortes y diafragma tienen menos piezas móviles que se pueden dañar y, por ello, son muy confiables. Si tiene alguna falla, el mantenimiento es sencillo. La ventaja principal de estos actuadores es que son de falla sin peligro. Cuando se aplica el aire en la cubierta del actuador, el diafragma de la válvula comprime el resorte. La energía del resorte retorna a su posición original cuando se corta el aire. En caso de pérdida de señal de presión en el instrumento o en el actuador, el resorte mueve la válvula a la posición original de falla sin peligro alguno; en estos actuadores, la válvula puede quedarse abierta o cerrada por falla, debido a pérdidas de la señal de presión. La mayor desventaja de estos actuadores es su capacidad, un poco limitada. Grande parte del empuje del diafragma lo absorbe el resorte y no produce ninguna deliberación.

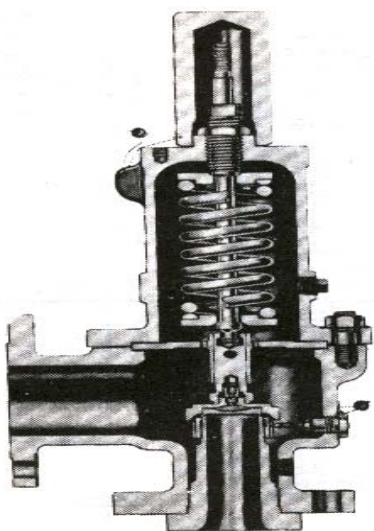
Figura 11. Actuador neumático de resorte y diafragma



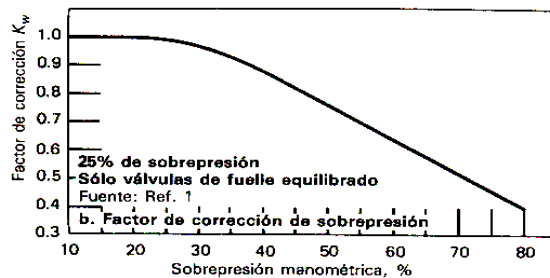
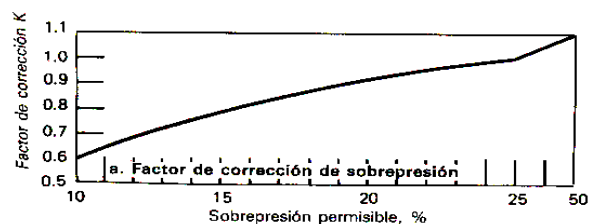
Fuente: Greene, Richard. Válvulas selección, uso y mantenimiento. p. 172.

d. Válvula de seguridad: normalmente está colocada en la parte superior de la línea de flujo; éstas también las llaman válvulas de desahogo de presión, que evitan la sobrepresión indeseada en la tubería de flujo. Estas válvulas funcionan automáticamente a una presión predeterminada para descargar el fluido (petróleo) y reducir la sobrepresión. La carga de resorte contra el disco contrarresta la presión de entrada. Para evitar las fugas o escurrimiento, por el asiento de la válvula en el funcionamiento normal con líquidos y vapores, el resorte se gradúa diez (10 %) por ciento por arriba de la presión normal de funcionamiento. Esta presión graduada se puede ajustar con un tornillo que está encima del resorte. Para impedir modificaciones no autorizadas en la presión, el tornillo tiene un tapón roscado. Cuando se desea una graduación alterna del resorte, el ajuste no debe variar en más menos $\pm 10\%$ del ajuste de fábrica hasta 250 psi ni de $\pm 5\%$ a más de 250 psi. El resorte puede estar alojado en un bonete. Se utiliza bonete cerrado, cuando el fluido descargado debe quedar confinado en el cuerpo de válvula y la tubería de descarga. El bonete es del tamaño, según la capacidad de presión de salida de la válvula.

Figura 12. Válvula de desahogo de seguridad.



b. Válvula de desahogo de



Factores de corrección para determinar tamaño de válvulas de desahogo en servicio

Fuente: Greene, Richard. Válvulas selección, uso y mantenimiento. p. 103.

Aparecen dos graficas que se utilizaron para calcular los factores de corrección, para determinar el tamaño de las válvulas de seguridad en servicios de petróleo y gases licuados de petróleo; la primera grafica es con sobrepresión permisible y la segunda con sobrepresión manométrica.

e. Válvula estacionaria de bola: está colocada entre la en la línea de producción y la bomba de subsuelo (bomba reciprocante); su finalidad es controlar la admisión o cerrar el paso al flujo de petróleo (crudo) y gas al interior de la bomba; normalmente está provista de un actuador neumático (transmisor), que le emite señales de admisión o cierre a la válvula. Esta válvula de bola doble posee dos discos, que están empujados contra asientos paralelos en el punto de cierre mediante un expansor mecánico. Esto produce un sellado hermético, sin ayuda de la presión del líquido, y compensa automáticamente la desalineación angular de los asientos, además, mantiene un cierre hermético durante la contracción longitudinal del cuerpo de la válvula cuando se enfría. En las tuberías para petróleo y gas, se utilizan estos tipos de válvula, porque permite la limpieza del interior en la tubería. Estas válvulas se denominan de conducto rectilíneo con orificio total o válvula de compuerta para tubería de petróleo de circulación con conducto pleno.

Figura 13. Válvula de bola

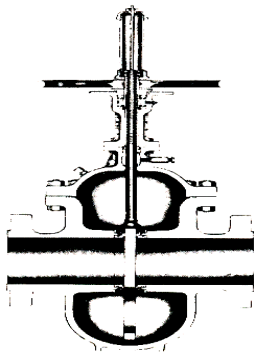


Figura 14. Actuador neumático



Fuente: Greene, Richard. Válvulas selección, uso y mantenimiento. p. 29 y 151 .

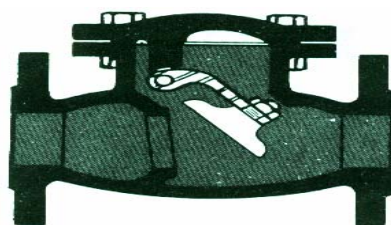
f. Actuador neumático: este tipo de actuador está instalado en la válvula de bola, es accionado por aire comprimido y permite condiciones de funcionamiento óptimo. El actuador hace girar la bola en torno a su eje para controlar el flujo. Las válvulas de bola tienen actuadores de montaje lateral porque el vástago del actuador hace girar el eje de la válvula. El actuador neumático es el de pistón, operado por la presión de un fluido, que posicionará el vástago en relación a la operación del flujo (petróleo) del proceso. Este actuador es de doble acción, para que de esa manera la acción del pistón sea efectuada en ambas direcciones. (ver figura 14).

g. Válvula estacionaria: está colocada en el interior de la bomba de subsuelo (Bomba reciprocante), entre la válvula estacionaria y el pistón; su fin es de controlar la admisión o cierre del flujo de petróleo (Crudo) y gas de la bomba de subsuelo al pistón; la misma está sincronizada con todo el sistema de mecanismo de la bomba de subsuelo. La válvula está construida por una esfera metálica maciza (figura 15). Se emplea una guía para limitar de la esfera y volverla a su asiento, y es de flujo horizontal con entrada en la parte inferior y descarga lateral. La bombas reciprocantes suelen tener válvula de retención en los orificios de entrada y salida, para controlar el flujo de entrada y salida del cilindro. Las válvulas de retención son de construcción fuerte y pueden resistir un accionamiento repetido o cíclico.

Figura 15. Válvula de retención



Figura 16. Válvula de bisagra



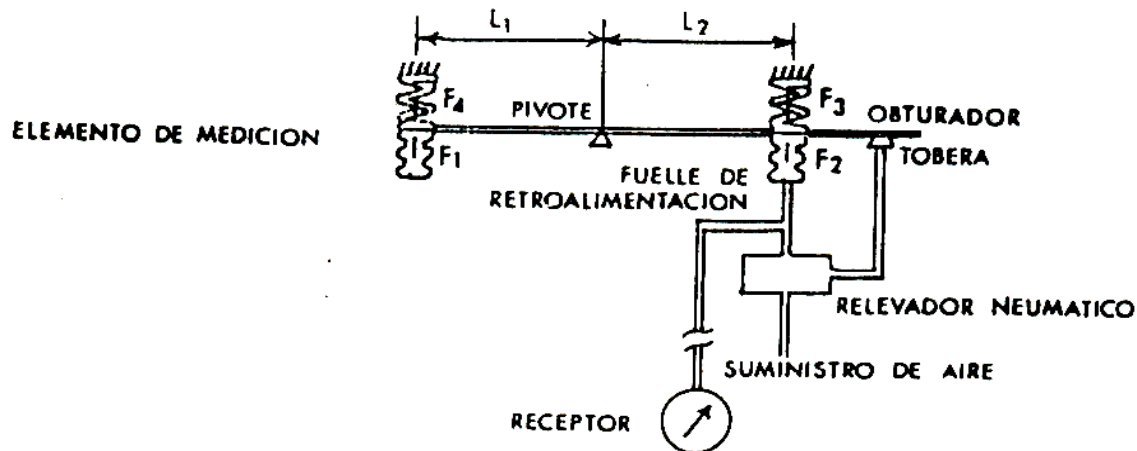
Fuente: Greene, Richard. Válvulas selección, uso y mantenimiento. p. 257 .

h. Válvula de bisagra: está colocada y sujeta en la tubería de producción por intermedio de un sistema de anclaje o zapata; su fin es de formar un sello hermético y controlar la admisión y/o cierre del flujo del petróleo (crudo) y gas, para que éstos no retornen al pozo de producción. Básicamente ésta funciona como una llave de paso y un sello hermético. La válvula de retención de bisagra es de flujo rectilíneo y posee un asiento, en el cual descansa un disco cuando no hay flujo. Un brazo conectado con el disco lo soporta, desde el pasador colocado en la parte superior de la válvula (o en el tapón lateral), que permite abrir la válvula para inspección y mantenimiento; el pasador de soporte es la bisagra en la cual gira el disco libremente, para descubrir el conducto del flujo cuando se aplica presión en su lado de corriente arriba. La inversión del flujo (petróleo) aplica presión debajo del disco y lo empuja contra su asiento para cortar el paso (figura 16).

i. Transmisor neumático de balance fuerzas: está colocado paralelamente al Motor, el sistema es balaceado por aire para equilibrar las fuerzas que actúan sobre el motor. Este transmisor neumático opera en la escala de 3 a 15 psi. Esencialmente no hay movimiento en el mecanismo de balance de fuerzas, de manera que la función de lectura o indicación es efectuada por un mecanismo receptor separado, al cual le llega la señal transmitida, y la convierte en un movimiento del puntero. La figura 17 representa un transmisor de balances de fuerzas, la fuerza de medición (presión) actúa sobre un extremo de una palanca, que está pivoteada en el centro; en oposición en el extremo contrario, está un fuelle de retroalimentación. En operación, un aumento de la fuerza de medición (F_1) hace que el obturador se acerque a la tobera. Esto aumenta la presión de salida del relevador que incrementa la fuerza de retroalimentación (F_2), hasta que las fuerzas se balanceen. La fuerza del resorte (F_3) determina la salida de

3psi en el extremo inferior del rango. Al moverse el pivote se cambia la gama de este sistema. Para disminuir la gama, se aumenta L_1 . Para elevar la gama un resorte de elevación, se añade y se opone a F_1 . Otra ventaja es utilizar el sistema de transmisión neumático de fuerzas, ya que su operación envuelve movimientos ínfimos (lo cual elimina problemas de de fricción y desgaste). De la misma manera, si una variable que se va a medir produce una fuerza (presión), ésta puede ser balanceada por otra fuerza utilizando un sistema de detección.

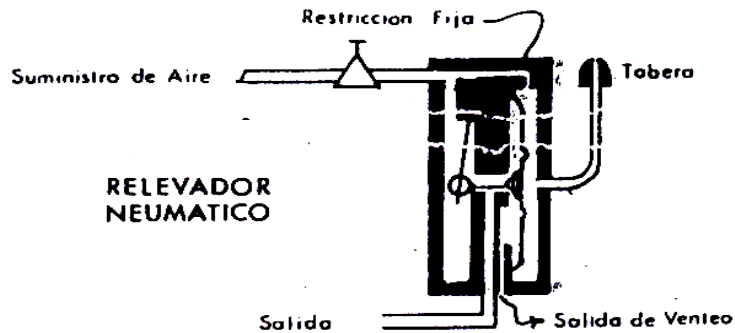
Figura 17. Transmisor neumático de balance de fuerza



Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas petroleras. p. 90.

Debido a que el flujo de aire es relativamente débil, un relevador neumático es añadido para la amplificación del flujo. En el relevador neumático (ver figura 18.), la contrapresión de la tobera ejerce una presión sobre el diafragma, permitiendo que el aire pase desde la cámara de suministro a la cámara de salida. De la misma manera, una disminución en la contrapresión de la tobera hace que la válvula vuelva parcialmente a su asiento, vetando a la atmósfera la presión en la cámara de salida. En la práctica, una variación de sólo 0.5 psi en la contrapresión sirve para llevar la válvula del relevador de un extremo al otro.

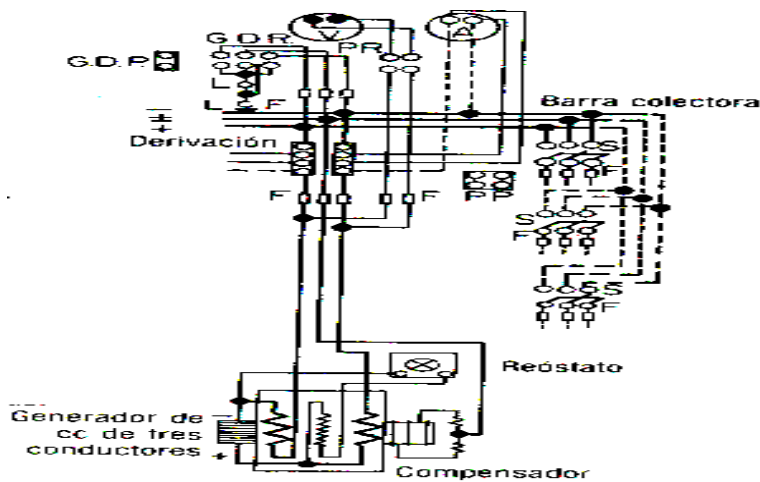
Figura 18. Relevador neumático



Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas petroleras. p. 91.

j. tablero arrancador: está colocado en el Motor generador; su fin es de controlar, por medio de un interruptor, el arranque y la parada del mismo, lo cual depende de la demanda del sistema; también está provisto de dispositivos electrónicos para regular voltaje, retardadores de tiempo y deliberar sobrecargas. Convertidor sincrónico, sistema de corriente continua de tres conductores; dos interruptores de circuito; dos amperímetros; dos volantes de mano para los reóstatos de campo; dos interruptores de campo; dos enchufes para potencial, para utilizarlo con el voltímetro; un interruptor de arranque de cuatro puntos. (ver figura 19).

Figura 19. Tablero arrancador



Panel de control: para este método de extracción, la instrumentación está totalmente centralizada, debido a que este método de extracción es uno de los que se aplican en nuestro país.

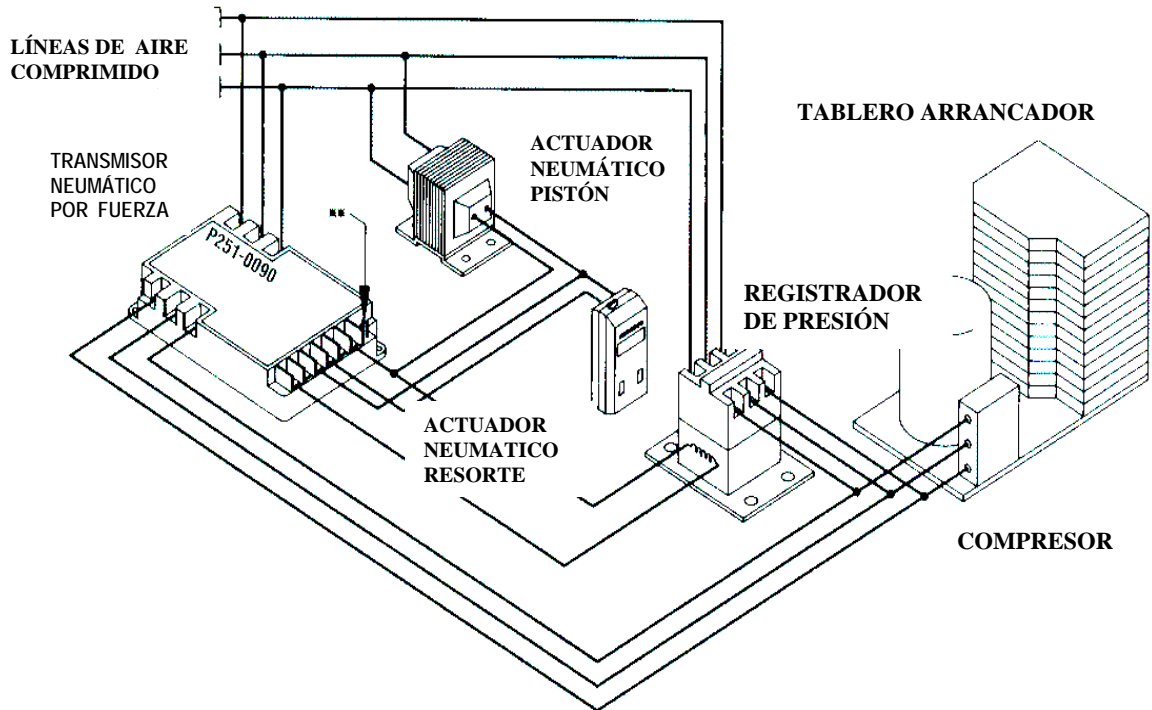
Básicamente este depende de la energía eléctrica suministrada al motor de arranque y al compresor, que produce el aire comprimido.

Este panel de control lo integran:

- a. Tablero arrancador (motor de arranque)
- b. Registrador de presión
- c. Transmisor neumático de balanceo por fuerza
- d. Actuador neumático
- e. Actuador neumático de resorte
- f. Transmisor neumático de pistón
- h. Compresor
- i. Motor de arranque.

Normalmente en el panel, el tablero arrancador emite la señal de arranque al sistema eléctrico, para iniciar marcha del motor eléctrico y al compresor, desde el interruptor automático, el cual activa el sistema neumático que administra el movimiento sincronizado del balancín API, por medio del aire comprimido, que fluye desde el compresor; la información obtenida en dicho panel es recopilada desde el transmisor neumático de balanceo por fuerza, desde el registrador de presión actuador neumático de resorte, y desde el transmisor neumático de pistón, los cuales están interconectados a dispositivos electrónicos en panel; dicha información se da en escalas conocidas en el medio petrolero. (ver figura 20).

Figura 20. Diagrama del panel de control de bombeo mecánico



2.2.3 Bombeo eléctrico

El presente método de extracción es conocido en la Industria petrolera con el nombre de **Bombeo electro sumergible**; el levantamiento del fluido (petróleo crudo) se realiza introduciendo bombas eléctricas sumergibles con la tubería de producción, hasta colocarla al nivel del fluido (petróleo crudo) del pozo, de donde se bombea el fluido a los tanques de superficie.

Estos equipos normalmente están conectados a la tubería de producción y sumergidos en los fluidos del pozo. La presión del fondo del pozo no crea ningún problema por la instalación del protector entre el motor y la bomba, sin embargo, una de las funciones primordiales es la de igualar presiones

entre el pozo y estos equipos; cuando se conducen solamente líquidos, la bomba trabaja eficiente y eficazmente; los gases licuados de petróleo (gas propano) afectan su rendimiento y por esta razón se recomienda instalar el separador de gas en los casos que se necesite. El bombeo electro sumergible es el método de extracción más aplicado en el levantamiento de fluido (petróleo crudo) en los campos petrolero en Guatemala, debido a que los crudos en nuestro país son de viscosidad elevada, alta relación gas-petróleo y con temperaturas que alcanzan hasta los trescientos treinta grados Fahrenheit (330 °F).

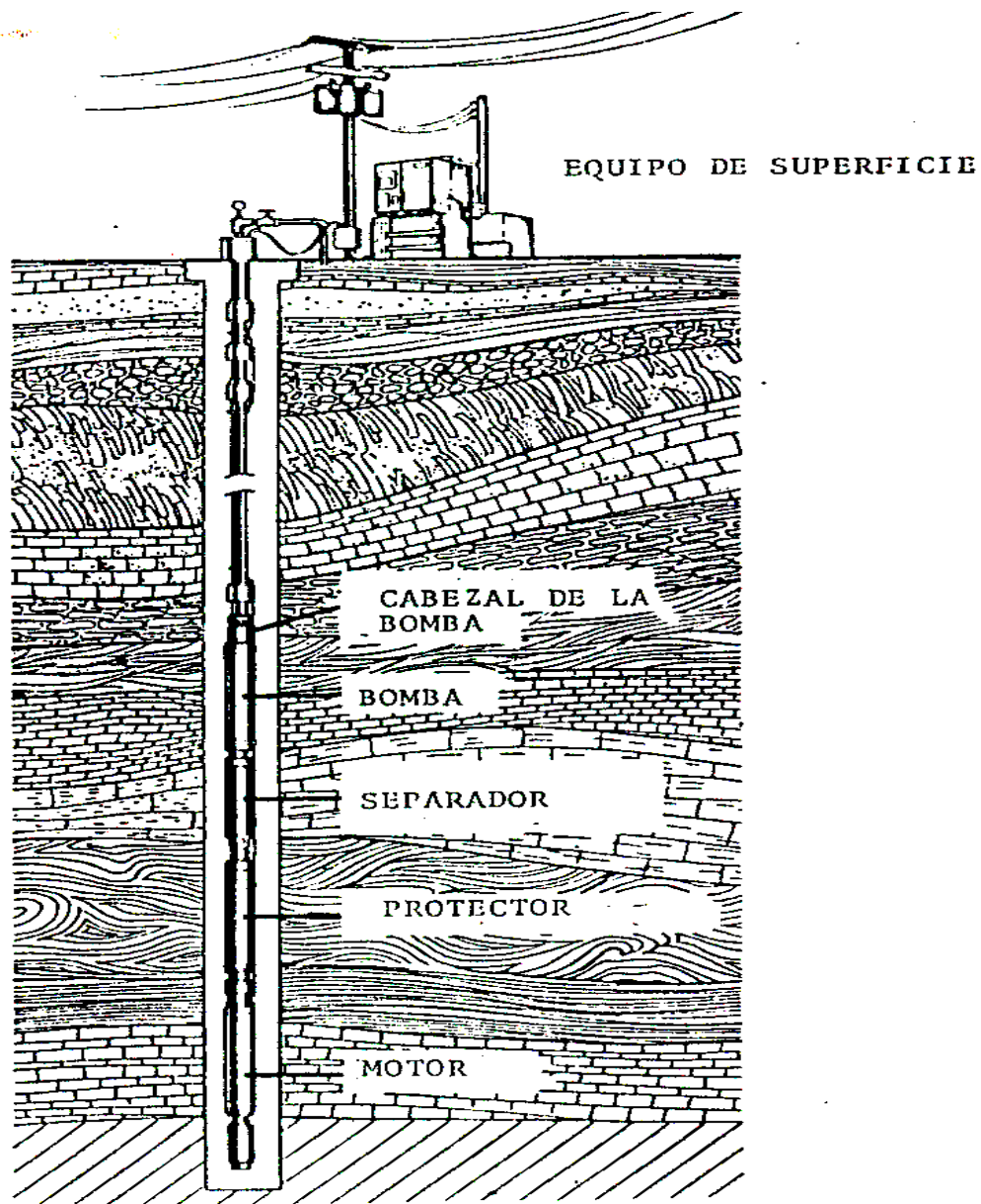
Respecto al motor eléctrico, éste trabaja normalmente con velocidad constante (revoluciones por minutos r.p.m); va acoplado al protector y le suministra la energía eléctrica necesaria, y es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba, para mantener la producción de fluidos (petróleo crudo), desde la superficie por medio de tres (3) cables que van sujetos a la tubería de producción a través de grapas. Este método de extracción denominado primario puede proporcionar en nuestro país un rendimiento que oscila entre el cuarenta por ciento (40%) al sesenta por ciento (60%) de las reservas de petróleo en nuestros yacimientos.

El presente método de extracción está integrado (como se muestra en la figura 21) por:

- a.** Motor
- b.** Protector
- c.** Separador de gas
- d.** Bomba centrífuga
- e.** Transformadores, cables
- f.** Cabezal de la bomba

- g. Caja de empalme (Ubicada a quince (15) pies de la cabeza del pozo, a tres (3) pies sobre el nivel del suelo);
- h. Equipo de superficie
- i. Tubería de producción.

Figura 21. Método de extracción de bombeo electrosumergible



Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas petroleras. p. 62.

c. Protector: es un dispositivo que se utiliza para aislar en el interior al motor de los fluidos del pozo; se llena con un fluido de gravedad específica alta, que al mismo tiempo lubrica el eje del motor que va instalado a la bomba.

Cumple con las siguientes funciones:

- Conectar las carcasas del motor y la bomba, así como ensamblar el eje de ambos
- Lubricar el eje principal para reducir el desgaste
- Evitar el ingreso de fluidos desde el pozo hacia la parte interna del motor
- Compensar la dilatación del motor por el efecto de la temperatura (calentamiento o enfriamiento).

d. Separador de gas: este dispositivo separa el gas libre del petróleo crudo o solamente admite el ingreso de líquido en su mayor concentración posible en la bomba. Uno de los objetivos primordiales de este tipo de método de extracción es de evitar utilizar empacaduras en el pozo. Cuando la presencia de gas en la producción sea mayor al 9% del volumen total de fluidos, deberá incluirse la instalación del separador de gas en el sistema. La ubicación de éste es entre el protector y la bomba. Su función es prevenir el entrapamiento de gas en la bomba y mejorar la eficacia de bombeo en pozos con alta relación gas-petróleo. (ver figura 22).

e. Bomba centrífuga: esta agrega energía al fluido (petróleo crudo), y ya que es una máquina dinámica, la bomba depende de los cambios en la relaciones de velocidad para proporcionar la energía. Así cualquier análisis de bombas centrífugas llega a ser, por lo general, un análisis de las velocidades que ocurren en varios puntos dentro de la bomba. El fluido (petróleo crudo) viaja a través del impulsor que le suministra la energía necesaria para elevarlo

al tanque. Particularmente se utiliza una bomba de turbina vertical por alta eficiencia, capacidad, y carga. (ver figura 23).

Figura 22. Separador de gas

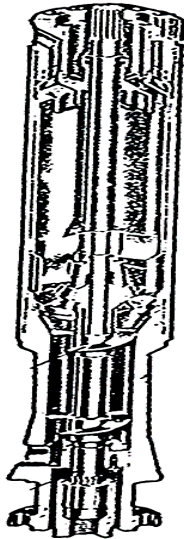
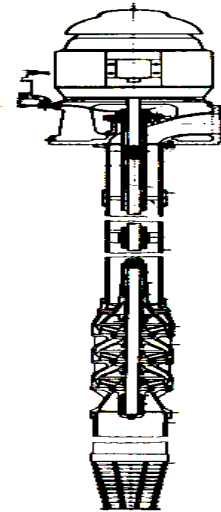


Figura 23. Bomba centrífuga



Fuente: Baumeister, Theodere. Manual del ingeniero mecánico tomo III. p.14-23

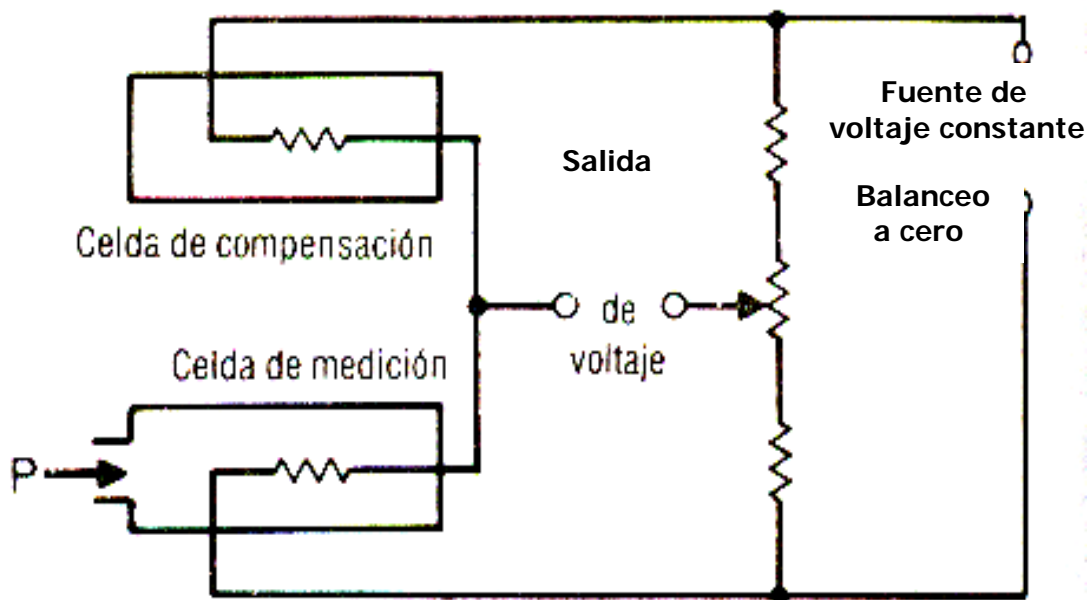
2.2.3.2 Los Instrumentos utilizados de campo son los siguientes:

- a. Registro de presión Pirani
- b. Trasmisor electrónico de balance de fuerzas
- c. Tablero arrancador

a. Registro de presión Pirani: (termómetro de resistencia eléctrica) Instalado en la parte superior (en la superficie) de la tubería de producción; opera por la presión del fluido petróleo crudo o gas que llega al sistema, así como en el cambio con la temperatura de la resistencia eléctrica de un alambre conductor. Su temperatura varía con la presión, y produce un voltaje a

través de la red de un puente. La celda o cámara compensadora hace correcciones por las variaciones de temperatura ambiente. (ver la figura 24).

Figura 24 Registro de presión Pirani



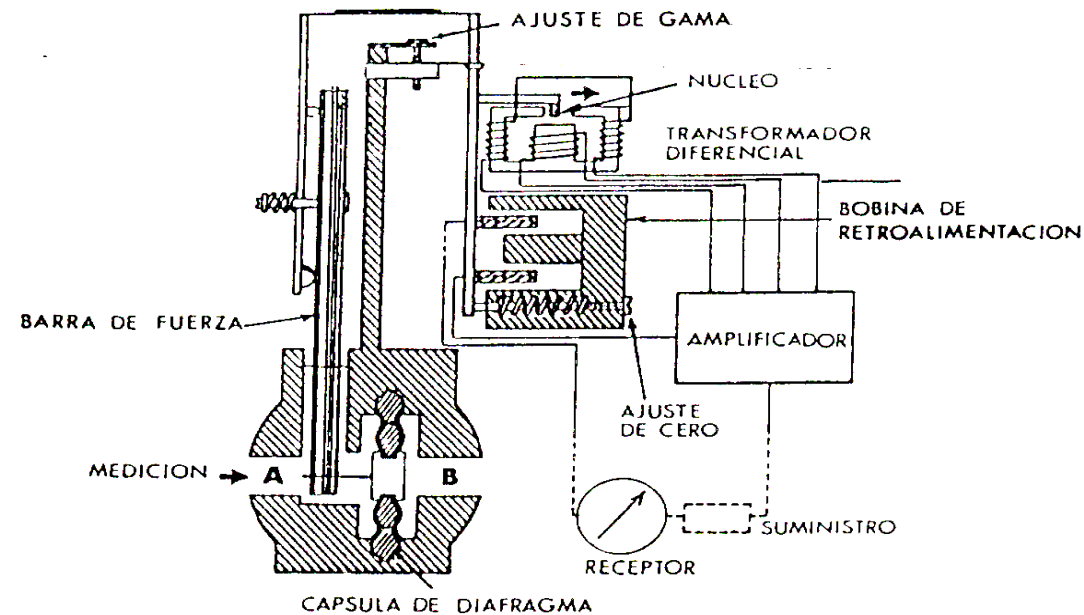
Fuente: Baumeister, Theodore. Manual del ingeniero mecánico tomo III. p.16-10

b. Trasmisor electrónico de balance de fuerzas: la señal utilizada para este tipo de transmisores, es la de amperaje de corriente directa, y se encuentran rangos de 1-5, 4-20 Voltaje, y 10-50 ma. DC. El voltaje es producido pasando la corriente a través de una resistencia calibrada. La fuerza de la medición es aplicada a un extremo de la barra (sube y baja); esta fuerza es opuesta en el otro extremo de la barra por la fuerza generada por una corriente continúa en la bobina de retroalimentación. Estando balanceado el sistema (50%-30ma, por ejemplo), al aumentar la medición, el pequeño movimiento del núcleo cambia la salida del transformador diferencial y del amplificador, incrementando la fuerza de retroalimentación en la relación

proporcional al cambio en la medición. Un cambio de 0-100% en la medición produce de 0-100% en la salida (10-50ma) con desplazamiento de menos de 0.001" del núcleo.

- Al aumentar la medición, el puntero se desplaza hacia la izquierda y el obturador tapa la tobera
- Incrementa la contrapresión y aumenta la presión de salida del relevador
- Al aumentar la presión en el fuelle de retroalimentación, este gira la tobera, alejándola de obturador
- El sistema se balancea con una presión de salida por cada posición del puntero
- Estando fija la medición (y el puntero) en el 50%, cualquier tendencia de la presión de salida de bajar acercaría la tobera al obturador, y produce un aumento en la contrapresión restableciendo las de salida
- En la práctica, hay un juego continuo pero imperceptible entre la tobera y el obturador que varía ligeramente la presión en el fuelle de retroalimentación, para lograr obtener la relación presión/posición característica del instrumento. (ver la Figura 25).

Figura 25. Transmisor electrónico de balance de fuerzas

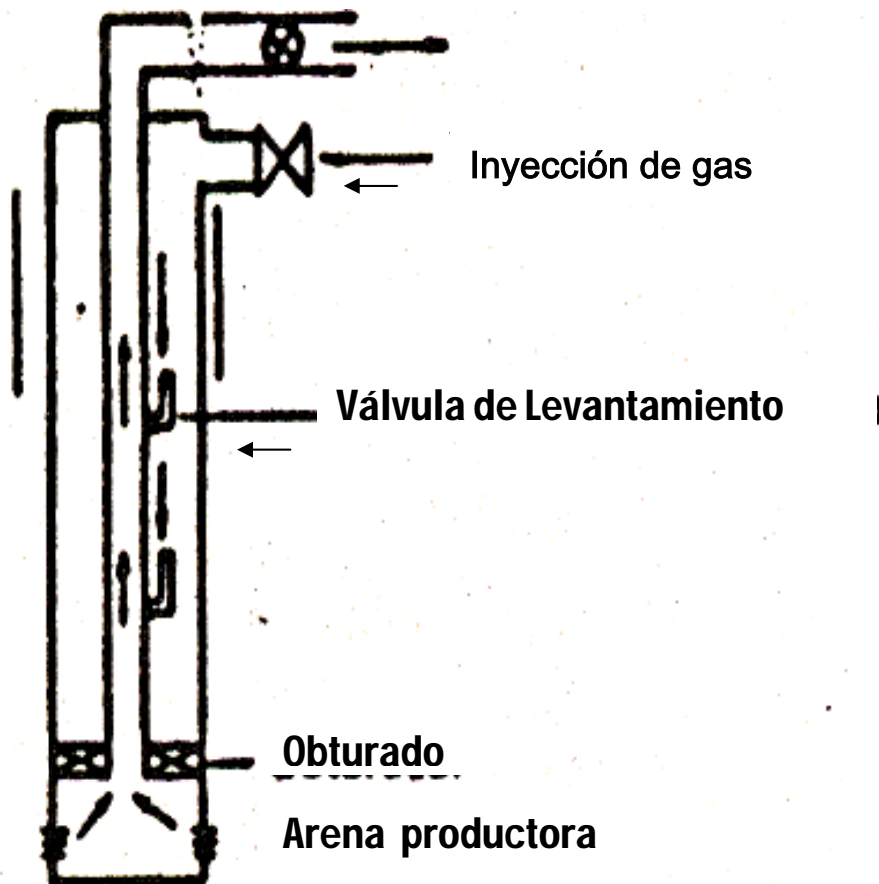


Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas petroleras. p. 90.

c. Panel de control eléctrico (tablero arrancador): utilizan interruptores de circuitos accionados reóstato, que son controlados con interruptores pequeños montados en el tablero.

Este consiste en un tablero para generador o convertidor sincrónico, que es un sistema de corriente continua de tres conductores: dos interruptores de circuito; dos amperímetros; dos volantes de mano para los Reóstatos de campo; dos interruptores de campo; dos enchufes para potencial para usarlos con el voltímetro; tres interruptores; un interruptor de arranque de cuatro puntos. Básicamente este panel de control es un diagrama de circuito para arrancar el transmisor electrónico de balance de fuerzas y registro de presión para el arranque o parada de la bomba electro sumergible. (ver la Figura 26.

Figura 27. Método de extracción de sistema gas-lift



Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas petroleras. p. 65.

Los métodos anteriores de producción (extracción de petróleo crudo), denominados **primarios**, pueden proporcionar un rendimiento del cuarenta al sesenta por ciento (40% al 60%) de la reservas existentes de petróleo crudo en un yacimiento.

2.2.5 Recuperación secundaria

Es la extracción de petróleo crudo mediante el agregado de energía externa a un yacimiento, que posee la propia casi agotada. En la actualidad,

algunos yacimientos se explotan por recuperación secundaria, casi desde el comienzo de su producción.

Es un método que permite aumentar el volumen de petróleo recuperable económicamente de una formación. Para aplicarlo, es necesario un conocimiento intenso de las características, parámetros e historia previa de la recuperación primaria.

Los métodos de recuperación secundaria se aplican cuando la presión natural del yacimiento baja, de tal manera que el petróleo no fluye hacia ninguno de los pozos de producción. Con estas condiciones, se hace necesario restaurar la presión del yacimiento, para lo cual se utilizan: métodos de inyección de fluidos, los cuales son: inyección de agua, inyección de gas, procesos mixtos y proceso térmico.

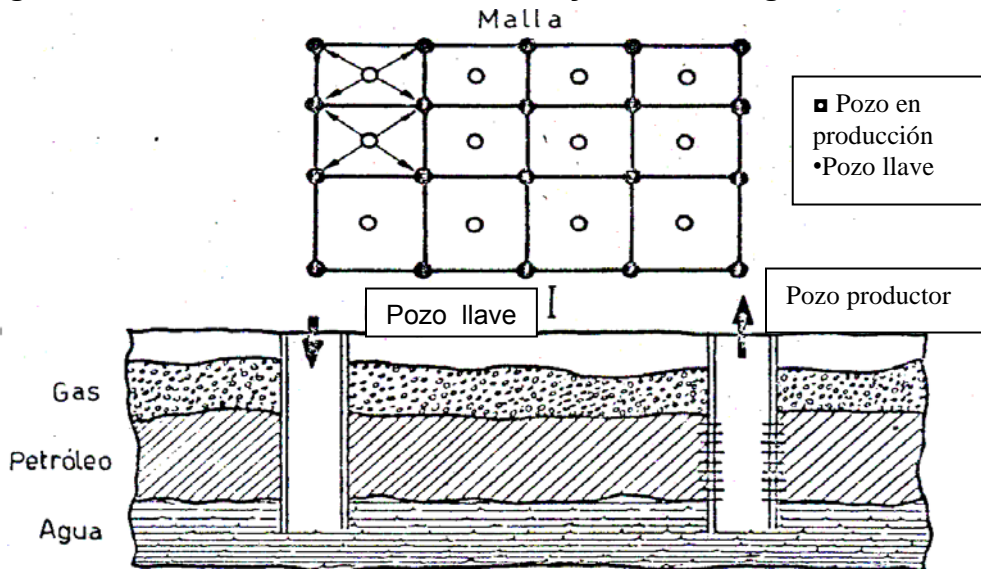
2.2.5.1 Inyección de agua

Para la implementación del presente método de extracción de petróleo crudo, es necesario construir un pozo para inyectar agua.

Este método de extracción de petróleo crudo se realiza, a través de la inyección de agua por el pozo de inyección de agua.

Cuando se inyecta el agua a presión, esta energía generada levanta el petróleo crudo hacia la superficie. (ver figura 28); el pozo llave es el pozo de inyección de agua.

Figura 28. Método de extracción de inyección de agua.



Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas petroleras. p. 24.

2.2.5.2 Inyección de gas

Para la implementación del presente método de extracción de petróleo crudo, es necesario construir un pozo para inyectar gas; el gas por su densidad específica su peso es liviano y su tendencia elevarse a la parte superior del pozo.

Este método de extracción de petróleo crudo se realiza, a través de la inyección de gas, a una presión determinada por el pozo de inyección de gas.

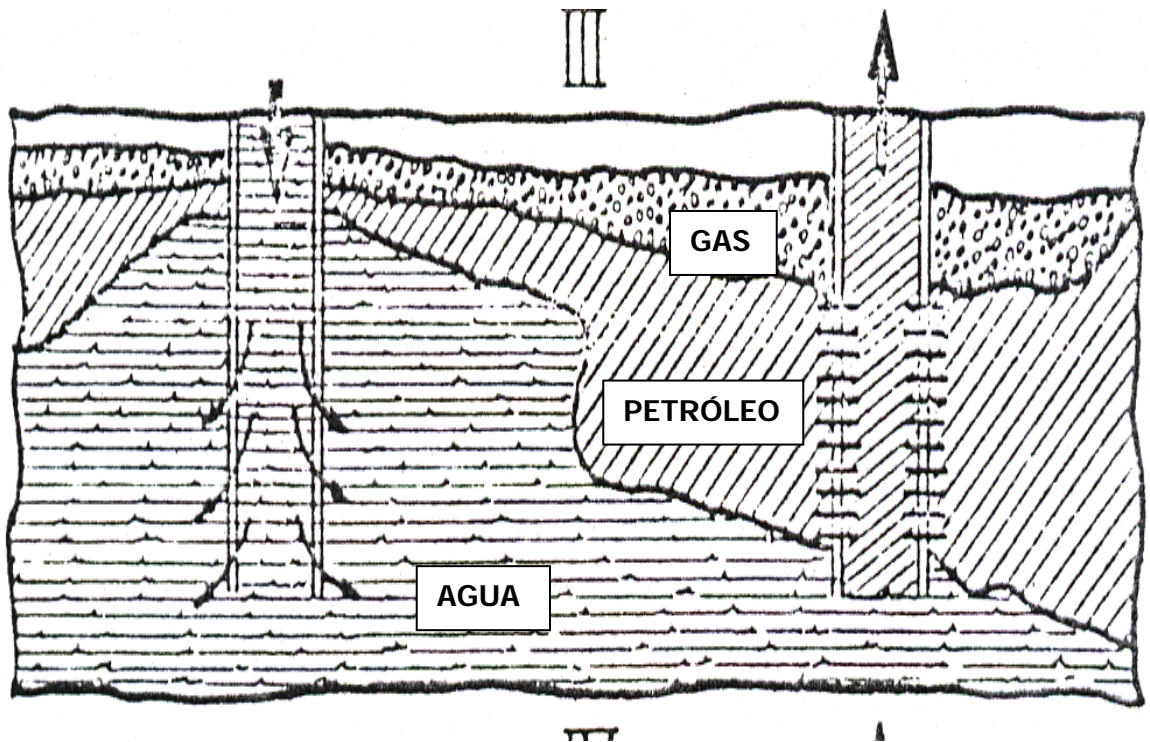
Cuando se inyecta el gas a presión, las moléculas de gas ayudan a levantar el fluido (petróleo crudo) hacia la superficie (ver figura 28); para el caso de inyección de gas, el pozo llave es el pozo de inyección de gas.

2.2.5.2 Procesos mixtos

Es la combinación de la mezcla simultánea de la inyección agua e inyección gas, por sus pozos respectivos. Este proceso normalmente es poco funcional, debido a que el agua se deposita en el fondo del yacimiento, y el gas se precipita hacia la superficie.

Después de un lapso en que el pozo ha estado produciendo por la inyección de agua, la presión decrece y además se empieza a producir agua, entonces la columna del líquido (petróleo + agua) se hace más pesada y esto hace que el petróleo ya no llegue a la superficie, entonces es necesario aplicar la inyección de gas (ver la figura 29).

Figura 29. Método de extracción de proceso mixto



Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas petroleras. p. 24.

2.2.5.3 Proceso térmico

Este método de extracción de petróleo crudo, denominado proceso térmico, es conocido también como de recuperación terciaria.

El más utilizado es de la **Combustión in situ**, (termal, drive). La combustión se realiza a expensas de una parte del petróleo, contenido en la formación, que la mantiene mediante inyección de aire u oxígeno. Los gases de combustión empujan el resto de petróleo de la formación hacia el exterior.

En este caso, el proceso aplicado en el pasado fue es de inyección de agua. Además los métodos de producción secundaria pueden obtenerse entre quince y el veinticinco por ciento (15% al 25%) del petróleo crudo remanente en el yacimiento.

2.3 Tanques de almacenamiento

Son recipientes en forma de cilindros construidos normalmente de acero inoxidable con diámetros de quince metros a veinticinco metros (15 mts. a 25 mts.), ya una altura de diez metros a veinte metros (10 mts. a 20 mts.) con capacidad de de treinta mil barriles a cincuenta mil barriles (30,000 barriles a 50,000 barriles). Estos tanques de almacenamiento se instalan en puertos o directamente en la destilería; en el caso de Guatemala, existen yacimientos en **El Xan y Rubelsanto**. Los tanques de almacenamiento están instalados en Santo Tomas de Castilla, para almacenar petróleo crudo, agua y sedimentos, y separador API. Toda la producción de petróleo crudo guatemalteco se exporta hacia Houston Texas Estados Unidos; cuando hay almacenado un promedio de

doscientos diez mil barriles de petróleo crudo (210,000 barriles), llega un baque tanque procedente de Houston Texas para transportarlo.

Desde las plantas de yacimientos **El Xan** y **Rubelsanto**, el petróleo crudo se transporta (elevando su temperatura y bombeándolo), a través de oleoductos hasta Santo tomas de Castilla.

Aproximadamente el ochenta y cinco por ciento (85%) de las reservas de hidrocarburos líquidos se transporta a través de oleoductos. El oleoducto se construyó e instaló desde **El Xan** y **Rubelsanto** y el ramal una Raxruja recorre al norte de Alta Verapaz, ingresando a Izabal al Estor cruza debajo del lago de Izabal hasta llegar a Santo tomas de Castilla. El diámetro del oleoducto es de doce pulgadas (12 pulgadas). Se utiliza calentadores de gas para reducir la viscosidad del petróleo crudo y bombas centrífugas movidas por turbinas de gas, para desplazar el petróleo crudo en el oleoducto. Además las tuberías y conexiones para las líneas de oleoducto se fabricaron, de acuerdo con las especificaciones del API (American Petroleum Institute); el código ANSI B 31.4 se utilizó para calcular el diámetro de tuberías a presión, espesor de tubería y el espaciamiento de las estaciones.

2.3.1 Tanque de Crudo

Estos tanques son cilindros de acero inoxidable con diámetro de veinte metros (20 mts.), veinte metros de altura (20 mts) y techo flotante (el techo se desplaza hacia arriba o abajo, que depende si se está llenando o vaciando el tanque), y poseen medidores de niveles de flotador por el techo y medidor de nivel de columna líquida. El petróleo crudo contiene petróleo, agua y sedimentos.

3. DISEÑO DE LA INSTRUMENTACION EN EL CAMPO

3.1 Fundamento y principios, de control convencional y automático

En el capítulo anterior (Capítulo No. dos (2)), se describen detalladamente los fundamentos y principios de los controles convencionales, que actualmente existen en los diferentes métodos del proceso de extracción de petróleo crudo, en los distintos yacimientos dentro de Guatemala. Estos campos de extracción de petróleo crudo están ubicados en la selva petenera totalmente aislados de las urbes y sin acceso a la tecnología disponible en ciudad de Guatemala.

Respecto a los fundamentos y principios de control automático, ya existen algunos como controles neumáticos y controles digitales; a continuación, se complementará la implementación del control automático.

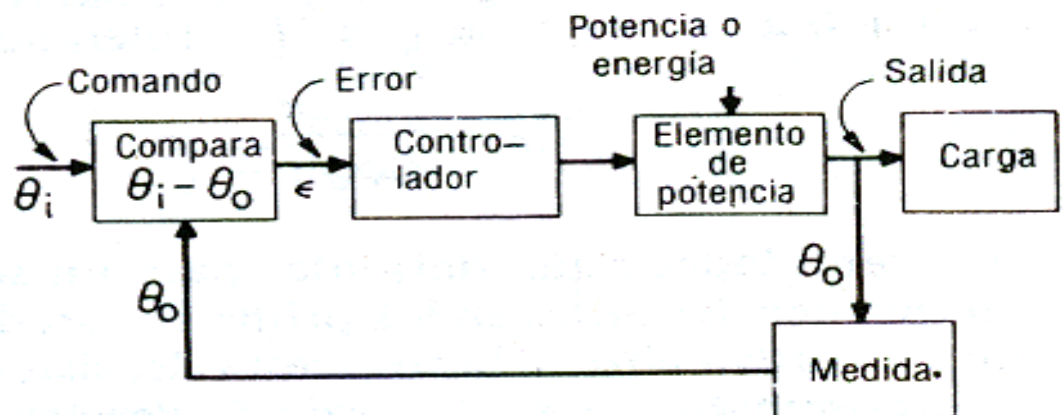
El propósito de implementar el **control automático** en el campo de Extracción de petróleo crudo en Guatemala en el sistema, es de producir una salida deseada cuando las entradas del sistema están variando. Las entradas se originan en forma de señales de mando, que la salida espera para seguir las y se espera que el control automático minimice los disturbios. Se utilizará un control automático de **control retroalimentado en circuito cerrado**, que se define como “una operación que en presencia de la influencia de los disturbios o perturbaciones tiende a reducir la diferencia entre el estado real de un sistema y estado deseado, que varía arbitrariamente y que constituye la base de esta diferencia”. En la definición de control automático, han sido desarrolladas, para apoyar en el diseño para satisfacer principalmente, tres especificaciones básicas para el comportamiento del sistema control, que son

estabilidad, precisión y rapidez de respuesta.

Existe una nomenclatura específica en el control automático y está regida actualmente por la **ASME**, como por la **AIEE** internacionalmente; está tiende hacia el vocabulario del ingeniero de control de procesos. El glosario de términos técnicos de control automático podrá consultarse en la sección de glosarios de términos técnicos, que son los utilizados en la instrumentación de extracción de petróleo crudo. Estos términos técnicos de control automático se han extraído del manual de Smith de control automático de ingeniería y son los siguientes: acción correctiva, acción de control, acción de control remoto, acción de control en cascada, acción de control derivativa (rata), acción de control integral (reset), acción de control proporcional, acción de control retroalimentada, acción de control prealimentada, acción de controladora de dos posiciones, acción de controladora de posición proporcional, acción reguladora fluctuante, acción reguladora fluctuante de velocidad proporcional, acción reguladora fluctuante más proporcional, agente de regulación o control, autorregulación, banda proporcional, compensación, controlador, desviación, elemento sensor, elemento final de control, elemento primario, intervalo de estrangulación, instrumento indicador, instrumento medidor, instrumento registrador, límite de velocidad de la acción controlada, modo de control, perturbación, proceso, regulador automático, señal de mando, sistema de control, tiempo de elevación, tiempo de estabilización, tiempo de respuesta, tiempo de pico, variable controlada, variable directamente controlada, variable indirectamente controlada y variable manipulada. En la figura 30, se muestran los elementos componentes generales del sistema de control automático básico. Cada bloque del esquema representa una función que ha de realizarla

el control. Su funcionamiento se explica de la siguiente manera: 1) se aplica una señal de mando, θ_i a la entrada o alimentación y se compara con la posición instantánea de la salida o producción, θ_o ; 2) el resultado de esta comparación, ϵ , que representa un error, es amplificado por un controlador y utilizado para controlar un elemento de potencia o energía; 3) este último, a su vez, amplifica más la señal de error para suministrar grandes cantidades de energía a la salida o carga para reducir la diferencia entre θ_i y θ_o .

Figura 30. Esquema funcional de un sistema de control automático



Fuente: Baumeister, Theodere. Manual del ingeniero mecánico tomo III. p.16-27

3.1.1 Control de circuito cerrado

3.1.2 Elementos del control de circuito cerrado

La cantidad o condición que estamos interesados en medir y controlar en un proceso es denominada “Variable controlada” y la energía o materia, de la cual la variable controlada es una característica, se llama “medio controlado”. Por “variable manipulada” se conoce a aquella cantidad o condición que es variada, con el fin de lograr el valor deseado de la variable controlada; el medio

manipulado es la energía o materia de la cual la variable manipulada es una característica. El medio manipulado es lo que fluye, a través del elemento final de control.

3.1.3 La técnica de controlar

Controlar puede definirse como la técnica de balancear ingresos de materia o energía con egresos, a fin de mantener un proceso a nivel predeterminado de operación.

Para ejercer el mejor control, la variable manipulada que se elija debe ser regulable con relativa facilidad, mediante una válvula a cualquier elemento final de control y, además, debe ejercer el mayor y más rápido efecto sobre la variable controlada. Una vez determinada la variable que se va a manipular, las demás variables se convierten en disturbios.

3.1.4 La naturaleza de disturbios

Variaciones en las condiciones C1-Cn constituyen un cambio en la “carga” y producirán un cambio en el balance de entradas/salidas, lo cual afectará la variable a controlar.

Estos disturbios pueden ser pequeños y paulatinos, como suelen ser cambios en la composición de los fluidos, o pueden ser grandes y repentinos, como en el caso de variaciones de flujo en las varias líneas. Generalmente es más fácil para el sistema de control hacerle frente al primer tipo de disturbio, que al segundo.

3.1.5 Sistema de control prealimentado

Para mantener constante la variable controlada, se regula, mediante un contralor, el flujo del medio manipulado.

El controlador recibe información acerca del punto de control deseado para la variable controlada llamado “punte de ajuste” y de los disturbios, que afectarían a la variable a controlar y, de acuerdo con un programa pre-establecido, regula el medio manipulado para contrarrestar anticipadamente estos disturbios, y así mantener constante la variable controlada.

Este tipo de control llamado “Prealimentado” es difícil de idear y poco utilizado en la industria petrolera.

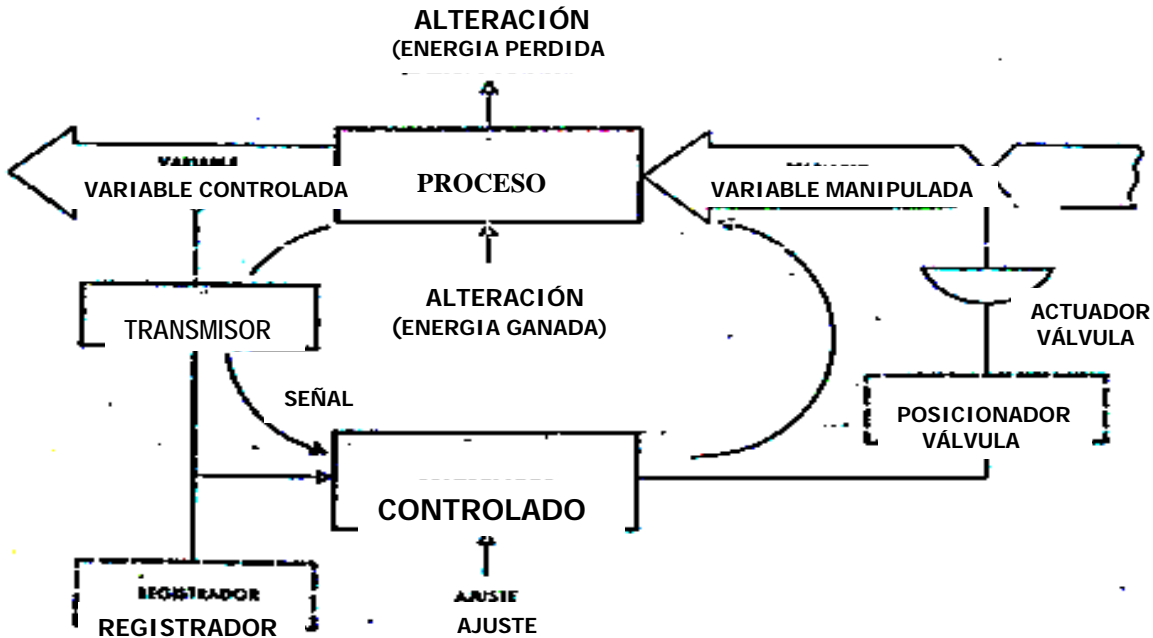
3.1.6 Sistema de control retroalimentado

El sistema común de controlar, llamado “retroalimentación”, también incorpora al controlador un punto de ajuste para fijar el valor deseado de la variable que se va a controlar y un elemento para medir la variable.

Al producirse una desviación, el controlador regula el flujo del medio controlado mediante el elemento final de control para reducir la desviación.

Este sistema de control retroalimentación es el que propongo que se utilice en el campo de extracción de petróleo para el sistema de control automático (ver la figura 31).

Figura 31. Control de circuito cerrado de retroalimentación



Fuente: Fipetrol. Instrumentación para plantas petroleras. p. 94.

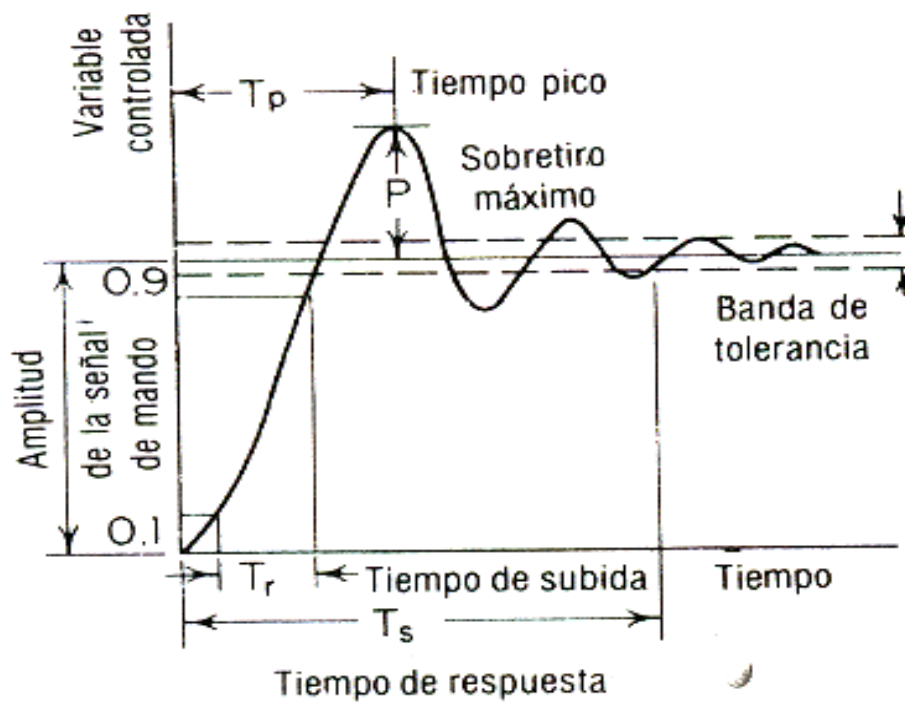
3.1.7 Elementos del controlador:

Los controladores incorporan los siguientes elementos: medición, punto de ajuste, señal de salida y suministro. Algunos controladores, principalmente por motivos de economía, no tienen indicación visible de la medición, del punto de ajuste o alguno de los otros elementos. Estos controladores son denominados "controladores ciegos". También existen "controladores auto-operadores" que utilizan, como fuente de energía, el fluido que están controlando.

La estabilidad, precisión y rapidez de respuesta de un sistema de control, se determina analizando el estado estable y el compartimiento transitorio. Es conveniente que se obtenga el estado estable en el menor tiempo posible,

mientras que la salida se mantiene dentro de los límites especificados. El comportamiento en el estado estable se evalúa en términos de la precisión, con que se controla la salida para una entrada especificada. El comportamiento transitorio, esto es, el comportamiento de la salida que varía a medida que el sistema cambia desde una condición de estado estable a otra, se evalúa en términos de cantidades como máximo sobre tiro, que es el tiempo de crecimiento y tiempo de repuesta. Un control automático normalmente sólo tiene dos lugares donde puede esperarse perturbación, a la entrada o en la carga. Para un sistema puramente mecánico, las perturbaciones a la entrada pueden tomar la forma de una oscilación periódica, un desplazamiento, una velocidad o una aceleración. Las perturbaciones en la salida son, en general, cambios en la carga, expresados como un momento o una fuerza (ver la figura 32).

Figura 32. Respuesta del sistema a una señal de mando en forma de escalón



Fuente: Baumeister, Theodere. Manual del ingeniero mecánico tomo III. p.16-27

Aunque en los sistemas de control, el tiempo de respuesta es lo de mas importante; el estudio del efecto de las variaciones de los parámetros del sistema sobre la respuesta transitoria, tanto en los procesos en el control, es más conveniente hacerlo, a partir de un análisis de **respuesta de frecuencia** del sistema. La respuesta a la frecuencia de un sistema es la salida en el estado estable del sistema, que se debe a una entrada senoidal de frecuencia variable.

Un sistema automático de control es estable, si la amplitud de las oscilaciones transitorias decrece con el tiempo y el sistema alcanza el estado estable. La estabilidad de un sistema puede evaluarse examinando las raíces de la ecuación diferencial que describe el sistema. La presencia de raíces reales positivas o de raíces complejas con partes reales positivas determina la inestabilidad del sistema.

Los métodos espacio-estado permiten el análisis y diseño del sistema, mediante el estudio de un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden, en vez de una sola ecuación de orden más alto. Esto es conveniente para la resolución por métodos numéricos, que emplean una computadora digital y especialmente útil para sistemas linealidades, características variables con el tiempo y entradas y salidas múltiples. Para un sistema como el descrito, la siguiente ecuación queda así:

$$A_n \frac{d^n c}{dt^n} + A_{n-1} \frac{d^{n-1} c}{dt^{n-1}} + \dots + A_0 c = u(t)$$

Donde c(t) es la salida y u(t) la entrada y $X_1=C, X_2=C, X_3=C, \dots, X_n=C^{n-1}$, que conduce a la representación de la variable de estado.

Para el procedimiento de diseño, las especificaciones iniciales y el funcionamiento de un control automático prescriben generalmente cantidades como el dominio de operación variable de entrada y de sus derivadas; es el máximo valor del error aceptable en el estado estable y, posiblemente, en otras cantidades, como tiempo máximo de estabilización y pico de sobretiro.

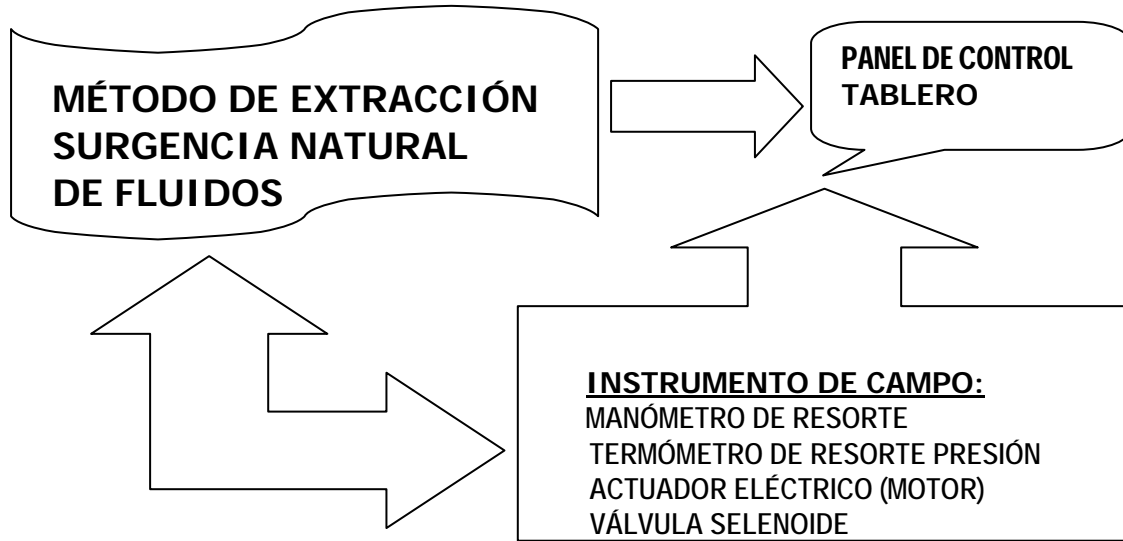
Con un conocimiento preliminar de la naturaleza de la variable de entrada y de la carga, el diseñador integra los componentes del sistema automático de control básico, desarrolla la función de transferencia de lazo abierto de esta sistema y examina el lugar geométrico de $G(s)$. Después se ajusta la ganancia K del sistema para satisfacer los requerimientos del error en estado estable, y para estabilidad se examina otra vez el lugar geométrico resultante $KG(s)$. Si existe inestabilidad para la ganancia requerida, hay que reformar el lugar geométrico $KG(s)$ empleando la compensación derivativa o integral, por medio de un componente que adelante atrase la fase, hasta obtener un margen de fase y de ganancia aceptable. Los componentes de controles automáticos, que existen actualmente en la instrumentación de extracción de petróleo crudo, se describen detalladamente en la siguiente sección.

3.2 Actualmente

En el capítulo anterior del presente documento, se explica y detalla cada uno de los métodos de extracción de petróleo crudo, que se están utilizando en el campo de extracción de petróleo.

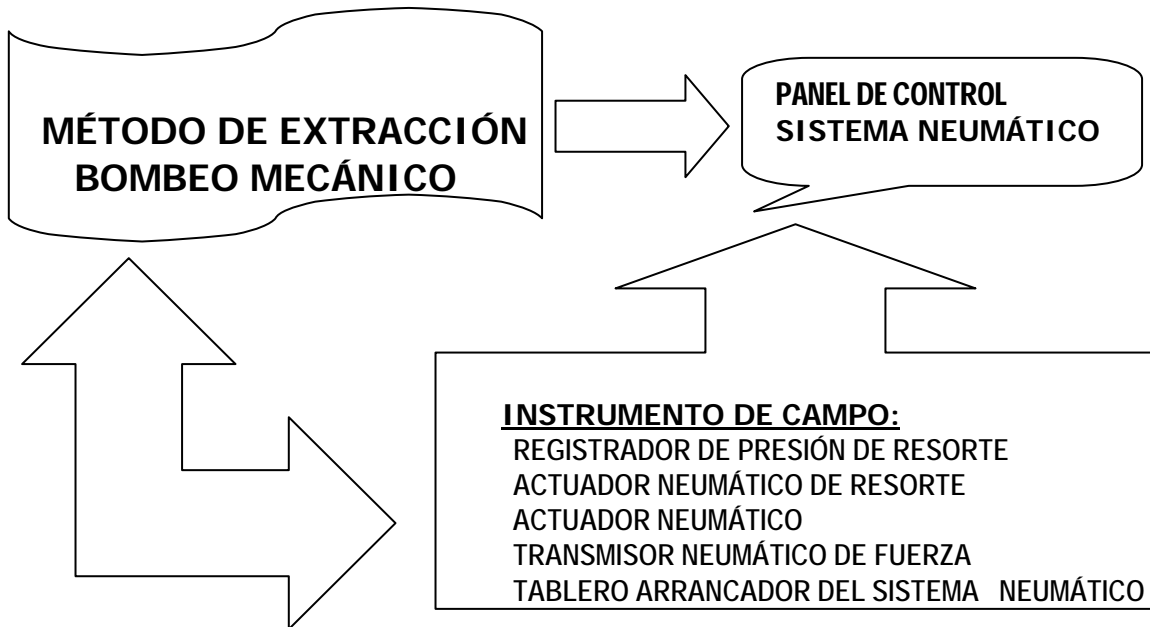
A continuación, en un diagrama de flujo, se sintetizan los siguientes métodos de extracción: **surgencia natural de fluidos, bombeo mecánico y bombeo eléctrico.**

Figura 33. Diagrama de flujo de surgencia natural



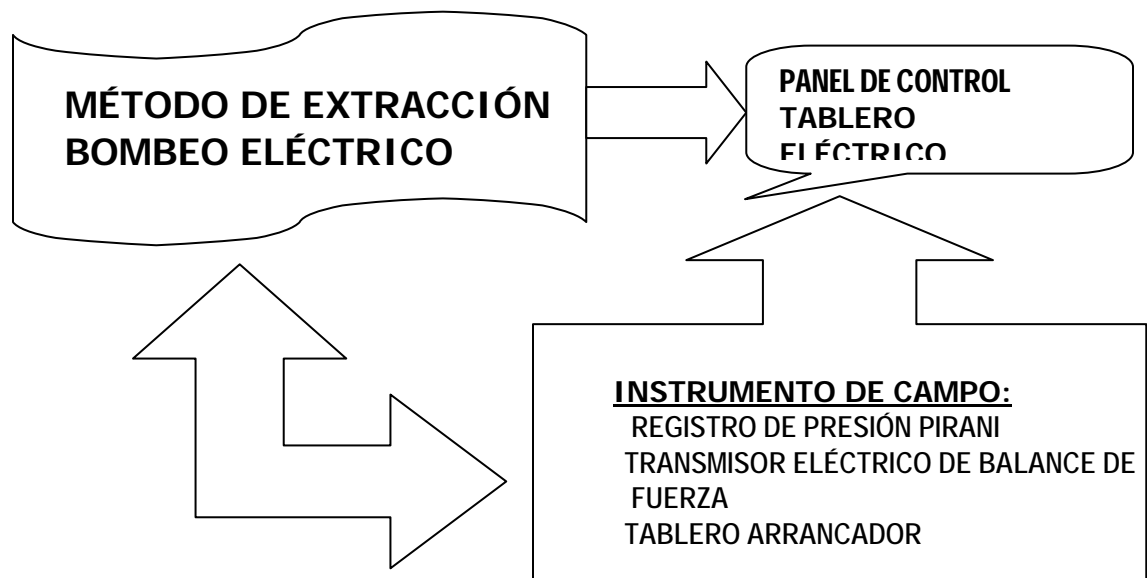
Este método de extracción de bombeo mecánico, actualmente funciona eficientemente, el cual fue diseñado utilizando un sistema de instrumentación neumática.

Figura 34. Diagrama de flujo de bombeo mecánico



En el método de extracción, por bombeo eléctrico, funciona pero tiene algunas limitaciones, que se deberían mejorar, sólo reajustando el sistema de instrumentación eléctrica.

Figura 35. Diagrama de flujo de bombeo eléctrico



3.1.1 Propuesto:

Según la investigación efectuada en el campo de la extracción de petróleo crudo, se observa que los sistemas de control automáticos, en su mayoría, ya se convirtieron en sistemas automáticos, pero estos sistemas automáticos están aislados, como se comprueba actualmente en el inciso 3.1.1, a través de los diagramas de flujo de los métodos de extracción que aparecen. En este punto de tesis se propone que el control automático ya existente se unifique y se diseñe un nuevo **control automático de circuito cerrado**, utilizando un sistemas de control retroalimentado. Existen tres sistemas de control automatizado: 1) el método de extracción de surgencia natural con un

tablero de control; 2) el método de extracción de bombeo mecánico con un panel de control neumático; 3) el método de extracción de bombeo eléctrico con un panel de control eléctrico.

A continuación, en el siguientes **diagrama de flujo de circuito cerrado**, se detalla cómo los controles neumáticos y controles eléctricos se integran al circuito cerrado.

Figura 36. Diagrama de flujo de control automático de circuito cerrado

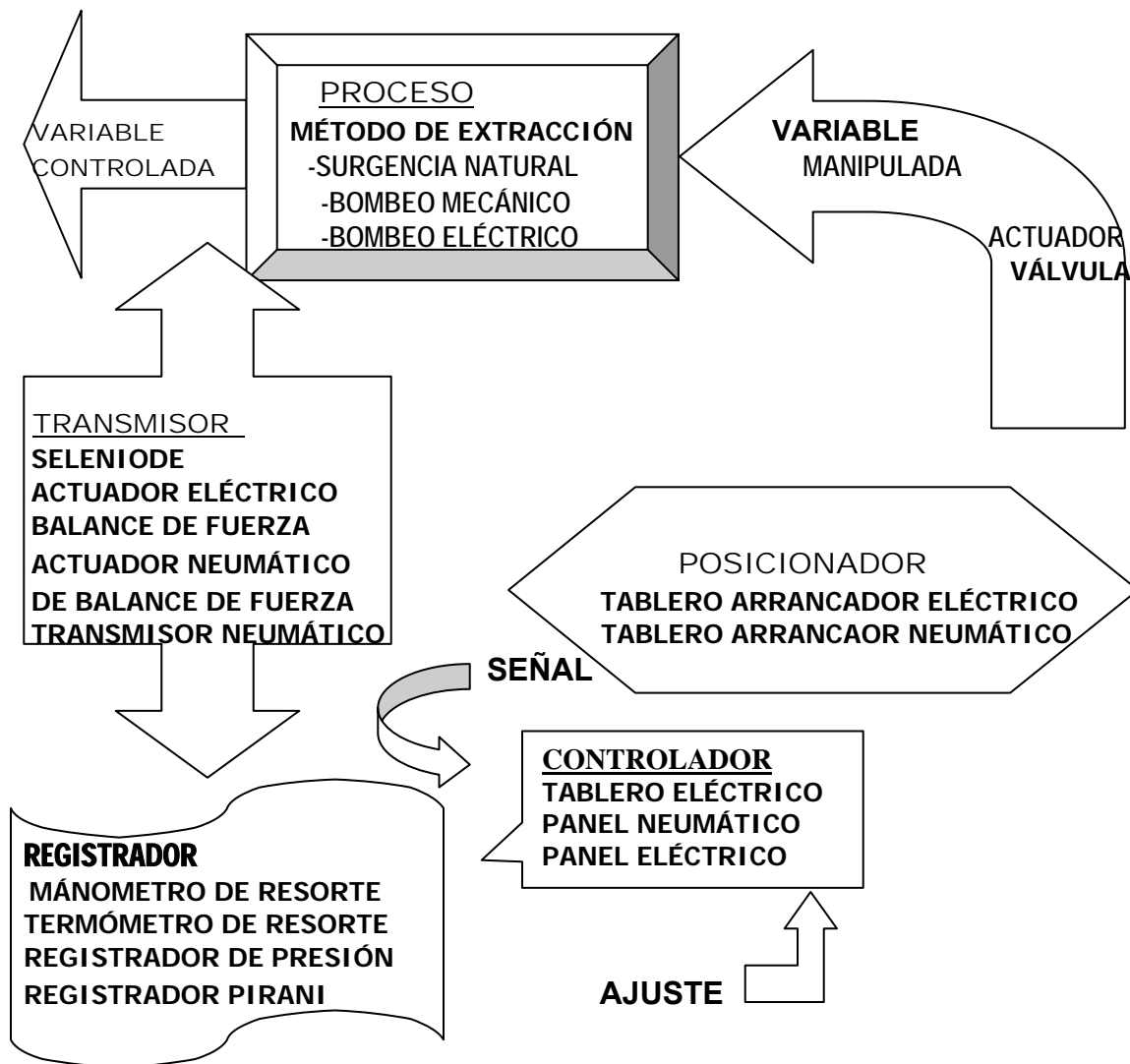
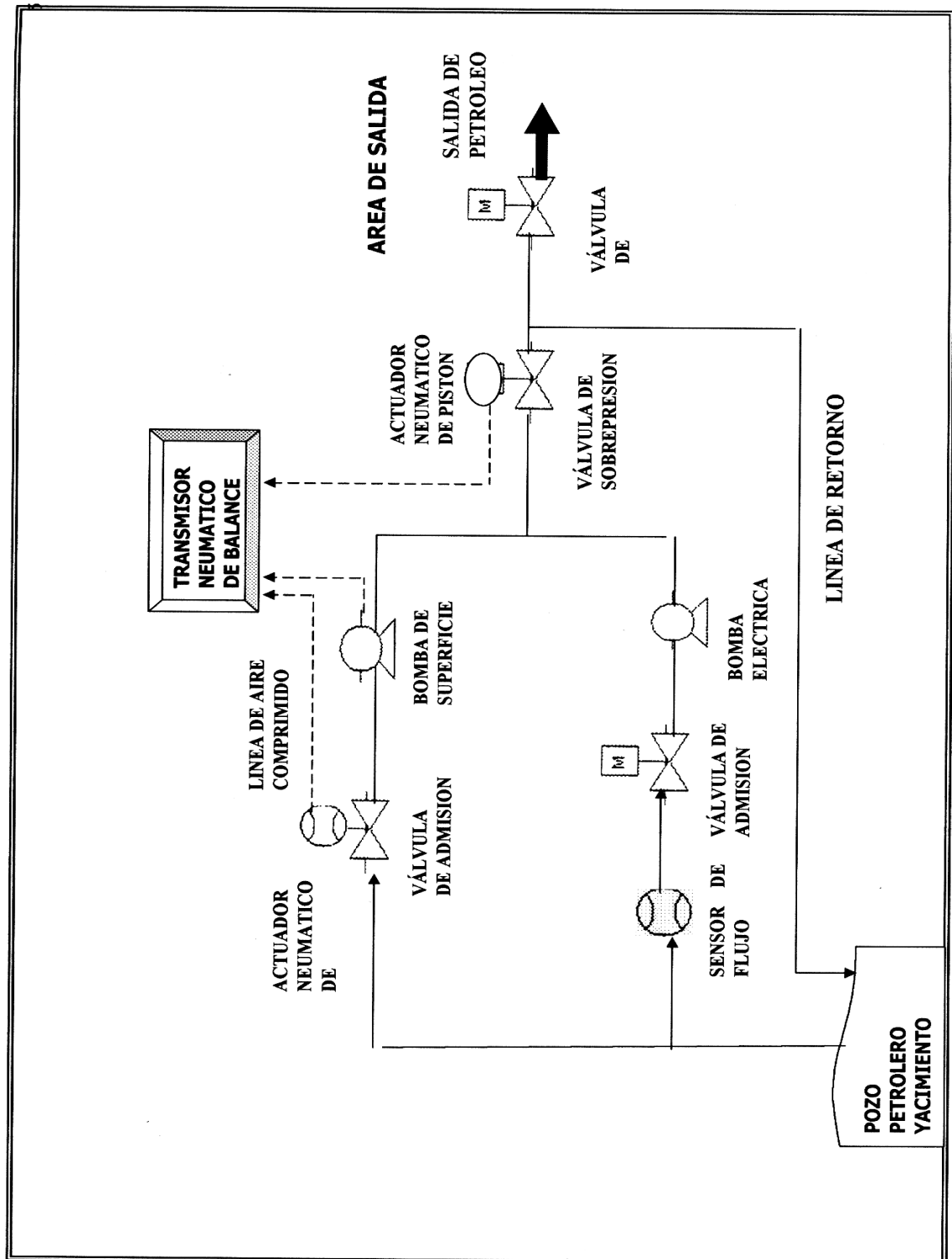
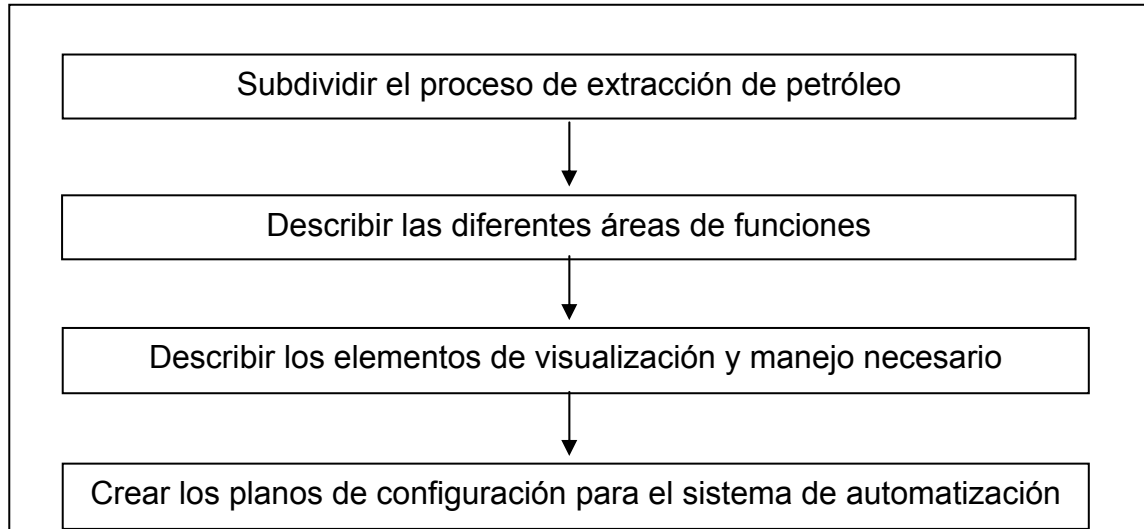


Figura 37. Diagrama propuesto del sistema automático de instrumentación de extracción de petróleo



El diagrama muestra los pasos básicos para la automatización del campo de extracción de petróleo.



Áreas de funciones y aparatos correspondiente en el proceso de extracción de petróleo

Área funcional	Aparatos correspondiente
Bombeo mecánico BM	Bomba mecánica de superficie para bombeo mecánico BM Válvula de admisión para bombeo mecánico BM Válvula de sobrepresión para bombeo mecánico BM Transmisión neumático de balance de fuerzas para BM Actuador neumático de resorte para bombeo mecánico BM Actuador neumático de pistón para bombeo mecánico BM
Bombeo eléctrico BE	Bomba eléctrosumergible para bombeo eléctrico BE Válvula de admisión para bombeo eléctrico BE Sensor de flujo para el bombeo eléctrico BE
Salida de petróleo	Válvula de salida de petróleo

Describir las siguientes tareas y áreas

Al describir cada área y tarea de un proceso, se define no solamente el funcionamiento de cada área, sino también los diferentes elementos que controlan dicha área.

Éstos comprenden:

- Entradas y salidas neumáticas, eléctricas, mecánicas y lógicas para cada tarea.
- Enclavamiento y dependencias entre las diferentes tareas.

Describir el funcionamiento

En el proceso de extracción de petróleo, se utilizan bomba eletrosumergibles, bomba mecánica, transmisor neumático de balance de fuerzas, y válvulas.

Estos se deben definir exactamente para determinar las características operativas y el tipo de enclavamientos que se requieren durante el funcionamiento.

En las siguientes tablas, se detalla la descripción de los instrumentos que utilizarán en el proceso de extracción de petróleo.

Descripción del motor de la bomba para el proceso de extracción de petróleo bombeo eléctrico BE

Extracción de petróleo: bombeo eléctrico BE
<p>1. Bomba Eléctrosumergible, que impulsa el petróleo hacia la superficie</p> <ul style="list-style-type: none">-Caudal de paso de : 0.75 barril por minuto-Potencia: 650 KW a 2,915 r.p.m.
<p>2. La bomba se controla desde un panel de manejo (marcha/paro) localizado en las cercanías del equipo de superficie.</p>
<p>3. Rigen las siguientes condiciones de habilitación:</p> <ul style="list-style-type: none">-El sensor de flujo señala que existe caudal en y que en 7 segundos arranca del motor de bomba Eléctrosumergible.-La válvula de admisión de petróleo hacia la bomba abierta.-La válvula de sobrepresión cerrada, mientras la temperatura sea menor de 350 °F.-la válvula de salida de petróleo a la superficie está abierta.-EL PARO DE EMERGENCIA no está activado
<p>4. Rigen las siguiente condiciones de desconexión:</p> <ul style="list-style-type: none">-El sensor de flujo señala que no hay caudal durante 7 segundos, tras el arranque del motor de la bomba eléctrosumergible.

Descripción de la válvula de admisión:

Extracción de petróleo: válvulas de admisión
<p>1.Las válvula de admisión, para la extracción de petróleo, permiten/impiden la salida del petróleo hacia la superficie dispone de un solenoide con muelle</p>

antagonista.

-Cuando el solenoide está activado, está abierta la válvula

-Cuando el solenoide está desactivado, está cerrada la válvula.

1. La válvula de admisión es controlada por el programa del usuario

2. Rige la siguiente condición de habilitación:

-El motor de la bomba electrosumergible marcha, por lo menos durante 1 segundo.

3. Rige la siguiente condición de desconexión

-El sensor de flujo no señala ningún caudal

Descripción de la bomba de subsuelo para el proceso de extracción de petróleo bombeo eléctrico BM

Extracción de petróleo: bombeo mecánico BM

1. Bomba mecánica impulsa el petróleo hacia la superficie, mediante un equipo de superficie como son: motor de gas, balancín, caja de reducción y compresor.

-Caudal de paso de : 0.75 barril por minuto

-Potencia:150 Hp a 920 r.p.m.

3. El actuador neumático de resorte (sensor de flujo) señala que existe caudal en 7 segundos del motor de gas de la bomba mecánica.

-La válvula de admisión de petróleo hacia la bomba abierta.

-La válvula de sobrepresión cerrada, mientras la temperatura sea menor de 350 °F.

-la válvula de salida de petróleo a la superficie está abierta.

-EL PARO DE EMERGENCIA no está activado

4. Rigen las siguientes condiciones de desconexión:

- Actuador neumático de resorte (sensor de flujo) señala que no hay caudal durante 7 segundos, tras el arranque del motor de la bomba mecánica.

Descripción de la válvula de admisión y válvula de sobrepresión

Extracción de petróleo: válvulas de admisión y sobrepresión
<p>1. Las válvula de admisión para la extracción de petróleo permiten/impiden la salida del petróleo hacia la superficie dispone de un actuador neumático de flujo y transmisor neumático de presión.</p> <p>-Cuando el actuador está activado, está abierta la válvula.</p> <p>-Cuando el actuador está desactivado, está cerrada la válvula.</p>
<p>2. Las válvulas de admisión y sobrepresión son controladas por el actuador neumático de resorte y por el actuador neumático de pistón.</p>
<p>3. Rige la siguiente condición de habilitación:</p> <p>-El motor de la bomba mecánica marcha, por lo menos, durante 1 segundo</p>
<p>4. Rige la siguiente condición de desconexión:</p> <ul style="list-style-type: none"> - El actuador neumático de resorte (sensor de flujo) no señala ningún caudal. - El actuador neumático de pistón (sensor de presión) no señala sobrepresión o temperatura, que sea menor de 350 °F.

Descripción del transmisor neumático de balance de fuerzas

Transmisor neumático de balance de fuerzas
<p>1. Con compresor que suministra el aire comprimido, un relevador</p>

<p>neumático aumenta la presión de salida del aire comprimido.</p> <p>-Escala de 3 a 15 Psia</p>
<p>2. El Compresor se controla desde un panel de control (marcha/paro)</p>
<p>3. Rigen las siguientes condiciones de habilitación:</p> <ul style="list-style-type: none"> -La bomba mecánica está en activada -El actuador neumático resorte (sensor de flujo) señala existencia caudal. - El actuador neumático de pistón (sensor de presión) no señala sobrepresión o temperatura menor de 350 °F. -La válvula de salida de petróleo hacia la superficie esté abierta. -EL PARO DE EMERGENCIA no está activado
<p>4. Rige la siguiente condición de desconexión</p> <ul style="list-style-type: none"> -El actuador neumático resorte (sensor de flujo) señala que no hay caudal 7 segundos, tras el arranque de la bomba mecánica.

Descripción de la válvula de salida

Válvula de salida
<p>1. Para la extracción de petróleo hacia la superficie, la válvula dispone de un solenoide con muelle antagonista.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Cuando el solenoide está activado, está abierta la válvula. -Cuando el solenoide está desactivado, está cerrada la válvula.
<p>2. La válvula de salida se controla desde el panel de control (abrir/cerrar). Se cierra automáticamente cuando el sensor de flujo (electrónico o neumático) señala que no hay caudal y el actuador de presión señala una temperatura mayor de 350 °F.</p>
<p>3. La válvula de salida se puede abrir bajo las siguientes condiciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> -actuador de presión señala temperatura menor de transmisor NF. -El sensor de flujo (electrónico o neumático) señala que no hay caudal,

-EL PARO DE EMERGENCIA no está activado.

Definir los requerimientos de seguridad

Determinar los equipos que, por razones de seguridad, requieren circuitos fijamente cableados. Por definición, estos circuitos de seguridad ofrecen trabajar independientemente del sistema de automatización (a pesar de que el circuito de seguridad ofrece normalmente una interface de entrada/salida para coordinación con el programa del usuario). Comúnmente se configura una matriz para enlazar cada actuador con su propia área de PARO DE EMERGENCIA. Esta matriz constituye la base para los esquemas de los circuitos de seguridad.

Se debe proceder de la siguiente manera, al diseñar los dispositivos de protección:

- Definir los enclavamientos lógicos y neumático/eléctricos, entre las diferentes tareas de automatización.
- Diseñar circuitos para poder manejar manualmente, en caso de emergencia, los instrumentos integrantes del proceso de extracción de petróleo.

Diseñar un circuito de seguridad:

Para el proceso de Extracción de Petróleo se utiliza el siguiente circuito de Seguridad:

- Un interruptor de PARO DE EMERGENCIA que desconecta,

independientemente del autómata programable (PCL), los instrumentos siguientes:

- Bomba eléctrosumergible para extracción de petróleo por bombeo eléctrico BE
- Bomba mecánica para extracción de petróleo por bombeo mecánico BM
- Trasmisor neumático de balance de fuerzas
- Válvulas
- El interruptor de PARO DE EMERGENCIA está localizado en el panel de Control.
- Una entrada del autómata capta el estado del interruptor de PARO DE EMERGENCIA.

Describir los elementos de visualización y manejos necesarios

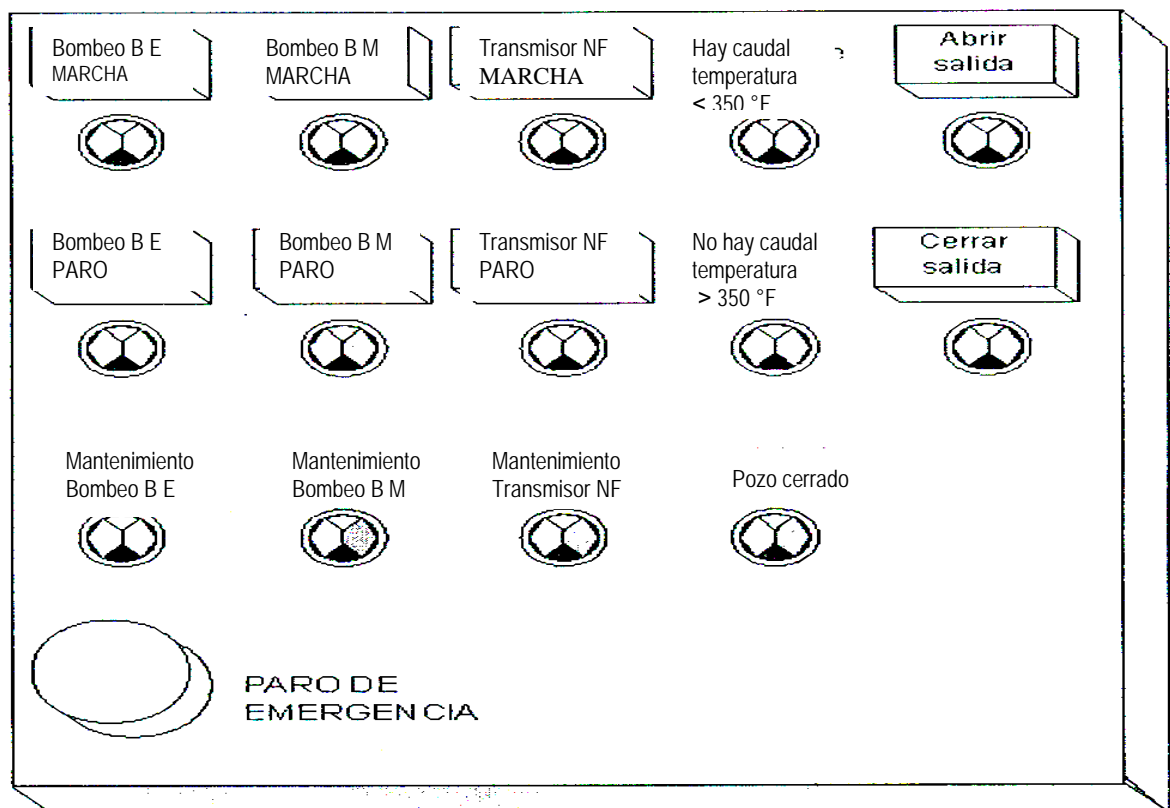
Cada proceso requiere un sistema de manejo y visualización, que permita que las personas puedan intervenir en dicho proceso. Como parte

de la descripción del proyecto, se define también la estructura del panel de manejo.

Definir un panel de manejo

En el proceso de extracción de petróleo, descrito en este documento, cada instrumento se pone en marcha o para, a través de un interruptor localizado en el panel de manejo. Este panel de manejo dispone de elementos de señalización, que informan sobre el estado operativo. Incluye también las lámparas de señalización, para aquellos equipos que requieren mantenimiento tras una determinada cantidad de arranques, así como el interruptor de PARO DE EMERGENCIA, para parar de inmediato el proceso en caso necesario.

Figura 39. Panel de manejo de seguridad



Diseñar el plan de configuración

Después de haber documentado los requerimientos de diseño, se han de determinar los equipos de control requerido, para el proceso de de extracción de petróleo.

Al diseñar la configuración, se utilizan diferentes módulos, y se define prácticamente la estructura del sistema de automatización. Se Diseñó un plan de configuración considerando los puntos siguientes:

- Tipo de CPU
- Cantidad y tipo de los módulos de señales
- Configuración de las entradas y salidas
- La Figura 40 muestra la configuración para el proceso de extracción de petróleos descritos en el propuesto.

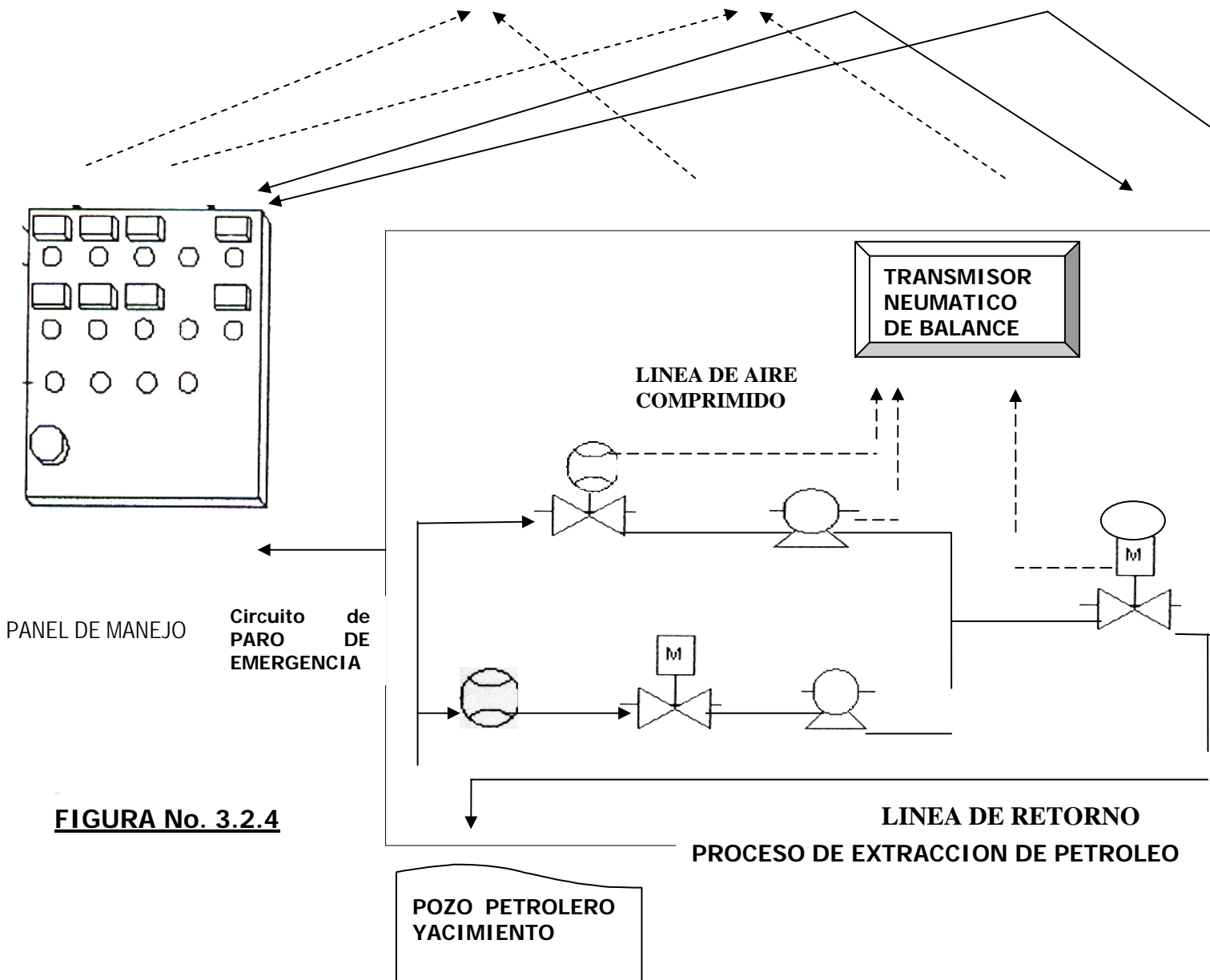
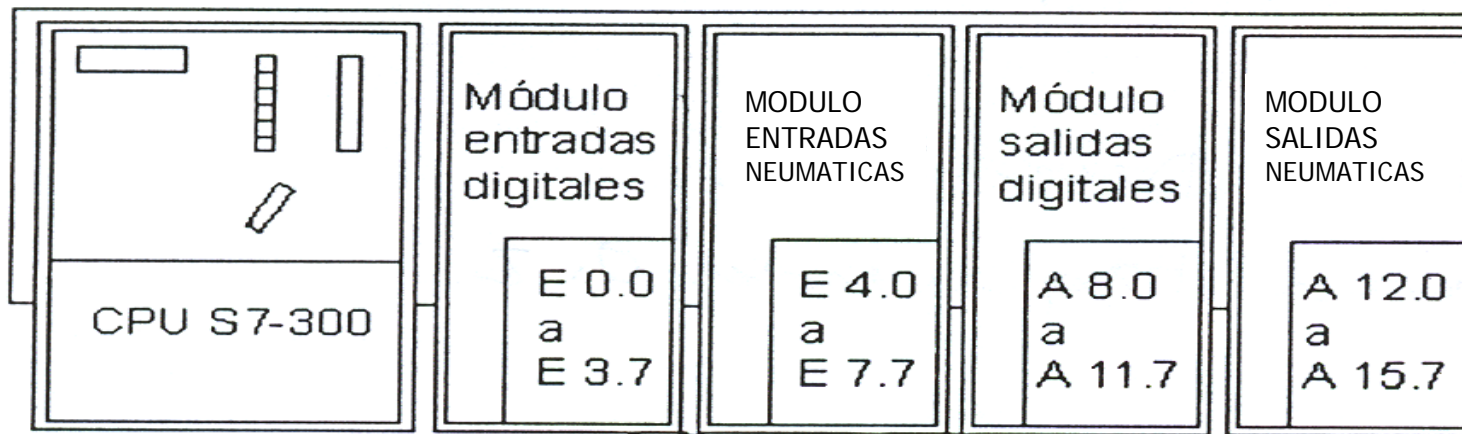


FIGURA No. 3.2.4

Este sistema de control automático de circuito cerrado está diseñado para controlar el flujo de petróleo crudo, que extraído en volúmenes deseados; este proceso se llama **variable controlada**.

Respecto a la **variable manipulada**, se interpretará como la cantidad de flujo que es variado, con el propósito de lograr un volumen determinado de petróleo crudo extraído, que pueden ser en barriles por minutos.

El objetivo de este sistema de control, generalmente, es mantener la desviación a un mínimo en todo tiempo. Lograr este objetivo es a veces difícil, ya que no depende del sistema de control únicamente, sino también de las características dinámicas del circuito.

La forma de control depende, en gran parte, del proceso de extracción de petróleo crudo; el propósito es de definir un control automático óptimo, pero no será fácil, ya que debe de mantener controladas las variables, como que la amplitud de la desviación sea mínima, el tiempo de una perturbación sea mínimo, y el tiempo muerto también sea mínimo.

Este sistema de **control automático** debe afinarse y graduarse, porque de esto depende que el control será óptimo.

Para lograr implementar este sistema de **control automático** propuesto, se necesita, en términos monetarios, de una gran inversión en cuanto a comprar e instalar un lote mayor de dispositivos eléctricos, neumáticos y digitales, como instrumentos de medición, transmisores, sensores, controladores, actuadores, elementos finales de control o posicionadores, tableros eléctricos, tableros arrancadores eléctricos, paneles de control,

circuitos integrados y registradores de presión. Además el tamaño, el peso y el precio de los mismos se han reducido ampliamente, debido a la tecnología de producción en serie existente. En cuanto a mano de obra, deberá capacitarse y actualizarse, aunque el número de empleos se reduzca notablemente.

3.3 Fundamentos y principios de control computarizado

En el sistema de control automático propuesto en el inciso anterior, se determinan en gran parte los fundamentos y principios de control computarizado. Cuando se diseña un sistema de control automático de circuito cerrado, prácticamente se está planeando instalar un sistema de control computarizado.

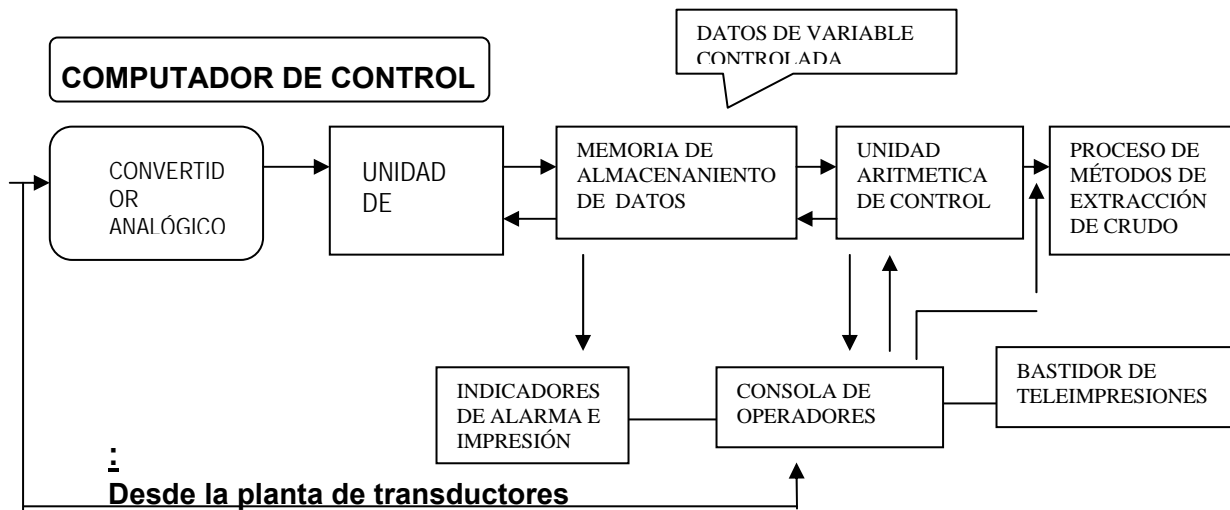
El control por computadora digital está siendo utilizado con frecuencia creciente en los procesos industriales diversos; en el campo de la extracción de petróleo crudo en Guatemala, existe resistencia a la implementación del control por computadora, a pesar de que a nivel mundial se han desarrollado un sinnúmero de sistemas para el control por computadora. Las aplicaciones en estos sistemas son principalmente en supervisión por monitores u optimización.

La computadora, los paquetes de programas, para un modelo de proceso de extracción de petróleo, acepta las medidas de los datos provenientes de instrumentos analógicos, instrumentos neumáticos e instrumentos digitales, la cual calcula los ajustes de control óptimo para controladores convencionales y los corrige en forma automática.

El computador no necesita estar dedicado solamente a la optimización de las variables para la alta calidad y la estabilidad físicas, sino también puede

emplearse para la optimización en la industria petrolera de computación, para control digital directo.

Figura 41. Diagrama de flujo del sistema de computación



Otro uso del computador digital es el control digital directo (CDD), en el cual los instrumentos analógicos, instrumentos neumáticos e instrumentos digitales de control automático, están directamente sustituidos para un proceso especial, por un computador digital de tiempo, compartido entre muchos lazos de control.

Las ventajas de un sistema como éste son su elevada precisión, la flexibilidad para implementar tecnología de punta de control y la economía en los costos locales de control, debido a lo compacto del sistema.

Las aplicaciones al control del automático de supervisión, en los campos de extracción de petróleo crudo para todos métodos de extracción, se utilizan

para el control de lazos cerrados. En la figura 51 se muestra un computador conectado a un dispositivo electrónico de variable controlada, que está diseñado para Windows 95 hasta Windows XP.

Figura 42. Computadora conectada a un dispositivo de variable controlada



Fuente: Electronic home, Radio Shack. Manual de dispositivos electrónicos. p. 203.

CONCLUSIONES

1. La calidad de la extracción de petróleo crudo se garantiza, a través de la instrumentación; por tal motivo, se debe de utilizar la guía para la instrumentación de campo de extracción de petróleo, la cual muestra en forma sencilla, los pasos que se deben de seguir para controlar y monitorear, por medio de instrumentos, las variables de los procesos con una alta confiabilidad.
2. La guía está estructurada de tal manera que es fácil su consulta y aplicación, tanto para un Ingeniero Instrumentista, como para los técnicos Instrumentistas.
3. En los campos de extracción de petróleo crudo, deberá integrarse y centralizarse el sistema de instrumentación, mediante la implementación de un sistema de control automático de circuito cerrado.
4. Existe personal calificado que trabaja en el campo de extracción de petróleo, en cuanto a la instrumentación instalada en el mismo; ellos poseen alguna información, pero ésta no es suficiente para iniciar la operación y funcionamiento de un sistema de control automático de circuito cerrado de retroalimentación.

5. Un sistema de control computarizado seria, en este momento, muy prematuro, conflictivo, riesgoso, difícil de instalar, de operar y costoso. La producción no genera los recursos suficientes para tomar esta decisión; en pocas palabras, no es rentable, sin embargo existen actualmente microcomputadores industriales muy completos y de bajo costo.

RECOMENDACIONES

1. En una visita a los campos de extracción de petróleo, se observó que el sesenta por ciento de los Instrumentos de campo instalados están dañados, y el veinticinco por ciento de los Instrumentos de panel de control también están fallando. Un porcentaje del veintitrés por ciento de todos los instrumentos son caducos. por lo cual es necesario inspeccionar los instrumentos instalados, ya que existe la posibilidad de que algunos de los instrumentos estén dañados.
2. Se debe utilizar la guía para la instrumentación de extracción de petróleo, para planificar y programar la operación de los instrumentos y su mantenimiento.
3. Es conveniente unificar los sistemas de control automáticos de los métodos de extracción de petróleo crudo (surgencia natural, bombeo mecánico y bombeo eléctrico), rediseñando, complementándolo y actualizándolo en un sistema de control automático de circuito cerrado de retroalimentación.
4. Es necesario capacitar, entrenar y actualizar al ingeniero de instrumentación y a los técnicos instrumentistas, en la operación y funcionamiento del sistema de control automático de circuito cerrado de retroalimentación.

5. Hay que implementar las acciones de seguridad industrial y dentro de los campos de extracción de petróleo crudo, instalando dispositivos visuales, auditivos y lumínicos, que emitirán señales, para resguardar la salud de todo el personal del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Anderson, Norman. **Instrumentación para medición y procesos de control.** Cuarta edición. Editorial Chilton Book Company. Estados Unidos 1992. pp. 18-26.
2. Avallone, Eugene. **Manual del ingeniero mecánico.** Volúmenes II y III. 3ª edición. Editorial McGraw-Hill, Interamericana, S.A. de C.V. México 1997. pp. 14.15-16.4.
3. Fipetrol, Latinoamericana, C.A. **Instrumentación para Plantas Petrol.** Manual de apoyo. Venezuela 1993. pp. 37-69.
4. Greene Richard. W. **Válvulas selección, uso y mantenimiento.** (primera edición en español). Editorial McGraw-Hill, Interamericana, S.A. de C.V. México 1989. pp. 39-271.
5. Greene Richard. W. **Bombas selección, uso y mantenimiento.** (primera edición en español). Editorial McGraw-Hill, Interamericana, S.A. de C.V. México 1989. pp. 78-96.
6. Jurado, Hugo. **Plantas de Extracción de Petróleo crudo.** Material de apoyo Editorial Basic Resources Ltda. Bahamas 1996. pp. 1-47.
7. Siemens. **Introducción al sistema automático SIMATIC S7-300.** Editorial Siemens, S.A. de Guatemala. Guatemala 1997. pp. 51-91.