



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

ESTUDIOS DE POSGRADO FACULTAD DE INGENIERÍA

El flujo como variable de control en separadores remotos y baterías de separación

PROYECTO TERMINAL

PRESENTADO EN ESTUDIOS DE POSGRADO

FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
COMO REQUISITO PARA OBTENER EL DIPLOMA DE
ESPECIALIZACIÓN

Mantenimiento a Equipo de Instrumentación y Control

P R E S E N T A

Ricardo Rojas Hernández

DIRECTOR DEL PROYECTO TERMINAL

M. en I. PEDRO I. RINCÓN GÓMEZ

Agosto 2008





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	5
CONSECUENCIAS EN LAS PLATAFORMAS SATELITES.	5
CONSECUENCIAS EN EL CENTRO DE PROCESO	5
CONSECUENCIAS OPERATIVAS	5
OBJETIVO GENERAL	6
HIPÓTESIS PARA LA SOLUCION DEL PROBLEMA	6
BENEFICIOS ESPERADOS DEL PROYECTO	6
CAPÍTULO I. PROCESO DE SEPARACIÓN ACTUAL	8
I.1 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE SEPARACION.	9
I.2 PLATAFORMAS SATELITES O REMOTAS.	10
I.2.1 FILOSOFIA DE OPERACIÓN ACTUAL DE LAS PLATAFORMAS SATELITES O REMOTAS.	11
I.2.2 REGISTRO DE PRODUCCIÓN EN LAS PLATAFORMAS SATELITES.	13
I.3 CENTRO DE PROCESO	16
I.3.1. FILOSOFIA DE OPERACIÓN ACTUAL EN EL CENTRO DE PROCESO.	18

CAPÍTULO II. PROCESO DE SEPARACIÓN PROPUESTO	24
.....
II.1. LA PROPUESTA PARA EL PROCESO DE SEPARACIÓN EN PLATAFORMAS SATELITES.	25
.....
II.1.1. FILOSOFIA DE CONTROL PROPUESTA EN LAS PLATAFORMAS SATELITES.	26
.....
II.2.- EL FLUJO COMO VARIABLE DE CONTROL EN EL CENTRO DE PROCESO.	28
.....
II.2.1.- FILOSOFIA DE CONTROL PROPUESTA EN EL CENTRO DE PROCESO.	30
.....
CAPÍTULO III. INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.	33
.....
III.1.-DESCRIPCION DE LOS INSTRUMENTOS EMPLEADOS EN LA FILOSOFIA DE CONTROL PROPUESTA	34
III.1 PLACA DE ORIFICIO.	34
III.1.1 TIPOS DE PLACA DE ORIFICIO O DIAFRAGMA.	34
III.1.2.- TOMAS EN LA PLACA DE ORIFICIO.	35
III.1.3.- CÁLCULO DE UNA PLACA DE ORIFICIO O DIAFRAGMA	36
.....
III.1.3.1 PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR UNA PLACA DE ORIFICIO SEGÚN LA NORMA ISO 5167-1980.	37
III. 1.3.2 PROGRAMA PARA CALCULAR EL DIÁMETRO DE UNA PLACA DE ORIFICIO.	38
.....
III.2.- ELEMENTO FINAL DE CONTROL.	40

III.2.1.- EJEMPLO DEL CÁLCULO DEL COEFICIENTE C_v	
.....	41
III.2.1.1.- CÁLCULO DE C_v	41
III.3.- TRANSMISOR DE FLUJO	43
CAPITULO IV.- CONCLUSIONES Y APORTACIONES	
.....	44
APENDICE A: SIMBOLOGÍA UTILIZADA.	
.....	46
APÉNDICE B: DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE SEPARACIÓN	
.....	48
GLOSARIO	
.....	50
BIBLIOGRAFÍA	
.....	53

INTRODUCCIÓN

EL CONTROL ACTUAL EN LAS PLATAFORMAS TANTO REMOTAS COMO EN EL CENTRO DE PROCESO SE BASA EN EL CONTROL DE LAS VARIABLES DE NIVEL Y DE PRESIÓN, PERO SE HA OBSERVADO QUE EL MANEJO DE ESTAS DOS VARIABLES NO ES SUFICIENTE PARA MANTENER ESTABLE EL NIVEL EN LAS VASIJAS DE SEPARACIÓN.

ESTO SE DEBE EN GRAN MEDIDA A LAS VARIACIONES QUE SE DAN EN EL NIVEL COMO RESULTADO DE LAS VARIACIONES DEL FLUJO, QUE PUEDEN ORIGINAR QUE SE LLENEN O VACÍEN DE MANERA FRECUENTE O ABRUPTA LAS VASIJAS DE SEPARACIÓN, LO QUE CONLLEVA A UNA SEPARACIÓN MENOS EFICIENTE, Y SOBRE ESFUERZO DE LOS ELEMENTOS MECÁNICOS DE LAS VÁLVULAS POR TRATAR DE MANTENER LOS NIVELES ESTABLES; POR OTRO LADO ESTO PUEDE LLEVAR A QUE UNA VASIJA SE QUEDE SIN ACEITE O SUBA TANTO EL NIVEL QUE GENERE LA SALIDA DE LÍQUIDOS POR LA SALIDA DE GAS ANTES DE QUE LAS VÁLVULAS DE NIVEL ALCANCEN A REACCIONAR.

OTRO FACTOR QUE PUEDE DARSE, ES EL CASO, QUE ANTE UN NIVEL QUE ESTE LLEGANDO A SER BAJO (SIN LLEGAR AL PUNTO MÍNIMO DEL RANGO DE CALIBRACIÓN) PERO CON UN FLUJO ALTO QUE PUEDA MANTENER UNA ALIMENTACIÓN ADECUADA A LAS SUBSECUENTES PARTES DEL PROCESO, SE EMPIECEN A CERRAR LAS VÁLVULAS DE CONTROL SALIDA DE ACEITE, LLEVANDO ESTO A UNA DISMINUCIÓN DEL FLUJO DE ACEITE AL CENTRO DE PROCESO CON LA CORRESPONDIENTE PERDIDA EN LA PRODUCCIÓN DE ACEITE.

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.

EN LA ACTUALIDAD EL PROCESO DE SEPARACIÓN DE GAS Y ACEITE EN LAS PLATAFORMAS TANTO PERIFÉRICAS COMO DEL CENTRO DE PROCESO PRESENTA EL PROBLEMA DE QUE NO PUEDEN RESPONDER DE MANERA ADECUADA ANTE VARIACIONES ABRUPTAS DE LA PRESIÓN PROVENIENTE DE LOS POZOS, ESTO CONLLEVA A UN DESCONTROL EN LOS NIVELES Y PRESIONES DE SEPARACIÓN DE LOS SEPARADORES, LO QUE TIENE LAS SIGUIENTES CONSECUENCIAS:

CONSECUENCIAS EN LAS PLATAFORMAS SATÉLITES:

DEBIDO A QUE LA ENTRADA DE PETROLEO AL SEPARADOR REMOTO ES CONTROLADA POR LA PRESIÓN DE LA VASIJA Y LOS CONTROLES DE ALTO Y BAJO NIVEL CONTROLAN LA SALIDA DE GAS Y ACEITE RESPECTIVAMENTE, UNA ENTRADA ABRUPTA DE PETROLEO EN LA VASIJA CONLLEVA A UN AUMENTO DE PRESIÓN Y AUMENTO REPENTINO DE NIVEL EN EL SEPARADOR, QUE PUDE ORIGINAR QUE SE ENVÍE GAS POR LA SALIDA DE ACEITE Y ACEITE POR LA SALIDA DE GAS SIN OLVIDAR QUE ESTAS VARIACIONES EN LA PRESIÓN SE REFLEJAN EN EL CENTRO DE PROCESO.

CONSECUENCIAS EN EL CENTRO DE PROCESO:

LA CONTAMINACIÓN DE ACEITE POR LA SALIDA DE GAS PUEDE TENER SEVERAS REPERCUSIONES YA QUE VA AL EQUIPO DE COMPRESIÓN Y SE HAN DADO CASOS EN QUE ESTAS PLATAFORMAS TIENEN QUE CERRAR HASTA QUE SE NORMALICE EL PROCESO.

LOS CAMBIOS ABRUPTOS DE PRESIÓN ACOMPAÑADOS DE BOLSAS DE GAS EN LA SALIDA DE ACEITE CONLLEVA A UN DESCONTROL EN EL CENTRO DE PROCESO YA QUE SI NO LLEGAN A RESPONDER ADECUADAMENTE LOS CONTROLES DE NIVEL Y DE PRESIÓN PUEDEN OCASIONAR EL ENGASAMIENTO DEL EQUIPO DE BOMBEO O LA INUNDACIÓN DE ACEITE DE LOS RECTIFICADORES QUE ENVIARÍAN A SU VEZ ACEITE A LOS QUEMADORES Y PLATAFORMAS DE COMPRESIÓN.

CONSECUENCIAS OPERATIVAS:

OTRA CONSECUENCIA SERIA QUE PARA ALGÚN MOVIMIENTO OPERATIVO EN QUE SE TENGAN QUE DESVIAR FLUJOS SE TIENE QUE BASAR EN DATOS TOMADOS DE MANERA INDIRECTA COMO SON LA VARIABLES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA, O REGISTROS DE PRESIÓN Y FLUJO DEL SEPARADOR, PERO SE TIENE EL CASO DE QUE AL SER POR LAPROS UN PROCESO INESTABLE SE LLEGUEN A TENER VARIACIONES EN LA CANTIDAD REAL DE ACEITE QUE ESTÉN DERIVANDO PUDIENDO OCASIONAR ESTO UN DESCONTROL EN LOS CENTROS DE PROCESO A DONDE SE ESTÉN ENVIANDO.

OBJETIVO GENERAL DEL PROYECTO

DESARROLLAR UNA FILOSOFÍA DE CONTROL PARA LAS VASIJAS DE SEPARACIÓN EN LAS PLATAFORMAS TANTO REMOTAS COMO DEL CENTRO DE PROCESO, UTILIZANDO EL FLUJO COMO VARIABLE DE CONTROL.

HIPÓTESIS PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

DESARROLLAR UNA FILOSOFÍA DE CONTROL, QUE, MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE LA VARIABLE DE FLUJO DE ACEITE COMO UNA VARIABLE DE CONTROL EN LOS SEPARADORES REMOTOS Y SEPARADORES DE PRODUCCIÓN DEL CENTRO DE PROCESO HAGA MÁS ESTABLE EL PROCESO.

LA INCORPORACIÓN DE ESTE TIPO DE CONTROL TENDRÁ LA CARACTERÍSTICA DE UTILIZAR TANTO LA INSTRUMENTACIÓN COMO LAS LÍNEAS, VÁLVULAS Y SEPARADORES EXISTENTES.

BENEFICIOS ESPERADOS DEL PROYECTO

SE ESPERA UN AUMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD, DEBIDO A QUE EL PROCESO VA A SER MENOS SENSIBLE A LOS CAMBIOS ABRUPTOS DE PRESIÓN, TEMPERATURA Y NIVEL QUE PUDIERAN OCURRIR; OCACIONANDO ESTO AL SER MAS ESTABLE EL PROCESO, UN AUMENTO EN LA PRODUCCIÓN AL PODER CONTROLAR LOS TIEMPOS DE RESIDENCIA DE LOS LÍQUIDOS Y LA CANTIDAD EXACTA DE ACEITE QUE SE DESEA MANIPULAR.

OTRA DE LAS APORTACIONES DE SUMA IMPORTANCIA OPERATIVAS QUE HAY QUE RECALCAR ES QUE EL FLUJO QUE ESTA LLEGANDO AL CENTRO DE PROCESO PUEDE SER CONTROLADO, SABIENDO LA CANTIDAD EXACTA DE FLUJO QUE ESTA LLEGANDO DE LAS PLATAFORMAS SATÉLITES AL CENTRO DE PROCESO, SIN DEPENDER DE VARIABLES INDIRECTAS COMO SON LA PRESIÓN Y EL NIVEL O DE ESTIMACIONES.

CON ESTA INFORMACION DE UNA MEDICIÓN EXACTA SE PODRÁN MANIPULAR LIBREMENTE LOS FLUJOS DE LAS LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA CON DATOS CUANTIFICADOS EN EL MISMO INSTANTE, SIN TEMOR A DERRAMES Y PRESIONES MÁS ALTAS DE LO NORMAL (REPRESIONAMIENTOS) Y QUE TIENEN REPERCUSIONES NEGATIVAS EN EL PROCESO, ASÍ COMO EN ASPECTOS DE SEGURIDAD Y EN EL MEDIO AMBIENTE

LO MISMO QUE EN LA PRODUCCIÓN SE ESPERA UNA DISMINUCIÓN EN LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO YA QUE AL SER MAS ESTABLE EL PROCESO SE REDUCE EL DESGASTE EN LOS INSTRUMENTOS POR SER MENOR LOS CAMBIOS ABRUPTOS ANTE LOS QUE TIENEN QUE REACCIONAR, EXISTIRÁ TAMBIÉN UN MENOR RIESGO DE DESCALIBRACIÓN REDUCIENDO ESTOS LOS MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS CON LA CONSIGUIENTE DISMINUCIÓN DE HORAS HOMBRE Y COSTOS DE REFACCIONAMIENTO.

CAPITULO I

PROCESO DE SEPARACIÓN ACTUAL

I.1.- DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE SEPARACIÓN.

Los pozos de producción donde emerge el petróleo se encuentran en las plataformas satélites, la mezcla pasa al separador remoto que se encuentra en esta plataforma realizándose la primera etapa de separación, la salida de aceite se canaliza al separador de segunda etapa del centro de proceso. El centro de proceso recibe la producción de las plataformas satélites, ver apéndice B.

En las plataformas satélites se realiza el aforo (medición), para esa función el petróleo se canaliza al separador de prueba, donde se separa el gas del aceite para realizar su medición, volviéndose a unir, teniendo 2 posibilidades de manejo:

- ir al separador remoto en la plataforma satélite, o
- ir al separador de primera etapa del centro de proceso.

En el centro de proceso, el separador de primera etapa recibe la mezcla proveniente de las plataformas satélites, el aceite separado se envía al separador de segunda etapa y el gas al rectificador de primera etapa.

El separador de segunda etapa recibe el aceite de los separadores remotos y del separador de primera etapa del centro de proceso, para realizar la segunda fase de separación, la salida de aceite se canaliza al equipo de bombeo y el gas al rectificador de segunda etapa.

El equipo de bombeo de aceite lo envía a través del *patín de medición* (ver glosario) hacia almacenamiento, a las refinerías para su transformación en petroquímicos y/o a los buques para su exportación.

El gas de los rectificadores es conducido hacia las plataformas de compresión

I.2.- PLATAFORMAS SATELITES O REMOTAS.

En las plataformas satélites se cuenta con un separador (remoto) y un rectificador (remoto), el primero recibe la entrada de petróleo de los pozos de producción, separando aceite de gas. El aceite se envía al separador de segunda etapa de los centros de proceso. El rectificador recibe el gas del separador remoto, enviándolo a las plataformas de compresión de los centros de proceso.

El diagrama del control del separador remoto se muestra en al Fig: I.2.1.

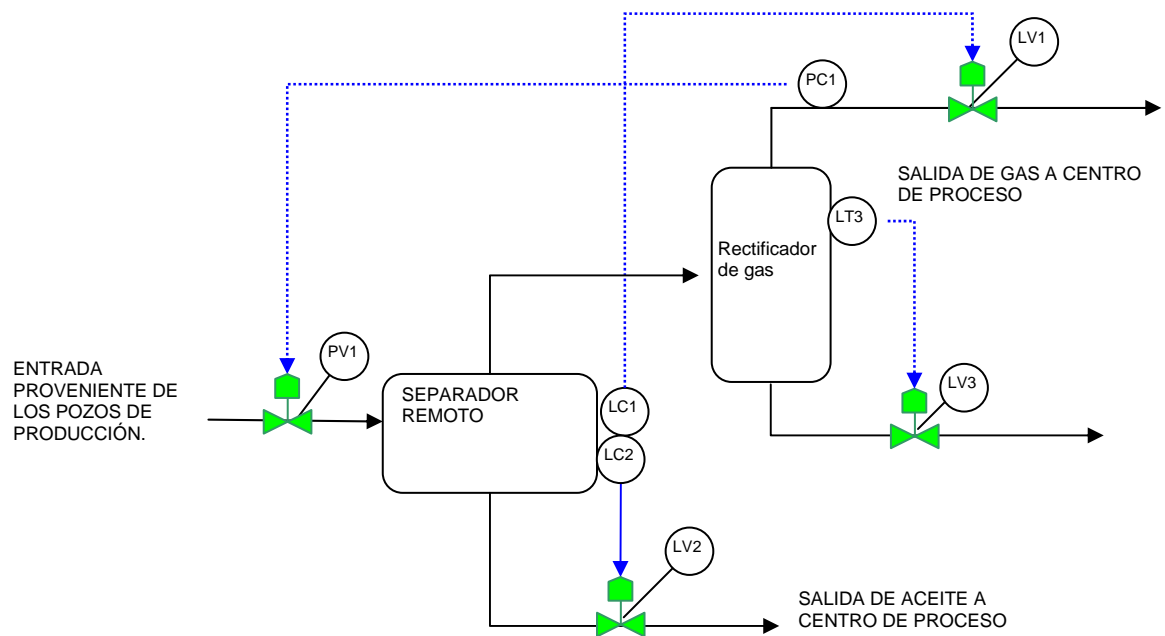


Fig: I.2.1.- Diagrama general de la filosofía de control en un separador remoto.

I.2.1.- FILOSOFIA DE OPERACIÓN ACTUAL DE LAS PLATAFORMAS SATELITES O REMOTAS.

El funcionamiento de las plataformas satélites se realiza de la siguiente forma: la entrada de petróleo al separador remoto es controlada por el control de presión PC1 ubicado en la salida de gas del rectificador remoto, cuando detecta una alta presión, manda una señal para cerrar la válvula de entrada de petróleo PV1 o abrirla cuando la presión empiece a bajar, el diagrama esquemático del proceso se muestra en la Fig:I.2.2.

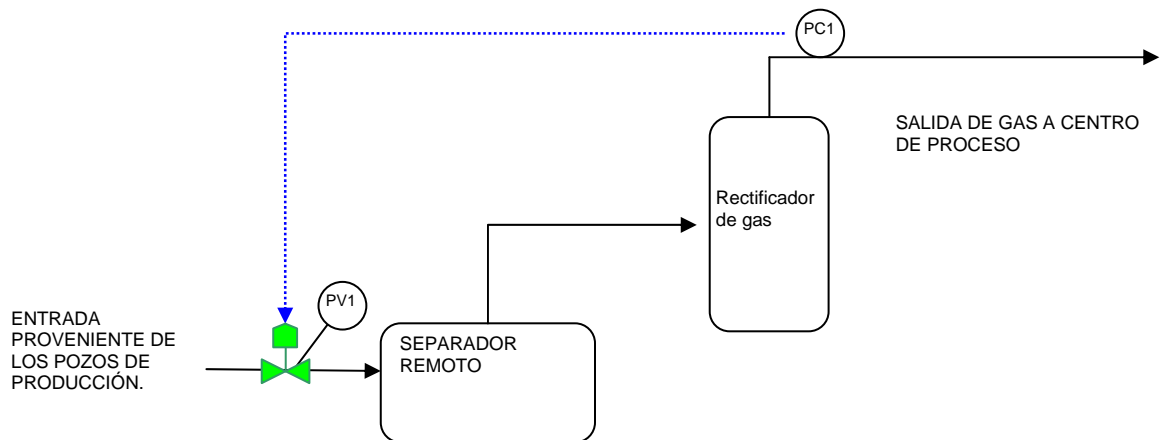


Fig: I.2.2.- Lazo de control a la entrada del separador remoto.

La salida de aceite del separador remoto de la plataforma satélite es controlada por el control de nivel LC2, cuando hay un evento de alto nivel manda abrir la válvula LV2 de salida de aceite y, cuando hay bajo nivel, el controlador envía una señal para cerrar la válvula evitando el paso de gas por la línea de aceite, ver Fig: I.2.3.

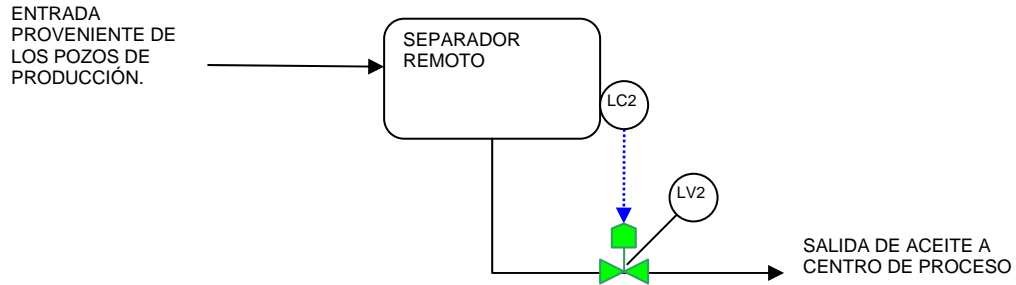


Fig: I.2.3.- Lazo de control en la salida de aceite del separador remoto.

El gas del separador remoto pasa al rectificador remoto, donde se separan los condensados que pudiera haber en la corriente de gas antes de ser enviado al centro de proceso.

En el rectificador remoto la salida de condensados es controlada por la señal que envía el transmisor de nivel LT3, el cual manda abrir la válvula LV3 cuando alcanzan un nivel alto lo líquidos acumulados en el rectificador y la manda cerrar cuando disminuyen estos, ver Fig: I.2.4.

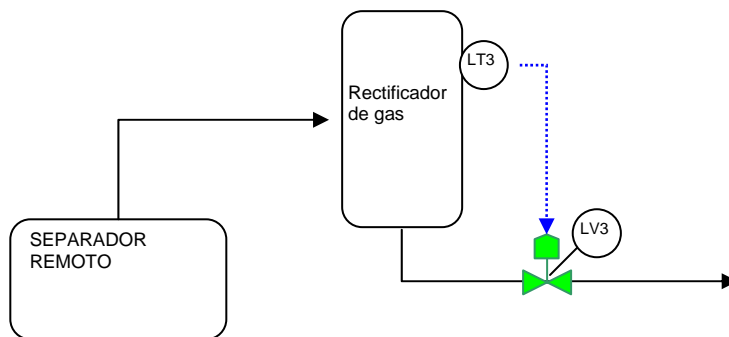


Fig: I.2.4.- Lazo de control en la salida de condensados del rectificador remoto.

La salida de gas del rectificador remoto va al centro de proceso, este es controlado por el control de nivel LC1 que esta localizado en el separador remoto, este envía la señal para abrir o cerrar la válvula LV1 localizada en la salida de gas del rectificador remoto, ver Fig: I.2.5.

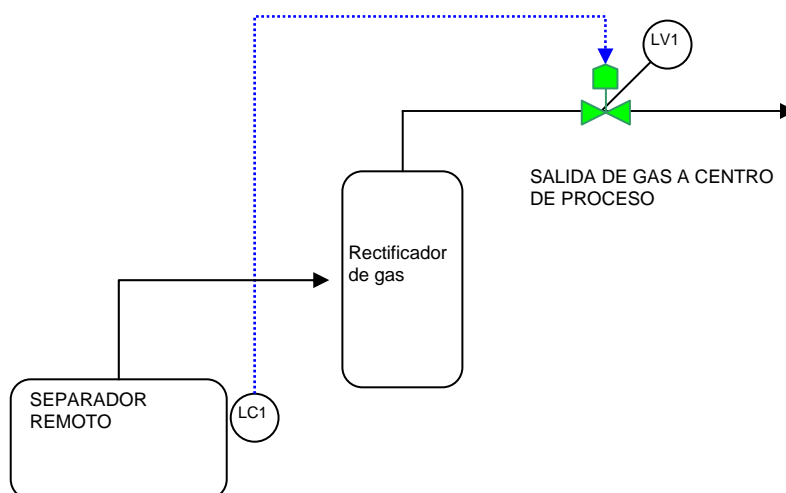


Fig: I.2.5.- Lazo de control en la salida de gas del rectificador remoto.

La válvula LV1 tiene la siguiente función: cuando el separador remoto alcanza un evento de alto nivel, LC1 envía una señal para el cierre de la válvula de salida de gas LV1 localizada en el rectificador de gas remoto para evitar el paso de aceite por la salida de gas y al mismo tiempo ejercer presión sobre el aceite separado en la vasija, ayudando a su desalajo.

I.2.2. REGISTRO DE PRODUCCIÓN EN LAS PLATAFORMAS SATÉLITES.

La medición de salida de aceite del separador remoto, presenta variaciones continuas en la producción de aceite, eso origina que los controles no alcancen a responder a esas variaciones con la rapidez requerida para mantener estable el proceso, originando que los separadores se llenen de aceite o se vacíen rápidamente, propiciando el flujo de aceite por la salida de gas o de gas por la salida de aceite.

Como ejemplo se tiene el comportamiento del separador remoto de la plataforma Akal-G, en el registro gráfico (figura 1.2.6) de la medición de aceite, se puede ver que la lectura en la salida de aceite del separador remoto no es estable, y muestra grandes variaciones en el gasto de aceite. Esto provoca desgaste en los elementos mecánicos de los instrumentos, residencia no calculada en las vasijas para una adecuada separación, falta de predicciones reales del flujo que llega a las vasijas, generando combinaciones de gas y aceite no deseadas en las líneas de salida de gas y aceite. Este fenómeno redundante en una menor eficiencia en la separación al no haber un control sobre el tiempo de residencia del gasto

Es importante notar que de haber un control del flujo proveniente de las plataformas remotas, se podría calcular el tiempo de residencia y hacer más eficiente la separación en las vasijas del centro de proceso. Al mismo tiempo al ser más estables los niveles en las vasijas se estaría evitando en gran medida la formación de espumas, permitiendo una mejor respuesta de los controles en los separadores.

En la Fig: I.2.6 se muestra una gráfica de gasto para un periodo de 24 horas, y está dividida horizontalmente en 10 espacios que corresponden a la lectura de presión cuadrática y verticalmente en 24 espacios que corresponden a cada hora.

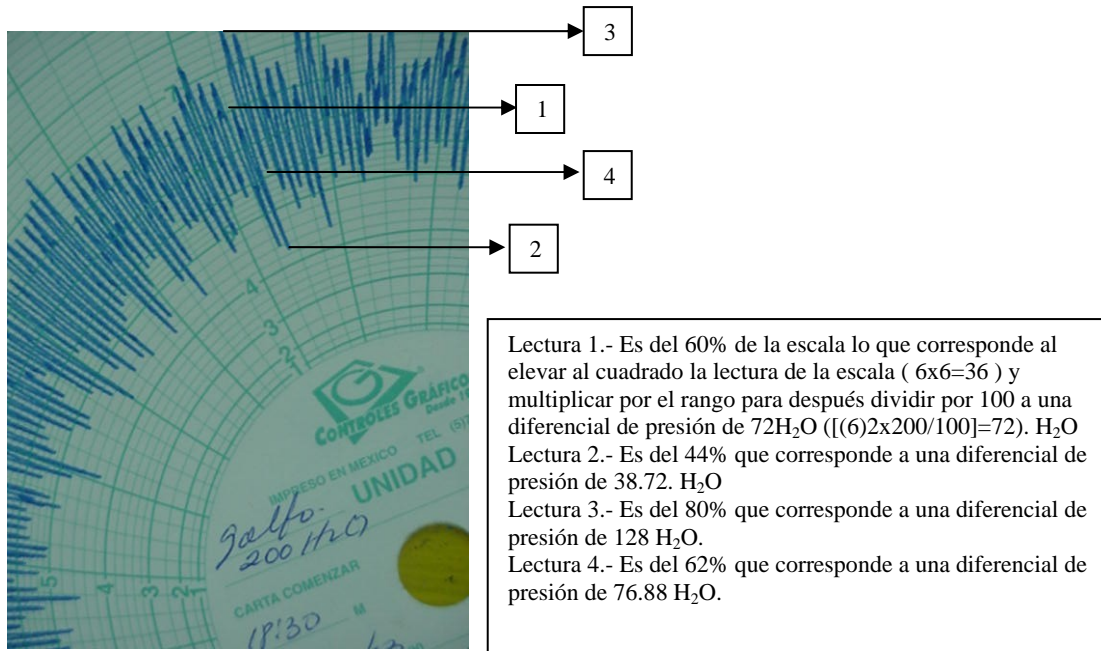


Fig.1.2.6 Carta de un registrador de flujo en el separador remoto de Akal-G.

Como se aprecia en la gráfica 1.2.6, existen variaciones en menos de media hora entre los puntos 2 y 3, que van del 44% al 80% respectivamente, repitiéndose en todo el ciclo de medición. Como resultado de las variaciones de nivel y de flujo, el tiempo de residencia de los líquidos se ve sensiblemente afectado. Esto provoca que por momentos la vasija del separador remoto se vacíe mas rápida o mas lentamente lo que tiene repercusiones en los separadores o vasijas del centro de proceso. Ocasionado trastornos tales como el engasamiento del equipo de bombeo o que se inunden los rectificadores con el correspondiente envío de condensados al equipo de compresión.

I.3. CENTRO DE PROCESO

Las baterías de las plataformas de producción del centro de proceso están constituidas por dos separadores y dos rectificadores; el separador de primera etapa recibe el aceite y gas proveniente de los pozos aun sin separar. Una vez separados, el aceite se envía al separador de segunda etapa y el gas al rectificador de primera etapa.

El separador de segunda etapa recibe el aceite de la primera etapa así como los líquidos provenientes de los rectificadores de primera y segunda etapa y del oleoducto de las plataformas satélites. En ese punto se realiza la segunda fase de separación para eliminar los residuos de gas en el aceite, enviando el aceite al equipo de bombeo y el gas al rectificador de segunda etapa, ver Fig:I.3.1.

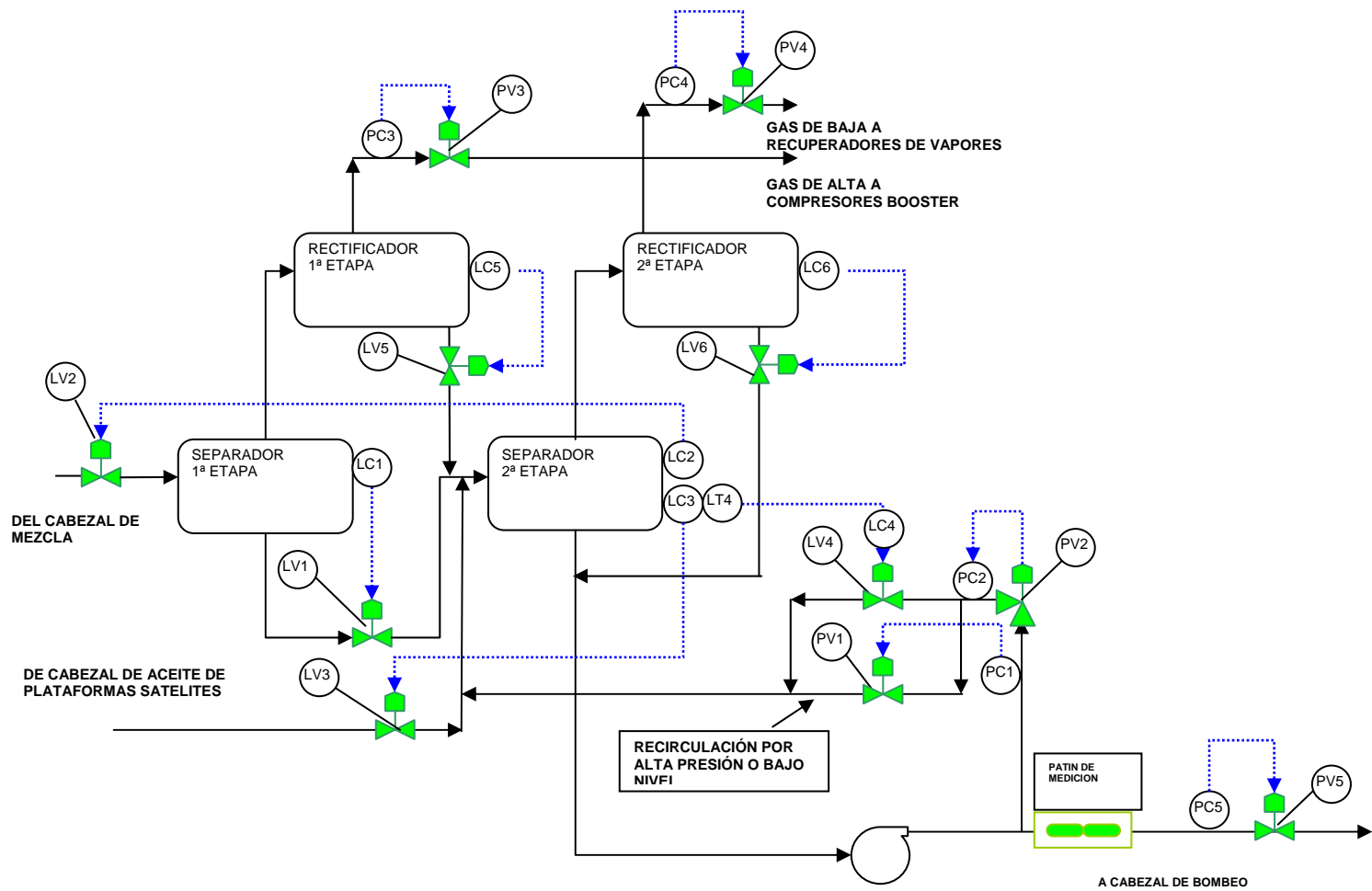


Fig.1.3.1 Dibujo esquemático del control de proceso en una plataforma de producción, tal como existe actualmente.

I.3.1 FILOSOFIA DE OPERACIÓN ACTUAL EN EL CENTRO DE PROCESO.

La entrada de petróleo al separador de primera etapa es controlada por el control de nivel LC2 del separador de segunda etapa mediante la válvula de control LV2. Este control abre la válvula LV2 cuando el separador de segunda etapa alcanza un nivel bajo y la cierra cuando se presenta un evento de nivel alto. El diagrama de esta filosofía se muestra en la fig. I.3.2.

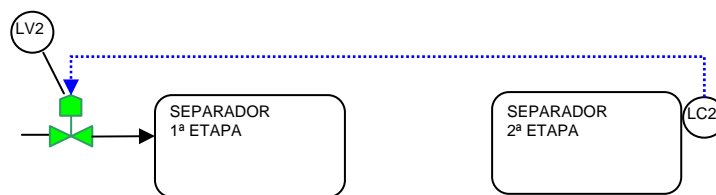


Fig.I.3.2 Lazo de control de la válvula de entrada al separador de primera etapa.

Cuando el control LC1 detecta un nivel alto en el separador de primera etapa, abre las válvulas de salida de aceite LV1, enviando el aceite al separador de segunda etapa. En caso de un nivel bajo, el control LC1 cierra la válvula LV1 para evitar que el gas llegue al separador de segunda etapa. En esta parte del proceso, el gas es enviado al rectificador de primera etapa, Fig. I.3.3.

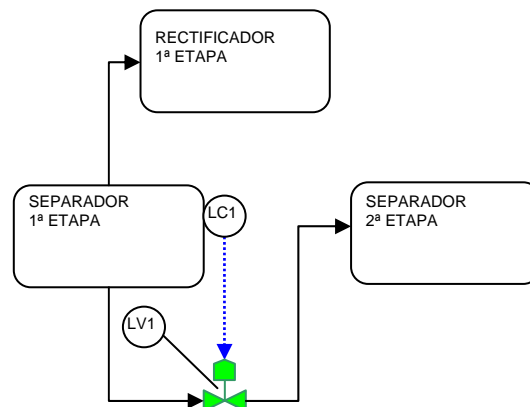


Fig.I.3.3 Lazo de control de la válvula de salida de Aceite del separador de primera etapa.

En el rectificador de primera etapa, el nivel de aceite esta controlado por el control de nivel LC5, de tal forma que cuando se alcance un nivel alto, se abra la válvula de control LV5 para enviar el aceite al separador de segunda etapa. La presión tanto del separador de primera etapa como del rectificador de primera etapa son controladas por medio del control de presión PC3 que abre o cierra la válvula de control PV3, manteniendo la presión de separación deseada y enviando el gas separado a las plataformas de compresión y el excedente al quemador, ver Fig.I.3.4.

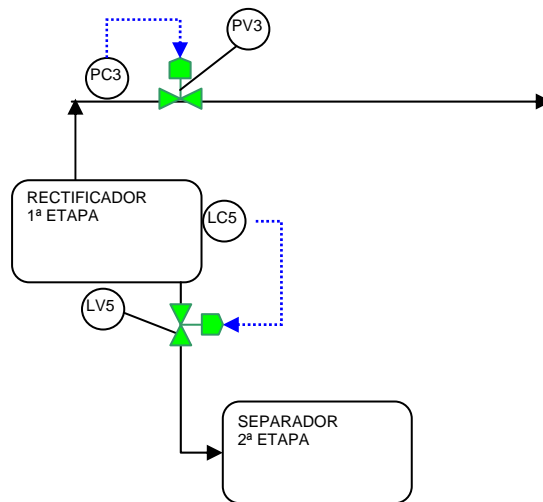


Fig.1.3.4 Lazo de control de la válvula de salida de condensados y salida de gas del rectificador de primera etapa

La entrada de aceite al separador de segunda etapa proveniente de los separadores remotos se regula mediante un control de nivel LC3 instalado en dicho separador. Abriendo la válvula de control LV3, ante un evento de nivel bajo y cerrándola ante un nivel alto. La misma acción se presenta en el control LC2, instalado en el mismo separador, actuando en la válvula de entrada del separador de primera etapa LV2, ver Fig.I.3.5.

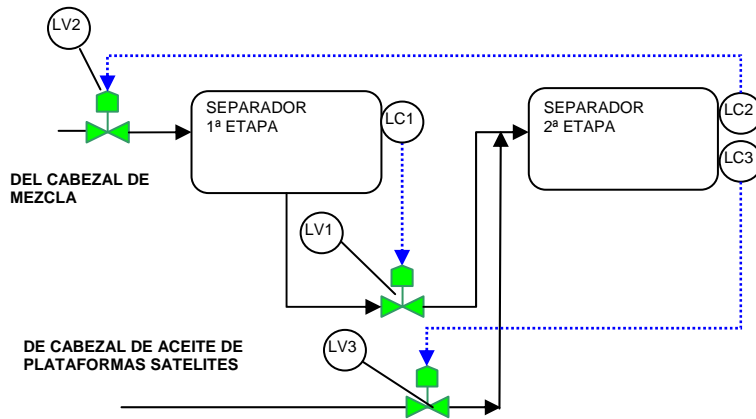


Fig.1.3.5 Lazos de control del separador de segunda etapa.

En el rectificador de segunda etapa un controlador de nivel LC6, regula su nivel de aceite de tal forma que cuando se alcanza un nivel alto, abre la válvula de control LV6 para enviar el aceite separado a la salida del separador de segunda etapa. La presión del separador de segunda etapa y del rectificador de segunda etapa son regulados por medio de un controlador de presión **PC4**, abriendo o cerrando la válvula de control **PV4** para mantener la presión de separación deseada, enviando el gas separado a las plataformas de compresión y el excedente al quemador, ver Fig.I.3.6.

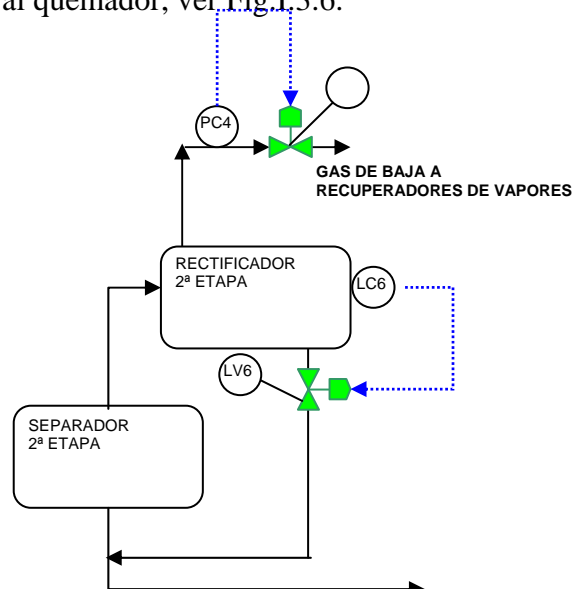


Fig.1.3.6 Lazos de control del rectificador de segunda etapa.

En caso de ocurrir un evento de muy bajo nivel en el separador de segunda etapa, entrará a operar la recirculación del aceite enviado al equipo de bombeo.

Al detectarse un bajo nivel, el transmisor **LT4** envía la señal de control para abrir la válvula **LV4** mediante el control **LC4**, liberando la presión *empaquetada* entre las válvulas **LV4** y **PV2**. Cuando **PC2** detecta la caída de presión, se abre **PV2**, iniciándose la recirculación en las turbo bombas por bajo nivel hacia el separador de segunda etapa.

Cuando el transmisor **LT4** detecta que se recupera el nivel, se cierra la válvula de control **LV4**, aumentando la presión en el tramo comprendido entre **PV2** y **LV4**, esto lo detecta **PC2**, el cual cierra la válvula **PV2**, quedando nuevamente la presión *empaquetada* entre las válvulas **PV2** y **LV4**, ver Fig. I.3.7.

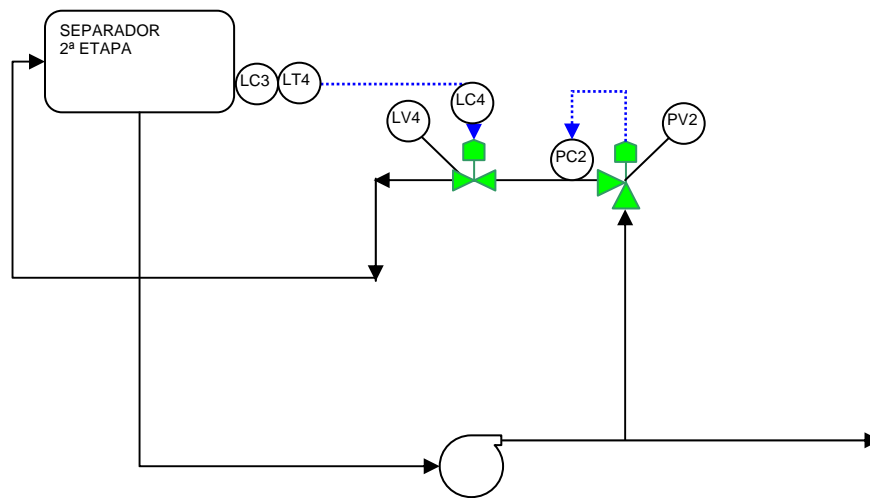


Fig.1.3.7 Lazo de control de la recirculación por bajo nivel.

Si llega a ocurrir un evento por alta presión, comienza a operar la recirculación por alta presión. El control PC1 abre la válvula PV1 al detectar alta presión, de la misma manera que la recirculación por bajo nivel, al abrirse PV1 libera la presión entre PV1 y PV2, al detectar PC2 la caída en la presión abre PV2, iniciándose así la recirculación por alta presión. Una vez que la presión se restablece se cierra primero la válvula PV1 y después la válvula PV2, quedando empaquetada nuevamente la presión entre PV1 y PV2.

La válvula PV5 controla la presión de salida del aceite que esta entregando el equipo de bombeo después de ser contabilizado por el patín de medición, este aceite es el producto final que esta entregando la plataforma a exportación o refinación.

Si la válvula PV5 se cierra, genera un represionamiento entre el equipo de bombeo y la válvula PV5; esto dará como resultado que se inicie la recirculación por alta presión al tanque de balance.

Esta recirculación se da de la siguiente manera, en condiciones normales de operación hay una presión entrapada entre la válvula PV2 y PV1, cuando PC1 detecta una alta presión, se abrirá la válvula PV1 que liberara esta presión entrapada, el controlador PC2 detectara una baja presión en el tramo comprendido entre PV1 y PV2 abriendo la válvula PV2 iniciando así la recirculación del equipo de bombeo al separador de segunda etapa, protegiendo de esta manera el equipo de bombeo, esto se muestra en la Fig:I.3.8.

CAPITULO II

LA PROPUESTA PARA EL PROCESO DE SEPARACIÓN EN PLATAFORMAS SATÉLITES

Capítulo II. LA PROPUESTA PARA EL PROCESO DE SEPARACIÓN EN PLATAFORMAS SATÉLITES

En este capítulo se desarrolla la propuesta para utilizar el flujo como una variable de control adicional a las de presión y nivel usadas actualmente en la separación de los hidrocarburos, dando mayor estabilidad al proceso de separación y mejorando su eficiencia.

II.1 DESARROLLO DE LA PROPUESTA

A fin de corregir las variaciones extremas que se registran en el gasto de aceite obtenido en los separadores de las plataformas satélites, se propone el uso de la variable de flujo, adicional a las de presión y nivel, por lo que se propone una nueva filosofía de control, que impida el arrastre del gas en el aceite o del aceite por el gas, así como la inestabilidad en el separador.

Con la finalidad de mantener un nivel constante en las vasijas de separación, que permita un gasto constante de aceite, se propone utilizar un control de flujo y una configuración de control override, que permite alternar la variable de flujo con la de nivel, según se requiera.

Para reducir los costos en la implementación, se propone aprovechar la instrumentación del **SCD** recientemente instalado, así como las válvulas de control existentes, y solo se añadirá un transmisor de flujo **TF1**, que se conectará a los *porta placas* de las placas de orificio existentes.

La forma en que operara es la siguiente:

Cuando los niveles del separador estén en un rango normal de operación, la válvula de control de salida de aceite **LV1** , estará gobernada por el control de flujo **FC1**, esto permitirá que cualquier fluctuación abrupta en los niveles no afecte las etapas del proceso subsiguiente, al mantener constante la salida de flujo que va a las siguientes etapas del proceso.

En caso de un bajo nivel se debe evitar que la vasija se vacíe para evitar la salida de gas por la de aceite, para esto el control de flujo **FC1** permutará al control de nivel **LC2**, este control **LC2** al detectar que se ha recuperado nivel permutara nuevamente el control a el control de flujo **FC1**.

La permuta se hará con un interruptor de nivel **LS1** configurado en el **SCD** mediante *el interlock I*. La conversión de la señal electrónica a neumática la hará el transductor **FY1**., esto se muestra en la Fig: II.1.2, los lazos de control **LC1** y **PV1** seguirán operando de acuerdo a la filosofía original, ver sección:

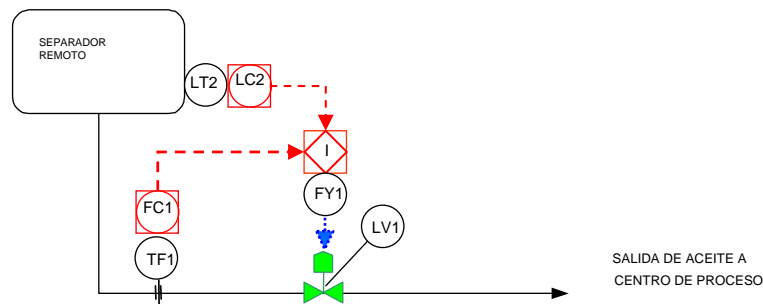


Fig. II.1.2.- Control por flujo y nivel de la salida de aceite del separador remoto

II.2 EL FLUJO COMO VARIABLE DE CONTROL EN EL CENTRO DE PROCESO

Para la implementación de la nueva filosofía de control en el centro de proceso se utiliza el flujo como otra variable de control, que manejada con las de nivel y presión, puedan hacer más estable el proceso. Para esto se utilizará un control de flujo y una configuración de control override (permutar la señal de nivel con la de flujo) con el fin de que ante una variación de nivel abrupta en un rango tolerable, el flujo se mantenga constante, evitando con esto que ante un evento de alto nivel pero con condiciones apropiadas de flujo se cierren las válvulas de entrada de aceite y se empiece a perder producción.

Por otro lado al estar controlando mediante el flujo la entrada de petróleo y aceite a la batería de separación, se elimina la inestabilidad que pudiera ocurrir al recibir variaciones repentinas de estos productos que se reflejan directamente en las cantidades de flujo que se está manejando. Un muy alto flujo por ejemplo podría representar un vaciamiento repentino del separador y posterior engasamiento del equipo de bombeo o un represionamiento e inundamiento de los separadores si el equipo de bombeo no succiona lo suficiente.

En el caso de que el nivel se salieran de un rango tolerable el SCD permutar el control de flujo a el control de nivel del separador de segunda etapa, el cual evitara que en un caso de muy bajo nivel se engase el equipo de bombeo y en caso de un muy alto nivel se inunden los rectificadores

Para la implantación se utilizara la instrumentación existente y el SCD instalado, añadiendo: una placa de orificio con un transmisor de flujo TF1 y de nivel LC2 electrónicos, y tres transductores LY2, LY3 y LY4, esto se muestra en la Fig: II.1.3.

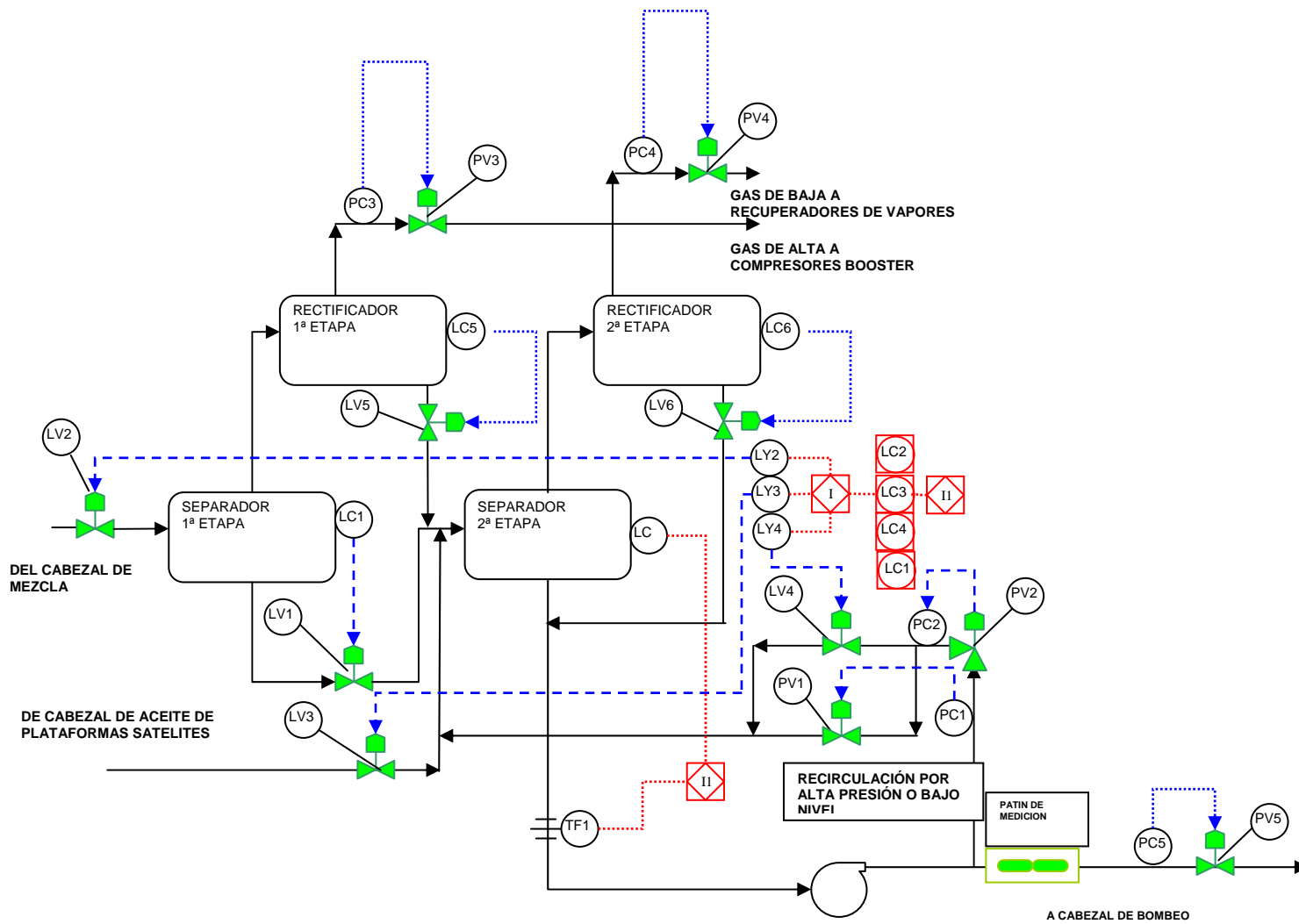


Fig.II.1.3.- Filosofía de control propuesta
En el centro de proceso.

II.2.1 FILOSOFIA DE CONTROL PROPUESTA EN EL CENTRO DE PROCESO

La filosofía de control es la siguiente:

La señal de flujo es transmitida al SCD por el transmisor de flujo TF1, el TF1 esta instalado en el portaplacas de la salida de aceite del separador de primera etapa al quipo de bombeo.

El SCD, recibe también la señal de nivel del transmisor LT instalado en el separador de segunda etapa. En base a este transmisor LT en el SCD estarán configurados los siguientes controles: LC2 que controla la entrada al separador de primera etapa mediante la válvula LV2, LC3 que controla la entrada al separador de segunda etapa de aceite separado mediante la válvula LV3, LC4 que controla la recirculación por bajo nivel mediante la válvula LV4 . El control del transmisor de flujo estará también configurado en el SCD y recibirá la señal de TF1, ver Fig: II.2.1.

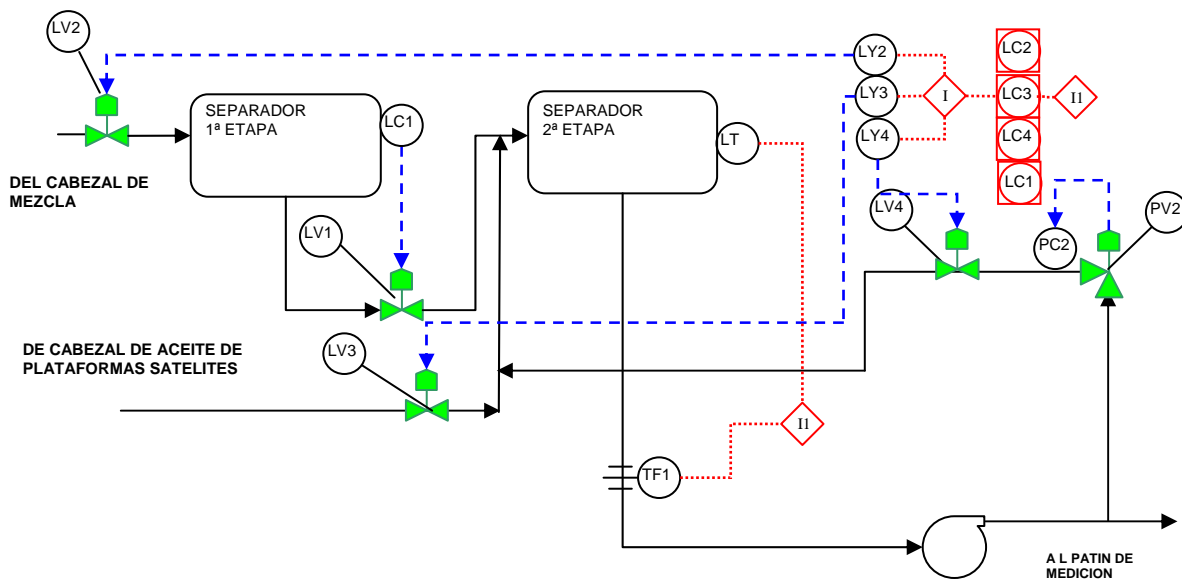


Fig.II.2.1.- Control de nivel, flujo y retorno por bajo nivel mediante el SCD.

En condiciones normales de operación permitirá que la señal de control de flujo de FC1 controle las válvulas de entrada al separador de primera y segunda etapa LV2 y LV3.

Ante un evento de alto nivel permutara el control a los controladores de nivel LC2 y LC3, esto con la finalidad de evitar la inundación de los separadores de primera y segunda etapa y por ende la salida de aceite hacia los rectificadores mandando para esto regular el control LC2 la válvula LV2 de entrada de petróleo y el control LC3 la válvula LV3 de entrada de aceite separado.

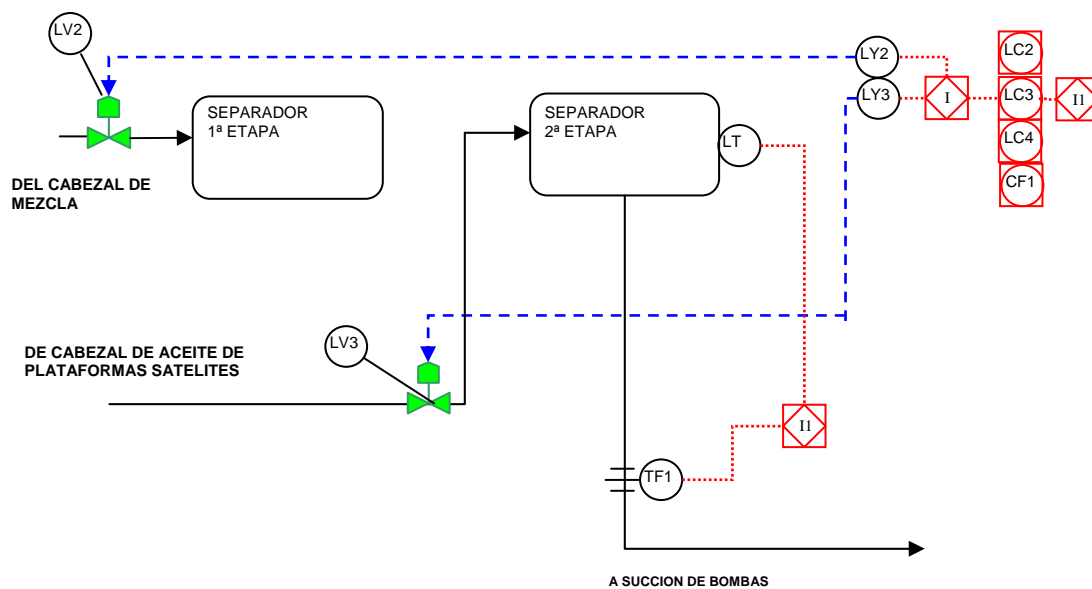


Fig.II.2.2.- Control de nivel y flujo mediante el SCD.

En caso de tener un evento de bajo nivel, pero gasto adecuado a las bombas, el SCD permitirá que el control de flujo FC1 continúe operando, por otro lado, en caso de niveles menores al rango de operación del separador de segunda etapa, el transmisor de nivel LT, enviara la señal a la válvula LV4 para que abra, libere la presión empaquetada entre LV4 y PV2 e inicie la recirculación por bajo nivel como se muestra en la Fig. II.2.3 , la filosofía de control es la misma para la recirculación por bajo nivel y alta presión explicada y descrita en la sección I.3.1.

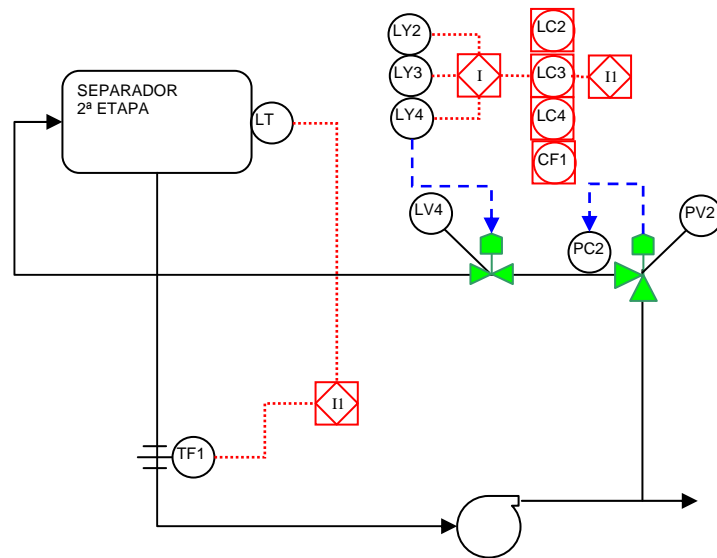


Fig.II.2.3.- Recirculación por bajo nivel.

CAPITULO III

INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

III.1.- DESCRIPCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS EMPLEADOS EN LA FILOSOFIA DE CONTROL PROPUESTA.

III.1.- PLACA DE ORIFICIO.

En la industria petrolera la medición de los hidrocarburos se hace por medio de placas de orificio, por lo que el personal operativo y de mantenimiento se encuentra ampliamente familiarizado con ese dispositivo. En las instalaciones de producción costa afuera de PEMEX, se utiliza el medidor de placa de orificio en los pozos, en separadores (remotos y de prueba) y en el centro de proceso.

A continuación se explican: los tipos la placa de orificio (sección III.1.1), el procedimiento para el calculo de la placas de orificio de acuerdo a normas internacionales (sección III.1.2) y finalmente la aplicación de un lenguaje de computo para el cálculo de la placa de orificio (sección 3.1.3).

III.1.1 TIPOS DE PLACA DE ORIFICIO O DIAFRAGMA.

La placa de orificio o diafragma consiste en una placa perforada instalada en la tubería. Dos tomas conectadas en la parte anterior y posterior de la placa, captan esta presión diferencial la cual es proporcional al cuadrado del caudal.

El orificio de la placa puede ser concéntrico, excéntrico o segmental, con un pequeño orificio de purga para los pequeños arrastres sólidos o gaseosos que puede llevar el fluido, ver Fig: III.1.1,. Los dos últimos diafragmas permiten medir caudal de fluidos que contengan una pequeña de sólidos y de gases. La precisión obtenida con la placa es del orden de ± 1 a $\pm 2\%$.

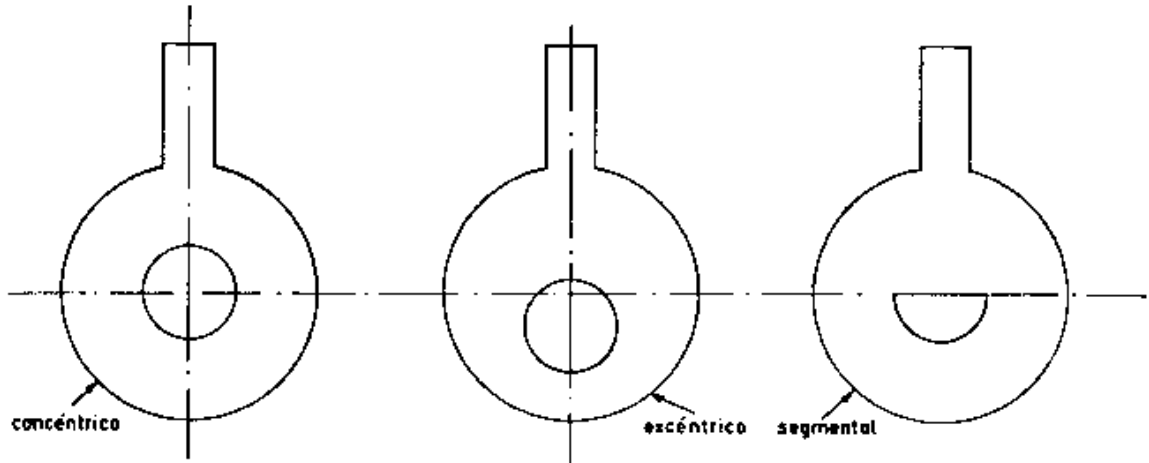


Fig: III.1.1.- Tipos de placa de orificio

III.1.2.-TOMAS EN LA PLACA DE ORIFICIO

Tomas en la brida. Es bastante utilizada por que su instalación es cómoda ya que las tomas están taladradas en las bridas que soportan la placa y estan situadas a $1\text{''}\varnothing$ de distancia de la misma, ver Fig: III.1.2.

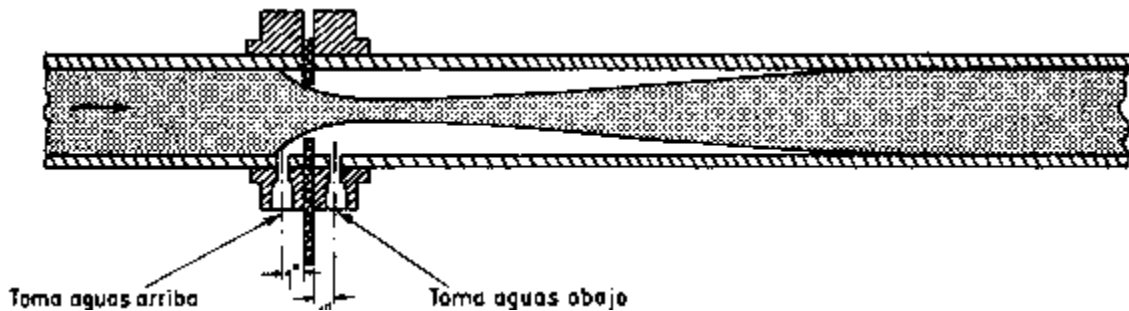


Fig: III.1.2.- Tomas en la brida.

Tomas en la vena contracta: la toma posterior (aguas abajo) esta situada en un punto donde la vena alcanza su diámetro mas pequeño, la cual depende de la razón de diámetros y se presenta aproximadamente a $\frac{1}{2}\varnothing$ de la tubería. La toma anterior (agua arriba) se sitúa a $1\varnothing$ de la tubería, ver Fig: III.1.3.

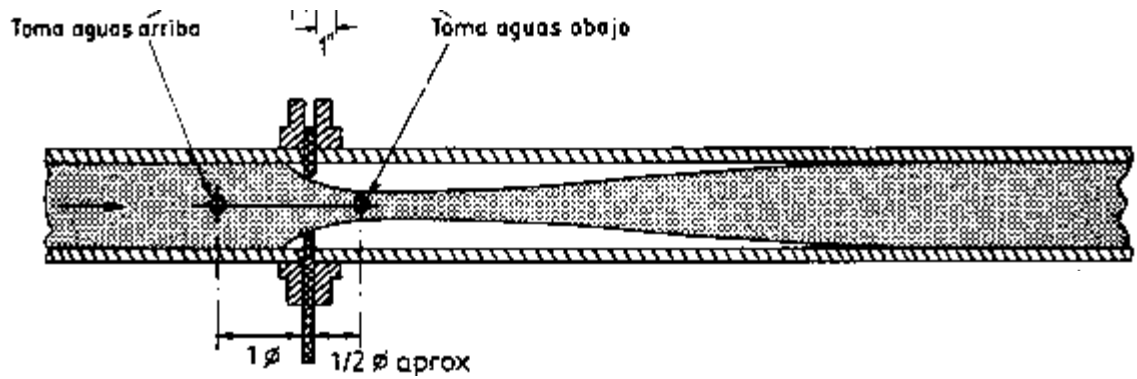


Fig: III.1.3.- Tomas en la vena contracta.

Las tomas radiales son parecidas a las tomas de vena contracta, pero fijando siempre las tomas anterior y posterior a $1\varnothing$ y $\frac{1}{2}\varnothing$ de la tubería, respectivamente.

Las tomas en la tubería, están situadas a $2\frac{1}{2}\varnothing$ aguas arriba y $8\varnothing$ aguas abajo, respectivamente. Se emplean cuando se desea aumentar el intervalo de medida de un medidor de caudal dado. La situación de las tomas está en lugar menos sensible a la medida, ver Fig: III.1.4.

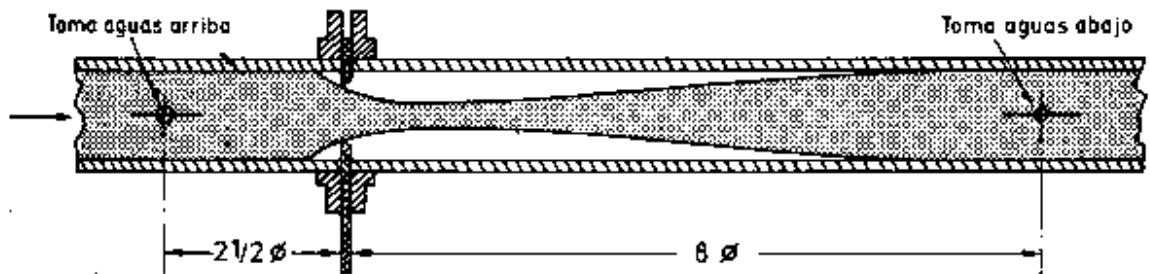


Fig: III.1.4.- Tomas en la tubería.

III.1.3 CALCULO DE UNA PLACA DE ORIFICIO O DIAFRAGMA

Para el cálculo de diafragmas, toberas y tubos de venturi se utilizará la Norma ISO 5167-1980, que se refiere a la medida del flujo por medio de placas-orificio, toberas o tubos de venturi, insertado en conductos de sección circular.

III.1.3.1 PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LA PLACA DE ORIFICIO SEGÚN LA NORMA ISO 5167-1980

El procedimiento para calcular la placa de orificio según la Norma ISO 5167-1980^[2,5] es el siguiente:

1.- Se obtiene el diámetro de la tubería a la temperatura promedio del fluido, esto es:

$$d = d_0 [1 + h \times 10^{-5} (t - t_0)]$$

siendo:

d = diámetro a la temperatura del fluido en mm.

d_0 = diámetro medido a temperatura ambiente en mm

h = coeficiente de dilatación de la tubería en mm/m.

$t - t_0$ = diferencia de temperaturas entre la del fluido y la ambiente en °C.

2.- Número de Reynolds.

$$Red = red = (12732 \times 10^6 \times q_m) / (vis \times d)$$

donde:

q_m = gasto (caudal) del diseño en kg./s.

vis = viscosidad absoluta o dinámica en (mPa) × (s) (centipoise = cp)

1 cp = 1×10^{-3} Pa en condiciones de servicio.

3.- Se calcula un valor aproximado de beta de acuerdo a la formula:

$$Beta = beta = [q_m^2 / (4.6 \times 10^{-10} \times d^4 \times \rho \times densi + q_m^2)]^{0.25}$$

4.- Se considera el factor de expansión $epsilon = 1$ en los líquidos.

5.- Se calcula el coeficiente de descarga c según la formula:

$$c = 0.5959 + 0.0312 \times beta^{2.1} - 0.184 \times beta^8 + 0.0029 \times beta^{2.5} \times (106/red)^{0.75} + (2.286/d) \times (beta^4 / (1 - beta^4)) \times (0.85598/d) \times beta^3$$

si $d \leq 58615 \text{ mm}$, entonces el coeficiente $(2.286/d)$ cambia a $(0.039/d)$.

6.- A continuación se considera un factor de corrección f_s que se utiliza cuando se maneja vapor de agua, en el caso de líquido y gas $f_s = 1$.

$$\beta = (2847.05 \times q_m / (d^2 \times \epsilon \times \rho \times f_s)) \times ((1 - \beta^4) / (p \times v))^{1/2}$$

Con el valor calculado de β se repiten los cálculos de los puntos 4 a 6, hasta que el valor obtenido de β se aproxima a la centésima.

7.- El diámetro del orificio a la temperatura del servicio del fluido es:

$$d = \beta \times d$$

8.- El diámetro del orificio a mecanizar, siendo h el coeficiente de dilatación de la placa es:

$$d_m = d / (1 + h \times (t - t_0))$$

III.1.3.2 PROGRAMA PARA CALCULAR EL DIÁMETRO DE UNA PLACA DE ORIFICIO

Este procedimiento para el cálculo de la placa de orificio se puede realizar mediante programas de computo. Uno de ellos es el lenguaje Basic, sencillo para programación y de fácil adquisición. A continuación se presenta el programa desarrollado en Basic, tomado del libro de Creus .

5 CLS

10 REM- calculo de placas de orificio según la norma ISO-5167-1980

20 REM- Placa-orificio con tomas en la brida, Tobera ISA 1932 Europa, Tobera A de radio largo y Tubo **Venturi**

60 INPUT "TEMPERATURA DE SERVICIO EN C?"; T1


```

70 INPUT ""TEMPERATURA AMBIENTE EN C?"; T0
80 INPUT ""DENSIDAD DEL FLUIDO EN Kg/M3?"; DENSI
90 INPUT ""DIAMETRO MEDIO DE LA TUBERIA A TEMPERATURA AMBIENTE EN
mm?"; D0
100 INPUT ""COEFICIENTE DE DILATACION DE LA TUBERIA EN mm/C?"; H
110 INPUT ""COEFICIENTE DE DILATACION DE LA PLACA EN EN mm/C?"; HP
140 INPUT ""CAUDAL MASA EN Kg/seg?"; QM
170 INPUT ""VISCOSIDAD ABSOLUTA O DINAMICA DEL FLUIDO EN CENTIPOSES?";
VIS
180 INPUT ""PRESION DIFERENCIAL EN BAR PARA EL CAUDAL MAXIMO"; PD
190 INPUT "PRESIÓN ESTÁTICA ABSOLUTA DEL FLUIDO EN LA TOMA DE ALTA
PRESION EN Bar"; P1
200 D = D0 * (1 + H * 10-5 * (T1 - T0))
210 RED = (1273200! * QM) / (VIS * D): REM NÚMERO DE REYNOLDS
230 FS = 1: BETA = (QM ^ 2 / ((4.6 * 10 ^ -10 * D ^ 4 * PD * DENSI) + QM ^ 2)) ^ .25: REM
^=ALT+0+94
250 REM PLACA DE ORIFICIO CON TOMAS EN LAS BRIDAS
260 EPSILON = 1: IF D > 58.615 THEN C = .5959 + .0312 * BETA ^ 2.1 - .184 * BETA ^ 8
+ .0029 * BETA ^ 2.5 * (10 ^ 6 / RED) ^ .75 + (2.286 / D) * BETA ^ 4 * (1 - BETA ^ 4) ^ -1 -
(.85598 / D) * BETA ^ 3
275 IF D <= 58.615 THEN C = .5959 + .0312 * BETA ^ 2.1 - .184 * BETA ^ 8 + .0029 *
BETA ^ 2.5 * (10 ^ 6 / RED) ^ .75 + (.039 / D) * BETA ^ 4 * (1 - BETA ^ 4) ^ -1 - (.85598 / D)
* BETA ^ 3
280 BETA1 = (2847.05 * QM * (SQR(1 - BETA ^ 4)) / (D ^ 2 * EPSILON * C * FS *
(SQR(DENSI * PD)))) ^ .5
290 IF ABS((BETA - BETA1) / BETA1) > .0001 THEN BETA = BETA1: GOTO 250
300 D1 = D * BETA1
310 D1M = D1 / (1 + HP * (T1 - T0))
320 PRINT : PRINT "RESULTADOS DEL CALCULO": PRINT
" _____ "
330 PRINT "N"; CHR$(167); " DE REYNOLDS="; RED: PRINT "BETA (d/D)="; BETA:
PRINT "DIAMETRO DEL ORIFICIO d="; D1: PRINT "DIAMETRO DE MECANIZACION
DEL ORIFICIO"; D1M
340 END

```

A continuación mostraremos a modo de ejemplo el cálculo de una placa de orificio con los siguientes datos:

- Producción de 40,000 Bpd (barriles por día).
- La placa de orificio será colocada en un a tubería de 24”.
- La diferencial de presión son 500”H₂O.
- Se considera una temperatura de 25°C.
- Desnsidad del fluido: 927 Kg/cm³

Los resultados obtenidos están en la figura III.1.1

```

D:\DISCOE~1\GUARDI~1\Ricardo\qbasic\QBASIC.EXE
¿TEMPERATURA DE SERVICIO EN C?? 70
¿TEMPERATURA AMBIENTE EN C?? 25
¿DENSIDAD DEL FLUIDO EN KG/M3?? 927
¿DIAMETRO MEDIO DE LA TUBERIA A TEMPERATURA AMBIENTE EN mm?? 609.6
¿COEFICIENTE DE DILATACION DE LA TUBERIA EN mm/C?? .000017
¿COEFICIENTE DE DILATACION DE LA PLACA EN EN mm/C? .000016
¿CAUDAL MASA EN KG/SEG?? 67.72
¿VISCOSIDAD ABSOLUTA O DINAMICA DEL FLUIDO EN CENTIPOISES?? 13.41
¿PRESION DIFERENCIAL EN BAR PARA EL CAUDAL MAXIMO? 1.243
¿PRESION ESTATICA ABSOLUTA DEL FLUIDO EN LA TOMA DE ALTA PRESION EN BAR? 9.8

RESULTADOS DEL CALCULO
-----
Nº DE REYNOLDS= 10547.27
BETA <d/D>= .1599179
DIAMETRO DEL ORIFICIO d= 97.48597
DIAMETRO DE MECANIZACION DEL ORIFICIO 97.41583
  
```

Fig: III.1.1.- Datos con los que se alimento el programa y resultado obtenido.

Como resultados del programa, tenemos una placa con un diámetro interior de: 97.48597mm con un diámetro mecanizado de 97.41583mm.

III.2 ELEMENTO FINAL DE CONTROL

Por el tipo de procesos en la industria petrolera, es común el uso de las válvulas de mariposa para el manejo de aceite, bajo costo y muy ligeras. La característica principal para su selección es el coeficiente de la válvula, denominado C_v .

III.2.1 EJEMPLO DEL CÁLCULO DEL COEFICIENTE C_v

Para el ejemplo del cálculo de C_v se utilizarán los siguientes datos obtenidos de un separador remoto de cómo el de Akal-G :

Presión aguas arriba de 10 Kg/cm².
Presión aguas debajo de 8 kg/cm²
Viscosidad promedio de 500 saybolt segundo
Densidad relativa del petróleo 0.9

III.2.1.1.- CALCULO DE C_v ^[1,7]

Para calcular el coeficiente C_v de la válvula de control se utilizan los siguientes datos:

Q= 50,000 BPD=1458 gal/min
P1=10Kg/cm²=142.2 psig
P2=8Kg/cm²=113.7psig
P1-P2=28.44 psig
G=0.9
Viscosidad = 500 segundos Saybolt

$$C_v = Q(G/[P1-P2])^{1/2}=259.36\text{gal/min}[\text{pulg}^2/\text{lib}]^{(1/2)}$$

Debido al efecto de la viscosidad, hay que aplicar el factor de corrección F_v a C_v , obteniendo el valor C_{vr} . El valor de C_v debe ser mayor o igual al de C_{vr} .

$$C_{vr} = F_v C_v$$

Donde para obtener F_v aplicamos el nomograma de la fig.3.2.1.

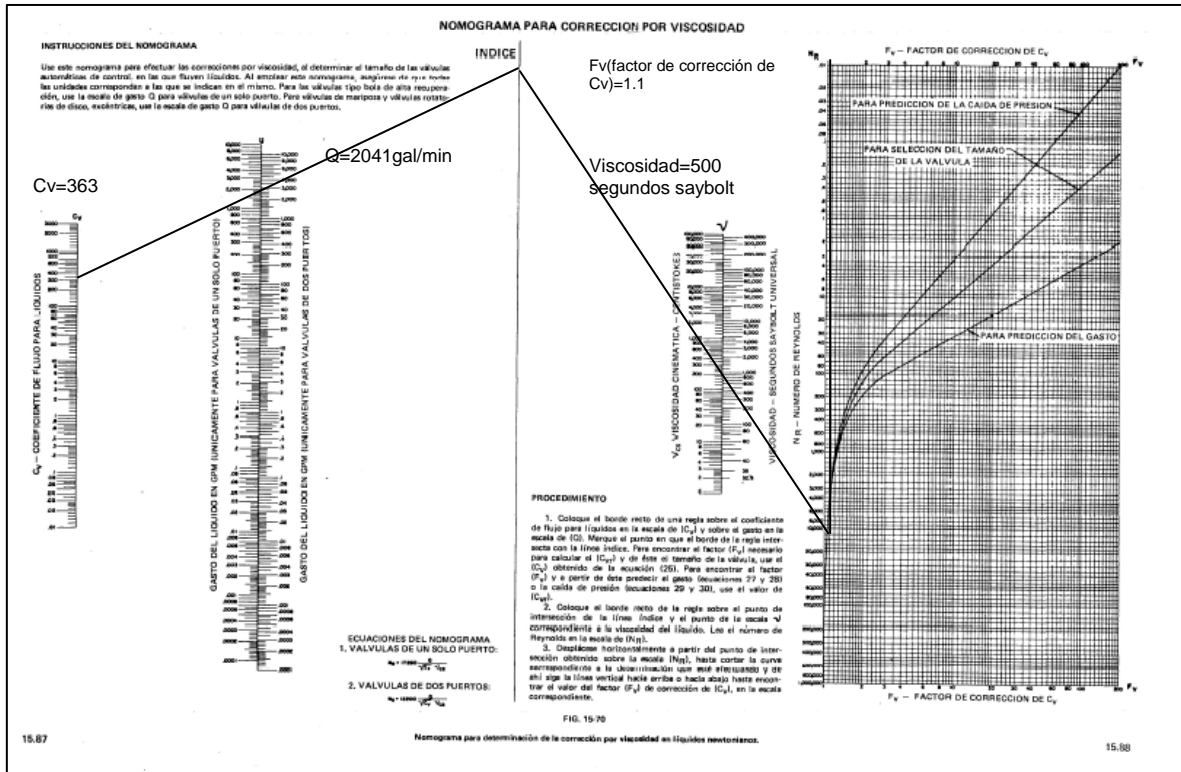


Fig. 3.2.1.- Nomograma para la obtención del factor de corrección por viscosidad de C_v .

Por lo tanto el factor de corrección por viscosidad es de 1.1 y de aquí se obtiene:

$$C_{vr} = F_v C_v = (1.1)(363) = 399.3$$

Como el fabricante recomienda que C_v sea mayor o igual que C_{vr} , se selecciona la válvula de mariposa de acuerdo a la tabla del fabricante que aparece en el apéndice C. La válvula será tipo mariposa, modelo 9500, de 4", 300# con una C_v de 492; según el catalogo 12 de Fisher, de octubre de 1998.

III.3.- TRANSMISOR DE FLUJO

Para elegir el transmisor de flujo a modo de ejemplo, podemos considerar un transmisor de flujo FOXBORO IDP10 el cual es muy común en la zona marina, para esto supondremos que tenemos un presión diferencial a modo de ejemplo de 500H₂O , y una señal de 4-20 mA para el SCD.

Para el montaje del transmisor ver Fig:

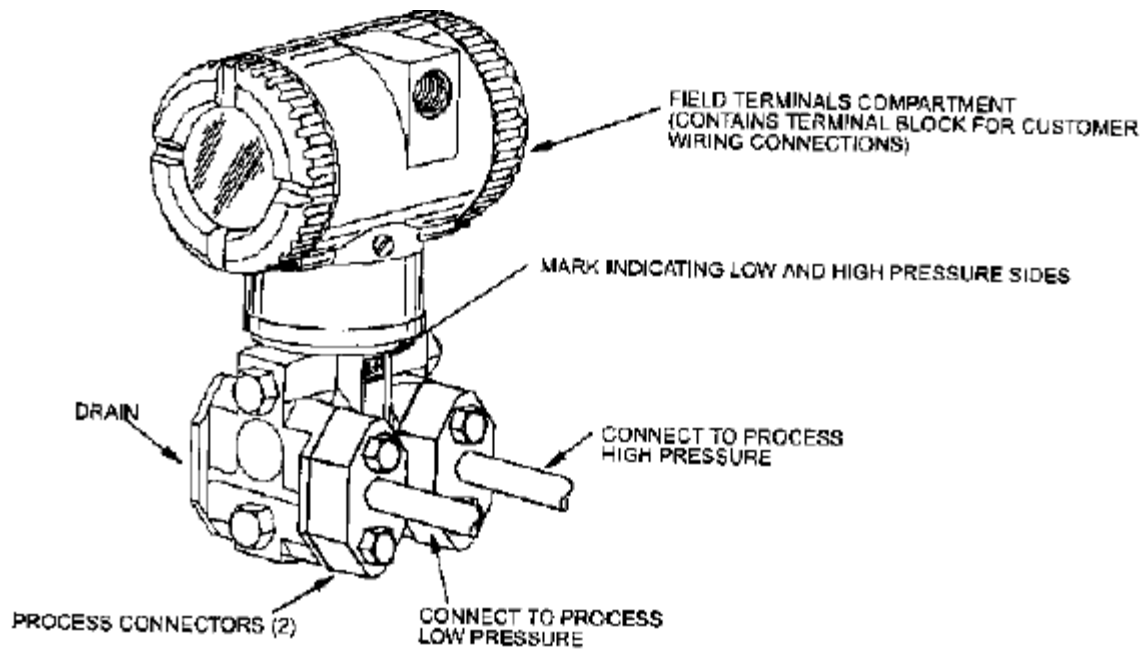


Fig: III.3.1.- Montaje del transmisor de flujo.

- De acuerdo a las especificaciones funcionales que aparecen en el la tabla III.3.2. se elige un transmisor con código D.

FUNCTIONAL SPECIFICATIONS

Span and Range Limits for IDP10 d/p Cell Transmitters

Span Code	Span Limits			Range Limits (a)		
	kPa	inH ₂ O	mbar	kPa	inH ₂ O	mbar
A	0.12 and 7.5	0.5 and 30	1.2 and 75	-7.5 and +7.5	-30 and +30	-75 and +75
B	0.87 and 50	3.5 and 200	8.7 and 500	-50 and +50	-200 and +200	-500 and +500
	MPa	psi	bar or kg/cm ²	MPa	psi	bar or kg/cm ²
C	0.007 and 0.21	1 and 30	0.07 and 2.1	-0.21 and +0.21	-30 and +30	-2.1 and +2.1
D	0.07 and 2.1	10 and 300	0.7 and 21	-0.21 and 2.1	-30 and +300	-2.1 and +21
E(b)	0.7 and 21(b)	100 and 3000(b)	7 and 210(b)	-0.21 and 21(b)	-30 and +3000(b)	-2.1 and +210(b)

Fig: III.3.2.- Tabla de especificaciones funcionales del transmisor de flujo.

CONCLUSIONES Y APORTACIONES

CONCLUSIONES Y APORTACIONES

Se desarrolló una filosofía de control, mediante la incorporación del flujo de aceite como una variable de control adicional a la presión y nivel en los separadores remotos y en el centro de proceso, que permite un proceso más estable.

Con la nueva filosofía propuesta mejora la eficiencia del separador y aumenta la producción, por las siguientes razones:

- El proceso es menos sensible a los cambios abruptos de flujo, presión, temperatura y nivel que pudieran ocurrir.
- Mejora la estabilidad en el proceso al controlar los gastos de entrada y salida del separador del centro de proceso.
- Control de los tiempos de residencia de los líquidos en el separador.
- En la implementación se utilizará equipo e instrumentos existentes.
- Se espera una disminución en los costos de mantenimiento al ser mas estable el proceso, reduciendo el mantenimiento por desgaste y riesgo de descalibración y refaccionamiento en los instrumentos.
- Disminución de horas hombre dedicados al mantenimiento de los instrumentos y controles de los separadores.

Una desventaja sería la siguiente:

- La placa de orificio es un elemento que por sus características restringe el flujo y varía la presión por esos motivos se propone el estudio factibilidad de la placa u otro dispositivo como el medidor de turbina.

Recomendaciones:

- ✓ Es conveniente realizar una simulación de la nueva filosofía propuesta y/o una prueba piloto de campo, para realizar los ajustes pertinentes y verificar los resultados esperados.

APÉNDICE A
SIMBOLOGIA UTILIZADA

APENDICE A : SIMBOLOGIA UTILIZADA



VALVULA DE CONTROL.



CONTROLADOR O TRANSMISOR EN CAMPO



VALVULA MANUAL DE TRES VIAS



BOMBA, MOTOBOMBA O TURBOBOMBA.



PATIN DE MEDICION



CONTROL CONFIGURADO DIGITALMENTE.

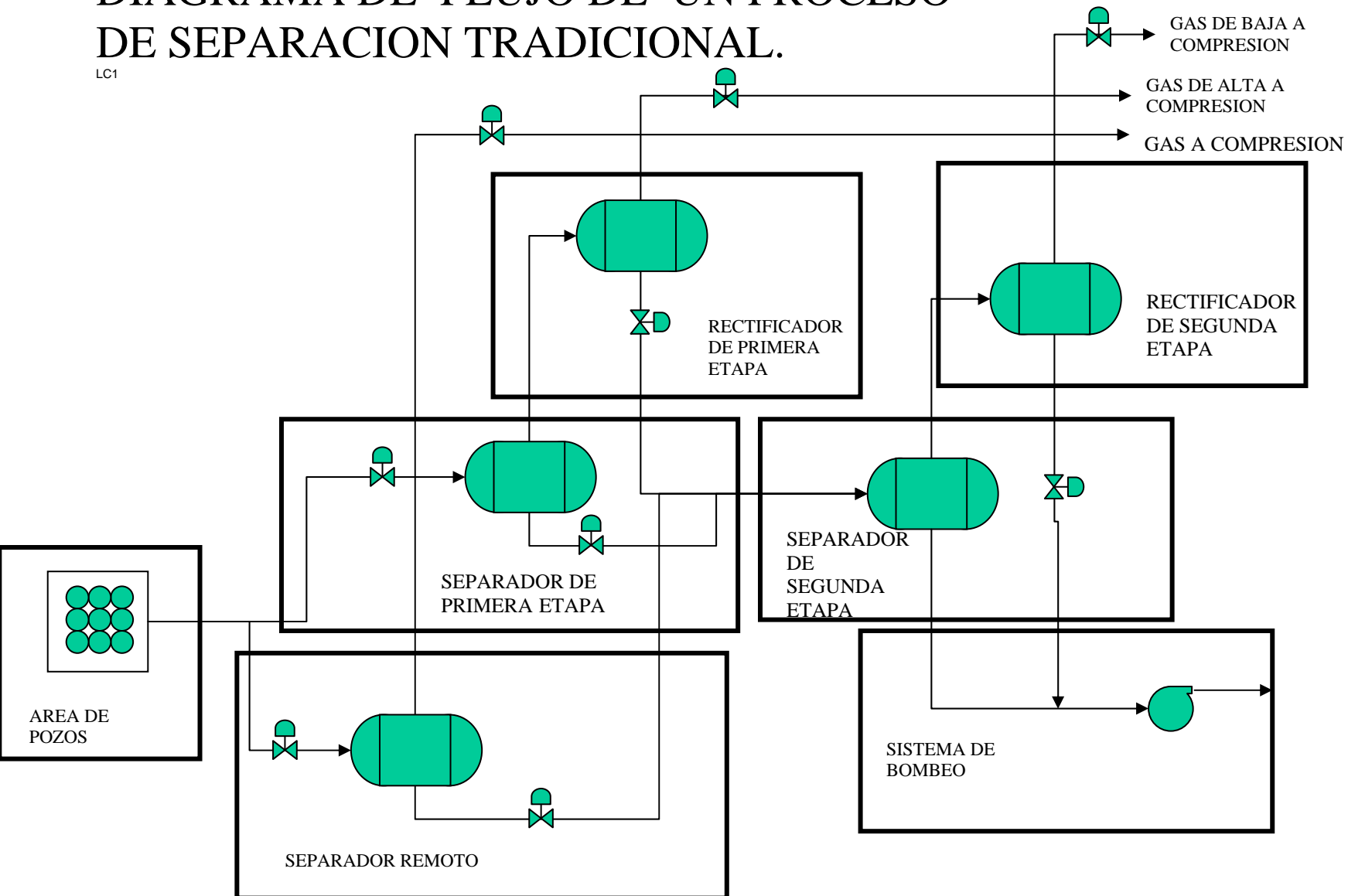


INTERLOCK CONFIGURADO DIGITALMENTE.

APÉNDICE B
DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE
SEPARACION

DIAGRAMA DE FLUJO DE UN PROCESO DE SEPARACION TRADICIONAL.

LC1



GLOSARIO

GLOSARIO

Petróleo (Petroleum)^[8]

Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del Latín, oleum, presente en forma natural en rocas, petra.

Plataforma (Platform)^[8]

Estructura fija o flotante, costa afuera, desde la cual se perforan pozos. Las plataformas de perforación pueden convertirse en plataformas de producción una vez que los pozos produzcan.

BBD^[8]

En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento)^[8].

Pozo^[8]

Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

Instrumento^[2]

Es un dispositivo de conversión de señales (transductor) que pasan de una variable de entrada como: presión, nivel, temperatura etc. a una función de salida como: fijación en la posición de una palanca o un vástago, lectura de un registro etc.

Mantenimiento^[14]

Es la combinación de todas las acciones técnicas y acciones asociadas mediante las cuales un equipo o un sistema se conserva o repara para que pueda realizar sus funciones específicas^[14].

Rango^[2]

Espectro o conjunto de valores de la variable medida que están comprendidos dentro de los límites superior e inferior de la capacidad medida o de transmisión de los instrumentos.

Nivel^[13]

La medición del nivel puede ser definida como la determinación de la localización de la interfase entre dos fluidos, separados por la gravedad, con respecto a un plano de referencia^[13].

Presión^[13]

La presión es una fuerza que se ejerce sobre un área determinada y se mide en unidades de fuerza por unidad de área.

Flujo^[12] -

Razón entre la velocidad de flujo de la energía, masa o volumen y el área a través de la que fluyen, medida en perpendicular a la dirección del flujo.

Transductor^[2]

Recibe una función de entrada la cual es función de una o mas cantidades físicas y la convierte modificada o no a una señal de salida.

SCD (Sistema de Control Distribuido)

Sistema donde el control esta distribuido de manera independiente entre distintas áreas de la planta comportándose de manera autónoma, aunque comparten información a través de la red.

Patín de medición

Sistema cuya función es medir la cantidad de barriles de aceite que se esta entregando del equipo de bombeo en la zona marina.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

- 1.-*Ingeniería de Control Automático (Instrumentación Industrial)*
José Nacif Narchi
Tomo II, COSTA-AMIC EDITORES
- 2.-*Instrumentación Industrial*
Antonio Creus, cap. 4.
Ed. Alfaomega marcombo, 6ta Edición
- 3.- *Bombas: Selección, uso y mantenimiento*
Kenneth McNaughton
Ed. Mc. Graw Hill
- 4.-ISO 5167-1, *Mesurement of fluid by means of pressure diferencial devices*
- 5.- ISA-S75.01-1985, *Flow Equations for sizing Control Valve*
- 6.- *Valvula ARC serie 9200, 1999 Yarway Corporation*
<http://www.yarway.com/literature.asp>
- 7.- *Type Fisher 9500 Butterfly Control Valve, Catalogo 12 Octubre de 1998*
- 8.- <http://www.imp.mx/petroleo/glosario/s.htm>
- 9.- *Documento MI-020-359 del catalogo de Foxboro de Enero del 2000 pg. 1.*
- 10.- *Documento PSS 2A-1C13 A del catalogo de Foxboro de Enero del 2000 pg. 5.*
- 11.- *Documento PSS 2A-1C13 A del catalogo de Foxboro de Enero del 2000 pg. 12.*
- 12.-*La física, clave del progreso, Ed. Circulo de Lectores, pg.147*
- 13.- *Perry's Chemical Engineers' Handbook, Mc. Graw Hill, Cap.8.*
- 14.- *Sistemas de Mantenimiento, Planeación y Control, Duffua Raouf Dixon, Ed. Limusa.*