



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL
LITORAL
FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA**

**“DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS
SEPARADORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI EN BASE A
PRESIONES DE VAPOR”.**



**BIBLIOTECA FIC
ESPOL**

TESIS DE GRADO

**Previa a la obtención del Título de :
INGENIERO DE PETROLEO**

Presentada por :

NADINO P. PALMA FLORES

GUAYAQUIL - ECUADOR

BIBLIOTECA



**FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**A mi familia entera, en especial
a PEDRO Y ADELITA cuyo
constante apoyo fue
fundamental en todo momento
para alcanzar esta meta.**

A IRVING (†)



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

**Mis sinceros agradecimientos al
Ing. Kléber Malavé por la
dirección del presente trabajo y
al Ing. Luis Fierro O. del
Laboratorio de Investigación
Científica - Proyectos Especiales
de Petroproducción del Campo
Shushufindi por toda la ayuda
brindada para la realización del
mismo.**

K. G. Malave

**Ing. KLEBER MALAVE T.
DIRECTOR DE TESIS**

Miguel Angel Chavez

**Ing. MIGUEL ANGEL CHAVEZ
DECANO DE ICT.**

Heinz Teran M.

**Ing. HEINZ TERAN M.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL**

Ricardo Gallegos O.

**Ing. RICARDO GALLEGOS O.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL.**



**FACULTAD DE ING.
CIENCIAS DE LA TIERRA**

“ La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, corresponden exclusivamente a su autor y el patrimonio intelectual de la Tesis de Grado corresponderá a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL “.



(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).

NADINO PALMA FLORES.

AUTOR DE LA TESIS.



**FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

RESUMEN

El principal objetivo del presente trabajo es determinar la eficiencia de separación con que actualmente están operando los separadores de las estaciones de producción de Petroproducción en el Campo Shushufindi.

Los separadores existentes en el Campo Shushufindi son del tipo horizontales bifásicos que separan en gran parte el gas que contiene el crudo que llega de los pozos. Por lo tanto, la eficiencia de separación de estos separadores se verá reflejada en la mayor o menor cantidad de gas que el equipo está separando de la fase líquida.

El volumen de gas que separa un equipo de separación de petróleo y gas depende no solo de las características físicas y químicas del crudo sino que también dependerá de las óptimas condiciones de presión y temperatura con que se opere, además del adecuado dimensionamiento de dicho equipo.

Uno de los métodos empleados para conocer la eficiencia con que trabaja el separador es el BSW (Basic Sediments and Water), pero este método únicamente nos indica o nos da una idea de la cantidad de agua que se recupera del crudo y no la cantidad de gas que el separador separa de la fase líquida.

El presente trabajo propone determinar la eficiencia de los separadores en base a las presiones de vapor de la **fase líquida** que se medirán tanto en la entrada como en la salida de cada separador. Luego ambos valores se comparan y analizan con el fin de calcular las respectivas eficiencias de cada separador.

El método se somete a consideración para que, si se considera adecuado, utilizarlo en el campo como un método práctico.

También se analizarán los resultados del método propuesto y se plantean ciertas sugerencias respecto a una mejor operación de los separadores.

Como parte de nuestro trabajo también se incluye la construcción y montaje del equipo con el que se realizaron las mediciones de presiones de vapor.



INDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	VIII
INDICE DE FIGURAS.....	XII
INDICE DE FOTOGRAFIAS.....	XIV
ABREVIATURAS.....	XV
INTRODUCCIÓN.....	
I. CONSIDERACIONES TEÓRICAS.....	21
1.1. Aspectos teóricos generales.....	21
1.2. Clasificación y determinación del tipo de yacimiento (Shushufindi).....	25
1.3. Factores que intervienen en los procesos de separación.....	27
1.3.1. Presiones de operación del separador.....	28
1.3.1.1. Efecto de la presión sobre las constantes de equilibrio.....	29
1.3.1.2. Efecto de la presión sobre la cantidad de líquido.....	30
1.3.2. Temperatura de separación.....	31
1.3.2.1. Control de la temperatura de entrada al separador.....	32
1.3.2.2. Efectos de la temperatura sobre el líquido.....	33
1.3.3. Efecto de la composición de la mezcla en el grado de separación.....	33
1.3.4. Tamaño de las partículas del líquido.....	35
1.3.5. Volumen de líquido que entra al separador y distribución del tamaño de las partículas.....	36
1.3.6. Velocidad del gas.....	37
1.3.7. Densidad del líquido y del gas.....	37
1.4. Comportamiento de fases en los sistemas de hidrocarburos.....	38
1.5. Presiones de vapor.....	42
II. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE SEPARACIÓN.....	46
2.1. Descripción de un separador.....	47
2.1.1. Sección de separación primaria.....	47
2.1.2. Sección de separación secundaria.....	48

BIBLIOTECA



FACULTAD DE INGENIERÍA
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

2.1.1. Sección de separación primaria.....	47
2.1.2. Sección de separación secundaria.....	48
2.1.3. Sección de extracción de niebla.....	49
2.1.4. Sección de almacenamiento de líquidos.....	49
2.1.5. Partes internas de un separador.....	51
2.1.5.1. Dispositivos desviadores.....	51
2.1.5.2. Rompedores de olas.....	51
2.1.5.3. Placas rompedores de niebla.....	
2.1.5.4. Rompedores de turbulencia.....	
2.1.5.5. Extractor de niebla.....	
2.2. Funciones y requerimientos básicos para el diseño de un separador.....	53
2.2.1. Funciones del separador.....	53
2.2.2. Requerimientos de diseño.....	54
2.3. Clasificación de los separadores.....	56
2.3.1. Separadores de dos fases.....	56
2.3.2. Separadores de tres fases.....	56
2.3.3. Separadores horizontales.....	57
2.3.4. Separadores verticales.....	58
2.4. Selección del tipo de separadores : ventajas y desventajas.....	59
2.4.1. Ventajas y desventajas de los separadores horizontales.....	62
2.4.2. Ventajas y desventajas de los separadores verticales.....	63
2.4.3. Ventajas y desventajas de los separadores esféricos.....	64
III. MÉTODOS PARA DETERMINAR LA EFICIENCIA DE SEPARACIÓN DE LOS SEPARADORES.....	65
3.1. Métodos disponibles : descripción.....	65
3.2. Método seleccionado : presiones de vapor.....	67
IV. CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DEL EQUIPO DE MEDICIÓN.....	73
4.1. Descripción del equipo de medición a construirse.....	74
4.1.1. Toma - muestras.....	74



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

4.1.1.1. Toma - muestras preliminar.....	74
4.1.1.2. Toma - muestras definitivo.....	76
4.1.2. Baño de María.....	78
4.1.3. Capilar.....	79
4.1.4. Manguera.....	81
4.2. Elementos necesarios para la construcción y el montaje del equipo.....	81
4.2.1. Elementos para construir el toma - muestras preliminar.....	81
4.2.2. Elementos para construir el toma - muestras definitivo.....	82
4.2.3. Elemento para construir el Baño María.....	82
4.2.4. Elementos para elaborar el capilar.....	83
4.2.5. Elementos para elaborar la manguera.....	83
4.2.6. Herramientas necesarias para la recuperación de las muestras.....	84
4.3. Construcción y montaje del equipo de medición.....	84
V. MEDICIONES.....	86
5.1. Procedimiento requerido para la toma de mediciones necesarias.....	86
5.1.1. Recuperación de muestras en el campo.....	87
5.1.1.1. En la línea de entrada al separador.....	87
5.1.1.2. En la línea de salida del separador.....	88
5.1.2. Procedimiento en el laboratorio.....	89
5.2. Monitoreo de presiones y temperaturas.....	90
5.2.1. Medición de la presión de operación.....	91
5.2.2. Medición de la temperatura de operación.....	92
5.2.3. Medición de las presiones de vapor para cada muestra.....	94
5.2.4. Medición de temperatura del Baño María.....	94
5.2.5. Medición de la temperatura ambiente.....	95
5.3. Tabulación de datos obtenidos.....	95
5.4. Cálculos necesarios.....	97
5.4.1. Cálculo de la presión promedio de operación para cada separador.....	97



BIBLIOTECA
ESPOL

VI. ANÁLISIS DEL METODO PROPUESTO.....	104
6.1. Análisis y discusión de resultados obtenidos.....	104
6.1.1. Estación Central.....	106
6.1.2. Estación Norte.....	109
6.1.3. Estación Sur.....	111
6.1.4. Estación Sur - Oeste.....	114
6.1.5. Estación Aguarico.....	115
6.2. Comparación con otro método.....	116
CONCLUSIONES.....	118
RECOMENDACIONES.....	123
APÉNDICES.....	127
FIGURAS.....	195
FOTOGRAFÍAS.....	
BIBLIOGRAFÍA.....	



**BIBLIOTECA FIC
ESPOL**



FACULTAD DE ING.
CIENCIAS DE LA TIERRA

INDICE DE FIGURAS

FIGURA

1. Variación de la relación de equilibrio de vaporización con la presión.
2. Líquido recuperado en un separador de alta presión.
3. Recobro del líquido respecto a la presión a temperatura constante.
4. Recobro del líquido como función de la temperatura.
5. Diagrama P - V - T para un componente puro.
6. Diagrama de fases para una mezcla de hidrocarburos.
7. Carta de presión de vapor para hidrocarburos ligeros.
8. Separador horizontal.
9. Separador vertical.
10. Montaje del equipo de medición sobre la línea de entrada al separador.
11. Comportamiento de la presión de vapor como función de la temperatura.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

12. Toma - muestras preliminar.
13. Toma - muestras definitivo.
14. Baño de María.
15. Capilar.
16. Puntos de lectura de la temperatura sobre el separador.
17. Diseño sugerido para un separador horizontal.

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

INDICE DE FOTOGRAFIAS.

1. Separadores de producción.
2. Montaje del equipo de medición sobre la línea de entrada al separador.
3. Recuperación de muestra a la entrada del separador.
4. Recuperación de muestra a la salida del separador.
5. Comparación de los toma - muestras preliminar y definitivo.
6. Toma - muestras definitivo (bala).
7. Capilar.
8. Baño María.
9. Balas sumergidas en el Baño María.
10. Material necesario para la recuperación de la muestras.
11. Rotámetro.



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

ABREVIATURAS.



API	American of Petroleum Institute (grado de calidad del crudo).
cc.	Centímetros cúbicos.
Cuft.	Pies cúbicos.
BSW	Basic Sediments and Water (corte agua).
F	Fuerza.
GOR	Relación gas - petróleo.
Ki	Constante de Vaporización o de Equilibrio.
L	Longitud.
LPG	Gas Licuado de Petróleo.
Lv.	Calor molar latente de vaporización.
ml.	Mililitros.
Pave. Op.	Presión promedio de operación.
Psi.	Unidad de presión. Libras por pulgada cuadrada.
Pv.	Presión de vapor.
Q	Caudal.

- Rs Solubilidad del gas.
- Tave. op. Temperatura promedio de operación.
- T Temperatura.
- t. Tiempo.
- V Volumen.

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

INTRODUCCIÓN

Los separadores de ciertas estaciones del Campo Shushufindi, como es ya conocido por el personal del campo, no están operando bajo óptimas condiciones y no cumplen de una manera satisfactoria la separación de los fluidos provenientes de los pozos.

Actualmente, en este campo, no se aplica ningún método para evaluar estos equipos ni se conoce el porque de su mal funcionamiento. Lo que está al alcance es el método de BSW que luego será discutido pero, la gran limitación es que no involucra la fase gaseosa.

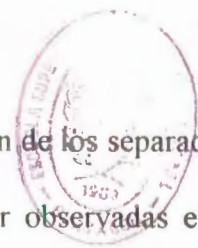
El objetivo del presente trabajo es medir la eficiencia de operación de los separadores del Campo Shushufindi trabajando con las presiones de vapor observadas en las líneas de entrada y de salida de cada separador.

En este trabajo se realizó un monitoreo de presiones y temperaturas de operación de todos los separadores de producción de las estaciones: Central, Norte, Sur, Suroeste y Aguarico. No se consideró la estación Limoncocha ya que ésta posteriormente pasará a ser un nuevo campo. En todos los separadores se tomaron muestras a la entrada y a la salida de cada separador y se midieron las temperaturas y las presiones de vapor en cada caso.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Los datos de volúmenes de crudo, gas y agua así como °API, BSW, etc., para realizar nuestros cálculos, se obtuvieron del pronóstico para el mes de Julio del presente año.

Los datos de presiones de vapor de cada separador se midieron únicamente en la **fase líquida**, por lo que los valores observados corresponden exclusivamente al gas que se encuentra en solución en dicha fase a las condiciones de muestreo. Debido a que, como posteriormente se explicará, todos los separadores actúan en forma bifásica y su eficiencia de separación estará dada por la cantidad de gas recuperado de la **fase líquida**. Esta eficiencia, para nuestro caso, se expresa en porcentaje.



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

Los resultados que aquí se reportan son puntuales y válidos para el día y la hora que se corrió la prueba, sin embargo los mismos proporcionan una idea de la manera en que los separadores están operando.

Para la realización de este trabajo construimos el equipo de medición de presiones de vapor, se calibró y se probó. Se efectuaron varias modificaciones y adaptaciones según las necesidades de cada estación, ya que las instalaciones no son las adecuadas. El principal problema fue la falta de toma - muestras adecuados principalmente a la entrada de cada separador.

Las muestras recuperadas en cada separador fueron llevadas al Laboratorio donde se realizó la respectiva prueba. Se construyó un Baño María a fin de someter las

muestras obtenidas a condiciones de temperatura de operación. Se registraron los valores de presiones de vapor observados, para luego calcular las eficiencias respectivas.

Debido a la falta de datos de solubilidad se determino una solubilidad a las condiciones de presión y temperatura observadas con mayor frecuencia. Este dato de solubilidad nos sirvió para determinar la cantidad de gas disuelto en la fase líquida y conocer la cantidad de gas que se libera en cada separador.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Finalmente se elaboraron una serie de curvas del comportamiento de la presión de vapor vs. temperatura, para cada caso, así como las respectivas curvas del comportamiento de la eficiencia con respecto a los cambios de temperaturas. Estas curvas nos permiten analizar cada caso y visualizar de manera rápida en cuáles casos se presentan problemas.

Esperamos que los resultados obtenidos sirvan de guía para el personal del Campo Shushufindi, a fin de que en el futuro se tomen las medidas adecuadas que permitan por lo menos parcialmente, solucionar los problemas actuales dados por los separadores.

Consideramos que este trabajo es tan solo el punto de partida para que posteriormente se continúe con este monitoreo. Estas mediciones deberían

periódicamente y no solo en el campo mencionado, sino también en otros campos operados por Petroproducción.

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

I. CONSIDERACIONES TEÓRICAS



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

1.1. Aspectos teóricos generales.

Todo pozo petrolero produce algo de gas natural, pero la cantidad varía dentro de amplios límites en las distintas localidades y en los diferentes períodos de la vida del pozo. El petróleo generalmente se encuentra asociado no solo con gas sino también con otros fluidos contaminantes o no deseables como el agua de formación, sólidos en suspensión, entre otros. (1)

Se considera recomendable separar el gas del crudo lo más pronto posible, luego de que sale del pozo ya que los dos fluidos no pueden manejarse satisfactoriamente mientras estén juntos (dos fases).

En el caso del campo Shushufindi, el gas separado se lo emplea para varios fines. La mayor cantidad va hacia los compresores para ser usada en el sistema de Gas - Lift ; otra parte es entregada a Petroindustrial para ser procesado en la planta de LPG (gas licuado de petróleo); otra parte es usada como combustible y el gas remanente se elimina en los respectivos mecheros de cada estación.

El gas asociado se libera del petróleo con la ayuda de los separadores y mediante un adecuado diseño de los mismos se logrará una óptima separación de las tres fases. Para que un separador de petróleo y gas realice su función, debe operar con una determinada presión de modo que el líquido y el gas descarguen por sus respectivas líneas de drenaje en forma satisfactoria (2). La presión se mantiene mediante el uso de una válvula de contra - presión de gas en cada separador.

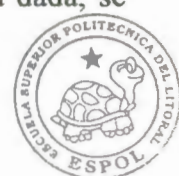
La presión óptima a la que debe operar un separador, es aquella con la que se obtiene mayor recuperación de hidrocarburos líquidos y por lo tanto el correspondiente volumen de gas. Esta presión se controla por medio de instrumentos reguladores automáticos de presión.

En el proceso de operación que realiza un separador están presentes los dos tipos de separación : instantánea y diferencial. El proceso ideal para obtener el mayor volumen de hidrocarburos líquidos es el diferencial y para conseguirlo es necesario varias etapas de separación (8).



La temperatura en el separador generalmente está dada por la temperatura del fluido que entra al separador y por la temperatura ambiente. Debe tomarse en cuenta que la temperatura en el campo varía considerablemente durante las diferentes horas del día.

Cuando un separador está operando a una presión y a una temperatura dada, se trata de que el líquido separado del gas sea el mayor volumen posible.

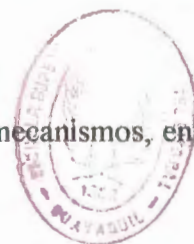


La tasa de rendimiento del líquido en el separador, determina el tiempo de retención "o de "rendimiento" del petróleo. El tiempo de retención de 1 a 3 minutos es generalmente el más recomendable para obtener una separación satisfactoria del petróleo, gas y agua.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOTECA

La separación del gas de la fase líquida se logra con diferentes mecanismos, entre los cuales tenemos :



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Asentamiento.- Se aplica el principio de separación por gravedad. El asentamiento de las partículas, que tiene lugar en la sección secundaria del separador, se debe a la disminución de la velocidad de flujo como resultado de la expansión de diámetro que tiene el cuerpo del separador (2). El gas insoluble también se separará del petróleo si se logra que éste último permanezca suficiente tiempo en el separador. A fin de aumentar el tiempo de retención, se colocan los

llamados “ bafflers “ o placas de choque que hacen más largo el recorrido del fluido dentro del separador (3).

Agitación .- La agitación es útil en la eliminación del gas insoluble que puede estar mecánicamente encerrado en el petróleo por tensión superficial y por viscosidad (3). La fuerza centrífuga inducida a las partículas puede ser varios cientos de veces mayor que la fuerza por gravedad. Este principio se aplica en la sección de extracción de niebla (2).

Desviación .- Con este método el petróleo se dispersa en forma tal que el gas puede escapar fácilmente. Esta desviación se puede conseguir con una placa desviadora o con codos de 90 ° (3). Se aplica el principio de separación por choque y regularmente ocurre en la sección de extracción de niebla en donde se remueven las partículas de menor tamaño (2).

Calor .- Reduce la tensión superficial del petróleo y esto hace que se libere el gas que mecánicamente está atrapado en el petróleo. El método incrementa la energía interna de las partículas hasta que logran escaparse de la fase líquida para pasar a la gaseosa (3).

Químicos .- Reducen la tensión superficial ayudando a la liberación del gas en solución.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

1.2. Clasificación y determinación del yacimiento Shushufindi.

El campo Shushufindi contiene la mayor parte de las reservas probadas de nuestro país. Se encuentra ubicado a 250 Km. al Este de Quito, en la cuenca amazónica, entre los meridianos 76 y 77, entre la línea Equinoccial y el paralelo Sur 1. Está ubicado en la dirección norte - sur, con aproximadamente 35 Km. de largo y 7 Km. de ancho, cubriendo un área de aproximadamente 200 Km. cuadrados.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Este campo petrolífero, pertenece a la Formación Napo Inferior siendo las zonas más productivas las areniscas “ U “ , “ T “ y “ G - 2 “, ubicadas a una profundidad de aproximadamente 9000 a 10000 pies..

El mecanismo de entrapamiento del petróleo es un combinación de estratigrafía y sistemas de estructuras. La estructura del Campo Shushufindi es un **anticlinal** con una falla normal localizada en el flanco sur - este. El movimiento de esta falla es hasta el momento desconocido. Existe una segunda falla que se orienta en la dirección nor - oeste que posee una gran inclinación y se localiza al norte de la primera falla. Las fallas no se extienden más allá del largo del campo y es importante señalar que no son completamente sellantes.

En los flancos norte, sur y oeste, la estructura está limitada por acuíferos laterales. Estos acuíferos naturales son muy activos en los extremos norte y sur del campo, desarrollándose en estos sitios presiones que realmente disminuyen la necesidad de aplicar algún mecanismo de mantenimiento de energía, lo que no ocurre en la parte central del campo en donde la energía proporcionada por los acuíferos, no es suficientemente significativa para mantener presiones y facilitar la explotación hidrocarburífera.



BIBLIOTECA FIC¹
ESPOL

En este yacimiento, el comportamiento de las presiones evidenció la existencia de una intrusión lateral de agua, la cual permite que la presión de fondo fluyente se mantenga a niveles superiores a los que existirían, si el mecanismo de producción hubiese sido exclusivamente por expansión de la capa de gas.

Las presiones iniciales del yacimiento fueron de entre 3800 a 4000 psi., con variaciones, dependiendo de la arena productiva y de las diferentes localizaciones. Estas presiones permitieron que inicialmente los pozos produjeran por flujo natural, pero con el tiempo, la disminución de ellas hizo necesario instalar sistemas de levantamiento artificial, para mantener las tazas de producción o si era posible, incrementarlas.

Es así como el comportamiento de la presión del campo Shushufindí a partir del año 1990 depende de los acuíferos laterales y del esquema de inyección de agua.

Estos dos factores tienen una influencia directa sobre el comportamiento de la presión del yacimiento.

En el apéndice (J) se encuentran tabulados datos correspondientes a diferentes propiedades del yacimiento Shushufindi.

1.3. Factores que intervienen en los procesos de separación.

Los separadores representan parte fundamental en los diferentes procesos de campo, razón por lo cual deben ser dimensionados y operados en forma apropiada, de manera tal que permitan recuperar la mayor cantidad de petróleo de una mejor gravedad específica logrando por así razón incrementar los beneficios económicos para el país.

Las variables que actúan directamente para maximizar la eficiencia de separación y que requieren un análisis particular porque fijan las cantidades de líquido - vapor, son las siguientes:

- Presión de operación en el separador.
- Temperatura en el separador.
- Composición de la mezcla.

La relación entre presión, temperatura y composición se puede obtener a partir de un balance de materiales alrededor del separador, llegando a expresiones que nos permiten calcular los moles de líquido y de vapor de las mezclas.

Por el momento es importante indicar que la relación del equilibrio de vaporización o constantes de equilibrio, K_i , es función de la presión, temperatura y composición de la mezcla. También es necesario indicar que los valores de K_i , a presiones inferiores a 200 psia, no sufren variación alguna con la composición y ese es el rango de presión aproximado en el que actualmente están los campos en explotación en el nor - oriente del país, razón por la que a estas condiciones los valores de las constantes de equilibrio, K_i , dependen únicamente de la presión y la temperatura (4).

1.3.1. Presión de operación del separador.

Es uno de los factores más importantes en la separación, desde el punto de vista de la recuperación de líquidos. Siempre existe una presión óptima de separación para cada situación en particular. Al disminuir la presión de operación, principalmente en la separación de gas y condensados, la recuperación de líquidos aumenta.



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

El efecto de la presión se ve reflejado en dos parámetros importantes que son las constantes de equilibrio, K_i , y la cantidad de líquido recuperado.

Si se considera maximizar la recuperación de líquidos es adecuado que las presiones sean bajas (2), de allí que esta variable sea importante para el análisis de la eficiencia de un separador.



1.3.1.1. Efecto de la presión sobre las constantes de equilibrio.

Cuando se realiza un análisis cromatográfico de una mezcla de hidrocarburos, generalmente se encuentra : metano, etano, propano, isobutano, n-butano, isopentano, n-pentano, hexanos y heptanos, además de algunos no hidrocarburos en fracciones tales como : CO_2 , H_2S , N_2 , entre otros.

Los heptanos incluyen todas las porciones de los líquidos más pesados que el hexano, los mismos que varían dependiendo del origen de la mezcla. Los valores de K_i para cada componente han sido tema de amplias discusiones, pero solo la experiencia permite encontrar que valor aplicar a un sistema dado. También

existen gráficos de K_i vs presión para un sistema en particular a una temperatura dada, obteniendo curvas para los casos indicados en la figura # 1 (4). Se observa que cada una de las curvas tiene un mínimo valor de K_i , aún cuando dicho parámetro es a diferente presión para cada componente. En las mezclas de multicomponentes de hidrocarburos es muy complejo conocer cual es la presión para recobrar la mayor cantidad de líquido, lo que hace necesario utilizar métodos iterativos de ensayo y error.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

1.3.1.2. Efecto de la presión sobre la cantidad de líquido.

La presión de separación es la clave en la recuperación de líquidos tal como se indica en la figura # 2 (4), donde cambia la presión en el separador a una temperatura constante. La curva inferior muestra la cantidad total de líquido que puede ser retenida en un tanque a presión atmosférica y a temperatura ambiente, mientras la curva superior representa el total del líquido recuperado.

Esto significa que a temperaturas diferentes las curvas podrían ser desplazadas hacia arriba o hacia abajo.

Igualmente para una mezcla de composición diferente el punto máximo de líquido en el tanque tendrá una variación, pero la forma típica de la curva no cambiará.

En la figura # 3 se observa que en un proceso isotérmico, para las fracciones de los heptanos C7 +, cuando se reduce la presión la recuperación de líquidos permanece casi constante, no así para los componentes más livianos en que a partir de una determinada presión, la cantidad de recobro cae violentamente, en concordancia con la figura # 2.

1.3.2. Temperatura de separación.

Si consideramos la recuperación de líquidos, la temperatura de separación interviene de la siguiente forma: a medida que disminuye la temperatura de separación, incrementa la recuperación de líquidos en el separador (2).

La temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes de fluido y sus densidades. El efecto neto de un aumento en la temperatura de separación es la disminución en la recuperación de

hidrocarburos líquidos. Sin embargo también debe considerarse la temperatura a la que actúan adecuadamente los demulsificantes a fin de establecer la condición más adecuada en cada caso.

1.3.2.1. Control de la temperatura a la entrada del separador



BIBLIOTECA FICT

A menudo, la temperatura es solamente una variable efectiva cuando la podemos controlar en la separación de gas - líquido. El control de temperatura casi siempre implica enfriamiento porque la alimentación está normalmente a una temperatura mayor que la de separación. Para enfriar la corriente del fluido antes de entrar al separador se puede aplicar cualquiera de las siguientes técnicas:

- a) Enfriamiento por aire de la atmósfera.
- b) Por un intercambiador agua - gas, usando una torre de enfriamiento o enfriador tipo enfriador.
- c) Refrigeración.
- d) Expansión de la corriente a través de un choque.

De los métodos indicados, el primero está limitado por la temperatura atmosférica y el intercambiador de calor, por los

costos de diseño. Mediante refrigeración no hay límites efectivos. Por ejemplo: si la temperatura del separador está por debajo de la temperatura de la formación de hidratos, se deben tomar precauciones necesarias para combatir los hidratos. Finalmente por expansión, que es el más común de los sistemas de enfriamiento porque requiere una menor inversión económica

1.3.2.2. Efecto de la temperatura sobre el líquido.

La temperatura se puede controlar en el campo de acuerdo a las conveniencias de operación y las consideraciones técnico - económicas. En la figura # 4 (4) se analiza como varía el recobro del líquido a medida que la temperatura cambia para una determinada presión.

Es importante mencionar que en algunos casos el recobro de líquidos no incrementa por más que baje la temperatura, lo cual indica la gran utilidad de graficar los resultados obtenidos para maximizar el recobro a un menor costo por barril procesado.



1.3.3. Efecto de la composición de la mezcla en el grado de separación.

La composición de la alimentación es una variable de gran importancia que afecta a la separación de petróleo - gas, lo que significa que siempre tiene relación con la presión y con la temperatura de separación. Sin embargo es ilustrativo considerar el efecto de la composición únicamente cuando las otras variables permanecen constantes. La composición es la variable básica para determinar cuál es el potencial del líquido disponible y lo económico de procesar un determinado producto. Un análisis completo del efecto de la composición requiere que se conozcan las cantidades de los diferentes componentes, lo que se logra por análisis cromatográficos.

Para una separación normal es necesario conocer los porcentajes de las fracciones de : C1, C2, C3, i-C4, n-C4, i-C5, n-C5, C6, C7+, peso molecular y gravedad específica de las fracciones más pasadas.

En un proceso isotérmico la máxima cantidad total de líquido que se espera recuperar, puede a menudo ser expresada como función de la presión óptima de operación. El efecto de la composición en la recuperación de diferentes fracciones en algunos casos es el mismo.

Existen otros factores que son importantes en el proceso de separación y que a continuación describimos.

1.3.4. Tamaño de las partículas de líquido.

El tamaño de las partículas de líquido en el flujo de gas, es un factor importante en la determinación de la velocidad de asentamiento, en la separación por gravedad y en la separación por fuerza centrífuga.



La velocidad promedio del gas en la sección de separación secundaria, corresponde a la velocidad de asentamiento de una gota de líquido de cierto diámetro que se puede considerar como el diámetro base. Teóricamente todas las gotas con diámetro mayor que el base deben ser eliminadas. En realidad lo que sucede es que se separan partículas más pequeñas que el diámetro base, mientras que algunas más grandes en diámetro no se separan, lo que se debe a la turbulencia en el flujo y a que algunas de las partículas tienen una velocidad inicial mayor que la velocidad promedio del flujo de gas.

La separación en flujo horizontal también está sujeta a los mismos efectos.

1.3.5. Volumen de líquido que entra al separador y distribución del tamaño de las partículas de líquido.

El volumen de líquido que entra al separador y la distribución del tamaño de las partículas son dos aspectos que están íntimamente ligados en la eficiencia de separación. Para ilustrar se puede analizar las siguientes situaciones :

Consideremos un separador que se instala para recuperar un volumen de líquido de 2000 galones por cada millón de pie cúbico de gas. De este volumen de líquido, 0.5 galones están formados por partículas menores de 10 micras. Si el separador tiene una eficiencia de 80 % para separar partículas menores de 10 micras, entonces su eficiencia total será casi 100 %. Sin embargo, si este mismo separador se utiliza en una corriente de gas donde el contenido de líquido es de 20 galones por millón de pie cúbico de gas, todo formado por partículas menores de 10 micras, la eficiencia total de separación será de 80 % y habrá un arrastre de líquido en el flujo de gas de 4 galones por millón de pie cúbico de gas. Así aunque el separador funcionara bien, no sería el más adecuado. De lo anterior se concluye que, en la selección del equipo de separación para un determinado problema, se deben considerar como aspectos importantes, los antes señalados.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

1.3.6. Velocidad del gas.

En el diseño de los separadores se debe considerar que las partículas de líquidos mayores de 100 micras se deben separar del flujo de gas en la sección de separación secundaria (2), mientras que las partículas más pequeñas en la sección de extracción de niebla.

Cuando incrementa la velocidad del gas a través del separador sobre un cierto valor establecido en el diseño, aunque se incrementa el volumen de gas manejado, no se separan totalmente las partículas de líquido mayores de 100 micras en la sección de separación secundaria.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

1.3.7. Densidades del líquido y del gas.

Las densidades del líquido y el gas afectan la capacidad de manejo de gas en los separadores. La capacidad de manejo de gas de un separador es directamente proporcional a la diferencia de densidades del líquido y del gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

1.4. Comportamiento de fases en sistemas de hidrocarburos.

El petróleo y el gas en general son mezclas de hidrocarburos de una composición química compleja que se encuentran a determinadas condiciones de presión y temperatura en un yacimiento. Estas condiciones pueden variar en un amplio rango según el tipo de yacimiento, mecanismo de producción, etapa de producción, entre otros factores.

La composición de los hidrocarburos en el yacimiento refleja su efecto en el estado de una mezcla de hidrocarburos a condiciones de superficie. La composición del fluido que permanece en el yacimiento sufre cambios debido a los hidrocarburos producidos; además, la reducción de la presión en el yacimiento trae como consecuencia la variación de las proporciones de gas y líquido existentes en el mismo. El conocimiento de las propiedades físicas de tales mezclas de hidrocarburos es indispensable para evaluar, en términos de volúmenes de líquido y gas a condiciones normales, lo que produce una unidad de fluido del yacimiento.

La meta en el estudio de fases es llegar a predecir, las cantidades y composiciones de las fases en equilibrio de un sistema, a cualquier presión y temperatura (5).



El estudio del comportamiento de fases se divide en dos partes generales: cualitativo y cuantitativo.

En el primer caso se estudian los diferentes diagramas de presión-temperatura (P - T); presión - volumen (P - V); composición, etc. En la figura # 5 están los diagramas de presión - volumen - temperatura para un componente puro y en la figura # 6 está un diagrama de fases para una mezcla de hidrocarburos donde además se ilustran los puntos característicos.



En el segundo caso se desarrollan fórmulas y métodos para calcular la composición y cantidades de fases de un sistema, a una presión y temperatura dadas.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En el estudio de fases es necesario y conveniente tener presente una serie de definiciones de términos y conceptos (5). Los principales son :

Sistema : cuerpo de materia con límites finitos (definidos) que puede considerarse, si se desea, aislado del medio que lo rodea. Representa el material bajo consideración para un proceso dado. Para nuestro caso lo constituye el separador.

Propiedades : características de un sistema que pueden evaluarse cuantitativamente como resultado de un experimento. Describen la condición a un tiempo particular. Se miden en función de fuerza F , Longitud L , tiempo t , temperatura T , etc. Existen dos tipos de propiedades :

a.- Propiedades extensivas : dependen de la cantidad de materia, es decir, extensión del sistema. Ejemplos : volumen, masa.

b.- Propiedades intensivas : son independientes de la extensión o cantidad de materia del sistema. Ejemplo : la temperatura, presión, densidad.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Fase : cuerpo material homogéneo diferente en sus propiedades a los demás que lo rodean. Las regiones (sistemas) homogéneos, discutidas en sistemas heterogéneos se refieren a fases. Existe sólo una fase gaseosa, pero varias fases de líquidos y de sólidos.

Interfase : se refiere a la superficie de contacto entre dos fases.

Fluido : se refiere a gas, líquido o mezcla de estos.

Componente : ya que aquí se consideran reacciones químicas, bajo estas circunstancias un componente se define como una sustancia que comprende un

solo tipo de moléculas. Ejemplos : dióxido de carbono, agua destilada, propano, petróleo crudo.

Estado : condición de un sistema a un tiempo particular. Se determina cuando las propiedades intensivas del sistema se mantienen fijas. El número mínimo de propiedades que debe describirse para fijar las propiedades depende del número de componentes y fases presentes en el sistema.

Equilibrio : se considera que existe equilibrio en un sistema, cuando sus propiedades intensivas permanecen constantes con el tiempo, bajo las condiciones a que existe el sistema.

Punto de Rocío : estado de un sistema completamente gaseoso en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido (figura # 6).

Punto de burbuja : estado de un sistema completamente líquido en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas (figura # 6).

Gas o vapor saturado : vapor (gas) en equilibrio con un líquido a una presión y temperatura dadas. En el caso de sustancias puras es el estado de gas o vapor correspondiente al punto de rocío.

Líquido saturado : líquido en equilibrio con vapor (gas) a una presión y temperaturas dadas. En el caso de sustancias puras, es el estado de líquido correspondiente al punto de burbujeo.

Constante de equilibrio de un componente (valores k) : es la razón de la fracción molar del componente de la fase de vapor a la fracción molar del mismo componente en la fase líquida, en un sistema en equilibrio.

$$K = y / x$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Punto triple : condiciones a la cual sólido, líquido y vapor coexisten. Es un punto único para un componente puro.

Estado crítico : es el término usado para identificar condiciones únicas de presión, temperatura y composición de un sistema, donde todas las propiedades del vapor y líquido coexistentes llegan a ser idénticas.

Merma : disminución en volumen de una fase líquida debido a la liberación de gas en solución y contracción térmica del líquido.

1.5. Presiones de vapor.

1.5.1. Definición :

“ A una determinada temperatura, la presión de vapor de un componente puro es la presión a la cual el vapor y el líquido pueden coexistir o permanecer en equilibrio “ (6). Para un componente puro solo existe una presión de vapor.

“ La presión de vapor es una variable de equilibrio que depende de la temperatura, de tal manera que a cada temperatura corresponde una presión de vapor según define la ecuación de Clapeyron “ (7).

La ecuación de Clapeyron proporciona una relación cuantitativa entre la presión de vapor y la temperatura. En 1834 Clapeyron, usando teoría Termodinámica desarrolló la siguiente ecuación :

$$\frac{dP}{dT} = \frac{L_v}{T \cdot V}$$

donde :

P : presión de vapor

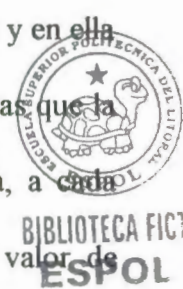
T : temperatura absoluta.

L_v : calor molar latente de vaporización.

V : incremento de volumen mientras se vaporiza 1 mol. de fluido.

Esta ecuación proporciona un valor de cambio de presión de vapor con respecto a los cambios de temperatura.

En la figura # 7 se encuentra un carta para leer valores de presiones de vapor para hidrocarburos. Esta carta se la conoce como carta Cox y en ella la escala de los valores de presión de vapor es logarítmica, mientras que la de la temperatura es convencional, en ° F. Como se observa, a cada componente a una temperatura dada le corresponde un único valor de presión de vapor.



“ En un líquido, a medida que aumenta la temperatura aumenta el escape de las moléculas de su superficie. Las moléculas de vapor ejercen una presión sobre el líquido que se denomina presión de vapor, siendo esta propiedad independiente de la cantidad de líquido “. (7).

“ La presión de vapor se define también como la presión ejercida por un vapor en equilibrio con un líquido ” (12). Consideremos un recipiente

cerrado que ha sido parcialmente llenado con cierto líquido. Las moléculas del líquido están en constante movimiento desarrollando energía cinética, pero no todas las moléculas se mueven con la misma velocidad. Si una de estas “rápidas” moléculas alcanza la superficie líquida, podría tener la suficiente energía para vencer las fuerza de cohesión que las une y podrían pasar a la fase de vapor que se encuentra arriba. Como el número de moléculas de la fase vapor incrementa, la tasa de retorno para la fase líquida también se incrementa y eventualmente una condición de equilibrio dinámico es alcanzada cuando el número de moléculas que dejan el líquido es igual al número de moléculas que regresan. Las moléculas en la fase vapor obviamente ejercen una presión en el recipiente que las contiene y ésta presión se la conoce como presión de vapor.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

II. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE SEPARACIÓN.



En la industria petrolera con mayor frecuencia se utilizan los siguientes equipos de separación de fluidos :

Separadores : Se emplean para separar las corrientes de líquidos y gas que provienen de los pozos. Las relaciones gas - líquido de estas corrientes varían en ocasiones debido a la intermitencia de flujo que repentinamente se presentan, siendo estas más frecuentes cuando los pozos producen artificialmente.

Separadores a baja temperatura : Se utilizan para la separación de gas y condensados a baja temperatura, mediante una expansión. Están diseñados para manejar y fundir hidratos que se pueden formar al disminuir la temperatura del flujo.

Eliminadores : estos dispositivos se utilizan para eliminar los líquidos (hidrocarburos y agua) de una corriente de gas a alta presión.

Depuradores : Manejan corrientes con muy altas relaciones gas - líquido. Se aplican también para separar gotas muy pequeñas de líquido suspendidas en corrientes de gas, que no son eliminadas generalmente por un separador ordinario.

2.1. Descripción de un separador.

Un separador consta de las siguientes secciones :

1. - Sección de separación primaria.
2. - Sección de separación secundaria.
3. - Sección de extracción de niebla.
4. - Sección de almacenamiento de líquido.

2.1.1. Sección de separación primaria.

En esta sección se separa la mayor porción de líquido de la corriente de gas y se reduce la turbulencia del flujo. La separación del líquido en esta



sección se realiza mediante un cambio en la dirección del flujo, que se puede lograr con una entrada tangencial de los fluidos al separador o bien instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. Con cualquiera de las dos formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo, de manera que se separan grandes volúmenes de líquido (2).

2.1.2. Sección de separación secundaria.

Esta sección también se la conoce como de asentamiento por gravedad y en ella se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas (2). Las gotas se separan principalmente por efecto de la gravedad, por lo que la turbulencia debe ser mínima. Para lograrlo, el separador debe tener suficiente longitud. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aún más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficie colectora de gotas de líquido.

La eficiencia de separación en esta sección depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

2.1.3. Sección de extracción de niebla.

En esta sección se separa del flujo de gas las gotas más pequeñas de líquido que no se recuperaron en las secciones primaria y secundaria del separador. En esta parte se utiliza el efecto choque y / o fuerza centrífuga como mecanismo de separación. Con estos mecanismos las gotas pequeñas de líquido se acumulan sobre una superficie formando gotas más grandes, que drenan a través de un ducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

El dispositivo utilizado en esta sección conocido como extractor de niebla está constituido generalmente por alambres entretejidos.

2.1.4. Sección de almacenamiento de líquidos.

Esta sección almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posible baches de líquido que se puedan presentar en una operación normal.

Además, debe disponer de la instrumentación adecuada para controlar el nivel del líquido en el separador, la misma que está formada principalmente por un controlador , un indicador de nivel, un flotador, una válvula de descarga, una válvula de seguridad, entre otros instrumentos.

La sección de almacenamiento de líquido debe estar situada en el separador de tal forma que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador(3).



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

Aparte de las cuatro secciones antes descritas, el separador debe tener dispositivos de seguridad tales como : una válvula de seguridad, controles de contra-presión adecuados, entre otros.

Cuando se conocen los tipos de flujo de la mezcla de gas - líquido que va al separador, tal como la frecuencia de los baches de líquidos en pozos de bombeo, se debe hacer cambios en el diseño y tamaño de las partes del separador. Sin embargo, siempre es recomendable que el separador se diseñe de la forma más simple posible, para facilitar su limpieza y mantenimiento.



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

2.1.5. Partes internas de un separador.

2.1.5.1. Dispositivos desviadores.

La placa desviadora, puede ser un plato esférico, un ángulo de hierro, un cono o cualquier obstrucción que realice un cambio repentino de dirección y velocidad del fluido a la entrada del separador. La ventaja de los mecanismos, tales como la media esfera o el cono es que causan menos turbulencia que las placas o ángulos de hierro, reduciendo los problemas de arrastre de gas y de emulsificación.

2.1.5.2. Rompedor de olas.

Es necesario instalar rompedores de olas en separadores horizontales de gran longitud, que son placas verticales espaciadas a lo largo de la interfase gas - líquido y perpendiculares al flujo en el nivel del líquido (2).

2.1.5.3. Placas rompedoras de niebla.

La niebla se puede presentar en la interfase como burbujas de gas que escapan del líquido y se pueden estabilizar agregando en la entrada algún agente químico, aunque una solución más efectiva frecuentemente es forzar a la niebla para que pase a través de una serie de placas o tubos paralelos inclinados, que ayudan a coalescer a las burbujas.



2.1.5.4. Rompedor de turbulencia.

El rompedor de turbulencia ayuda a prevenir el arrastre de gas cuando se abre la válvula de control del líquido.

2.1.5.5. Extractor de niebla.

Los principios mecánicos bajo los cuales operan los extractores de niebla son el asentamiento por gravedad, la fuerza centrífuga, el choque y la filtración.

Los extractores de niebla más usados son los del tipo de impacto, que a su vez pueden ser de veletas o de alambre entretejido.

2.2. Funciones y requerimientos básicos para el diseño de un separador.

La separación de gas y líquido principalmente ocurre por la diferencia de las propiedades físicas en los fluidos a ser separados, aún cuando las propiedades químicas pueden en algunas ocasiones afectar la eficiencia de separación. Por esta razón el diseño de los equipos de separación llega a ser una interrogante entre el balanceamiento de costos con la eficiencia deseable requerida (9). Por ello, una óptima separación física en estas fases es una de las operaciones básicas en la producción, procesamiento, transporte y tratamiento de gas y / o petróleo.

Las funciones corresponden a mezclas complejas de diferentes compuestos con características físicas propias de acuerdo al porcentaje en que intervienen los componentes.

2.2.1. Funciones del Separador.

Los separadores apropiadamente diseñados permiten obtener una buena recuperación de hidrocarburos líquidos y debe cumplir necesariamente con las siguientes funciones :

- 1.- Originar una fase de separación de los hidrocarburos principalmente de aquellos que en su mayor parte son gas.
- 2.- Mejorar la primera separación con una mayor remoción del gas entrampado en el líquido.
- 3.- Descargar el gas y el líquido separado de tal forma que no se reentrampe el uno en el otro en cualquier lugar.

2.2.2. Requerimientos de Diseño.

Todo separador debe ser diseñado según las necesidades del campo y según las condiciones de operación de los mismos. Los requerimientos funcionales de diseño, nos permiten evaluar las condiciones prioritarias para el diseño mecánico en las diferentes secciones de un recipiente de separación, como se indica a continuación :

- 1.- Controlar y disipar la energía de la corriente de alimentación a medida que entra al separador.
- 2.- Asegurar que las tasas de flujo de gas y líquidos a través del separador sean bastante bajas, de modo que pueda ocurrir la separación gravitacional y el equilibrio vapor líquido.
- 3.- Minimizar la turbulencia por gas en el separador y reducir la velocidad.
- 4.- Controlar la acumulación de espuma en el separador.
- 5.- Eliminar el reentrampamiento de los líquidos y gas separados.
- 6.- Proveer salidas para los fluidos con niveles apropiados y controles de presión.
- 7.- Si es necesario, suministrar filtros de limpieza en puntos donde los sólidos pueden acumularse.
- 8.- Proveer aliviadores en las salidas del líquido y vapor en caso de presiones elevadas.
- 9.- Acondicionar equipos tales como : manómetros, termómetros y medidores de nivel de vidrio (mirillas) para controlar visualmente y tener una operación eficiente.



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

2.3. Clasificación de los separadores.

Por sus fases los separadores se clasifican en bifásicos (gas - líquido) y trifásicos (agua, crudo y gas) y por su forma pueden ser : horizontales, verticales y esféricos.

2.3.1. Separadores de dos fases.

Se designa como separadores de dos fases a los separadores convencionales en cualquiera de sus tres tipos: verticales, horizontales y esféricos. Cada uno tiene sus ventajas así como sus desventajas, las mismas que serán discutidas posteriormente. Los separadores horizontales pueden estar formados por un tanque horizontal o bien por dos colocados uno encima del otro.

2.3.2. Separadores de tres fases.

Estos separadores llamados generalmente eliminadores de agua libre, además de separar la fase líquida y gaseosa, separan el líquido en aceite y agua no emulsionada en el aceite. La separación de aceite y agua no

emulsionada tiene lugar debido a la diferencia de densidades. Para esto, se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia y se deposita en un espacio donde no hay turbulencia.

Además de las secciones y dispositivos con que cuentan los separadores de líquido y gas, el separador de tres fases tiene las siguientes características y accesorios especiales :

- a.- Una capacidad de líquido suficiente para proporcionar el tiempo de residencia necesaria para que separe el aceite y el agua.
- b.- Un sistema de control para la interfase agua y aceite.
- c.- Dispositivos de descarga independientes para el aceite y el agua.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

2.3.3. Separadores Horizontales.

En la figura # 8 se muestra un esquema de un separador horizontal. En él, el fluido entra al recipiente y choca contra una placa; este cambio repentino de dirección del fluido realiza la primera separación de grandes volúmenes de líquido y gas. En la fotografía # 1 se muestran los

separadores de producción de la Estación Sur - oeste, los cuales son horizontales y bifásicos.

Un separador trifásico incluye una placa con dispositivos que desvían el flujo hacia abajo de la interfase gas - aceite, hasta las cercanías de la interfase aceite - agua.

La sección de recolección de líquido del recipiente proporciona el tiempo de retención suficiente para que el aceite y la emulsión formen una capa en la parte superior y el agua libre se deposite en el fondo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2.3.4. Separadores Verticales.

En la figura # 9, se muestra una configuración para un separador vertical, donde el flujo entra al recipiente chocando con una placa desviadora donde se separa la mayor cantidad de líquido. Además dispone de un dispositivo que dirige el líquido hacia abajo de la interfase de gas - aceite, hasta las cercanías de la interfase aceite - agua, sin perturbar la formación de la capa de aceite. Para regular las presiones entre la sección inferior y la sección de gas, se necesita una tubería que simula una chimenea.

La salida del dispositivo desviador se localiza en la interfase aceite - agua. De aquí el aceite se eleva y el agua libre atrapada en la fase aceite se separa por diferencia de densidades. Las gotas de agua fluyen en contracorriente al flujo de aceite y similarmente, las gotas de aceite atrapadas en la fase agua suben a contracorriente del flujo de agua.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

2.4. Selección del tipo de separadores : ventajas y desventajas.

En la industria petrolera se disponen de separadores que caen dentro de las tres categorías, variando unos de otros en sus respectivas geometría, por los accesorios o partes adicionales de acuerdo a las marcas de fabricación. Es importante indicar que sea la forma que tenga el separador las cuatro secciones antes mencionadas son fundamentales para el diseño adecuado del separador a fin de alcanzar una buena separación.

Para un procesamiento de gas y crudo en el campo, respecto a la selección del tipo de separadores en base a los resultados del análisis de diseño y experiencia de operación, se puede decir lo siguiente :

- La longitud de un separador tiene mayor efecto sobre la capacidad, que la altura en un separador vertical.

- Los separadores horizontales son usados para una alta relación de gas / petróleo (RPG) y para bajas un separador vertical.
- Los separadores horizontales son más económicos para una separación normal de gas - petróleo, principalmente donde hay problemas de emulsiones, espumas, etc.
- Más fácil de transportar, instalar y de dar mantenimiento es un separador horizontal que uno vertical.
- Es importante conocer que en un separador horizontal la trayectoria de las gotas líquidas es similar a la de un proyectil. Por lo tanto, la longitud del separador dependerá de los siguientes factores :
 - a) tamaño de la gota.
 - b) velocidad del gas.
 - c) densidad de la gota.
 - d) diámetro del recipiente.
 - e) grado de turbulencia.

En el caso ideal se asume que no existe turbulencia y el efecto de la gravedad, constante. Para un separador vertical, la gota da resultados diferentes puesto que su velocidad de la gota actúa contra la gravedad lo que hace más difícil la

separación. Por lo tanto hay que mantener una altura razonable del líquido en el separador, para que las velocidades sean menores, lo que indica que la longitud requerida será hasta cuando la velocidad llegue a ser cero y por tanto empiece a caer el líquido.

- Finalmente elaborar un conjunto de curvas es una buena práctica que permite escoger el mejor separador de acuerdo a los cálculos de diseño de una manera más efectiva y fundamentalmente económica. Se trata de graficar los costos vs. el diámetro del separador en función de la presión de operación. Los datos se los obtiene de los manuales disponibles de cada compañía.



Las tres principales categorías del tipo de separadores, como ya se mencionó anteriormente son :

- Horizontales.
- Verticales.
- Esféricos.



2.4.1. Separadores Horizontales.

a.- Ventajas.

- 1.- Menos costoso que un separador vertical para una misma capacidad de diseño.
- 2.- Mayor estabilización de los fluidos.
- 3.- Fácil de instalarse en comparación con el vertical.
- 4.- Más efectivos en los procesos para crudos con presencia de espuma.
- 5.- Para una determinada capacidad de gas el diámetro es más pequeño que un separador vertical.

b.- Desventajas.

- 1.- Crítico el control del nivel del líquido.
- 2.- Menos capacidad del líquido de retención.
- 3.- Ocupa mayor espacio.
- 4.- Difícil de limpiar la arena y parafina.

2.4.2. Separadores Verticales.

a.- Ventajas.

- 1.- Control de nivel menos crítico que el horizontal.
- 2.- Fácil y económico para agregar la capacidad de retención, ya que es más sencillo modificar la longitud que el diámetro.
- 3.- Mayor facilidad para manejar los sólidos traídos en la mezcla.
- 4.- Fácil de limpiar por su acumulación en el fondo. Se recomienda para pozos con alto contenido de lodos, arena o cualquier material sólido.
- 5.- Ocupa menos espacio en el sistema.
- 6.- Menor tendencia para producir vaporización del líquido.

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

b.- Desventajas.

- 1.- Más costoso para una determinada capacidad que un separador horizontal.
- 2.- No se adapta fácilmente al montaje sobre patines, lo cual hace más difícil su transportación debido a la altura.
- 3.- Necesita mayores diámetros para una capacidad determinada.

2.4.3. Separadores Esféricos.

a.- Ventajas.

1.- Más baratos que los horizontales o los verticales.

2.- Más compactos que los horizontales o los verticales, por los que se usan en plataformas costa afuera.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

b.- Desventaja.

Tienen un limitado espacio de separación.

III. MÉTODOS PARA DETERMINAR LA EFICIENCIA DE SEPARACIÓN DE LOS SEPARADORES.

3.1. Método disponible : descripción.

El método disponible que regularmente se utiliza para evaluar los separadores es el Basic Sediment & Water (BSW), pero como ya se explicó este método únicamente proporciona un valor de la cantidad de agua y sólidos que se están separando del crudo, siendo un método no muy útil porque no involucra la fase gaseosa.

Para evaluar por el método de BSW se toma una muestra del fluido que pasa por la línea de entrada al separador y otra muestra en la línea de salida del mismo. Estas muestras son llevadas al laboratorio donde se realiza la prueba API para determinar el contenido de agua y sólidos. En este método no se necesita conservar presurizada la muestra.

Los pasos a seguirse son los siguientes :

- 1.- Se coloca en un cono de precipitación 50 ml. de la muestra obtenida de los separadores.
- 2.- Agregar 50 ml. de tolueno. (solvente).
- 3.- Colocar un corcho en la boca del cono de forma que no se escape la muestra. Agitar la mezcla.
- 4.- Colocar las muestras en la centrífuga y centrifugar por un tiempo de 5 a 10 minutos.
- 5.- Sacar las muestras .
- 6.- Leer el valor de contenido de agua y sólidos directamente de los vasos.
- 7.- Multiplicar este valor por 2 para tener el valor en 100 %, si es necesario.



Este procedimiento se lo realiza para las muestras obtenidas tanto en la entrada del separador como en la salida y se compara los valores leídos, concluyendo con la determinación de la cantidad de agua que el equipo está separando.

En el Campo Shushufindi no se aplica este procedimiento para evaluar los separadores. Se lo usa para conocer el BSW de cada pozo y registrar sus variaciones a lo largo de la vida productiva.

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

3.2. Método seleccionado : Presiones de Vapor.

El método seleccionado para desarrollar este trabajo no se encuentra en la literatura especializada, pues es un nuevo método que se lo está proponiendo para el análisis. Lo más cercano es, por el principio y procedimiento seguido, el método de Presiones de Vapor Reid que se utiliza para caracterizar gasolinas y ciertos volátiles.

Antes de describir el método propuesto hay que indicar que en nuestro trabajo únicamente se consideró la fase líquida, ya que es precisamente en esta fase donde se encuentra disuelto el gas (como gas en solución) que se desea liberar en los separadores.

Un esquema de esta operación se la puede visualizar en la figura # 10 donde se representa el montaje del equipo de medición sobre la línea de entrada al separador, además de las fases presentes. Esto también se aprecia en la fotografía # 2. En las fotografías # 3 y 4 se observan los sitios de donde se recuperaron las muestras a la entrada y a la salida de cada separador respectivamente.

En el Campo Shushufindi inicialmente los separadores fueron trifásicos (hace unos 20 años aproximadamente) pero con el tiempo se presentaron problemas de

operación en ciertos separadores, debido a la falta de mantenimiento tanto de la parte mecánica del equipo como de los sistemas de control automático, principalmente válvulas de drenaje, en especial la de agua, que constantemente se taponaba con material sólido impidiendo drenar normalmente el agua separada. Esto ocasionaba que el separador se presurizara y luego se inundara, trayendo como consecuencia problemas tanto operacionales como de producción.

Por este motivo se decidió no trabajar con el sistema automático de la válvula de drenaje de agua y cerrarla o eliminarla en algunos casos, por lo que actualmente todos los separadores del Campo Shushufindi actúan como separadores básicos. Por la línea de descarga del separador se drena líquido (agua y crudo).



Para explicar el método nos basamos en el principio de que un volumen de fluido (crudo para nuestro caso) a una temperatura dada, posee una determinada presión de vapor.

Si el separador está funcionando de una manera eficiente, será capaz de separar en gran parte la fase gaseosa de la fase líquida, lo que se reflejará en los valores de presión de vapor de las muestras obtenidas. La muestra lograda a la entrada del separador tendrá un determinado valor de presión de vapor (Apéndice A) pero luego de pasar por el separador, si este realmente cumple sus funciones, el gas en solución se liberará y el valor de presión de vapor que se obtendrá a la salida,

deberá ser mucho menor que el de la entrada o en el mejor de los casos cercano a cero.

El volumen de fluido corresponde a las muestras obtenidas tanto a la entrada como a la salida de los separadores, siendo importante conservar las condiciones originales de la muestra ya que a diferentes temperaturas liberan diferentes valores de presiones de vapor. Específicamente, a mayor temperatura habrá mayor manifestación de presión de vapor lo que se puede observar en la figura # 6 donde se representa el comportamiento de la presión de vapor como función de la temperatura para un sistema dado y en la figura # 7 se muestran los diferentes valores de presión de vapor como función de la temperatura para componentes puros.

En el Apéndice (C) están tabulados los valores de presiones y temperaturas promedio de operación obtenidos en el campo, los mismos que sirvieron para conocer las condiciones a las que se debió llevar las muestras recogida y simularlas en el laboratorio . De esta manera se lograron datos de presiones de vapor a diferentes temperaturas o rangos de temperaturas a las que normalmente opera un separador (Apéndice A). Así, a cada cambio de temperatura se registró un valor de presión de vapor que sirve para elaborar curvas y analizar su comportamiento como función de la temperatura. En el apéndice (A) se muestran no solo los valores de presiones de vapor a las temperaturas de

operación de cada separador, sino también a los correspondientes a la línea de entrada y de salida de los mismos, así como también los correspondientes a la temperatura ambiente de cada estación.

Los valores obtenidos se registraron para poder calcular la eficiencia con la siguiente expresión :

$$E = \frac{\text{Presión de vapor a la entrada} - \text{Presión de vapor a la salida}}{\text{Presión de vapor a la entrada}} \times 100$$

de donde se obtienen los resultados expresados en porcentaje.

No es problema notar que mientras mayor sea la diferencia entre los valores de presiones de vapor a la entrada y a la salida del separador, la eficiencia será mayor. Esto se puede apreciar claramente en los apéndices (D) y (E) en donde se encuentran graficados tanto los valores de presiones de vapor como las eficiencias como función de la temperatura. En el apéndice (A) y (F) se encuentran los valores correspondientes a éstas curvas.

Los bajos valores de eficiencia obtenidos corresponden a casos en los que el separador presente algún problema en su funcionamiento ó en su defecto, no tiene los correspondientes elementos para que se produzca una buena separación del gas en solución. Por el contrario, si se consiguen valores altos, éstos evidenciarán un buen funcionamiento del mismo.

Los valores resultantes dependen en gran parte de la distribución existente de los pozos en los separadores. Con una distribución adecuada en base a la relación gas - petróleo y al corte de agua se lograría obtener mejores resultados.

De esta manera se elaboró la distribución sugerida en el apéndice (K) basada en las siguientes rangos :

Para las estaciones Central y Norte :

1.- BSW < 20

2.- 20 < BSW < 50

3.- BSW > 50

1.- GOR < 200

2.- 200 < GOR < 350

3.- GOR > 350

Para las estaciones Sur, Sur - Oeste y Aguarico :

1.- BSW < 20

2.- BSW > 20

1.- GOR < 300

2.- GOR > 300



BIBLIOTECA
ESPOL

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

De esta manera, según los valores que tenga cada pozo en cuanto a BWS y GOR, se ubica a cada uno de ellos dentro de uno de los rangos y de acuerdo a la eficiencia obtenida se elaboró la distribución que se sugiere.

XV

IV. CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE DEL EQUIPO DE MEDICIÓN



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

El equipo de medición fabricado consiste en una bala o botella de acero acoplada a un manómetro y una serie de válvulas que facilitan tomar las muestras del fluido a la entrada y a la salida de los separadores, permitiendo conservar presurizadas las diversas muestras recuperadas en las diferentes estaciones, para ser llevadas al laboratorio y poder realizar la prueba respectiva.

También se construyó un Baño María con el fin de analizar las muestras a la temperatura de operación monitoreada.

Debido a que las instalaciones no son las más adecuadas para tomar muestras, hubo la necesidad de realizar varias modificaciones al equipo diseñado.

Por este motivo se construyó un toma - muestras preliminar y después algunos definitivos, así como también varios elementos necesarios para poder realizar las pruebas y que se describirán en esta sección.

4.1. Descripción del equipo de medición a construirse.

4.1.1. Toma - muestras.

4.1.1.1. Toma - muestras preliminar.

Este toma - muestras o botella se encuentra representado en la figura # 12 (fotografía # 5)y como ya se mencionó fue únicamente preliminar. Para construirlo se usó un tramo de 16 “ de tubería de 4”, soldando tapas en los respectivos extremos. En cada extremo y a un costado de la botella se soldaron “tridolets” de 3/4”. Luego se acoplaron niples, “bushings“ y uniones a fin de instalar los elementos fundamentales de nuestro equipo : manómetros y válvulas.

Se emplearon dos manómetros ubicados en la parte superior, tal como se observa en la figura # 12. El “a“ se utilizó para leer

directamente los valores de presiones de vapor, mientras que el “c” se usó únicamente como referencial (escala 0 -60 psi).

Como se aprecia en la figura # 12 el equipo esta dotado de tres válvulas : una superior, una inferior y una lateral, que corresponden a los puntos “b”, “d” y “e” en la figura. Las dimensiones y especificaciones tanto de las válvulas como de los manómetros y otros elementos empleados se indican en la sección 4.2.

El equipo preliminar se modificó a medida que surgían las necesidades en el campo. Es así como al comparar el toma - muestras preliminar (botella) con el definitivo (bala), sin bien no existe mucha diferencia respecto al funcionamiento, si la hay en cuanto al tamaño de las mismas. Esto se lo puede apreciar claramente en la fotografia # 5 donde se observa la gran diferencia entre los tamaños de las mismas.

Este toma - muestras realmente permitió confirmar la teoría propuesta y obtener conclusiones preliminares para el trabajo que ejecutábamos.

Pudimos notar que el toma - muestras preliminar resultó demasiado incómodo y difícil de manipular por su gran tamaño ya que, como se explica en el procedimiento para realizar la prueba en el laboratorio, es necesario agitar las muestras constantemente para que se libere la presión de vapor a cada temperatura. Resultaba difícil también transportarlo y montarlo en las líneas del separador.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

4.1.1.2. Toma - muestras definitivo.

Es el equipo con el que se realizó todas las pruebas de los separadores y se representa en la figura # 13 (fotografía # 6).

La bala es prefabricada y no soldada como la botella anterior. Estas balas son usadas en el campo como puntos de drenaje de gas y soportan altas presiones. Es de 9" de largo por 2" de diámetro, con tres orificios de $\frac{3}{4}$ " en donde se colocaron los elementos necesarios para instalar las válvulas y el manómetro principal.

BIBLIOTECA



FACULTAD D

El manómetro (punto "a" en la figura y de escala 0 - 30 psi.) ubicado en la parte superior del medidor proporciona el valor de la presión de vapor que se libera dentro de la bala a una temperatura dada.

La válvula superior (punto "b" en la figura), tiene dos funciones principales : proteger al manómetro en caso de sobre - presiones al momento de realizar la prueba y / o en caso de no estar instalado el manómetro, permitir drenar el fluido por la parte superior garantizándonos el lleno completo de la bala a las condiciones de muestreo.

La válvula lateral (punto "c") tiene como función garantizar cierto volumen dentro de la bala. Se la abre para despresurizar y drenar fluido.

La válvula inferior (punto "d") permite el ingreso de toda la muestra una vez que el equipo está montado.

Aprovechando que la presión es una propiedad intensiva, es decir que no depende del volumen ni del tamaño de la muestra, es que se decidió hacer los toma - muestras más pequeños sin tener

alteraciones en los resultados. A ello se suma la gran ventaja de que debido a su tamaño, no es problema el transportarlos, montarlos y manipularlos. Incluso la cantidad de materiales requeridos para construirlos es menor que en el modelo preliminar.

Se construyeron cuatro toma - muestras permitiéndonos recuperar simultáneamente igual número de muestras en cada viaje hacia las estaciones.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

4.1.2. Baño María.

Este baño fue construido con tubería de 20" de acero al carbón, utilizando un tramo de 40" y se halla representado en la figura # 14 (fotografía # 8). Consta de una resistencia para termostato ubicada en la parte inferior del mismo que es el elemento que proporciona temperatura al sistema. Debido a la falta de material únicamente se instaló una resistencia por lo cual el equipo necesitaba varias horas para alcanzar la temperatura deseada lo que se podía haber evitado instalando 2 ó 3 resistencias adicionales.

Tiene una válvula de drenaje ubicada en la parte inferior, que se abre al mismo tiempo que se alimenta el baño con agua fresca cuando se desea bajar la temperatura del sistema. Se instaló también un agitador para homogeneizar la temperatura en todo el baño. Además se colocó un termómetro en escala Fahrenheit para determinar exactamente la temperatura del baño.

4.1.3. Capilar.

Así denominamos al elemento representado en la figura # 15 (fotografía # 7) cuya construcción fue necesaria debido a la carencia de toma - muestras adecuados. Se usó únicamente en la línea de entrada a los separadores.

Al instalar el toma - muestras preliminar en la línea de entrada al separador pudimos notar que únicamente se recuperaba muestra de la fase gaseosa, debido a que los puntos disponibles para obtener las muestras se encuentran generalmente en la parte superior de la línea de entrada al separador. Esto se puede apreciar en la figura # 10 donde se representa un esquema del montaje del equipo de medición sobre la línea de flujo al



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

separador, tal como se lo realizó en el campo, apreciando también las fases presentes en la misma.

Como se observa en la ilustración # 10 el capilar va ubicado entre el toma - muestra o bala y el punto de muestreo de la línea. Consta de una varilla de 1/4" de diámetro por de 20" largo. En la parte superior tiene una válvula de aguja con sus respectivos acoples y en la parte inferior tiene adaptado un "bushing" de 2" X 1/2" con sus respectivas uniones, niples y acoples. A él se puede adaptar otro "bushing" de cualquier dimensión de acuerdo al tamaño del punto de muestreo. Entre el "bushing" y la válvula, alrededor de la varilla se colocaron niples para ajustar, que cuando están desajustados permiten al "bushing" recorrer todo el largo de la varilla. De esta manera es que, una vez montado el equipo, se introduce el capilar hasta alcanzar la fase líquida presente en la línea, se ajusta el bushing de acople y con la ayuda de presión de flujo la muestra llega hasta la bala en donde permanece presurizada hasta el momento de iniciar la prueba en el laboratorio.

Sin el capilar no hubiera sido posible obtener las muestras a la entrada de los separadores, a menos que en esta línea únicamente exista siempre solo fase líquida, lo cual no es cierto.

4.1.4. Manguera.

Para tomar las muestras a la salida de los separadores, se empleó una manguera de alta presión de 1/4", colocándose en un extremo un "bushing" de 2" x 1/2" y en el otro se conectó la bala.

4.2. Elementos necesarios para la construcción y montaje del equipo de medición.



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

4.2.1. Elementos para construir el toma-muestras preliminar (botella).

- Tubería de acero al carbón, cédula 40, clase A de 4 " de diámetro.
- Dos tapas de acero de 4" de diámetro.
- Tres "tridolets" de 3/4".
- Un manómetro WIKA de 0 - 60 psi.
- Un manómetro WIKA de 0 - 15 psi.
- Tres válvulas de aguja de 3/8" X 150 psi.
- Un codo de tres vías de 3/4".
- Tres reductores de 3/4" a 3/8".
- Cuatro uniones de 3/4".

BIBLIOT



FACULTAD DE IN
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

- Soldadura Webber o AGA 6010.

4.2.2. Elementos para construir el toma - muestras definitivo (bala).

- Una bala de alta presión de 9 “ de largo X 2 1/2 ” de diámetro. Estas balas se usan como puntos de drenaje de gas en las estaciones.
- Un manómetro WIKA de 0 - 30 psi.
- Tres válvulas de aguja de 1/2 “X 150 psi.
- Tres neplos de 1/2 “.



4.2.3. Elementos para construir el Baño María.

- 4' de tubería de acero al carbón de 20 “de diámetro.
- Una tapa de acero de 20 “ de diámetro.
- Una resistencia para termostato de 220 y de 1000 Watts.
- Dos “tridolets” de 1 1/2 “.
- Una válvula de bola de 3/4 “.
- Una reducción de 1 1/2 “ a 3/4 “.
- Agitador.

- Termómetro en escala Fahrenheit, con divisiones cada 2 °F.
- Soldadura Webber o AGA 6010.

4.2.4. Elementos para la elaboración del capilar.

- Capilar de aluminio, 3/8 “ de diámetro X 1m. de largo.
- “Bushing” de 2 “ x 1/2 “.
- Una válvula de aguja de 1/2 “ X 150 psi.
- Niples y acoples necesarios.

4.2.5. Elementos para al elaboración de la manguera.

- Manguera de caucho de alta presión, de 3/4 “de diámetro. 2m.
- Bushing de 2 “ x 1/2 “.
- Niples y acoples necesarios.

4.2.6. Herramientas necesarias para recuperar las muestras.

Todos estos materiales se los puede apreciar en la fotografía # 10.

- Llave de tubo # 14.
- Llave de tubo # 10.
- Llave de pico # 10.
- Llave de pico # 8.
- Llave de pico # 6.
- "Bushing" : 2 " X ½ "

1 ¼ " X ½ "

1 " X ½ "

1 ½ " X ½ "

1 " X ¾ "

¾ " X ½ "

4.3. Construcción y montaje del equipo.

La construcción del equipo se realizó en el Laboratorio de Investigación Científica - Proyectos Especiales del Campo Shushufindi a cargo del Ing. Luis Fierro, con los materiales disponibles tanto en este laboratorio como en las diferentes bodegas del campo, en el lapso de una semana.

El equipo es sencillo, práctico , fácil de usar y además nos permitió corroborar la teoría planteada. Para trabajos posteriores, en caso de que se realizaren, podrían usarse estos equipos ya construidos con la única advertencia de que por el tiempo y por el trato que se le de, podrían descalibrarse los manómetros o dañarse alguna válvula.



**BIBLIOTECA FIC
ESPOL**

V. MEDICIONES

5.1. Procedimiento requerido para la toma de mediciones.

La explicación del procedimiento para la toma de mediciones la hemos dividido en dos partes : campo y laboratorio. En el campo se toma una muestra en la línea de entrada al separador y otra en la línea de salida del mismo, para luego compararlas y obtener conclusiones respecto a la separación de gas de la fase líquida.

5.1.1. Recuperación de muestras en el campo.

5.1.1.1. En la línea de entrada al separador.

1. Desconectar o apagar la bomba de inyección de químicos, si no existe otro sitio donde recuperar la muestra.
2. Quitar el tapón superior a la válvula por donde ingresa el químico.
3. Introducir el capilar, ajustando el "bushing" colocado al final del mismo.
4. Abrir la válvula de inyección de químico, manteniendo cerrada la válvula del capilar.
5. Introducir el capilar hasta 1" por arriba de la sección inferior de la línea de entrada al separador.
6. Ajustar de forma tal que nos exista fuga.
7. Colocar la bala toma - muestra arriba del capilar. Ajustar.
8. Verificar que todas las válvulas del toma - muestra estén cerradas.
9. Abrir simultáneamente la válvula inferior del toma - muestras y la del capilar.
10. Abrir la válvula superior del toma - muestras.



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

11. Luego de cierto tiempo (1 a 2 min. ó más si es necesario),
abrir la válvula superior del toma - muestras y drenar fluido.
12. Cerrar simultáneamente la válvula inferior del toma - muestras
y la válvula del capilar.
13. Cerrar la válvula superior del toma - muestras.
14. Verificar drenaje de crudo por la válvula lateral del toma -
muestras.
15. Retirar el toma - muestras y el capilar.
16. Verificar que las conexiones queden debidamente ajustadas y
las válvulas en su posición inicial.

5.1.1.2. En la línea de salida del separador.

1. Drenar la válvula del toma - muestras de la línea de salida del
separador.
2. Colocar la manguera en el punto de muestreo.
3. Colocar el toma - muestras al final de la manguera.
4. Ajustar de forma que no exista fuga.
5. Abrir la válvula del toma - muestras de la línea de salida del
separador.

6. Repetir los pasos a partir del # 9 del procedimiento para la toma de muestras a la entrada del separador.

5.1.2. Procedimiento en el laboratorio.

1. Enfriar la muestra hasta la temperatura ambiente.
2. Abrir la válvula lateral del toma - muestra y dejar drenar, en posición vertical, hasta alcanzar el nivel deseado (hasta el nivel de la válvula lateral).
3. Verificar que los manómetros se encuentren en buen estado.
4. Colocar el Baño María a la temperatura de operación calculada. De ser posible alcanzar temperatura de 130 a 140 °F.
5. Verificar que todas las válvulas del toma - muestras se encuentren completamente cerradas y que no exista fuga.
6. Sumergir completamente las balas o toma - muestras en el Baño María y esperar por unos minutos hasta que la temperatura del sistema sea homogénea. El agitador ayudará a este objetivo.
7. Agitar la muestra y volverla a sumergir en el baño.
8. Leer la presión medida en el manómetro y registrarla.
9. Bajar la temperatura del baño. Abrir la válvula de drenaje del Baño María y simultáneamente llenar con agua fresca.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

10. Repetir el procedimiento (agitar, sumergir, medir y registrar) cada vez que la temperatura baje 2 ° F. hasta alcanzar la temperatura ambiente ó de ser posible menor a ella.
11. Drenar las balas y verificar estado de válvulas y manómetros. Calibrar los manómetros y cambiar válvulas en mal estado si es necesario.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

5.2. Monitoreo de Presiones y Temperaturas.

Para alcanzar nuestro objetivo fue necesario monitorear los siguientes datos de presiones y de temperaturas:

- Presión y temperatura de operación de cada separador.
- Presiones de vapor para cada muestra.
- Temperatura del Baño María.
- Temperatura ambiente.

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Los datos de presiones de vapor y de temperaturas para cada muestra son claves para nuestro trabajo, pero también tienen gran importancia los datos de presión y temperatura de operación de los separadores. De estos parámetros, uno de los principales es la temperatura del sistema (separador) ya que de su variación

depende la manifestación de presiones de vapor. Con estos valores se elaboran las curvas (Apéndice E) de presiones de vapor vs. temperatura que permiten analizar el comportamiento de dichas variables en cada separador.

La importancia tanto de la presión como la temperatura de operación del separador ya fue destacada anteriormente, por lo que aquí describiremos únicamente la manera como se realizaron las mediciones y con que objetivo.

5.2.1. Medición de la presión de operación.

La presión de operación de los separadores se mide en los manómetros ubicados en la parte superior de los mismos. Este dato se registró en varias ocasiones a diferentes horas del día, durante dos semanas. Al final se obtuvo una serie de datos de los que se promedió un valor para la presión de operación del separador.

Se pudo notar que en cada estación la presión de operación es similar para todos los separadores. Esto puede obedecer a que no existe una distribución adecuada de los pozos que fluyen a cada separador.

Los datos obtenidos para las presiones de operación de los separadores en cada estación están en el apéndice (C), donde además se encuentran una serie de datos muy útiles para nuestros cálculos.

5.2.2. Medición de la Temperatura de operación.

La temperatura de operación, como se pudo comprobar, no es la misma en todos los puntos del separador por lo que para obtener un valor promedio de ella se trabajó con doce puntos a lo largo del mismo, tal como se indica en la figura # 16.

Los puntos donde se midió la temperatura fueron:

- tres en la parte superior. (a, b c).
- tres en la parte inferior. (j, k, l)
- tres en el costado derecho. (g, h, i).
- tres en el costado izquierdo. (d, e, f).

Para obtener el dato de temperatura en los diferentes puntos del separador se utilizó un termómetro con mira láser, de tal manera que para obtener la



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

temperatura en un punto determinado, únicamente bastaba apuntar al punto deseado y leer el valor que el termómetro marcó en ese momento.

Este Monitoreo de temperaturas, así como el de presiones de operación, se realizó durante dos semanas a diferente horas del día (en la mañana, tarde y noche) y en diferentes condiciones climáticas (días soleados, semi - nublados, lluviosos, etc.). De esta manera se recopiló datos que sirvieron para después sacar un promedio de la temperatura a la cual opera cada separador en cada estación.

Cabe señalar que la temperatura observada, como era de esperarse, no es la misma en todo el sistema ni en las diferentes horas del día, pero para efectos de cálculos fue necesario realizar este monitoreo y obtener un promedio.

Además de esta temperatura promedio de operación en los separadores, también se midió para cada caso las temperaturas registradas en las líneas, tanto en la entrada como a la salida de los separadores, dato considerado necesario ya que además de dar la temperatura de la línea y del fluido en el momento de la prueba, después se utilizó como referencia para compararlo con los otros datos de temperatura observados . Este

procedimiento se realizó de igual manera usando el medidor de temperatura con mira láser.

5.2.3. Medición de presiones de vapor para cada muestra.

Las presiones de vapor para cada muestra se las obtuvo de manera directa de los manómetros colocados (para ese fin) en la parte superior de cada toma - muestras. Todos los valores se encuentran registrados en el apéndice (A).

Estos datos puntuales corresponden a los valores leídos luego de agitar las muestras y esperar por un tiempo prudencial hasta que se homogenice la temperatura del baño en que estaban sumergidas las balas (fotografía # 8). Los datos se registraron con cada disminución de 2° F en la temperatura del baño.

5.2.4. Medición de la temperatura del Baño María.

Este valor también fue leído de manera directa de un termómetro de mercurio que se colocó en el baño con dicho propósito. Los valores



fueron registrados en cada disminución de 2 ° F en el baño. La temperatura del baño se disminuyó mediante el drenaje del agua caliente y la alimentándolo con agua fresca hasta alcanzar la temperatura deseada.

5.2.5. Medición de la temperatura ambiente.

Esta medición se realizó también de forma directa con un termómetro de mercurio con escala en grados Fahrenheit que era llevado a cada estación. Este es un dato únicamente referencial.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

5.3. Tabulación de datos.

Los datos obtenidos tanto en el campo como en el laboratorio, están tabulados en los diferentes apéndices que se adjuntan al final del presente trabajo. Los datos corresponden no solo a las mediciones realizadas sino también a parte de la investigación efectuada en los casos analizados. Algunos datos fueron obtenidos de informes anteriores y por diferentes consultas realizadas.

A continuación se describe la información disponible en los apéndices señalados :

- Apéndice (A) .- Muestra los datos de presiones de vapor a la entrada y a la salida de cada separador . Cada valor de presión de vapor fue leído a una temperatura dada.
- Apéndice (B) .- Indica los diferentes datos correspondientes a cada pozo, entre los que están los barriles de fluido por día (BFPD), los barriles de petróleo por día (BPPD), la relación gas petróleo para cada pozo(GOR), así como el corte de agua (BSW), el grado API, presión de “ manifold “ y mecanismo de producción respectivo.
- Apéndice (C) .- Están tabulados los promedio de presiones y temperaturas de operación que se observaron con mayor frecuencia en cada separador. Los valores de eficiencia que se indican en el apéndice (D) corresponden a estos valores promedio de temperatura de operación observadas.
- Apéndice (G) .- Señala los siguientes datos : número de separadores de producción y de prueba, barriles de petróleo por día, barriles de agua por día, millones de pies cúbicos normales de gas por día, ° API y gravedad específica de gas, para cada estación. También se encuentran datos de cada separador; capacidad, dimensiones, números de pozos que fluyen, presiones y temperaturas máximas de trabajo, así como las diámetros de las tuberías de entrada y de salida del separador.

- Apéndice (H) .- Presenta los volúmenes de gas disuelto, de gas separado, gas no separado y los valores totales para cada estación.
- Apéndice (I) .- Muestra una serie de datos correspondientes a propiedades del yacimiento Shushufindi.
- Apéndice (K) .- Indica las diferentes distribuciones actuales (Agosto '96) de los pozos hacia los respectivos separadores y también muestra una distribución que recomendamos, elaborada en base a las relaciones de gas - petróleo y corte de agua.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

5.4. Cálculos necesarios.

A continuación describiremos los cálculos efectuados para obtener los nuestros resultados del trabajo.



BIBLIOTECA
FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

5.4.1. Cálculo de la presión promedio de operación de cada separador. ($P_{ave.op}$).

Los valores de presiones promedios de operación, como ya se indicó, están registrados en el apéndice (C) . Estos valores corresponden a los

promedios de todas las presiones observadas en el monitoreo y se calcularon de la siguiente manera :

$$P_{ave.op.} = \frac{P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n}{n}$$

donde : n es el número de mediciones realizadas.

Para el cálculo se registró al menos 30 mediciones y como se esperaba, no hubo mayor diferencia entre un valor y otro.

5.4.2. Cálculo de la temperatura promedio de operación de cada separador. ($T_{ave.op.}$).

Los valores de temperaturas promedio de operación para cada separador se indican en el apéndice (C). El cálculo en este caso es similar al anterior (para la presión de operación) con la diferencia de que en cada medición, se obtuvo doce valores de los diferentes puntos seleccionados a lo largo de cada separador. De esta manera, primero fue necesario

obtener un promedio de todas las temperaturas observadas en el separador, cuyo cálculo es como sigue en cada medición :

$$T_1 = \frac{T_a + T_b + T_c + \dots + T_l}{12}$$



donde : $T_1, T_2, T_3, \dots, T_{12}$, son las temperaturas promedios del separador en cada medición y a, b, c, ... l , son los puntos seleccionados para leer los valores de temperaturas.


Una vez obtenidos estos valores de cada medición, se procedió a calcular los promedios para cada separador :

$$T_{ave.op.} = \frac{T_1 + T_2 + T_3 + \dots + T_n}{n}$$

donde T_1, T_2, \dots, T_n , son los promedios de las temperaturas de operación observadas en cada medición y n es el número de mediciones realizadas .

5.4.3. Cálculo de la eficiencia para cada separador.

Para determinar este parámetro debemos conocer los valores de presiones de vapor tanto a la entrada como a la salida de cada separador, los mismos que se encuentran en el Apéndice (A). Para el cálculo se utiliza la siguiente la fórmula :

$$E = \frac{\text{Pres. de vap. a la entr.} - \text{Pres. de vap. a la sal.}}{\text{Pres. de vapor a la entrada.}} \times 100$$


BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

Esta ecuación proporciona un valor puntual de la eficiencia, expresada en porcentaje, de cada separador a una temperatura observada.

Este valor de eficiencia de separación de la fase gaseosa con respecto a la fase líquida corresponde a los valores de presiones de vapor observados a una temperatura específica. Sin embargo, ya que registramos todos los valores de presiones de vapor en cada disminución de temperatura de 2 ° F. podemos calcular la eficiencia de cada separador a una temperatura específica o para todos los valores de temperaturas observadas, como realmente se efectuó.

Para ello trabajamos en un rango de temperatura de 70 a 140 ° F. Cuando no se lograban estos valores la prueba se realizaba hasta la máxima temperatura posible.

5.4.4. Cálculo de la solubilidad.

Para calcular la solubilidad del gas en el crudo conectamos un rotámetro (fotografía # 11) a la salida del toma - muestras y elevamos la temperatura a la promedio de operación observada con mayor frecuencia en el campo. Así se determinó el volumen de gas que pasó en un tiempo determinado, obteniendo los siguientes resultados :

P : 18 psi.

T : 130 ° F.

Q : 1.5 lts. / min.

V : 3250 cc.

t : 2 min.

Realizando las respectivas conversiones de unidades tenemos:

$$1.5 \text{ lts.} = 0.1059 \text{ cuft}$$

3250 cc. = 0.020 bbls.

0.1059 cuft.

$$\text{SOLUBILIDAD} = \frac{\text{-----}}{0.020 \text{ bbls.}} = 5.18 \text{ cuft / bbl.}$$

Este dato corresponde a presión de 18 psi y temperatura de 130 ° F, que fueron las condiciones que con mayor frecuencia registramos. Con este valor se realizó el cálculo de los volúmenes de gas que aparecen en el apéndice (H).



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

5.5. Resultados obtenidos.

Los resultados obtenidos están tabulados en los apéndices (D), (F), (H) y (J), donde se muestra la siguiente información :

- Apéndice (D) .- Tabula los valores de eficiencia calculadas para cada separador a las diferentes temperaturas a las que se tomaron los datos.

- Apéndice (F).- Grafica los datos tabulados en el apéndice anterior. Se puede observar curvas que representan el comportamiento de la eficiencia con respecto a la variación de temperatura.
- Apéndice (H) .- Indica los volúmenes de gas disueltos, volúmenes de gas separado y no separado en cada separador. También se encontrará un total aproximado de estos valores para cada estación.
- Apéndice (J) .- Presenta un resumen de las eficiencias de cada separador calculadas a su respectiva temperatura de operación.



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

VI. ANÁLISIS DEL METODO PROPUESTO.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

6.1. Análisis y discusión de resultados obtenidos.

En esta sección analizaremos los resultados obtenidos durante las pruebas realizadas a los diferentes separadores de producción de las cinco estaciones del Campo Shushufindi. La variable con que se trabajó fue la temperatura por que ser el parámetro que tiene mayor influencia en los resultados obtenidos. Es verdad que la presión de operación también es una variable importante para el buen funcionamiento de los equipos, pero realmente durante el monitoreo no se registró presiones anormales y muy rara vez ocurren.

Cabe recordar que los valores que se presentan en este trabajo son únicamente puntuales, leídos a las condiciones promedio de operación observadas con mayor frecuencia y válidos para el tiempo en que se corrió la prueba. Sin embargo si se

observan las condiciones de operación del campo, estos resultados pueden ser válidos posteriormente.

Debido a que la temperatura es variable en el campo, expondremos un rango de eficiencia de separación tomada en base a las temperaturas de operación observadas con mayor frecuencia. De esta manera se obtiene no solo un valor puntual de eficiencias sino un rango de valores a los que normalmente opera el separador, al menos durante el periodo de prueba.

La falta de diagramas que representen las partes internas de los separadores, así como información general con respecto a los cambios realizados cuando los mismos se repararon, dificulta la tarea de determinar las posibles causas del mal funcionamiento de varios separadores. Es posible que por el tiempo que éstos equipos llevan en operación, 25 años en promedio, internamente se encuentren totalmente deteriorados y sea la razón para que realicen un mal trabajo de separación.



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

6.1.1 Estación Central.

En esta estación se registraron los valores más bajos de eficiencias calculadas para todo el campo, convirtiéndose en los casos más preocupantes. Fue el lugar donde se comenzó a realizar las evaluaciones y fue el sitio donde se cumplió el mayor número de pruebas (no solo las que se tabulan) y en todas ellas hubo coincidencia en los ~~bajos~~ valores obtenidos.



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

La estación central también fue escogida para realizar los cambios en las distribuciones de los pozos a cada separador, ya que como se comprobó este factor influye en los valores que se obtienen de la pruebas. La intención es tratar de mejorar los bajos valores que en repetidas ocasiones se obtuvieron.

En las primeras pruebas realizadas al separador # 1 se obtuvo un 33% de eficiencia y después de efectuar el cambio en la distribución de los pozos hacia los separadores se logró un 24%. Si bien es cierto que luego de la re-distribución se registró una disminución en el valor obtenido inicialmente, ambos datos continúan siendo bajos y en estas magnitudes, un aumento o disminución del valor de la eficiencia no es realmente significativo. Si se observan las curvas de presiones de vapor vs.

temperaturas (apéndice E - 1.1), se notará que no existe mucha diferencia entre los valores de entrada y los de salida. Para este separador se estableció que existe un rango de eficiencia de 24 a 37 % observado a temperaturas entre 100 y 120 ° F.

El caso del separador # 2 de esta estación es el más crítico de todo el campo Shushufindi. En las primeras pruebas se obtuvo para este separador un 6.05 % de eficiencia, lo cual indica que para la distribución de pozos y en las condiciones de operación dadas, este equipo prácticamente no separa el gas que se encuentra en solución en el crudo, lo que se pudo comprobar con las pruebas posteriores realizadas al mismo separador obteniéndose en ellas únicamente un 11 % de eficiencia de separación. A pesar de que hubo incremento en el valor, no es representativo y continúa siendo el peor de los casos analizados. Este último dato se obtuvo con una nueva distribución de los pozos por lo cual el bajo valor de eficiencia se puede atribuir a falla de carácter mecánico, considerando que todos los separadores de esta estación son de las mismas características y operan básicamente a similares condiciones. Se pudo notar también, al momento de tomar las muestras de salida, que presentaron una coloración diferente a las anteriores (café claro) evidenciando la alta presencia de gas a la salida de este separador.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Es posible que en el separador no existan ciertos elementos necesarios para que se produzca en su interior la separación del gas en los rangos adecuados (" bafflers ", extractor de neblina, planchas onduladas, etc.). Observando el apéndice E - 1.2 en el que están graficados los valores de presiones de vapor a la entrada y a la salida del separador, notamos que ambas curvas se encuentran muy cercanas una de otra lo cual evidencia tan solo una mínima diferencia entre ambos valores. De igual manera, si se observa el apéndice D - 1.2 que representa el comportamiento de la eficiencia en función de la temperatura, se nota que dicho comportamiento es el más irregular de todos los casos. Dentro de los rangos de temperatura de operación observada, en la mejor de las situaciones se podría llegar a un 40 % de eficiencia a una temperatura de 80 ° F, que realmente es baja y se la observó únicamente en uno de los puntos de medición de temperatura en una noche fría de lluvia. El rango de eficiencia observado a las condiciones normales de operación para este caso es de 11 al 15 %, obtenido luego de la nueva distribución de pozos.

El caso del separador # 3 es el mejor de los que operan en esta estación, pero la eficiencia continúa siendo baja. El valor obtenido en las diferentes pruebas fue 47 % de eficiencia y el rango en este análisis, observando las temperaturas más comunes, es del 47 al 54 %. Para este caso se observa en el apéndice E - 1.2 que existe una mayor diferencia entre la curva de

presión de vapor a la entrada del separador con respecto a la de salida. Sin embargo, este valor indica que cerca de la mitad del gas disuelto en el crudo no se está separando y continúa ya sea hacia la bota de gas o hacia otra sección de las facilidades de producción.

6.1.2. Estación Norte.



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

En esta estación, las condiciones de operación son similares para todos los separadores que son de las mismas dimensiones y de las mismas características. Los valores de eficiencia obtenidos en el primero de los casos analizados es bajo pero en los dos siguientes son altos, pudiéndose mejorar todos estos valores con una nueva distribución.

El caso del separador # 1 es el más crítico en esta estación. En las pruebas realizadas se obtuvo un 41 % de eficiencia en separación y el rango observado a las temperaturas respectivas está entre 36 y 51 %. Si se observa el apéndice B - 2.1, en donde están las distribuciones de los pozos a los respectivos separadores, se notará que es a éste separador donde llega el mayor número de pozos. Es posible que con una nueva distribución la eficiencia aumente y se acerque al de los otros dos. Este separador fue construido en el año 1974 y reparado en el 90 pero

realmente no se sabe si en su interior consten las partes principales de un separador.

Para el separador # 2 se observó un 70 % de eficiencia, lo cual refleja una mejor separación si se consideran los casos anteriormente analizados. Este porcentaje no indica que el 70 % del gas disuelto en el crudo se está liberando en el equipo mientras que el restante continúa hacia las siguientes etapas, pero ya en pequeñas proporciones. El rango para este caso se encuentra entre 50 y 70 % observado a las temperaturas de 100 y 120 ° F. En el apéndice D - 2.2 se aprecia que la curva de eficiencia se recupera notoriamente al acercarse a valores alrededor de 90 ° F. De igual forma se observa en el apéndice E - 2.2 la gran diferencia entre las curvas de presión de vapor a la entrada y a la salida del separador. A este equipo únicamente llegan cuatro pozos pero las producciones de los mismos son altas y equilibran los volúmenes manejados.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Para el separador # 3 se obtuvo un 86 % de eficiencia de separación, registrado a una temperatura de 104 ° F. Este es uno de los valores más altos de eficiencia alcanzada en todo el campo y significa que únicamente un 14 % del gas disuelto no se separa, reflejando así el buen estado del equipo. Si se establece un rango de eficiencias se puede decir que este separador opera en un rango entre el 70 y 90 %, que realmente es muy

bueno. Es evidente un comportamiento diferente de la curva de eficiencia (apéndice D -2.3), que se recupera rápidamente a medida que la temperatura está cercana a 100 °F y se vuelve asintótica conforme los valores sobrepasan los 140 ° F. En las peores condiciones de temperatura se obtendría un 60 %. Es posible que altas temperaturas lleguen a registrarse pero únicamente en ciertos puntos del separador en horas calurosas y en días soleados, que aunque son muy comunes no se mantienen por prolongados períodos. En el apéndice E - 2.3 se observa una gran diferencia entre los valores a la entrada con respecto a los de la salida lo cual es una señal de que el equipo cumple un buen trabajo. Es fácil darse cuenta de esto por los bajos valores de presiones de vapor obtenidos a la salida del separador.

6.1.3. Estación Sur.

De esta estación se obtiene la producción más alta de todo el campo Shushufindi, tanto de crudo como de gas. Aproximadamente produce 30000 BPPD . Existen únicamente dos separadores de producción.

El separador # 1, de 35000 BFPD y de características similares a los de las estaciones central y norte, se encuentra en buenas condiciones de

operación. La eficiencia fue de un 79 % de separación de gas de la fase líquida. Aproximadamente sólo un 20 % no se separa. A las temperaturas de 100 y 120 ° F se registró entre un 70 y 94 %. Existe gran diferencia entre los valores de presión de vapor a la entrada y a la salida. En el apéndice D - 3.1 se observa que la curva de eficiencia cae suavemente al incrementarse la temperatura, pero lo hace hasta llegar a un mínimo de 60 % que sería el peor de los casos en el que la temperatura sea realmente alta (sobre 140 ° F) y que rara vez se registra. Por el contrario, a las temperaturas más comunes, se obtienen altas eficiencias, que es lo que realmente se espera a pesar de ser este un equipo cuya construcción fue en el año 1978 y que como mucho otros separadores llevan más de 25 años operando.

El caso del separador # 2 es totalmente diferente. Para este equipo de 65000 BFPD, la eficiencia fue de 27 % de separación de gas y se convirtió en un caso preocupante ya que dentro del rango de temperaturas más comunes (100 - 120 ° F) se observó únicamente del 20 al 30 % de eficiencia. Como se nota en el apéndice E - 3.2 las curvas de presiones de vapor a la entrada y a la salida están bastante unidas la una con respecto a la otra, representando poca diferencia entre estos valores. Se nota además en el apéndice D - 3.2, que el comportamiento de la curva de eficiencia con respecto a la temperatura es irregular y no es una curva que

cae suavemente a medida que incrementa la temperatura, sino que por el contrario los valores se ubican indistintamente. Este comportamiento anormal y la baja eficiencia registrada coinciden para indicarnos un mal funcionamiento de este separador, que fue reparado en el 95 y según información que se nos proporcionó cuando este equipo regresó de reparación el personal de mantenimiento pudo comprobar que en su interior no poseía ningún elemento que contribuyera a producir la separación del gas. En otras palabras el separador es únicamente un cilindro vacío en su interior. Esta información fue corroborada por las pruebas realizadas que dieron los bajos valores que aquí se citan. Así se establece que la ausencia de algunos o de todos los elementos internos de los separadores hacen que estos equipos no cumplan adecuadamente sus funciones ocasionando problemas operativos o incluso daños a otros equipos.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Algo que también se observó en este separador fue el dimensionamiento de las líneas de descarga. Por ser diseñado para manejar 65000 BFPD, es el de mayor capacidad en todo el campo, pero tiene tan solo línea de 6" tanto para la descarga de gas como para la de crudo y es probable que esto también tenga efecto en el mal funcionamiento. Considerando la

capacidad de este separador, las línea de descargas resultan demasiado pequeñas.

6.1.4. Estación Sur - Oeste.

Para esta estación, en el separador tanto de 20000 BFPD como para el de 35000 BFPD se registraron altos valores de eficiencia de separación. En esta estación se comprobó que cada pozo destina su producción tanto al separador # 1 como al # 2; es decir no existe ninguna distribución específica. Sin embargo, esta característica no tiene mayor efecto ya que todos los pozos de esta estación poseen las mismas característica en cuanto a BSW y GOR, que son los parámetros que más influyen para definir una distribución determinada.

Para el separador # 1 se obtuvo un 87 % de eficiencia que es el valor más alto que se registró en todo el campo. El rango de eficiencia está entre 80 y 94 % que realmente es muy bueno y refleja un buen funcionamiento del equipo. Se nota la amplia diferencia entre los valores de presiones de vapor a la entrada y a la salida, así como el comportamiento característico para este caso de la curva de eficiencia. La máxima temperatura

registrada para este caso fue de 130 ° F obteniéndose un 77 % de eficiencia, valor que continúa siendo aceptable. Este separador fue reparado en 1991 y aún evidencia buen estado.

El separador # 2 a pesar de que el porcentaje de eficiencia disminuyó hasta un 71 % , continúa siendo un buen valor. El rango para este caso está entre un 65 y 85 %, registrado a las temperaturas de 90 y 110 °F.

6.1.5. Estación Aguarico.

En esta estación se registraron elevados valores de eficiencias. Para el separador de 15000 BFPD se obtuvo un 80 % de eficiencia de separación mientras que el rango se ubica entre 65 y 88 %. A este separador llegan únicamente las producciones de tres pozos (70, 71 y 76) que son elevadas (cerca de 3000 BPPD cada uno) y los valores de BSW son realmente bajos (0.0, 1.0 y 5.0 respectivamente). Debido a esto , el crudo pasa directamente al tanque de surgencia.

El separador # 2, al igual que el anterior, registra un alto valor de eficiencia a la temperatura promedio de operación observada, ya que



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

determinamos un 85 % a la temperatura de 104° F. Sin embargo es notorio en este caso una caída brusca de los valores de eficiencia a medida que la temperatura sobrepasa los 110 ° F, como se puede notar en el apéndice D - 5.2. Tan solo de 100 a 114 ° F la eficiencia cae de un 90 % a un 50 % y aún más a temperaturas superiores. Es fácil darse cuenta que los valores altos corresponden únicamente a datos cercanos a 100 ° F y a pesar de que en esta estación no se registraron altas temperaturas, si pueden ocurrir en otras épocas del año y en estos casos la eficiencia del separador disminuiría notoriamente.

6.2. Comparación con otro método.

No fue posible comparar nuestro método de trabajo con otro ya que realmente en la literatura y en la práctica no existe ningún otro método disponible para evaluar los separadores, que considere únicamente la fase gaseosa. Además el método aplicado de evaluación es de carácter experimental. Como ya se explicó, es muy sencillo determinar en que porcentajes se realiza la separación de las fase líquida (agua - crudo) pero para la separación gas - líquido no se tiene la misma suerte.

Sería factible una comparación involucrando la fase gaseosa, si estuvieran instalados medidores o placas de orificio en la línea salida de gas de cada separador, debiéndose

conocer además el valor exacto de la solubilidad del gas en el crudo para cada caso. De esta manera se podrían realizar cálculos de volúmenes y balance de gas para determinar que cantidad de gas trata cada uno de ellos y cuánto gas se separa en los mismos.

Una de las limitantes durante nuestro trabajo fue siempre el poco tiempo disponible para la realización del mismo, así como una serie de factores adicionales que impidieron hacer una labor más amplia. Sin embargo, queda marcada la ~~meta~~ ~~para~~ posteriormente desarrollar un trabajo similar que persiga nuevos objetivos.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Como se expuso anteriormente, en el campo (al menos en los campos de Petroecuador) no se realiza ningún tipo de evaluación a los separadores de producción, por lo que se espera que este trabajo sirva para tener una buena idea acerca de la operación de los mismos.



CONCLUSIONES.

FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Luego de haber realizado las pruebas respectivas a cada separador de producción del Campo Shushufindi y de analizar los resultados alcanzados durante ellas, podemos enumerar las siguientes conclusiones :

1. El método propuesto funciona como un método experimental - práctico, recomendable para ser empleado en el campo, tomando siempre en cuenta las limitaciones que el mismo involucra.
2. Este método puede ser aplicado en todos los campos de producción del Distrito Amazónico. Es evidente que las condiciones de presión y principalmente de temperatura variarán, según el sitio o el campo que se elija para realizar la prueba, pero ello no es un impedimento para evaluar los separadores de otros campos y analizar su desempeño dentro del sistema de producción.

3. Los separadores en mal estado son principalmente los de la estación central y entre ellos el caso más crítico es el # 2 con una baja eficiencia de 11 %. Todos fueron reparados entre los años 1990 y 1993 respectivamente y por los resultados obtenidos no se ha realizado un buen trabajo.
4. Otro separador cuyo desempeño es ineficiente y realmente preocupante es el # 2 de la Estación Sur, el más grande de todo el campo. Este es uno de los casos en que luego de enviarse el separador a reparación, regresó sin sus correspondientes partes internas y de allí la principal razón de su mal funcionamiento. Un caso similar es el separador # 1 de la Estación Norte, que fue reparado en el 90 y da un rendimiento realmente bajo.
5. Todos los valores de presiones de vapor obtenidos a la entrada y a la salida de cada separador dependen de la distribución de los pozos hacia los respectivos separadores. Se pudo comprobar que si se altera la distribución los valores cambian y pueden ser mejorados si se establece una nueva distribución en función del corte de agua y de la relación gas - petróleo que se obtenga para cada pozo. Estas dos últimas variables son las más importantes para determinar una adecuada distribución de los pozos hacia un separador.
6. Los valores que se obtienen de estas pruebas, para que tengan una aplicación práctica en el campo, no pueden ser expresados únicamente como valores puntuales

por la dependencia de variables importantes como la temperatura de operación. Por este motivo se manejó un rango de valores para cada caso ya que las condiciones de operación son muy cambiantes, especialmente la temperatura. Durante el monitoreo de temperaturas de operación, en la primera fase de nuestro trabajo, se pudo comprobar que en un solo día pueden presentarse una serie de temperaturas que tienen un efecto directo sobre el funcionamiento del equipo de separación.



- 7 La fórmula empleada en este método es muy sensible a los valores leídos de presiones de vapor leídos durante las pruebas y únicamente involucra dicha variable, que a su vez toma en cuenta directamente el factor temperatura.
8. El toma - muestras, constituye una herramienta importante en el campo para evaluar no solo los separadores sino otros equipos como la bota de gas. Las balas construidas son prácticas y fáciles de emplear y si se sigue el procedimiento expuesto para la toma de muestras y el posterior tratamiento de las mismas, es posible obtener resultados realmente satisfactorios.
9. El equipo que se utilice en la toma de mediciones debe estar en perfectas condiciones y ser lo más exacto posible ya que los resultados que se obtengan luego de los cálculos y de los análisis respectivos dependen directamente de los valores leídos durante las pruebas. El principal elemento que debe estar en perfectas

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

condiciones es el manómetro, que tiene que ser de precisión para poder determinar mínimos cambios de presiones de vapor a pequeños cambios de temperaturas.

10. De todas las consideraciones que deben hacerse para emplear este método, la más importante es el hecho de que únicamente involucra las muestras tomadas en la fase líquida y los resultados que se obtengan deben ser analizados en base a esta consideración.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

11. Debido a que todos los separadores de este campo son bifásicos, a un tiempo el agua que ya viene separada durante el trayecto del pozo a la estación. Este agua se ubica en la parte inferior del separador conservando la alta temperatura que trae desde el pozo y aunque no sea en grandes proporciones, contribuye al incremento o al mantenimiento de las altas temperaturas en los separadores, lo cual como ya se pudo comprobar afecta los valores de separación obtenidos.

12. La pendiente ó la derivada de la curva de Presión de Vapor en un punto determinado representa el cambio de presión de vapor por unidad de temperatura en el sistema en cuestión. Así, un cambio significativo de presiones de vapor desde un valor P_{v1} hasta un valor P_{v2} , por unidad de temperatura estará reflejado en la curva cuando se manifieste un incremento en la pendiente o viceversa.

13. Se obtendría mayor exactitud en los resultados si se conocieran los valores exactos de solubilidad del gas para cada caso en particular, es decir para cada estación. De esta manera se sabría la cantidad de gas disuelto en el crudo, el volumen que se separa y el que pasa a la bota de gas.

RECOMENDACIONES.

En base a las conclusiones obtenidas para este trabajo y considerando ciertas situaciones observadas en el campo durante la toma de las mediciones, se efectúan las siguientes recomendaciones :

1. Realizar periódicamente la evaluación que hemos llevado a cabo, para tener buen conocimiento de la manera como están trabajando los separadores. Esta labor es sencilla , práctica y de mucha utilidad.
2. Se recomienda la distribución de los pozos hacia cada separador señalada en el apéndice “ K “ , que fue elaborada considerando los dos más importantes parámetros : BSW y GOR . Con esta nueva distribución se podrían alcanzar mejores valores de eficiencia que los registrados.

3. Al construir un nuevo separador recomendamos aplicar el diseño mostrado en la figura # 17 que ha sido elaborado por el Ing. Luis Fierro O., encargado del Laboratorio de Investigación Científica - Proyectos Especiales de Petroproducción. Este diseño es para un separador trifásico cuya sección secundaria consta de núcleos de porcelana, que reemplazarían a los "baffles" y el extractor de niebla, lográndose una mayor recuperación de líquidos y una mejor separación del gas en solución.
4. Incrementar en todos los separadores el tiempo de residencia del crudo en el interior del mismo, con el objeto de lograr una mejor separación del gas. Para ello, sugerimos colocar adecuadamente placas onduladas o compartimientos en general dentro del separador, para que el camino de salida del crudo sea el más largo posible y permita la separación que se desea.
5. Que los separadores en todas las estaciones vuelvan a ser trifásicos a fin de que drenen adecuadamente el agua que se va separando. Esto se lograría poniendo en funcionamiento la válvula de descarga de agua que en muchos de los casos no solo fue cerrada sino también retirada.
6. Instalar en todas las estaciones toma - muestras adecuados en los sitios más convenientes a fin de obtener mejores muestras de fluido, no solo para este tipo de trabajo sino para otros que se realizaren en el futuro.

7. De ser posible, instalar placas de orificio en la línea de descarga de gas de los separadores para determinar con mayor precisión las cantidades de gas que se recuperan. No solo sería conveniente instalarlas en este lugar sino en otros puntos como en las líneas que van a la bota de gas. De esta forma se sabría exactamente la cantidad de gas que diariamente se quema y que por cierto son elevadas.
8. Revisar el separador # 2 de la Estación Central así como el # 2 de la Sur, que son los casos más graves encontrados durante el presente trabajo. En estas situaciones, además de obtenerse bajos resultados y de conocer que las reparaciones que se realizaban no eran adecuadas, la presencia de gas a la salida de los mismos era notoria.
9. Elaborar esquemas de las partes internas de cada separador, información que es importante para tener una mejor idea del comportamiento de un separador determinado. Esto es posible ya que actualmente los separadores están siendo reparados en Lago Agrio y podría solicitarse al Departamento de Proyectos Especiales que elabore el respectivo diagrama después de la reparación. Incluso sería interesante disponer de esta información para hacer comparaciones antes y después de la reparación.
10. Cambiar las líneas de descarga tanto de gas como de líquido del separador # 2 de la Estación Sur, ya que se las estimamos demasiado pequeñas considerando la



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

capacidad del mismo. En general, las líneas de descarga para gas deben ser adecuadas a la capacidad del separador.

11. Realizar un monitoreo permanente de las temperaturas de operación observadas en el campo en las diferentes horas del día a fin de que conociendo las curvas de presiones de vapor y de eficiencias de cierto separador, se pueda saber con que eficiencia está operando.



12. Realizar mantenimiento al equipo de medición, especialmente manómetros y válvulas. Cambiarlas o calibrarlas cada vez que sea posible ya que de este equipo dependen los valores de medición que se obtengan.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

APÉNDICES

**APÉNDICE A - 1.1 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPARADOR
1 DE LA ESTACIÓN CENTRAL.**

FECHA DE PRUEBA : 30 / 07 / 96

HORA : 11h00

TEMPERATURA AMBIENTE : 80 ° F

TEMPERATURA EN LA LINEA DE ENTRADA : 114 ° F.

TEMPERATURA EN LA LINEA DE SALIDA : 104 ° F.

TEMPERATURA ° F.	P.v. ENTRADA	P.v. SALIDA
80	2,25	1,00
82	3,00	1,40
84	3,50	1,70
86	4,00	2,00
88	4,25	2,25
90	4,50	2,50
92	4,75	2,75
94	5,00	3,00
96	5,12	3,12
98	5,25	3,25
100	6,00	3,80
102	6,50	4,50
104	7,00	4,75
106	7,25	5,00
108	7,30	5,25
110	8,50	6,00
112	8,75	6,25
114	8,80	6,50
116	9,00	6,80
118	10,12	7,50
120	10,30	7,80
122	10,50	8,00
124	11,12	8,40
126	11,25	8,50
128	11,50	8,62
130	11,75	8,75



NOTA : ESTA PRUEBA SE LA REALIZÓ CON LA NUEVA DISTRIBUCIÓN

APÉNDICE A - 1.2 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPARADOR # 2 DE LA ESTACIÓN CENTRAL.

FECHA DE PRUEBA : 29/07/96

HORA : 10h00

TEMPERATURA AMBIENTE : 78 ° F.

TEMPERATURA EN LA LINEA DE ENTRADA : 102 ° F.

TEMPERATURA EN LA LINEA DE SALIDA : 102 ° F.

TEMPERATURA ° F.	P.v. ENTRADA	P.v. SALIDA
76	5,00	3,00
78	5,50	3,50
80	5,75	3,50
82	5,75	3,50
84	5,90	3,75
86	6,25	4,00
88	7,00	5,00
90	7,00	5,50
92	7,50	5,50
94	8,25	6,00
96	8,75	6,25
98	9,00	6,75
100	9,50	7,25
102	9,75	8,00
104	10,00	8,25
106	10,00	8,50
108	10,00	8,60
110	10,40	8,75
112	11,25	8,75
114	11,50	9,75
116	12,00	10,00
118	12,50	11,00
120	12,75	11,25
122	13,20	11,75
124	13,50	12,00
126	14,00	12,25
128	14,50	13,00
130	15,00	13,25

NOTA : ESTA PRUEBA SE LA REALIZÓ CON LA NUEVA DISTRIBUCIÓN.

**APÉNDICE A - 1.3 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPARADOR
3 DE LA ESTACIÓN CENTRAL.**

FECHA DE PRUEBA : 29 / 07 / 96

HORA : 10h00

TEMPERATURA AMBIENTE : 78 ° F.

TEMPERATURA EN LA LINEA DE ENTRADA : 106 ° F.

TEMPERATURA EN LA LINEA DE SALIDA : 104 ° F.

TEMPERATURA	P.v. ENTRADA	P.v. SALIDA
76	7,75	1,50
78	8,40	2,25
80	8,50	2,50
82	8,75	2,50
84	9,00	2,50
86	9,50	3,00
88	10,00	3,50
90	10,50	4,00
92	11,00	4,25
94	12,00	4,75
96	12,25	5,00
98	12,75	5,50
100	13,00	6,00
102	13,25	6,50
104	13,50	7,00
106	13,50	7,00
108	13,50	7,00
110	14,00	7,15
112	15,25	8,00
114	15,50	8,25
116	16,00	8,50
118	16,60	9,00
120	17,00	9,00
122	17,75	9,75
124	17,75	10,00
126	18,50	10,75
128	19,25	11,00
130	19,50	11,25

NOTA : ESTA PRUEBA SE LA REALIZÓ CON LA NUEVA DISTRIBUCIÓN.

APÉNDICE A - 2.1 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPARADOR # 1 DE LA ESTACIÓN NORTE

FECHA DE PRUEBA : 18 / 08 / 96

HORA : 08h30

TEMPERATURA AMBIENTE : 85 ° F (NUBLADO)

TEMPERATURA EN LA LINEA DE ENTRADA : 112 ° F

TEMPERATURA EN LA LINEA DE SALIDA : 114 ° F

TEMPERATURA ° F.	P.v. ENTRADA.	P.v. SALIDA.
80	13,10	6,30
82	13,60	6,80
84	14,10	
86	14,60	
88	15,10	
90	15,60	
92	16,05	
94	16,50	
96	16,85	
98	17,20	
100	17,70	
102	18,00	
104	18,55	
106	19,40	
108	20,20	
110	20,80	
112	21,50	
114	22,00	
116	22,50	
118	23,25	
120	24,00	
122	24,80	
124	25,20	
126	25,60	
128	26,50	
130	27,00	
132	27,90	
134	28,40	
136	28,80	
138	29,20	
140	29,80	
142	29,90	
144	30,00	



BIBLIOTECA FICT
10,00
ESPOL

**APÉNDICE A - 2.2 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPARADOR
2 DE LA ESTACIÓN NORTE**

FECHA DE PRUEBA : 13 / 08 / 96

HORA : 11h00

TEMPERATURA AMBIENTE : 85 ° F (DESPEJADO)

TEMPERATURA EN LA LINEA DE ENTRADA : 116 ° F

TEMPERATURA EN LA LINEA DE SALIDA : 108 ° F

TEMPERATURA ° F.	P.v. ENTRADA	P.v. SALIDA
90	3,20	1,00
92	3,20	1,00
94	3,40	1,20
96	3,50	1,40
98	4,30	1,60
100	4,80	2,40
102	5,20	3,00
104	5,60	3,40
106	5,90	3,70
108	6,20	4,00
110	7,00	4,50
112	7,50	5,00
114	8,00	5,50
116	8,30	5,90
118	8,60	6,20
120	8,80	6,50
122	9,00	6,70
124	9,90	7,40
126	10,40	7,70
128	10,80	8,10
130	11,50	8,60
132	12,00	9,10
134	12,50	9,50
136	12,70	9,80
138	12,80	10,00

**APÉNDICE A - 2.3 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPARADOR
3 DE LA ESTACIÓN NORTE.**

FECHA DE PRUEBA : 13 / 08 / 96

HORA : 11h00

TEMPERATURA AMBIENTE : 85 ° F (DESPEJADO)

TEMPERATURA EN LA LINEA DE ENTRADA : 124 ° F

TEMPERATURA EN LA LINEA DE SALIDA : 130 ° F



TEMPERATURA ° F.	P.v. ENTRADA	P.v. SALIDA
104	5,00	0,70
106	5,50	1,00
108	6,00	1,50
110	6,50	2,00
112	6,75	2,26
114	7,00	2,50
116	6,40	2,80
118	7,80	3,51
120	8,50	3,90
122	8,75	4,20
124	9,00	4,50
126	9,90	5,00
128	10,25	5,43
130	10,60	5,80
132	10,70	5,90
134	11,05	6,30
136	11,40	6,60
138	11,70	6,80
140	12,00	7,00
142	12,20	7,20

BIBLIOTECA FID
ESPOL

**APÉNDICE A - 3.1 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPARADOR
1 DE LA ESTACIÓN SUR.**

FECHA DE PRUEBA : 12 / 08 / 96

HORA : 11h00

TEMPERATURA AMBIENTE : 78 ° F (SEMI - NUBLADO)

TEMPERATURA EN LA LINEA DE ENTRADA : 124 ° F.

TEMPERATURA EN LA LINEA DE SALIDA : 122 ° F.



TEMPERATURA ° F.	P.v. ENTRADA	P.v. SALIDA
100	7,50	0,50
102	8,10	1,00
104	8,50	1,40
106	9,00	1,80
108	9,50	2,00
110	10,00	2,40
112	10,50	2,50
114	10,90	2,80
116	11,40	3,10
118	12,00	3,60
120	12,50	3,85
122	13,00	4,10
124	13,40	4,50
126	13,80	4,90
128	14,10	5,00
130	14,70	5,25
132	15,30	5,50
134	15,90	5,80
136	16,30	6,10
138	16,70	6,30
140	17,10	6,60
142	17,35	6,85
144	17,60	7,10

BIBLIOTECA FCT
ESPOL

**APÉNDICE A - 3.2 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPARADOR
2 DE LA ESTACIÓN SUR.**

FECHA DE PRUEBA : 12 / 08 / 96

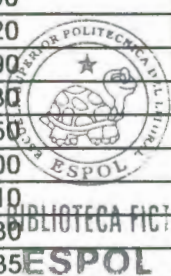
HORA : 11h00

TEMPERATURA AMBIENTE : 78 ° F (SEMI - NUBLADO)

TEMPERATURA EN LA LINEA DE ENTRADA : 128 ° F.

TEMPERATURA EN LA LINEA DE SALIDA : 128 ° F.

TEMPERATURA ° F	P.v. ENTRADA	P.v. SALIDA
80	3,80	2,20
82	4,05	2,45
84	4,30	2,70
86	5,00	3,10
88	5,25	3,45
90	5,50	3,80
92	5,75	3,95
94	6,00	4,10
96	6,20	4,60
98	6,80	4,90
100	7,00	5,20
102	7,60	5,90
104	8,00	6,30
106	8,50	6,50
108	9,00	7,00
110	9,40	7,10
112	9,70	7,30
114	10,00	7,35
116	10,40	7,40
118	10,80	7,50
120	10,90	7,76
122	11,00	8,00
124	11,20	8,33
126	11,30	8,58
128	11,40	8,84
130	11,50	9,10
132	11,60	9,53
134	12,00	10,12
136	12,40	10,40
138	12,90	11,10
140	13,30	11,70



**APÉNDICE A - 4.1 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPARADOR
1 DE LA ESTACIÓN SUR - OESTE.**

FECHA DE PRUEBA : 11 / 08 / 96

HORA : 10h30

TEMPERATURA AMBIENTE : 84 ° F (SOLEADO)

TEMPERATURA EN LA LÍNEA DE ENTRADA : 114 ° F.

TEMPERATURA EN LA LÍNEA DE SALIDA : 125 ° F.

TEMPERATURA ° F	P.v. ENTRADA	P.v. SALIDA
100	13,30	1,00
102	13,30	1,00
104	13,30	1,00
106	13,40	1,25
108	14,60	1,85
110	14,70	1,90
112	15,30	2,10
114	15,85	2,50
116	16,40	2,90
118	16,60	3,10
120	17,50	3,25
122	18,00	3,70
124	18,50	4,00
126	19,00	4,30
128	19,12	4,30
130	19,50	4,40
132	19,80	4,50



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

**APÉNDICE A - 4.2 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPARADOR
2 DE LA ESTACIÓN SUR - OESTE.**

FECHA DE PRUEBA : 17/08/96

HORA : 15h30

TEMPERATURA AMBIENTE : 87 ° F (NUBLADO).

TEMPERATURA EN LA LÍNEA DE ENTRADA : 128 ° F.

TEMPERATURA EN LA LÍNEA DE SALIDA : 128 ° F.

TEMPERATURA ° F	P.v. ENTRADA	P.v. SALIDA
86	8,60	1,00
88	9,00	1,40
90	9,60	1,90
92	9,80	2,00
94	10,00	2,10
96	10,30	2,60
98	10,90	2,85
100	11,20	3,10
102	11,55	3,35
104	11,90	3,60
106	12,40	4,20
108	12,80	4,50
110	14,00	4,90
112	14,20	5,20
114	14,35	5,60
116	14,50	6,00
118	14,80	6,30
120	15,60	7,00
122	16,30	7,70
124	16,85	8,05
126	17,40	8,60
128	17,70	9,00
130	18,10	9,20
132	18,45	9,40
134	18,80	9,60
136	19,20	9,70
138	19,30	10,00

**APÉNDICE A - 5.1 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPRADOR
1 DE LA ESTACIÓN AGUARICO.**

FECHA DE PRUEBA : 16 / 08 / 96

HORA : 13h00

TEMPERATURA AMBIENTE : 86 ° F.

TEMPERATURA EN LA LÍNEA DE ENTRADA : 102 ° F

TEMPERATURA EN LA LÍNEA DE SALIDA : 104 ° F.

TEMPERATURA ° F	P.v. ENTRADA	P.v. SALIDA
98	10,00	1,00
100	10,40	1,24
102	10,80	1,50
104	11,50	1,90
106	11,80	2,18
108	12,10	2,40
110	13,75	2,80
112	14,25	3,10
114	14,30	3,57
116	14,40	4,00
118	14,85	4,30
120	15,30	4,60
122	15,86	5,07
124	16,42	5,58
126	17,00	6,00
128	17,70	6,54
130	18,40	6,80
132	18,90	7,10
134	19,45	7,58
136	20,00	8,00
138	20,50	8,30
140	21,00	8,60

**APÉNDICE A - 5.2 : PRESIONES DE VAPOR DEL SEPARADOR
2 DE LA ESTACIÓN AGUARICO.**

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

FECHA DE PRUEBA : 15 / 08 / 96

HORA : 13h00

TEMPERATURA AMBIENTE : 87 ° F.

TEMPERATURA EN LA LÍNEA DE ENTRADA : 115 ° F

TEMPERATURA EN LA LÍNEA DE SALIDA : 115 ° F.

TEMPERATURA ° F	P.v. ENTRADA	P.v. SALIDA
100	3,40	0,50
102	3,40	0,50
104	3,40	0,50
106	3,70	1,10
108	4,10	1,50
110	4,60	2,00
112	4,90	2,30
114	5,20	2,60
116	5,70	3,00
118	6,25	3,70
120	7,00	4,40
122	7,35	5,05
124	7,70	5,35
126	8,00	5,60
128	8,50	6,00
130	8,80	6,30
132	9,10	6,60
134	9,50	7,00
136	9,60	7,20

APÉNDICE B - 1 : ESTACIÓN CENTRAL.

POZO	BFPD	BPPD	GOR	BSW	API	Pm	Mec. Prod.
1	2537	1218	413	52.0	29.0	36	R
9	1414	905	56	36.0	30.0	58	GL
10	2660	1809	136	32.0	28.7	56	GL
12	2166	1343	31	38.0	31.0	58	GL
19	3477	2017	427	42.0	28.0	52	R
42B	1967	1475	358	25.0	27.0	69	GL
43	2257	2252	244	0.2	28.0	48	R
44	1421	1350	244	5.0	29.0	58	GL
65	730	569	281	22.0	27.5	38	R
72	752	466	292	38.0	30.0	53	R
73	3021	846	433	72.0	31.0	56	R
74	1490	745	75	50.0	31.0	30	GL
77	1710	1402	419	18.0	31.0	54	GL
80	2690	1937	172	28.0	30.0	62	GL
81	1299	1013	206	22.0	24.0	48	R
83	828	464	192	44.0	27.0	36	R
84	2645	1270	319	52.0	32.0	70	GL
89	1649	759	435	54.0	31.6	55	GL
90	707	184	489	74.0	28.0	42	GL
5	222	219	225	14.0	28.6	38	PO
8	467	420	215	10.0	29.8	32	PO



APENDICE B - 2 . ESTACIÓN NORTE.

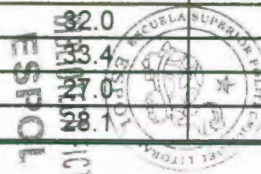
POZO	BFPD	BPPD	GOR	BSW	API	Pm	Mec. Prod.
3	1516	1213	289	20.0	28.0	45	GL
14	2105	884	601	58.0	29.0	58	GL
36	713	709	243	0.6	27.0	34	R
49	1174	1173	210	0.1	27.0	38	R
51	509	234	282	54.0	26.5	27	R
53	3870	967	499	75.0	29.0	40	R
54	1976	1324	134	33.0	28.0	60	GL
62	1763	1322	308	25.0	29.0	50	GL
63	2022	910	333	55.0	30.5	55	GL
64	828	795	203	4.0	28.0	35	R
66	1750	1750	127	0.0	28.0	47	GL
78	2719	2716	349	0.1	32.0	60	GL
87	325	292	435	10.0	28.0	33	R
88	372	372	355	0.0	28.0	32	R
15A	324	129	390	60.2	27.0	36	PO

BIBLIOTECA FICT
ESPOL



APÉNDICE B - 3 : ESTACIÓN SUR

POZO	BFPD	BPPD	GOR	BSW	API	Pm	Mec. Prod.
6 B	2645	2116	340	20.0	28.1	55	R
7	2280	1140	411	50.0	32.0	65	GL
20	5597	2463	320	56.0	26.3	60	R
21	1596	319	339	80.0	29.7	55	R
22 A	2424	1745	86	28.0	31.0	60	GL
22 B	3640	1602	155	56.0	29.0	64	GL
23	3511	2528	228	28.0	32.0	60	GL
29	1307	392	270	70.0	30.0	50	R
30	631	328	348	48.0	25.0	36	R
45 B	3025	2359	397	22.0	31.0	52	R
48	707	382	246	46.0	30.0	30	R
67	2873	2298	285	20.0	33.0	62	GL
68	1330	1317	281	1.0	32.0	50	R
75	3344	2006	270	40.0	32.0	65	GL
79	2956	2720	277	8.0	31.0	64	GL
82	2341	2205	138	5.8	27.5	65	GL
91	2508	1555	368	38.0	32.0	45	R
92	1414	549	360	58.0	33.4	54	R
93	741	311	389	58.0	27.0	45	R
2	1005	494	370	50.8	28.1	50	PO



APÉNDICE B - 4 : ESTACIÓN SUR - OESTE .

POZO	BFPD	BPPD	GOR	BSW	API	Pm	Mec. Prod.
24	1186	712	270	40.0	31.6	38	R
26	1459	1284	337	12.0	30.0	68	GL
27	720	704		2.2	15.0		R
28	4286	1500	75	65.0	31.0	60	
35	1482	934	164	37.0	23.0	36	R
41	738	480		35.0	15.8		R
61	2402	913	329	62.0	31.6	40	R
69	3102	620	329	80.0	31.0	42	R
85	2554	1022	364	60.0	31.0	70	GL
94	1408	1070	135	24.0	19.4	38	R
95	1056	1045	245	1.0	29.5	38	R



APÉNDICE B - 5 : ESTACIÓN AGUARICO .

POZO	BFPD	BPPD	GOR	BSW	API	Pm	Mec. Prod.
1	1325	835	416	26.0	25.0	32	PO
3	1129	778	230	41.3	25.0	34	R
9	1814	689	390	62.0	22.8	27	PO
10	1253	615	285	50.9	25.5	27	PO
56	844	135	1844	84.0	30.0	42	R
59	471	235	996	50.0	32.0	26	R
70	3017	3017	237	0.0	32.0	54	GL
71	3013	2983	214	1.0	30.5	60	GL
76	3169	3163	332	0.2	31.0	56	GL

FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



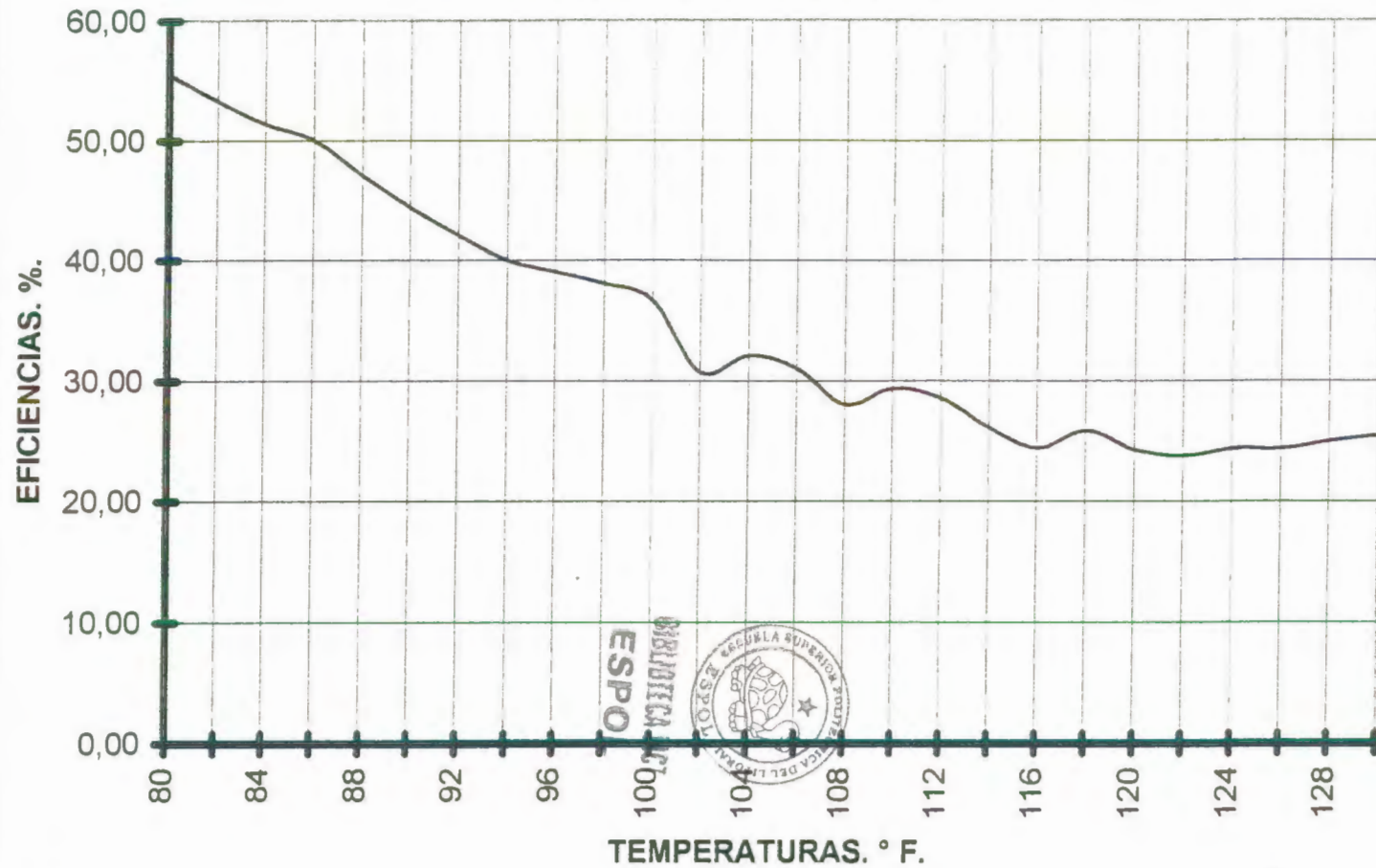
BIBLIOTECA

APÉNDICE C : PRESIONES Y TEMPERATURAS PROMEDIO DE OPERACIÓN.

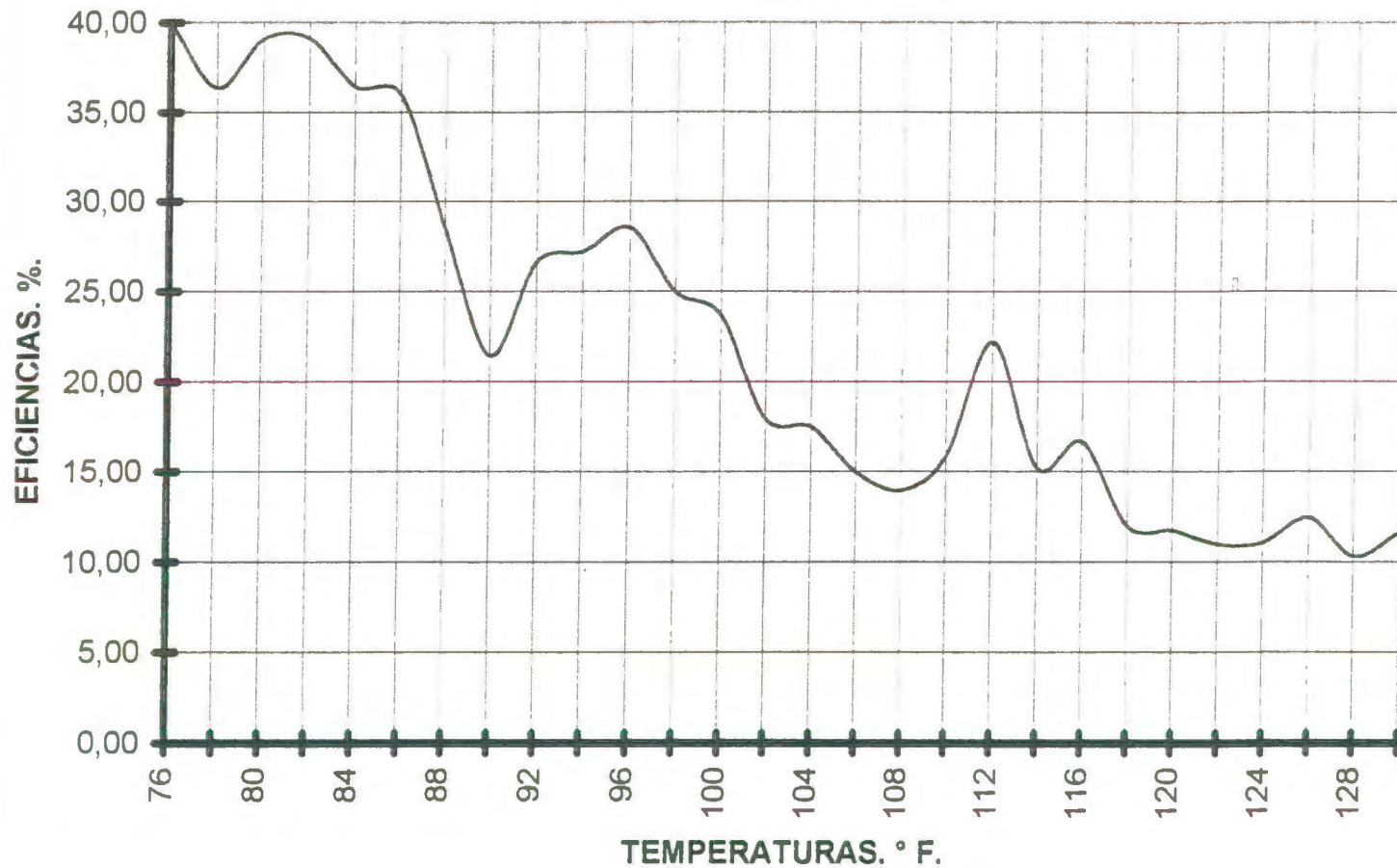
ESTACIÓN	SEPARADOR	PRESIÓN DE OPERACIÓN.(PSI)	TEMP. DE OPERACIÓN.(°F)
CENTRAL	# 1	33	120
	# 2	32	125
	# 3	33	120
NORTE	# 1	28	98
	# 2	25	90
	# 3	28	104
SUR	# 1	35	107
	# 2	35	114
SUR-OESTE	# 1	26	108
	# 2	28	102
AGUARICO	# 1	29	110
	# 2	27	104



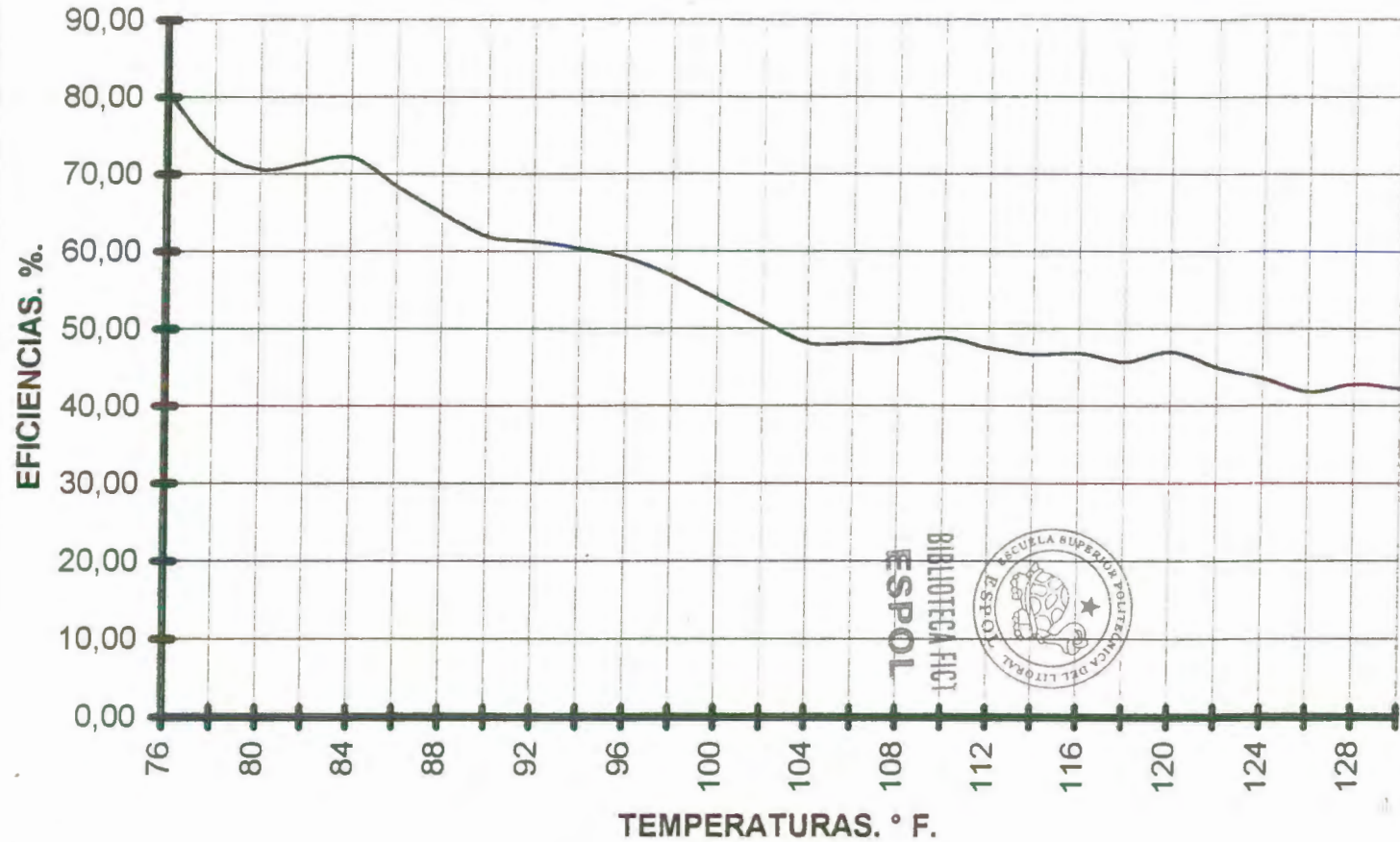
APÉNDICE D - 1.1 : EFICIENCIAS vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR # 1 DE LA ESTACIÓN CENTRAL.



APÉNDICE D - 1.2 : EFICIENCIAS vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR #
2 DE LA .ESTACIÓN CENTRAL.



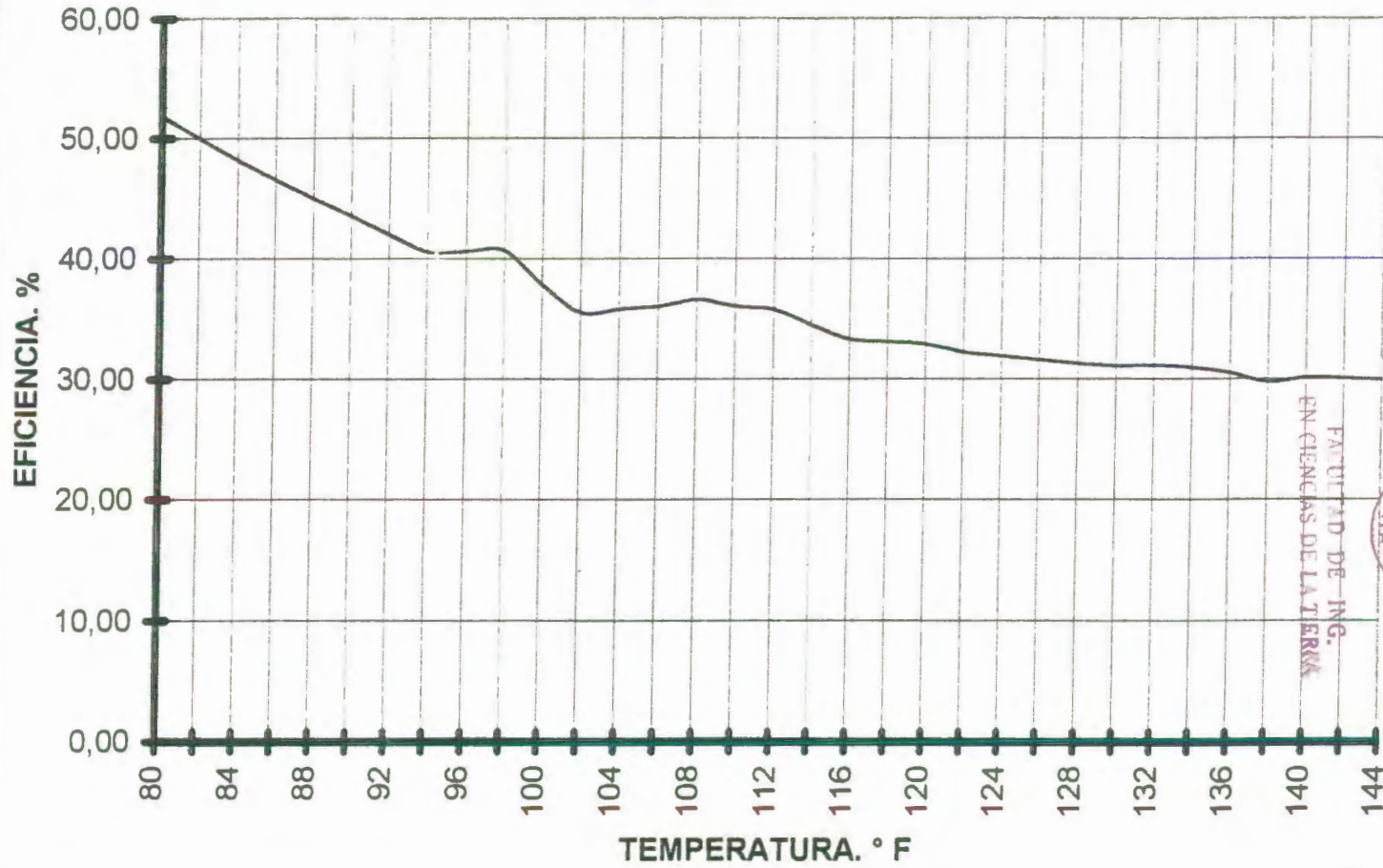
APÉNDICE D - 1.3 : EFICIENCIAS vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR #
3 DE LA ESTACIÓN CENTRAL.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL



APÉNDICE D - 2.1 : EFICIENCIAS vs. TEMPERATURA DEL SEPARADOR # 1
DE LA ESTACIÓN NORTE.

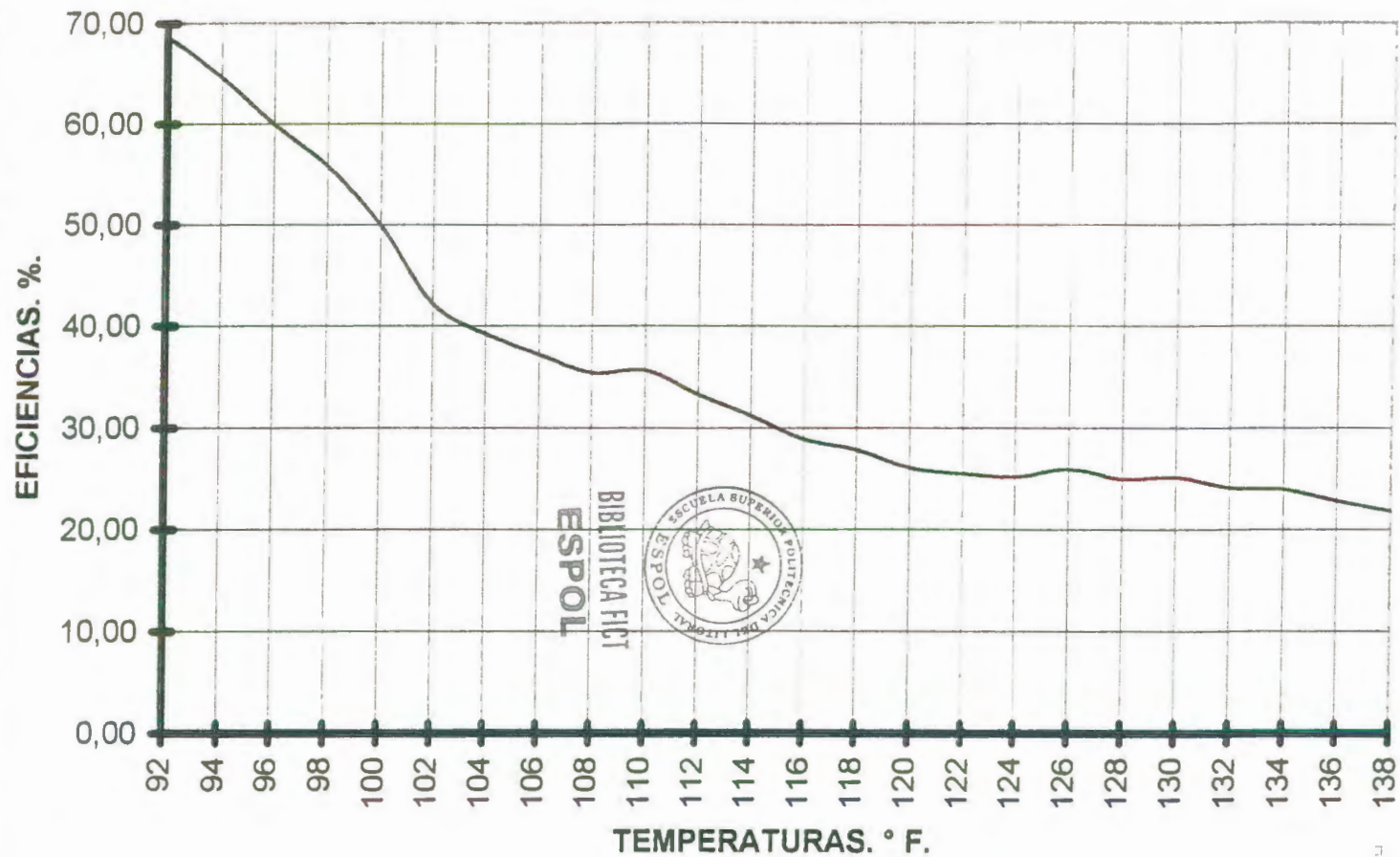


UNIVERSIDAD DE LA TIERRA
FACULTAD DE INGENIERIA



BIBLIOTECA

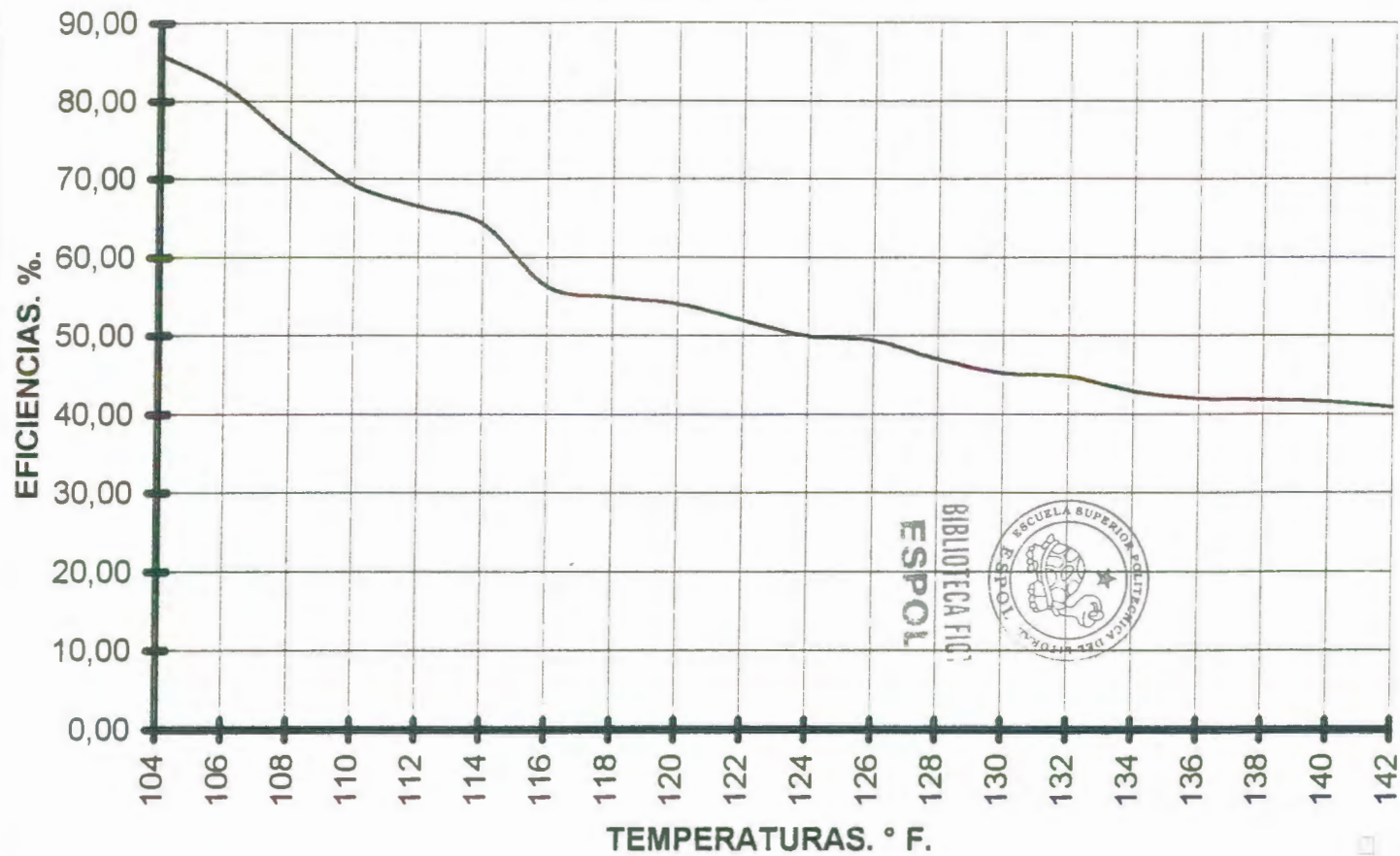
APÉNDICE D - 2.2 : EFICIENCIAS vs. TEMPERATURA DEL SEPARADOR # 2
DE LA ESTACIÓN NORTE.



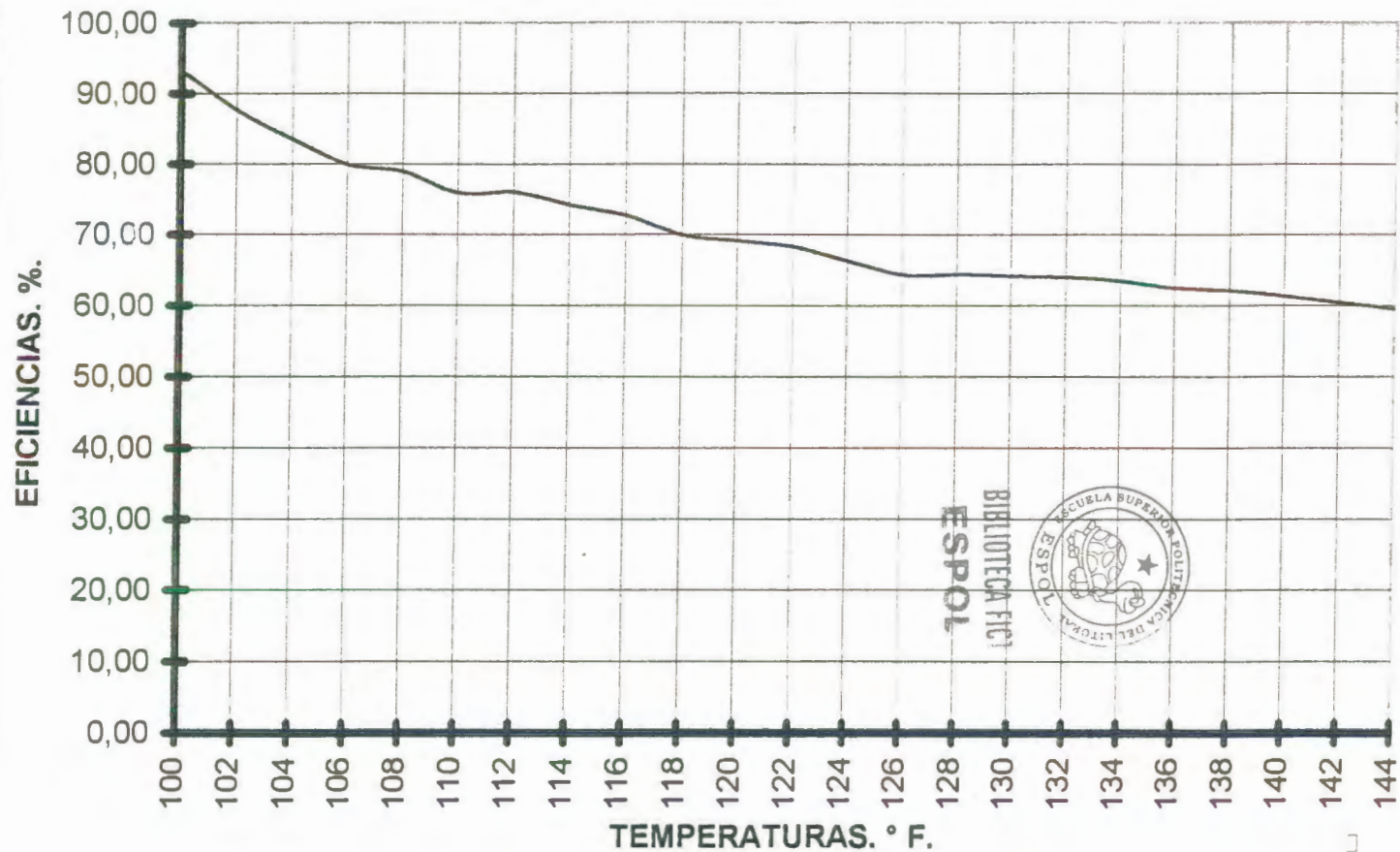
BIBLIOTECA FICIT
ESPOL



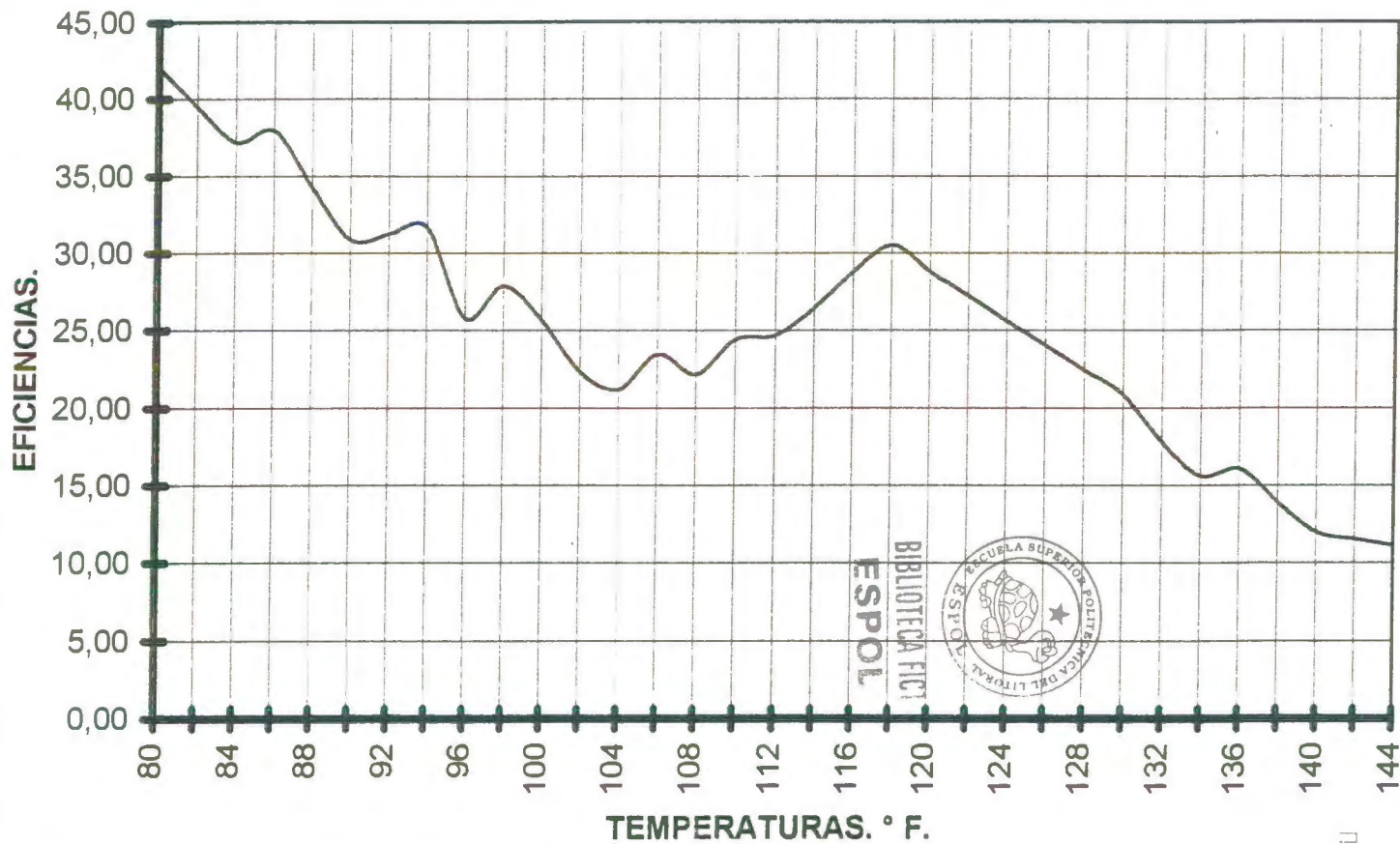
**APÉNDICE D - 2.3 : EFICIENCIAS vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR #
3 DE LA ESTACIÓN NORTE.**



APÉNDICE D - 3.1 : EFICIENCIAS vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR #
1 DE LA ESTACIÓN SUR.

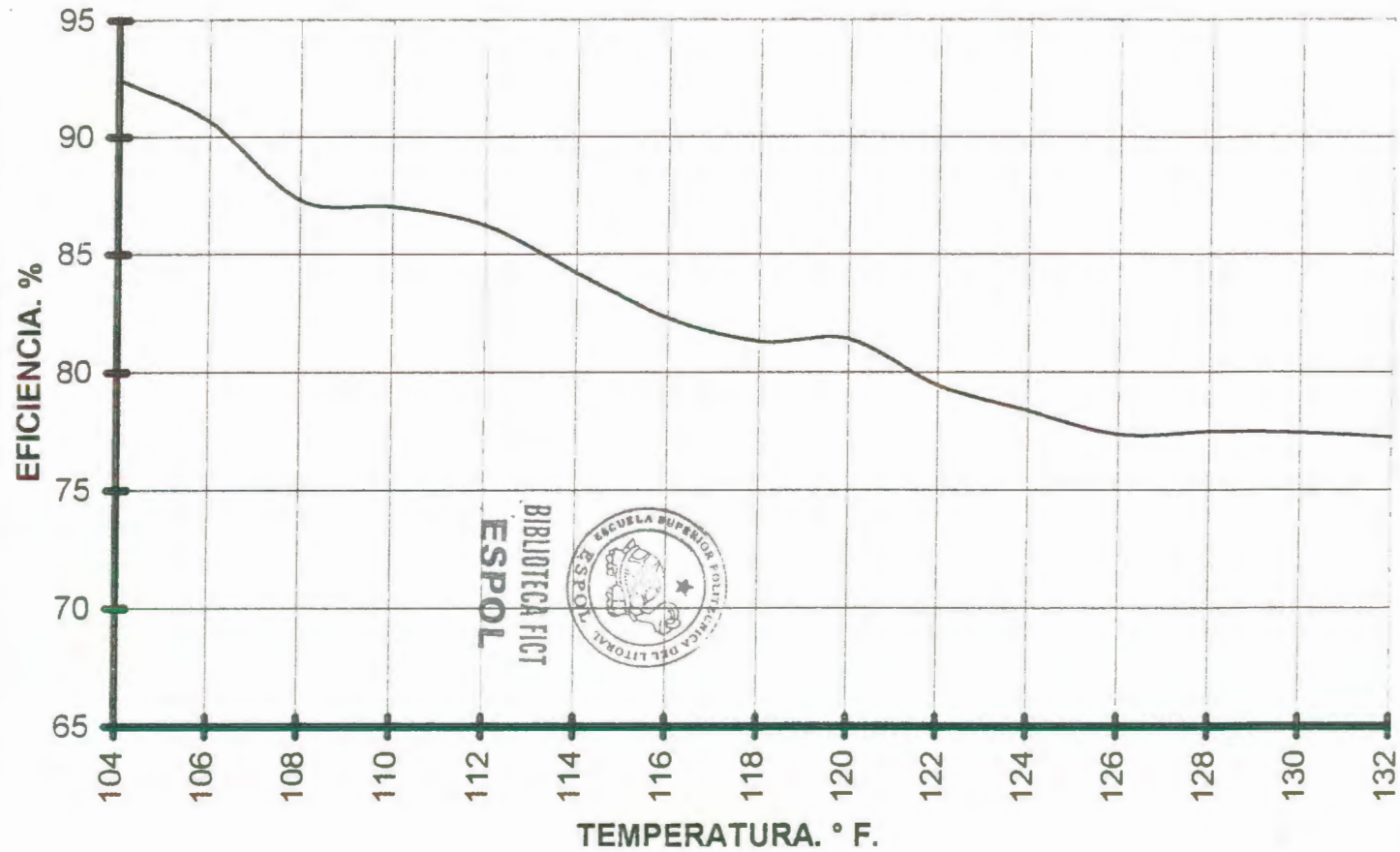


APÉNDICE D - 3.2 : EFICIENCIAS vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR #
2 ESTACIÓN SUR.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL
ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA
DEL LITORAL
ESPOL

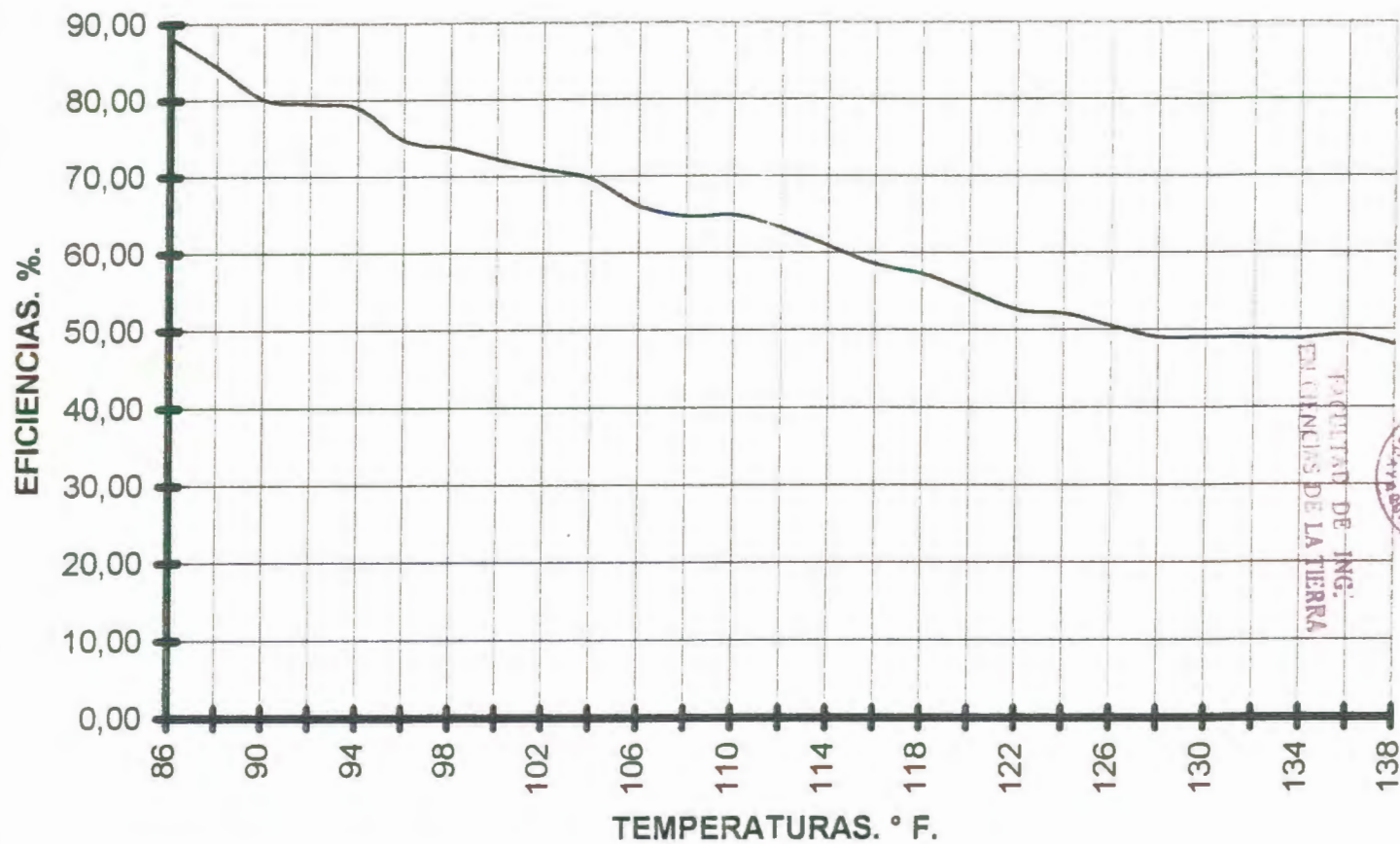
APÉNDICE D - 4.1 : EFICIENCIA vs. TEMPERATURA DEL SEPAPADOR # 1
DE LA ESTACIÓN SUR-OESTE.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



APÉNDICE D - 4.2 : EFICIENCIAS vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR #
2 DE LA ESTACIÓN SUR-OESTE.

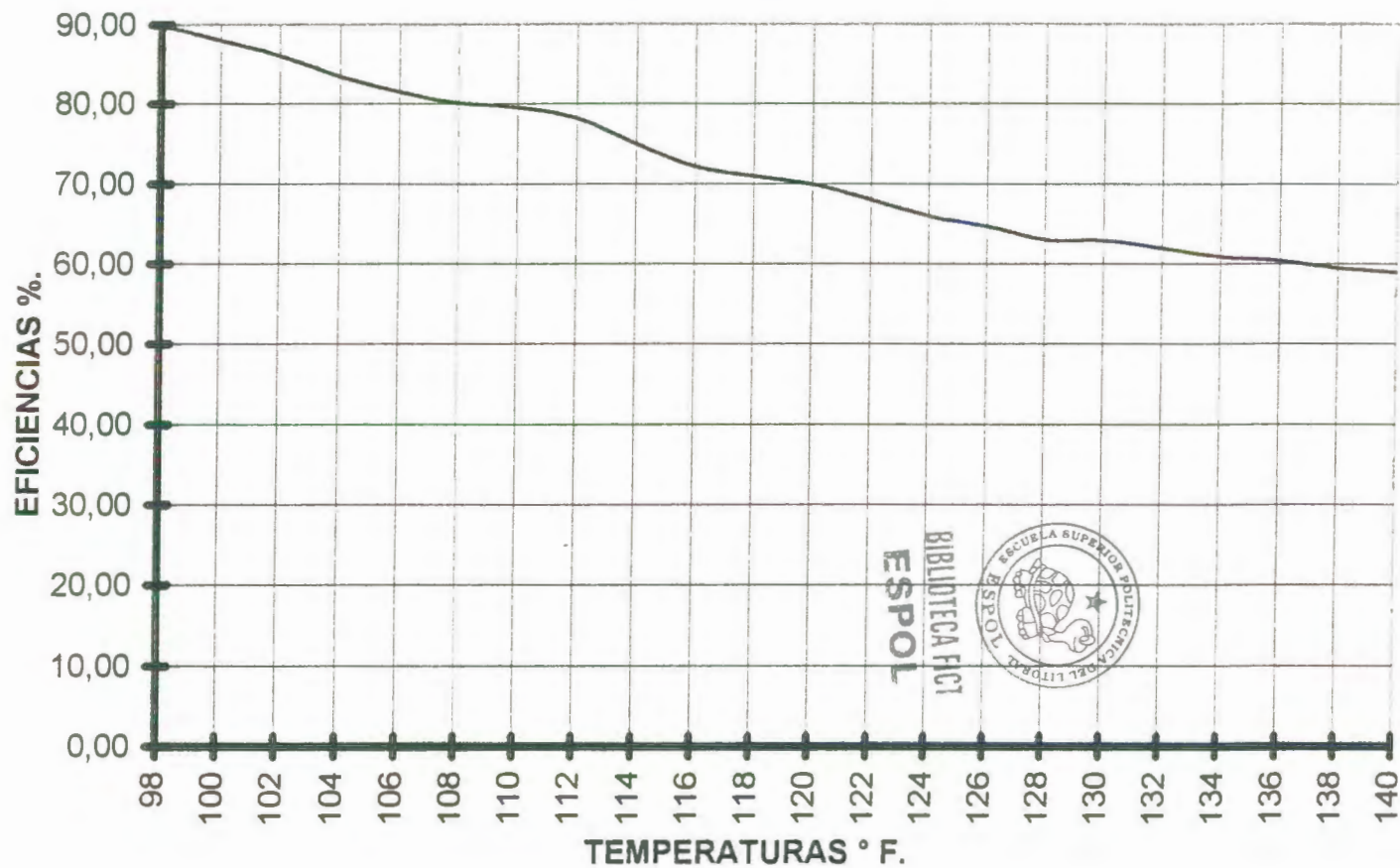


UNIVERSIDAD DE INGENIERIA
EFICIENCIAS DE LA TIERRA

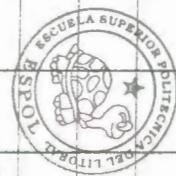


BIBLIOTECA

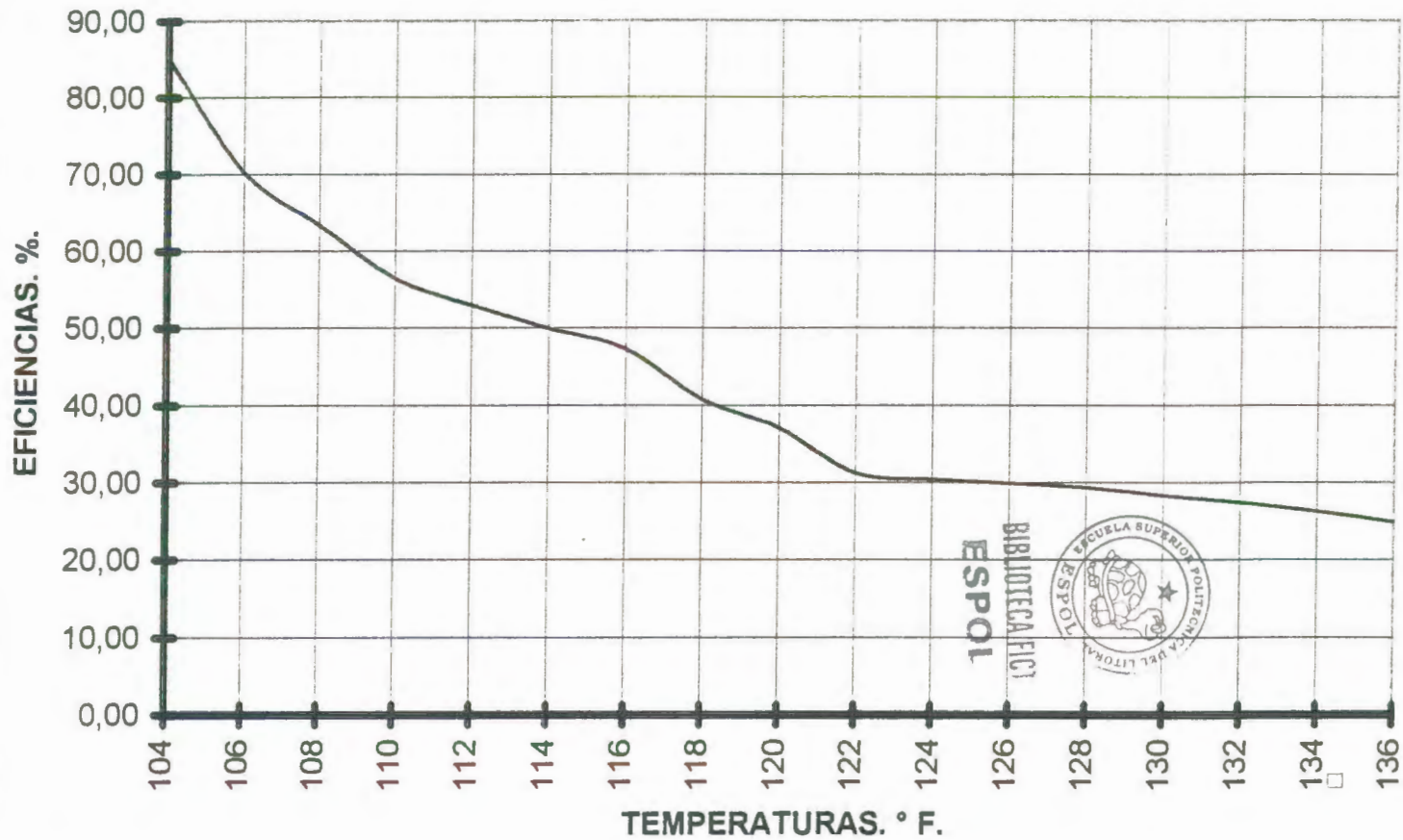
APÉNDICE D - 5.1 : EFICIENCIAS vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR #
1 DE LA ESTACIÓN AGUARICO.



BIBLIOTECA FCI
ESPOL



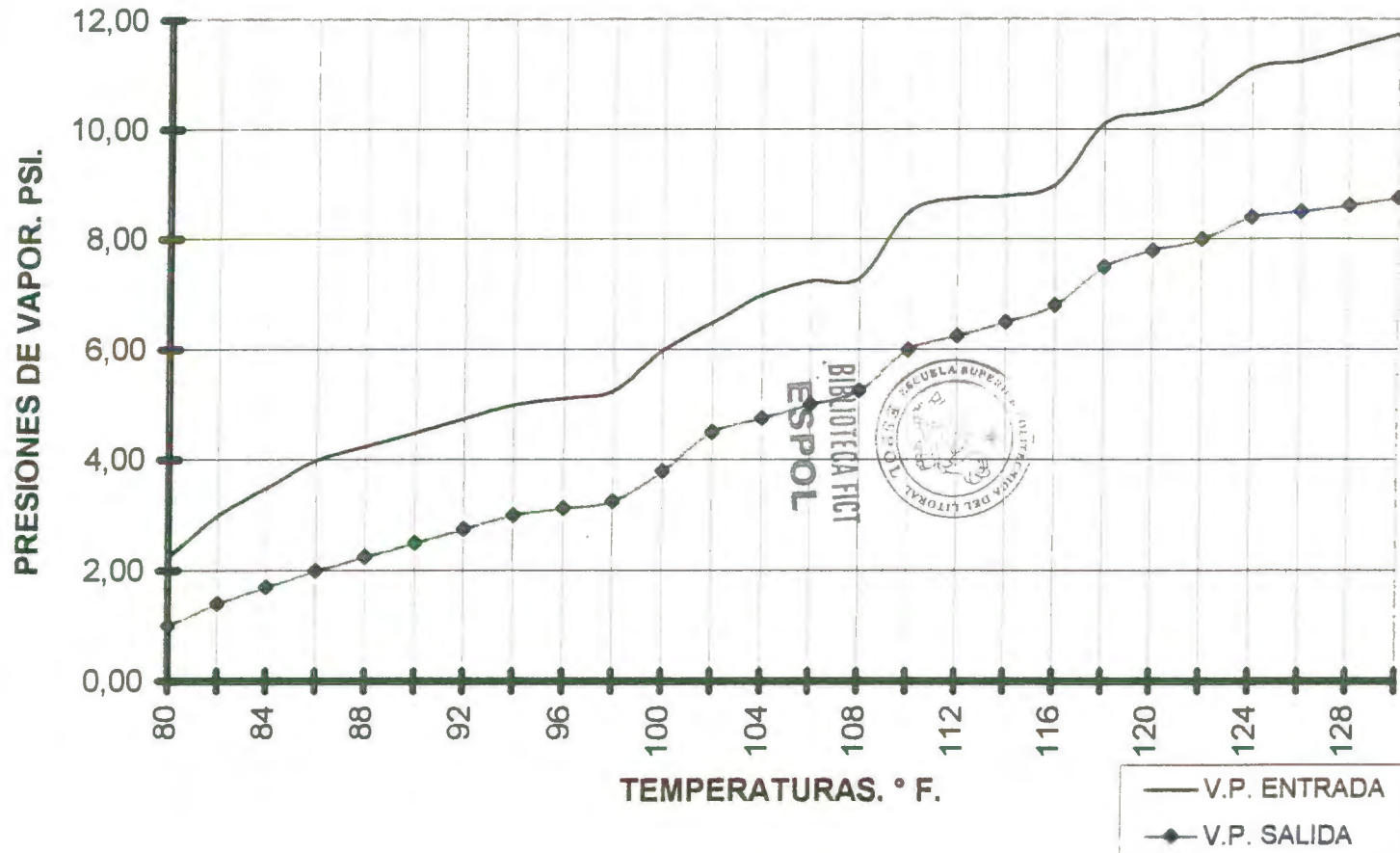
APÉNDICE D - 5.2 : EFICIENCIAS vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR #
2 DE LA ESTACIÓN AGUARICO.



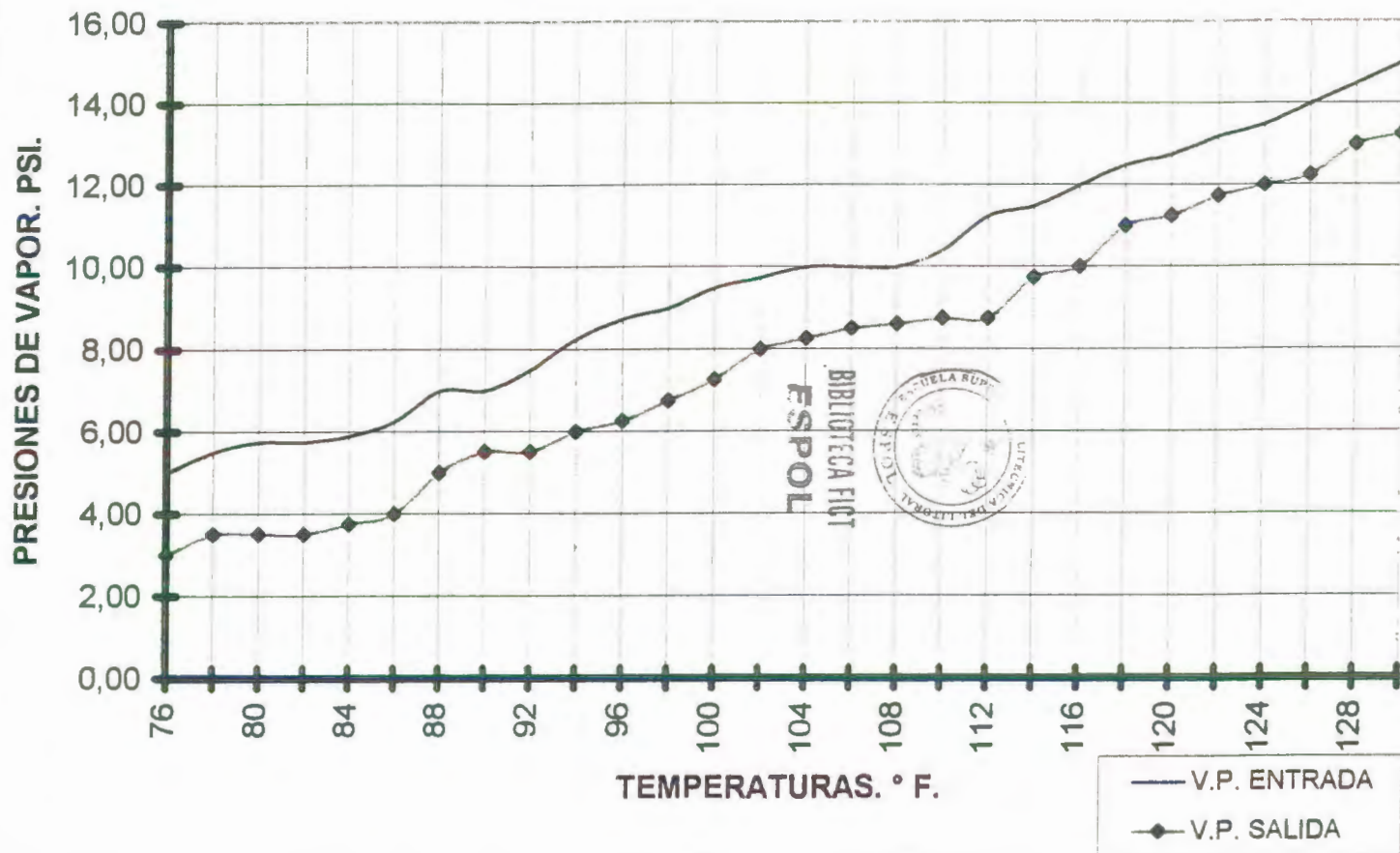
BIBLIOTECA FIC1
ESPOL



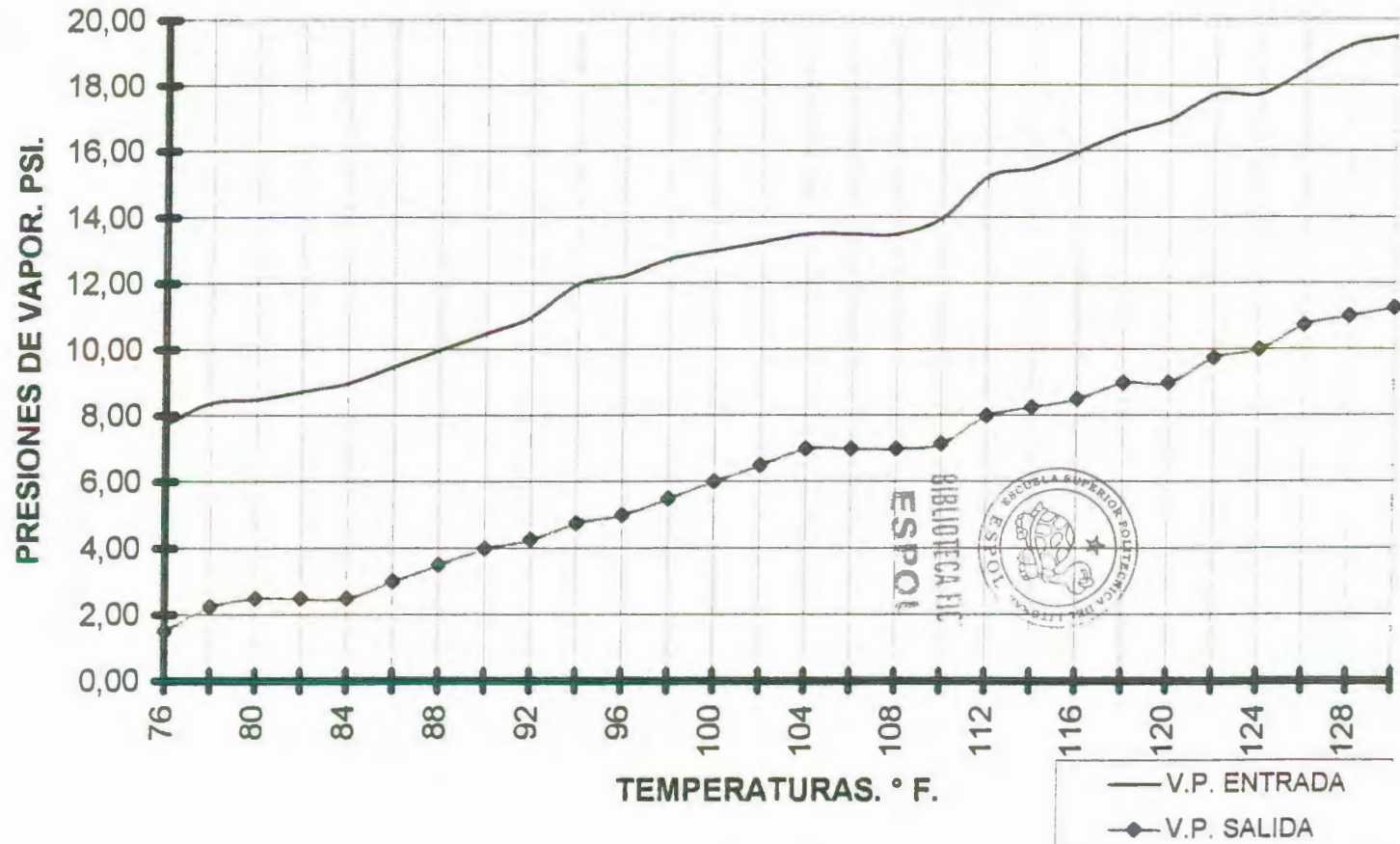
APÉNDICE E - 1.1 : PRESIONES DE VAPOR vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR #1 DE LA ESTACIÓN CENTRAL.



APÉNDICE E - 1.2 : PRESIONES DE VAPOR vs TEMPERATURAS DEL SEPARADOR # 2 DE LA ESTACIÓN CENTRAL.

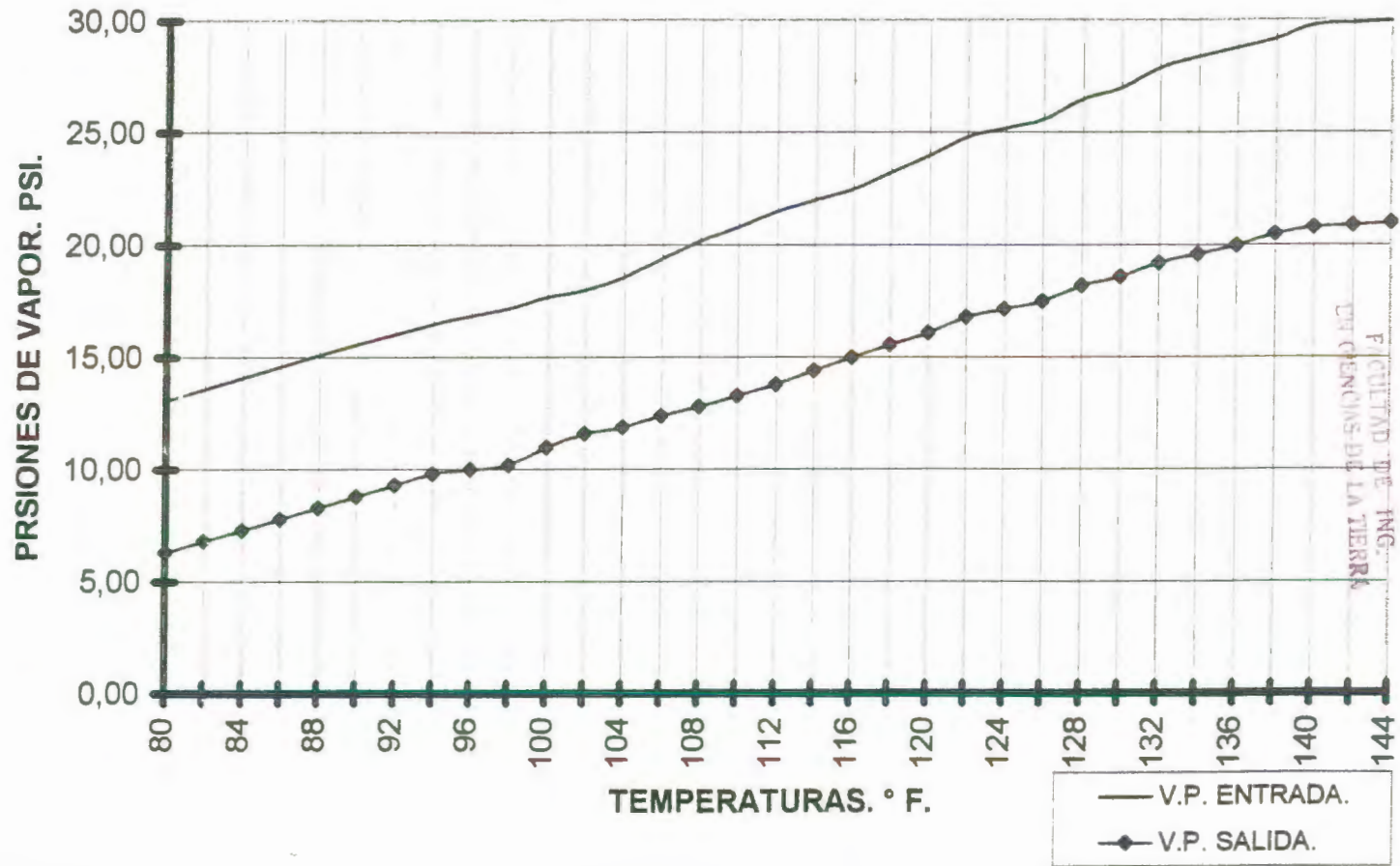


APÉNDICE E - 1.3 : PRESIONES DE VAPOR vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR # 3 DE LA ESTACIÓN CENTRAL.



BIBLIOTECA HC
 ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA
 ESPOL
 DEL LITORAL

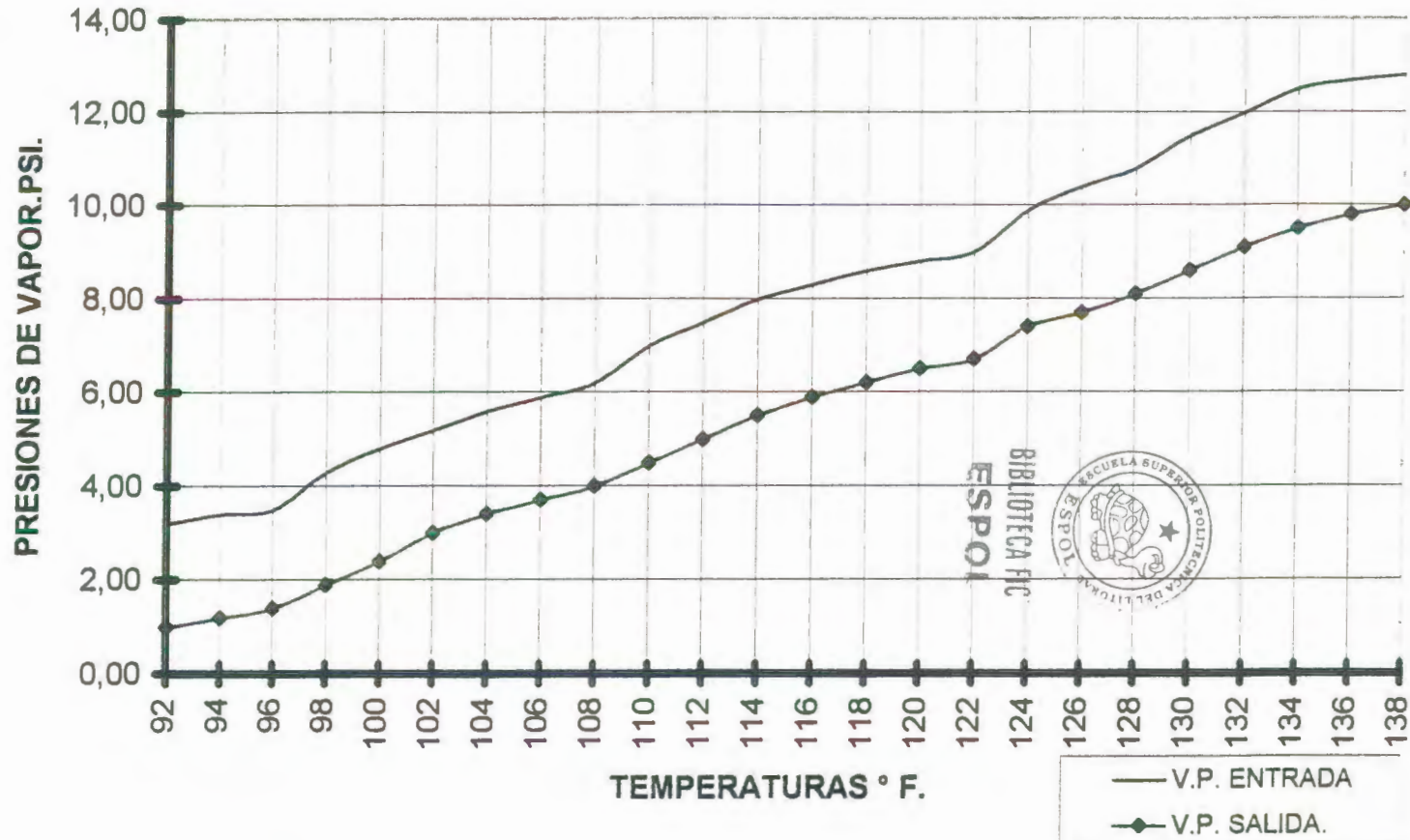
APÉNDICE E - 2.1 : PRESIONES DE VAPOR vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR # 1 DE LA ESTACIÓN NORTE.



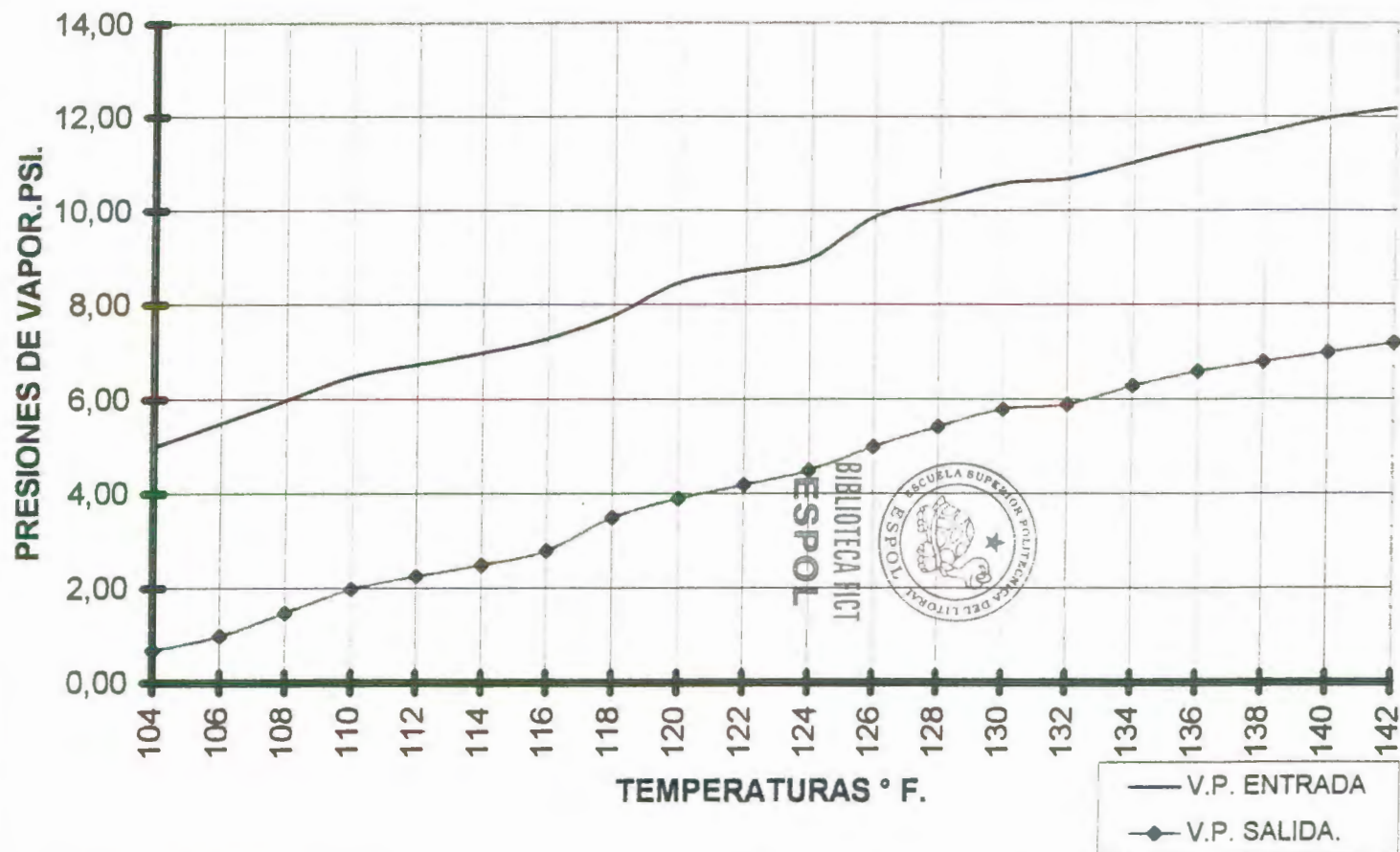
F. CORTIADO DE INGENIERIA DE LA TIERRA



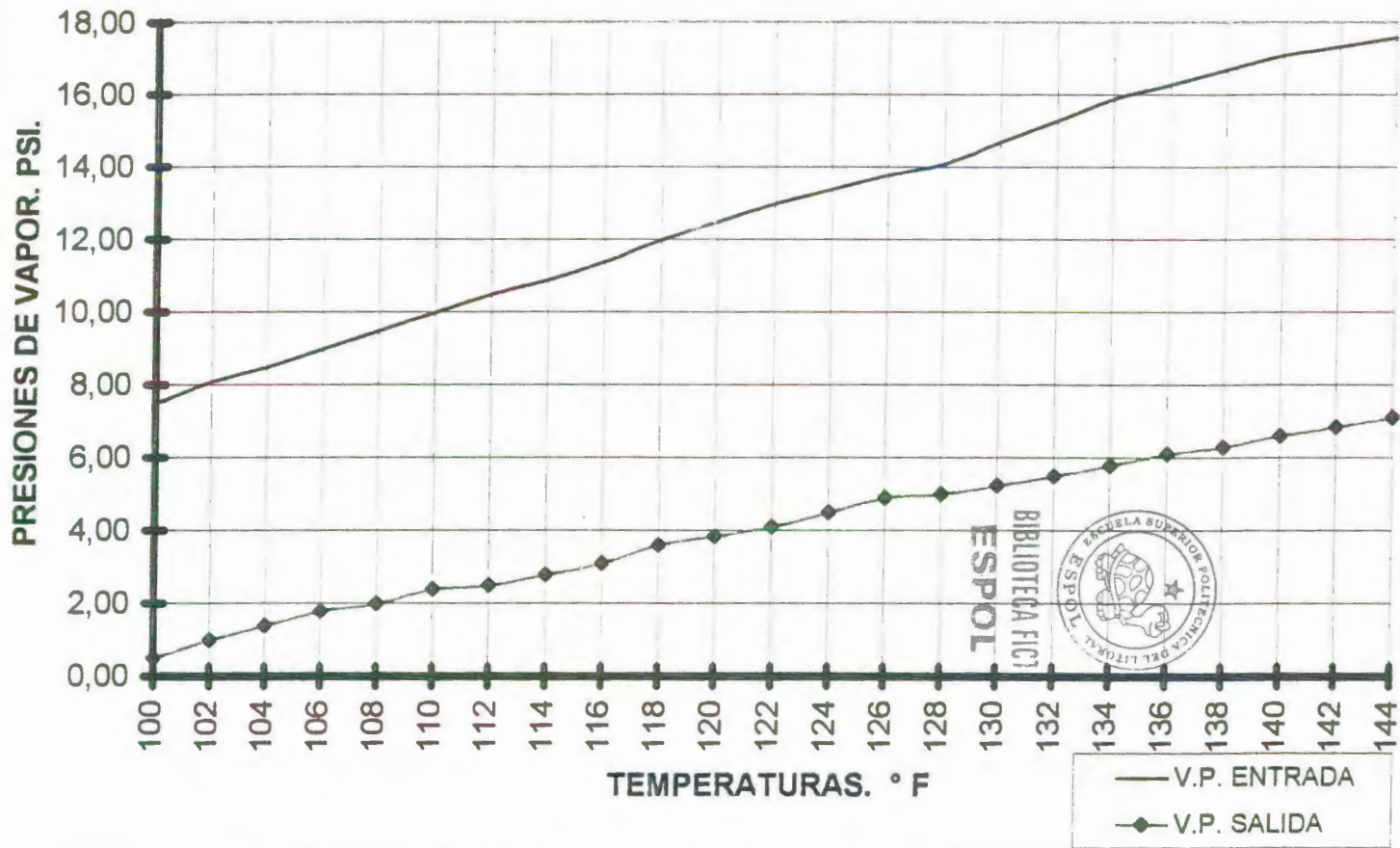
APÉNDICE E - 2.2 : PRESIONES DE VAPOR vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR # 2 DE LA ESTACIÓN NORTE.



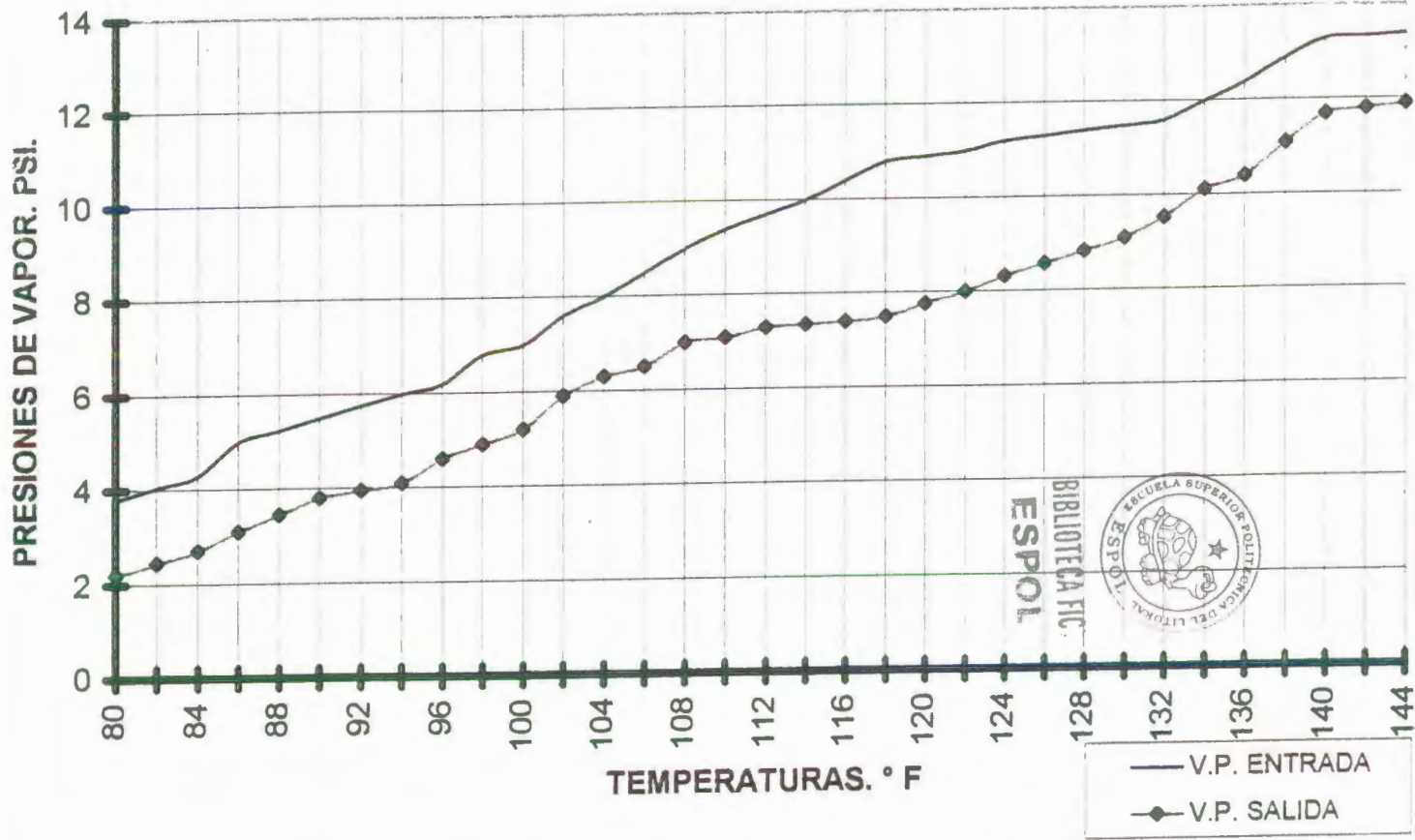
APÉNDICE E - 2.3 : PRESIONES DE VAPOR vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR # 3 DE LA ESTACIÓN NORTE.



APÉNDICE E - 3.1 : PRESIONES DE VAPOR vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR # 1 DE LA ESTACIÓN SUR.



APENDICE E - 3.2 : PRESIONES DE VAPOR vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR # 2 DE LA ESTACIÓN SUR



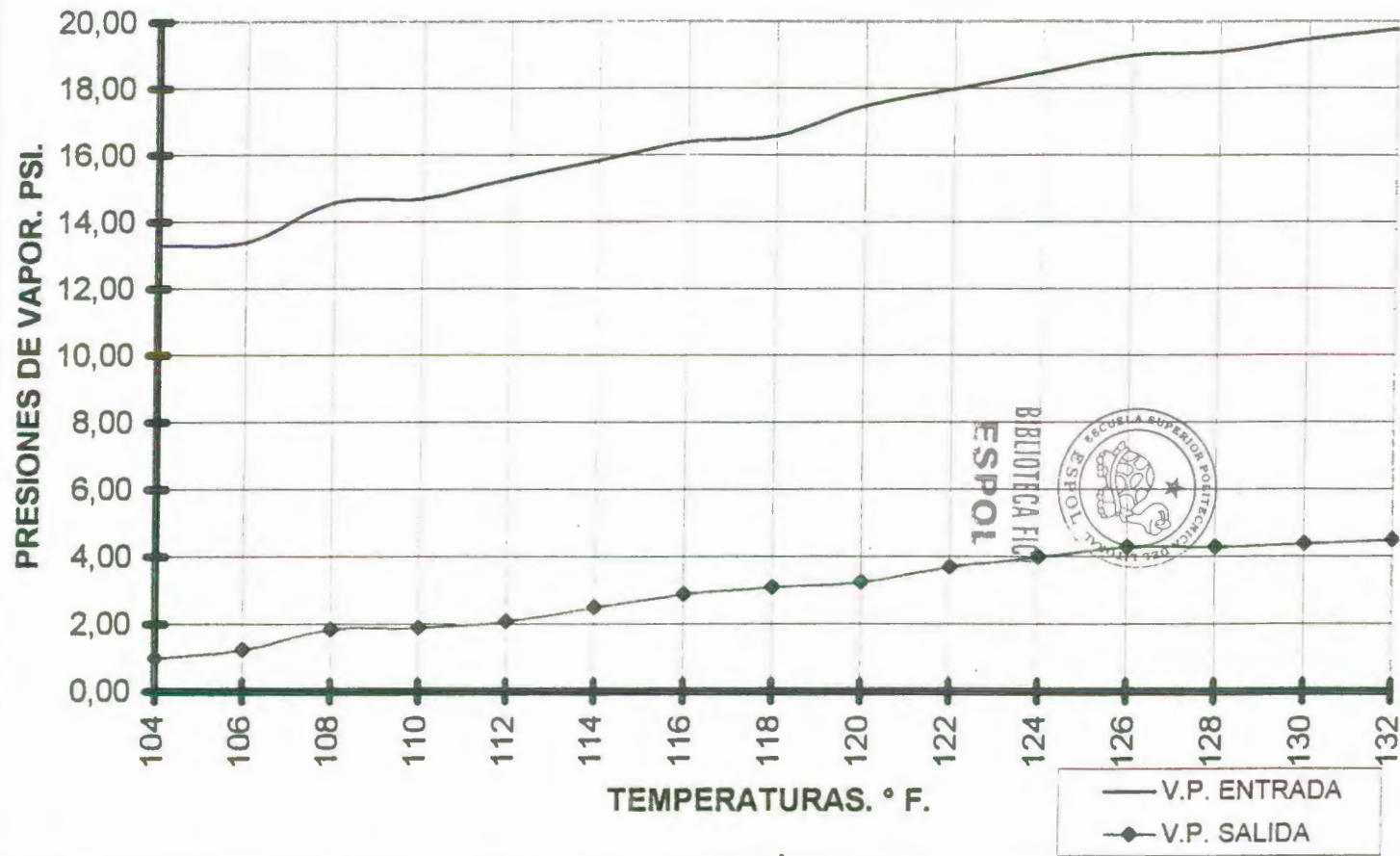
BIBLIOTECA H.C. ESPOL



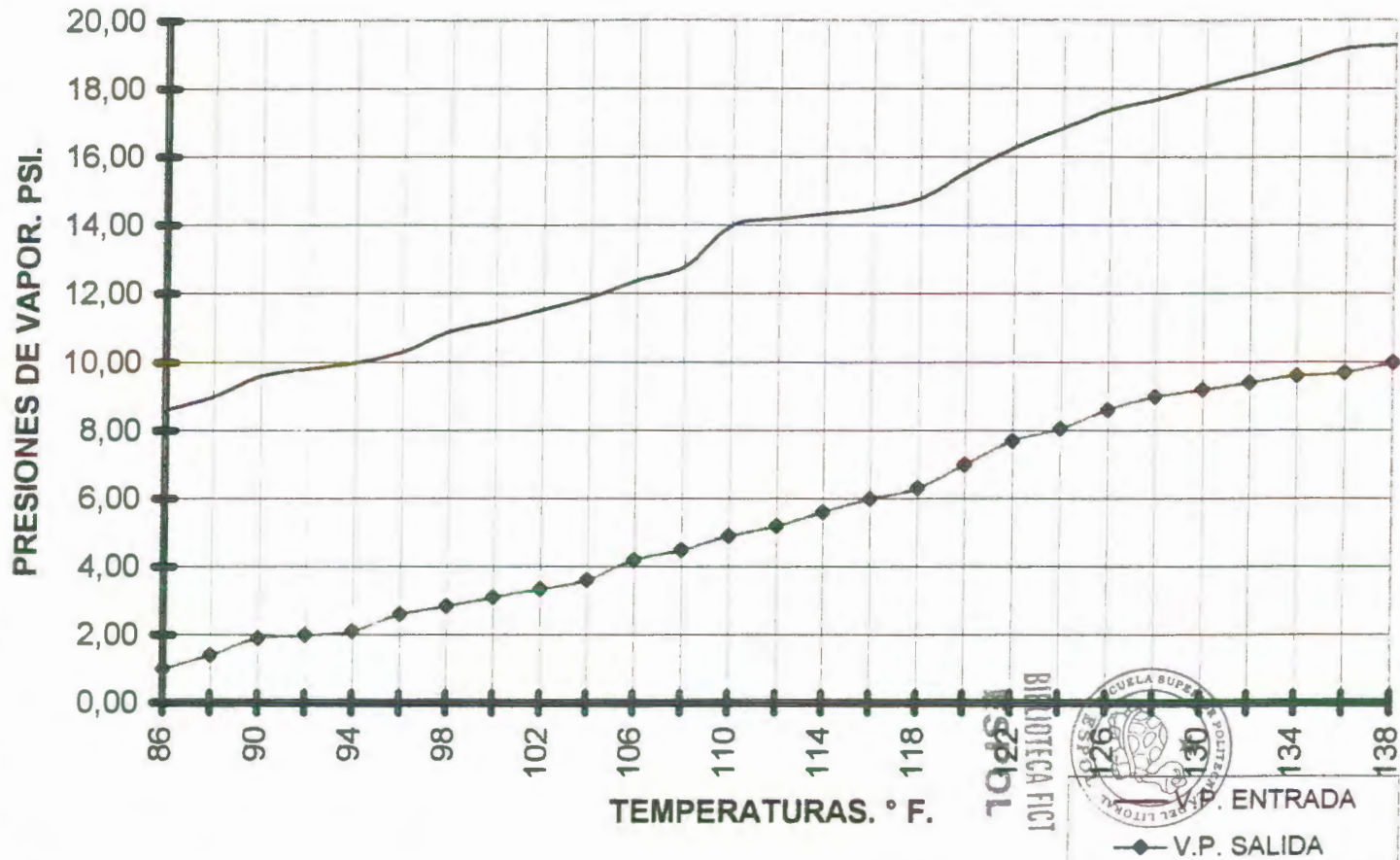
EN CIENCIAS DE LA TIERRA FACULTAD DE ING.



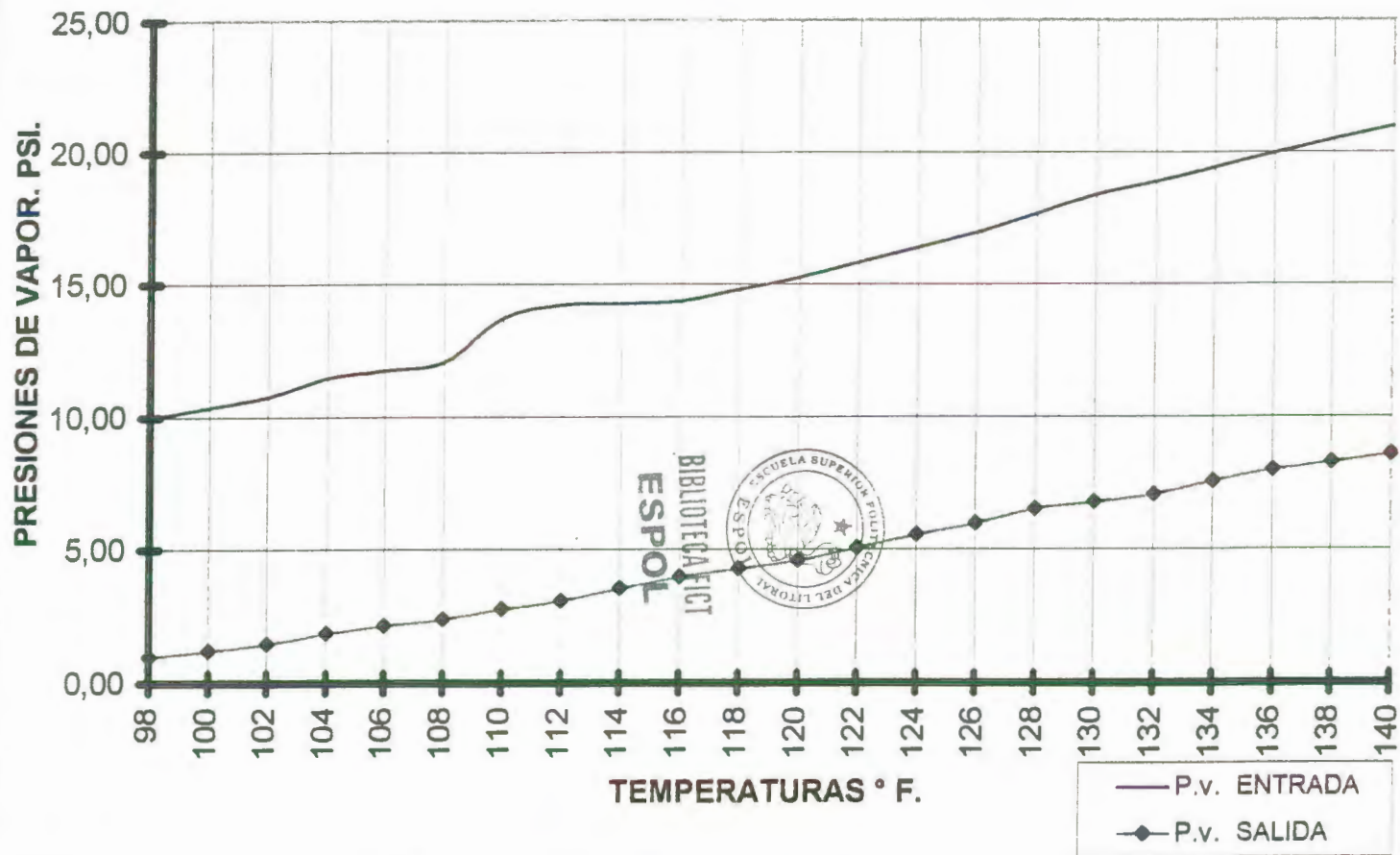
APÉNDICE E - 4.1 : PRESIONES DE VAPOR vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR # 1 DE LA ESTACIÓN SUR-OESTE.



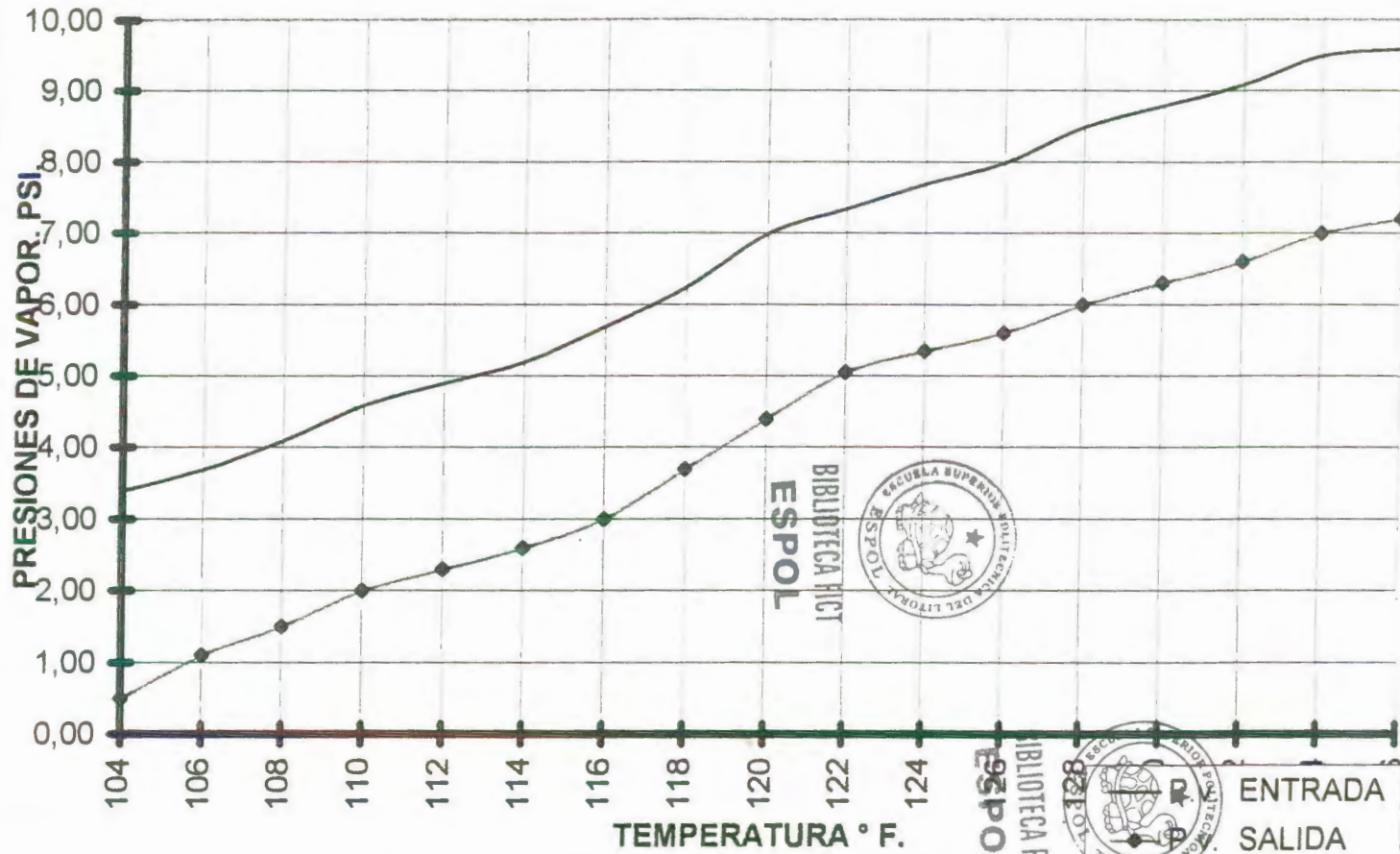
APÉNDICE E - 4.2 : PRESIONES DE VAPOR vs. TEMPERATURAS DEL SEPPARDOR # 2 DE LA ESTACIÓN SUR-OESTE.



APÉNDICE E - 5.1 : PRESIONES DE VAPOR vs. TEMPERATURAS.
DEL SEPARADOR #1 DE LA ESTACIÓN AGUARICO.



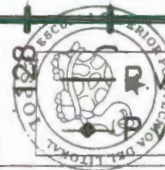
APÉNDICE E - 5.2 :PRESIONES DE VAPOR vs. TEMPERATURAS DEL SEPARADOR # 2 DE LA ESTACIÓN AGUARICO.



BIBLIOTECA HISTORICA
ESPOL



BIBLIOTECA HISTORICA
ESPOL



ENTRADA
SALIDA

APÉNDICE F - 1.1 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL
SEPARADOR # 1 DE LA ESTACIÓN CENTRAL

TEMPERATURAS ° F	EFICIENCIAS %
80	55,56
82	53,33
84	51,43
86	50,00
88	47,06
90	44,44
92	42,11
94	40,00
96	39,06
98	38,10
100	36,67
102	30,77
104	32,14
106	31,03
108	28,08
110	29,41
112	28,57
114	26,14
116	24,44
118	25,89
120	24,27
122	23,81
124	24,46
126	24,44
128	25,04
130	25,53



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

APÉNDICE F - 1.2 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL SEPARADOR # 2 DE LA ESTACIÓN CENTRAL.

TEMPERATURAS ° F	EFICIENCIAS %
76	40,00
78	36,36
80	39,13
82	39,13
84	36,44
86	36,00
88	28,57
90	21,43
92	20,00
94	24,24
96	22,86
98	19,44
100	15,79
102	15,36
104	15,00
106	14,00
108	12,50
110	15,87
112	13,33
114	13,04
116	8,33
118	12,00
120	11,76
122	10,98
124	11,11
126	12,50
128	10,35
130	11,67



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

APÉNDICE F - 1.3 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL
SEPARADOR # 3 DE LA ESTACIÓN CENTRAL

TEMPERATURAS ° F	EFICIENCIAS %
76	80,65
78	73,21
80	70,59
82	71,43
84	72,22
86	68,42
88	65
90	61,9
92	61,36
94	60,42
96	59,18
98	56,86
100	53,85
102	50,94
104	48,15
106	48,15
108	48,15
110	48,93
112	47,54
114	46,77
116	46,88
118	45,78
120	47,06
122	45,07
124	43,66
126	41,89
128	42,86
130	42,31



BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.

APÉNDICE F - 2.1 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL SEPARADOR # 1 DE LA ESTACIÓN NORTE.

TEMPERATURA ° F	EFICIENCIAS %.
80	51,91
82	50,00
84	48,23
86	46,58
88	45,03
90	43,59
92	42,06
94	40,61
96	40,65
98	40,70
100	37,85
102	35,56
104	35,85
106	36,08
108	36,63
110	36,06
112	35,81
114	34,55
116	33,33
118	33,12
120	32,92
122	32,26
124	31,94
126	31,64
128	31,32
130	31,11
132	31,18
134	30,99
136	30,56
138	29,79
140	30,20



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

**APÉNDICE F - 2.2 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL
SEPARADOR # 2 DE LA ESTACIÓN NORTE.**

TEMPERATURA ° F	EFICIENCIAS %
90	70
92	68,75
94	64,71
96	60,00
98	55,81
100	50,00
102	42,31
104	39,29
106	37,29
108	35,48
110	35,71
112	33,33
114	31,25
116	28,92
118	27,91
120	26,14
122	25,56
124	25,25
126	25,96
128	25,00
130	25,22
132	24,17
134	24,00
136	22,83
138	21,88




APÉNDICE F - 2.3 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL SEPARADOR # 3 DE LA ESTACIÓN NORTE.

TEMPERATURA ° F	EFICIENCIAS %
104	86,00
106	81,82
108	75,00
110	69,23
112	66,52
114	64,29
116	56,25
118	55,00
120	54,12
122	52,00
124	50,00
126	49,49
128	47,02
130	45,28
132	44,86
134	42,99
136	42,11
138	41,88
140	41,67
142	40,98



APÉNDICE F - 3.1 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL
SEPARADOR # 1 DE LA ESTACIÓN SUR.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TEMPERATURA ° F	EFICIENCIAS %
100	93,33
102	87,65
104	83,53
106	80,00
108	78,95
110	76,00
112	76,16
114	74,31
116	72,81
118	70,00
120	69,20
122	68,46
124	66,42
126	64,49
128	64,54
130	64,29
132	64,05
134	63,52
136	62,58
138	62,28
140	61,40
142	60,52
144	59,66

**APÉNDICE F - 3.2 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL
SEPARADOR # 2 DE LA ESTACIÓN SUR.**

TEMPERATURA ° F	EFICIENCIAS %
80	42,11
82	39,51
84	37,21
86	38,00
88	34,29
90	30,91
92	31,30
94	31,67
96	25,81
98	27,94
100	25,71
102	22,37
104	21,25
106	23,53
108	22,22
110	24,47
112	24,74
114	26,50
116	28,85
118	30,56
120	28,81
122	27,27
124	25,63
126	24,07
128	22,46
130	20,87
132	17,84
134	15,67
136	16,13
138	13,95
140	12,03



**APÉNDICE F - 4.1 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL
SEPARADOR # 1 DE LA ESTACIÓN SUR -OESTE.**

TEMPERATURA ° F	EFICIENCIA %
104	92,50
106	90,70
108	87,30
110	87,10
112	86,30
114	84,20
116	82,30
118	81,30
120	81,40
122	79,40
124	78,40
126	77,40
128	77,50
130	77,40
132	77,30



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

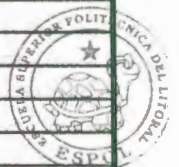
BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
Y CIENCIAS DE LA TIERRA

APÉNDICE F - 4.2 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL
SEPARADOR # 2 DE LA ESTACIÓN SUR -OESTE.

TEMPERATURA ° F	EFICIENCIA %
86	88,37
88	84,44
90	80,21
92	79,59
94	79,00
96	74,76
98	73,85
100	72,32
102	71,00
104	69,75
106	66,13
108	64,84
110	65,00
112	63,38
114	60,98
116	58,62
118	57,43
120	55,13
122	52,76
124	52,23
126	50,57
128	49,15
130	49,17
132	49,05
134	48,94
136	49,48
138	48,19



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

**APÉNDICE F - 5.1 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL
SEPARADOR # 1 DE LA ESTACIÓN AGUARICO.**

TEMPERATURAS ° F	EFICIENCIAS %
98	90,00
100	88,08
102	86,11
104	83,48
106	81,53
108	80,17
110	79,64
112	78,25
114	75,03
116	72,22
118	71,04
120	69,93
122	68,03
124	66,02
126	64,71
128	63,05
130	63,00
132	62,00
134	61,00
136	60,50
138	69,50
140	69,04



BIBLIOTECA FCT
ESPOL

**APÉNDICE F - 5.2 : EFICIENCIAS CALCULADAS PARA EL
SEPARADOR # 2 DE LA ESTACIÓN AGUARICO.**

TEMPERATURA ° F	EFICIENCIA %
104	85,29
106	70,27
108	63,41
110	56,52
112	53,06
114	50,00
116	47,37
118	40,81
120	37,14
122	31,29
124	30,52
126	30,00
128	29,41
130	28,41
132	27,47
134	26,32
136	25,00



BIBLIOTECA ICT
ESPOL

APÉNDICE G - 1 : SEPARADORES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN CENTRAL.

NÚMERO DE SEPARADORES DE PRODUCCIÓN :	3
NÚMERO DE SEPARADORES DE PRUEBA :	1
NÚMERO DE POZOS EN PRODUCCIÓN :	21
BPPD	22663
BAPD	13446
MPCND	15775
° API	29,14
SG (GAS)	1,073

	SEPARADOR # 1	SEPARADOR # 2	SEPARADOR # 3
CAPACIDAD	35000 BBL/D	35000 BBL/D	35000 BBL/D
DIMENSIONES	84" X 22 "	84" X 22 "	84" X 22 "
PRES. MAX DE OPER. (PSI)	125	125	125
TEMP. MAX DE OPER. (° F)	120	120	120
DIAM. DE TUB. DE ENTRADA	10 "	8 "	8 "
DIAM. DE TUB. DE SALIDA	6 "	8 "	8 "
DIAM. DE SAL. DE GAS.	6 "	6 "	6 "
BPPD	11550	4346	6767
BAPD	5571	1798	6077
MPCND	7469	2604	5702
# DE POZOS	8	7	7
SOLUBILIDAD *	6	6	6

* Este dato se lo calculó por extrapolación de curvas.



APÉNDICE G - 2 : SEPARADORES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN NORTE.

NÚMERO DE SEPARADORES DE PRODUCCIÓN :	3
NÚMERO DE SEPARADORES DE PRUEBA :	2
NÚMERO DE POZOS EN PRODUCCIÓN :	15
BPPD	25045
BAPD	8187
MPCND	13576
° API	28,94
SG (GAS)	1,094

FACULTAD DE INGENIERÍA
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA

	SEPARADOR # 1	SEPARADOR # 2	SEPARADOR # 3
CAPACIDAD	35000 BBL/D	35000 BBL/D	35000 BBL/D
DIMENSIONES	84" X 22 "	84" X 22 "	84" X 22 "
PRES. MAX DE OPER. (PSI)	125	125	125
TEMP. MAX DE OPER. (° F)	125	120	120
DIAM. DE TUB. DE ENTRADA	8 "	8 "	10 "
DIAM. DE TUB. DE SALIDA	8 "	8 "	10 "
DIAM. DE SAL. DE GAS.	6 "	6 "	6 "
BPPD	6619	5112	3782
BAPD	3522	229	3456
MPCND	5539	4028	4010
# DE POZOS	11	6	8
SOLUBILIDAD *	5	4,6	4,9

* Este dato se lo calculó por extrapolación de curvas.



APÉNDICE G - 3 : SEPARADORES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SUR.

NÚMERO DE SEPARADORES DE PRODUCCIÓN :	2
NÚMERO DE SEPARADORES DE PRUEBA :	1
NÚMERO DE POZOS EN PRODUCCIÓN :	21
BPPD	28874
BAPD	17001
MPCND	17477
° API	30,31
SG (GAS)	1,077

	SEPARADOR # 1	SEPARADOR # 2
CAPACIDAD	35000 BBL/D	65000 BBL/D
DIMENSIONES	84" X 22'	
PRES. MAX DE OPER. (PSI)	125	130
TEMP. MAX DE OPER. (° F)	120	120
DIAM. DE TUB. DE ENTRADA	8 "	8 "
DIAM. DE TUB. DE SALIDA	6 "	6 "
DIAM. DE SAL. DE GAS.	6 "	6 "
BPPD	11866	17008
BAPD	5836	11165
MPCND	6547	10930
# DE POZOS	10	13
SOLUBILIDAD *	7	7

* Este dato se lo calculó por extrapolación de curvas.

APÉNDICE G - 4 : SEPARADORES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN SUR - OESTE.

NÚMERO DE SEPARADORES DE PRODUCCIÓN :	2
NÚMERO DE SEPARADORES DE PRUEBA :	1
NÚMERO DE POZOS EN PRODUCCIÓN :	11
BPPD	10284
BAPD	10109
MPCND	5731
° API	27,07
SG (GAS)	1,002

	SEPARADOR # 1	SEPARADOR # 2
CAPACIDAD	20000 BBL/D	35000 BBL/D
DIMENSIONES	60" X 4540mm.	84" X 22'
PRES. MAX DE OPER. (PSI)	125	125
TEMP. MAX DE OPER. (° F)	120	120
DIAM. DE TUB. DE ENTRADA	8 "	8 "
DIAM. DE TUB. DE SALIDA	6 "	6 "
DIAM. DE SAL. DE GAS.	6 "	6 "
BPPD	5142	5142
BAPD	5054	5054
MPCND	2866	2866
# DE POZOS	11	11
SOLUBILIDAD *	4,2	4,8

* Este dato se lo calculó por extrapolación de curvas.

APÉNDICE G - 5 : SEPARADORES DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN AGUARICO.

NÚMERO DE SEPARADORES DE PRODUCCIÓN :	2
NÚMERO DE SEPARADORES DE PRUEBA :	1
NÚMERO DE POZOS EN PRODUCCIÓN :	9
BPPD	12450
BAPD	3585
MPCND	7280
° API	29,62
SG (GAS)	1,087

	SEPARADOR # 1	SEPARADOR # 2
CAPACIDAD	15000 BBL/D	25000 BBL/D
DIMENSIONES	48" X 20'	60" X 15'
PRES. MAX DE OPER. (PSI)	125	125
TEMP. MAX DE OPER. (° F)	120	120
DIAM. DE TUB. DE ENTRADA	6 "	6 "
DIAM. DE TUB. DE SALIDA	4 "	4 "
DIAM. DE SAL. DE GAS.	4 "	4 "
BPPD	9136	3097
BAPD	36	3546
MPCND	5370	1910
# DE POZOS	3	6
SOLUBILIDAD *	5,5	5,5

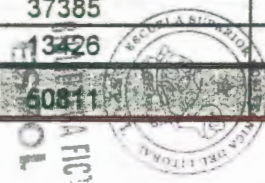
* Este dato se lo calculó por extrapolación de curvas.



APÉNDICE H : VOLUMENES DE GAS TRATADO EN CADA SEPARADOR.

ESTACIÓN	SEPARADOR	GAS EN SOLUCIÓN	GAS SEPARADO	GAS NO SEPARADO.
CENTRAL	# 1	58905	18849	40056
	# 2	22165	3391	18774
	# 3	34512	16566	17946
	Total	115582	38806	76776
NORTE	# 1	33754	13738	20016
	# 2	26071	18249	7822
	# 3	19286	16586	2700
	Total	79111	48573	30538
SUR	# 1	60517	47808	12709
	# 2	86741	23420	63321
	Total	147258	71228	76030
SUR - OESTE	# 1	26224	21766	4458
	# 2	26224	18619	7605
	Total	52448	40385	12063
AGUARICO	# 1	46731	37385	9346
	# 2	15795	13426	2549
	Total	62526	50811	11895

Nota : Todos los valores están expresados en Millones de Pies Cúbicos Diarios (MMPCND)



APÉNDICE I : PROPIEDADES DEL YACIMIENTO SHUSHUFINDI

	ARENA T	ARENA U
PERMEABILIDAD, md.	450	450
SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL, % POES	30	25
PERMEABILIDAD EFECTIVA PROMEDIO, md.	500	300
POROSIDAD, %	17,8	17,8
SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE, % VP.	12	12
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, cp.	1,08	2,82
VISCOSIDAD DEL AGUA, cp.	0,35	0,35
PRESIÓN ACTUAL DEL YACIMIENTO; psi	2576	2305
FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL DE PETRÓLEO	1,2368	1.1688
SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN, ppm Cl	10000	30000-50000
RELACIÓN DE MOBILIDADES	1,102	2,124
VARIACIÓN DE PERMEABILIDAD, V	0,568	0,555
AGUA INYECTADA ACUMULADA, bbls	136171738	47170747



APÉNDICE J : EFICIENCIAS DE LOS SEPARADORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

ESTACIÓN	SEPARADOR	TEMPERATURA OBS.	EFICIENCIA %
CENTRAL	# 1	120	24
	# 2	125	11
	# 3	120	47
NORTE	# 1	98	41
	# 2	90	70
	# 3	104	86
SUR	# 1	107	79
	# 2	114	27
SUR-OESTE	# 1	108	87
	# 2	102	71
AGUARICO	# 1	110	80
	# 2	104	85



APENDICE K - 1 : DISTRIBUCIÓN SUGERIDA DE LOS POZOS DE LA ESTACIÓN CENTRAL.

POZO	DISTRIB. ACTUAL *	DISTRIB. SUGERIDA
1	1	3
9	3	2
10	1	2
12	3	2
19	1	3
42B	2	3
43	1	1
44	1	1
65	2	1
72	2	1
73	3	3
74	3	2
77	1	3
80	3	2
81	2	1
83	1 Y 3	2
84	1	3
89	3	3
90	2	3
5	2	1
8	2	1

* Agosto ' 96.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

APENDICE K-2 : DESTRIBUCCIÓN SUGERIDA PARA LOS POZOS DE LA ESTACIÓN NORTE.

POZO	DISTRIB. ACTUAL *	DISTRIB. SUGERIDA.
3	1 y 3	2
14	1 y 3	3
36	1 y 3	1
49	2	1
51	1 y 3	2
53	1 y 3	3
54	1 y 3	1
62	1 y 3	2
63	1 y 3	2
64	1	1
66	1	1
78	2	2
87	1	3
88	2	3
15A	2	3



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

* AGOSTO '96.

APENDICE K - 3 : DISTRIBUCIÓN SUGERIDA PARA LOS POZOS DE LA ESTACIÓN SUR.

POZO	DISTRIB. ACTUAL *	DISTRIB. SUGERIDA.
6B	1	1
7	2	1
20	2	1
21	1	1
22A	2	2
22B	1 y 2	2
23	2	2
29	1 y 2	2
30	2	1
45B	2	1
48	2	2
67	1 y 2	2
68	2	2
75	2	2
79	1	2
82	1	2
91	1	1
92	2	1
93	1	1
2	1	1



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

* Agosto ' 96.

APENDICE K - 4 : DISTRIBUCIÓN SUGERIDA PARA LOS POZOS DE LA ESTACIÓN SUR - OESTE

POZOS	DISTRIB. ACTUAL *	DISTRIB. SUGERIDA.
24	1 y 2	2
26	1 y 2	1
27	1 y 2	2
28	1 y 2	2
35	1 y 2	2
41	1 y 2	1
61	1 y 2	1
69	1 y 2	1
85	1 y 2	1
94	1 y 2	2
95	1 y 2	2

* Agosto ' 96.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

APENDICE K - 5 : DISTRIBUCIÓN SUGERIDA PARA LOS POZOS DE LA ESTACIÓ AGUARICO.

POZOS	DISTRIB. ACTUAL.⁴	DISTRIB. SUGERIDA
1	2	1
3	2	1
9	2	1
10	2	1
58	2	1
59	2	1
70	1	2
71	1	2
78	1	2



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Agosto ' 96.

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

GRÁFICOS

FIGURA # 1 : VARIACIÓN DE LA RELACIÓN DE EQUILIBRIO DE VAPORIZACIÓN CON LA PRESIÓN.

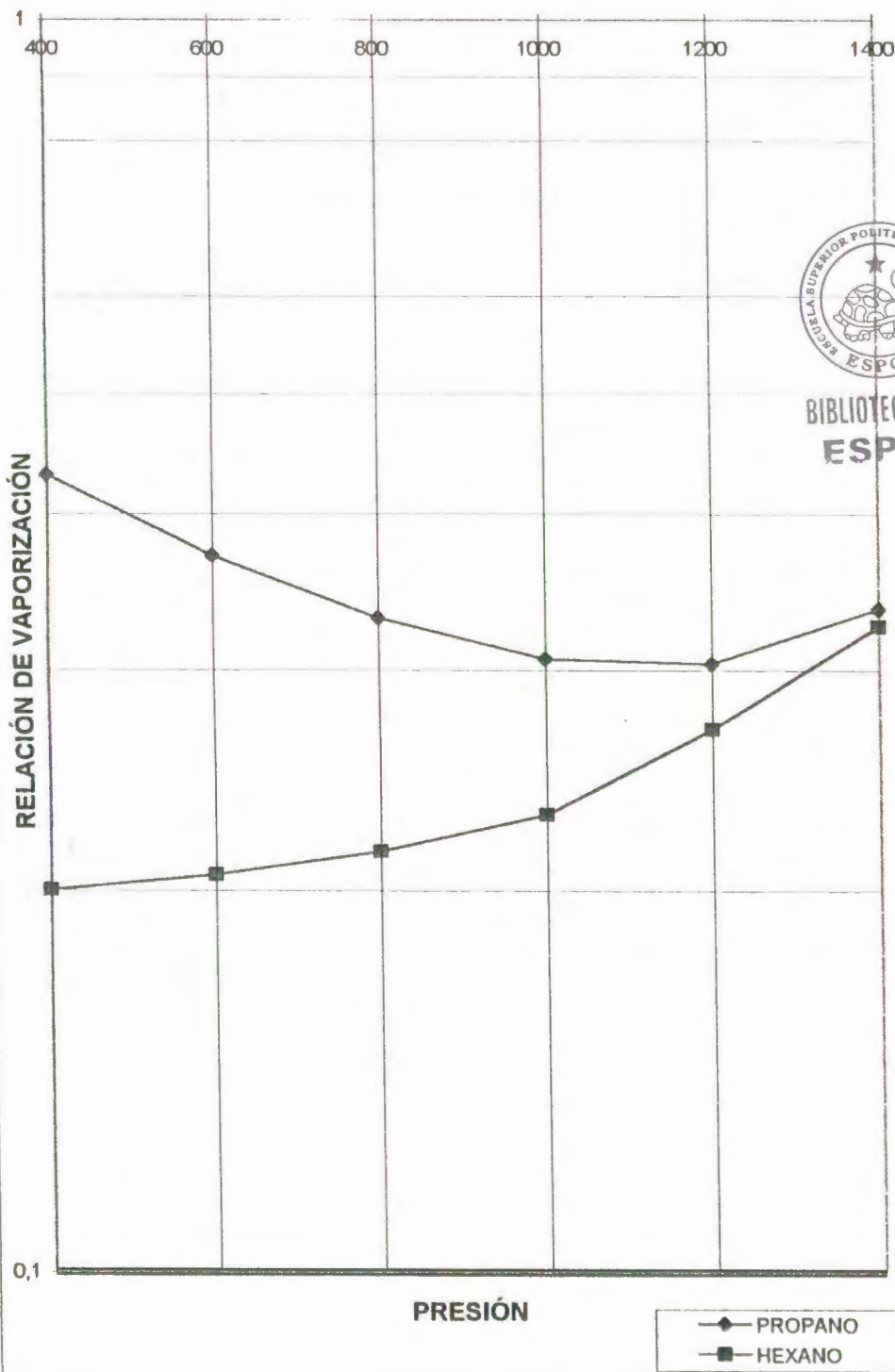
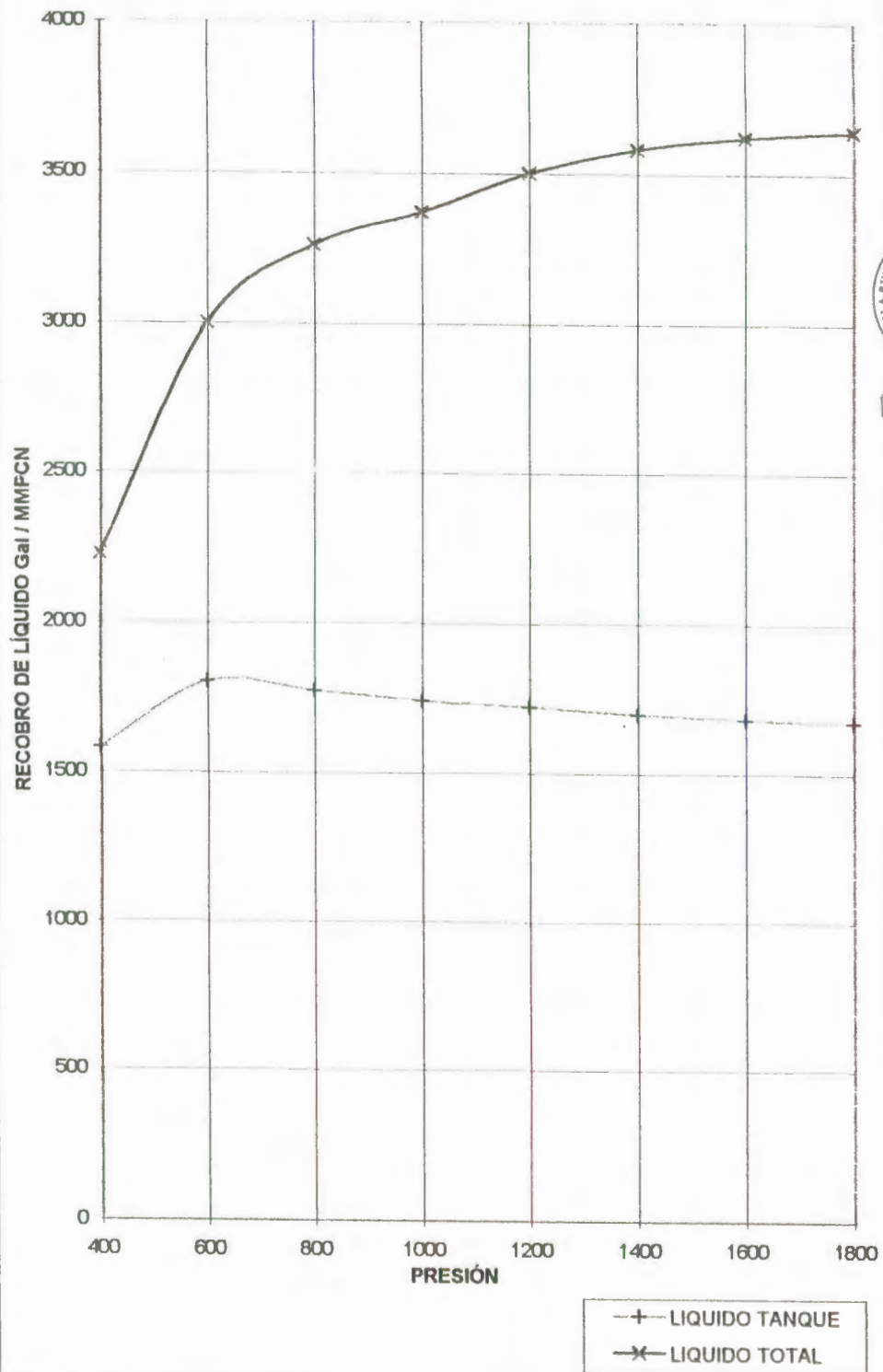
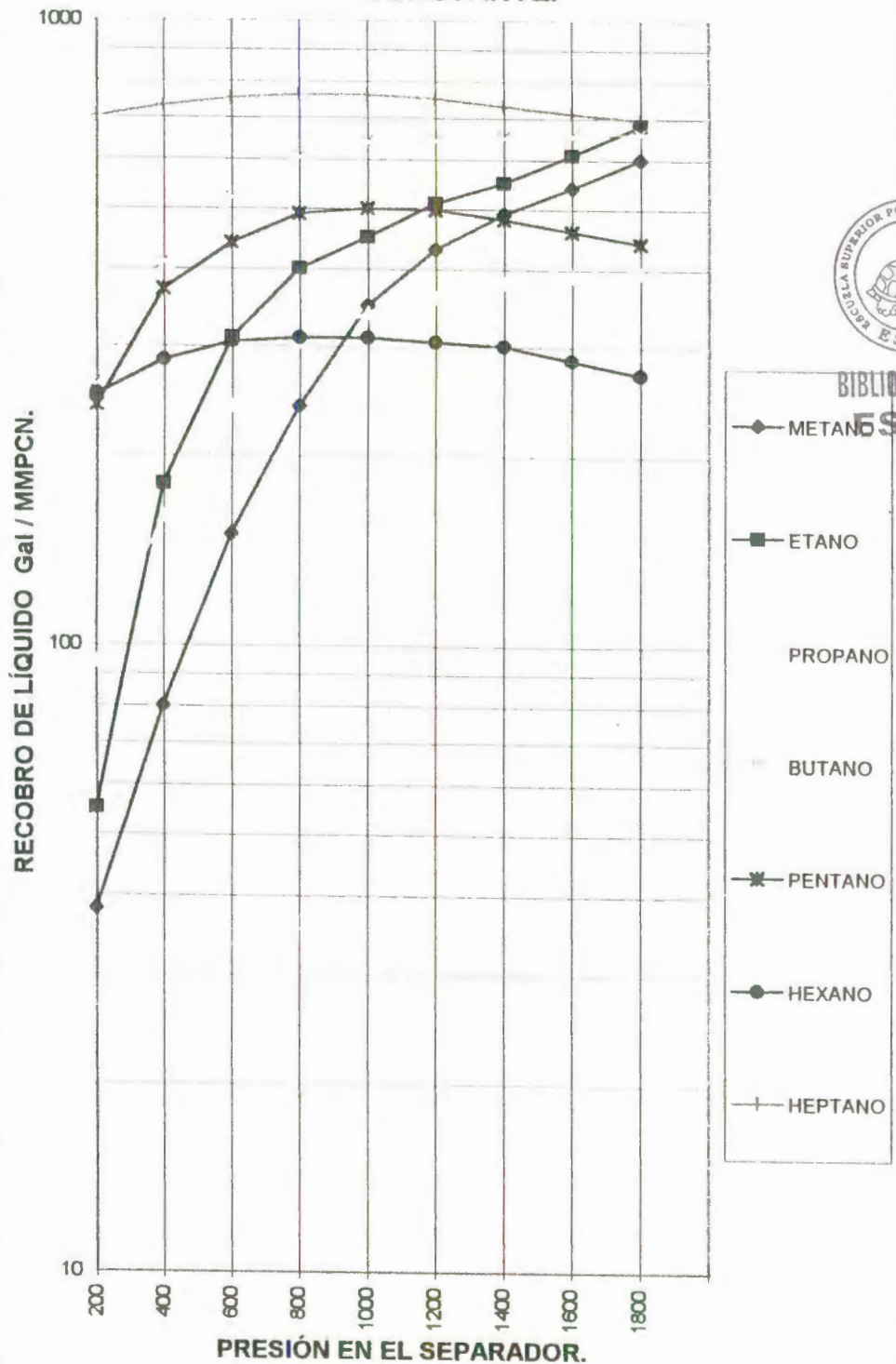


FIGURA # 2 : LIQUIDO RECUPERADO EN UN SEPARADOR DE ALTA PRESIÓN.



**FIGURA # 3 : RECUBRO DEL LÍQUIDO
RESPECTO A LA PRESIÓN A TEMPERATURA
CONSTANTE.**



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

Unidades?

FIGURA # 4 : RECOBRO DEL LÍQUIDO COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA.

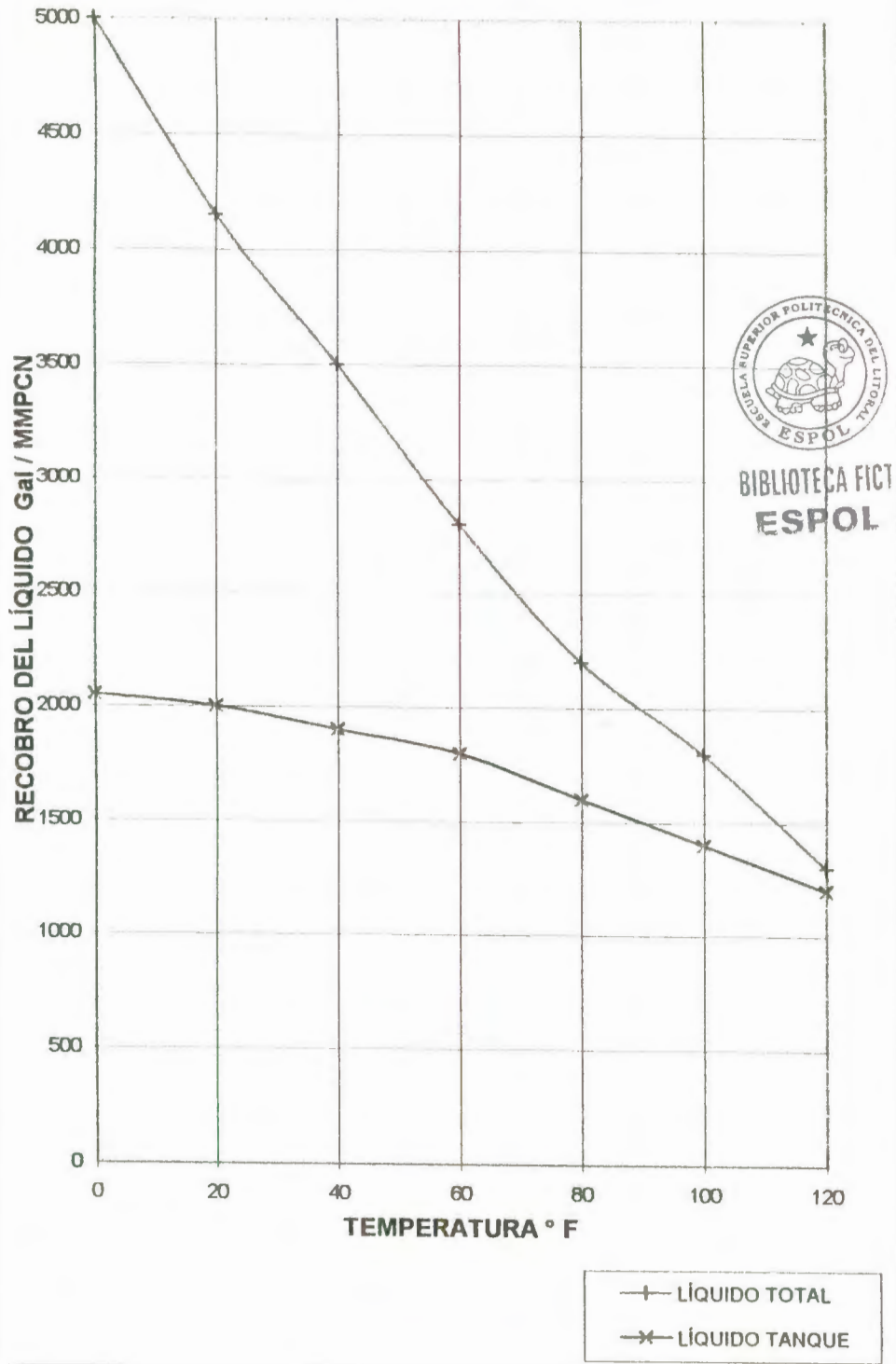


DIAGRAMA P - V - T PARA UN COMPONENTE PURO

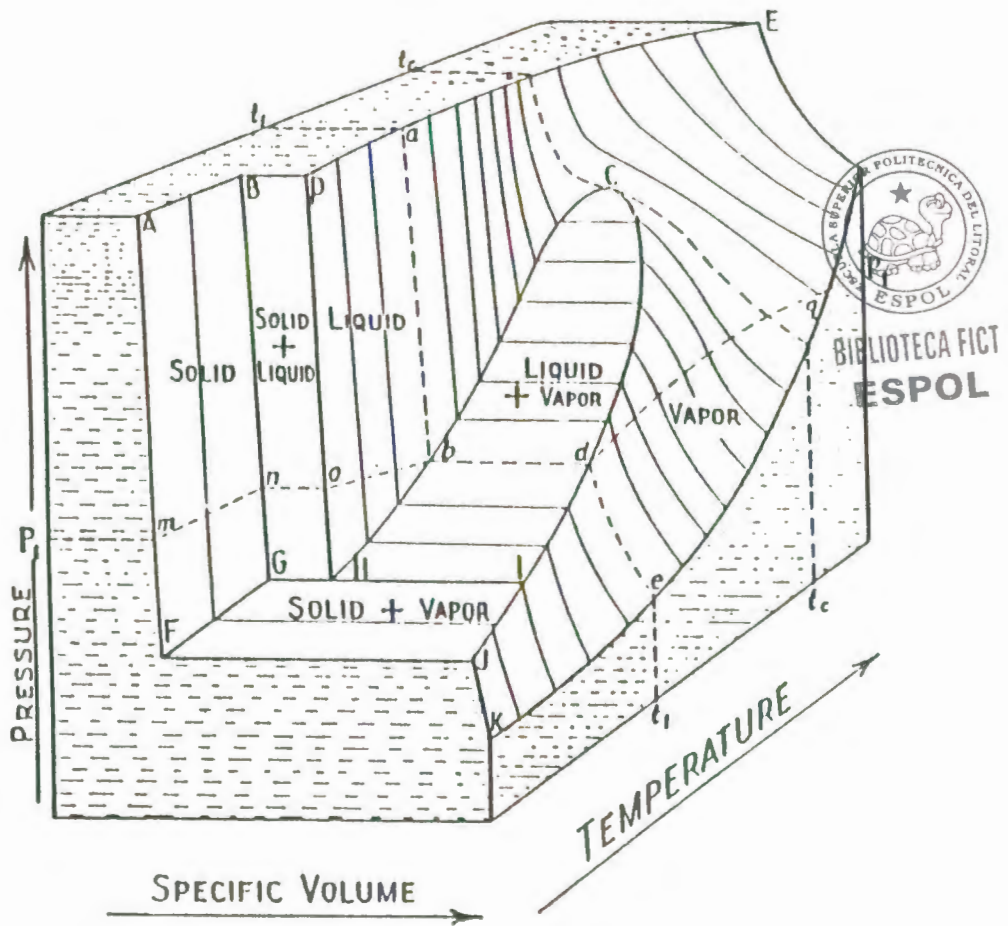


FIGURA # 5

DIAGRAMA DE FASES PARA UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS

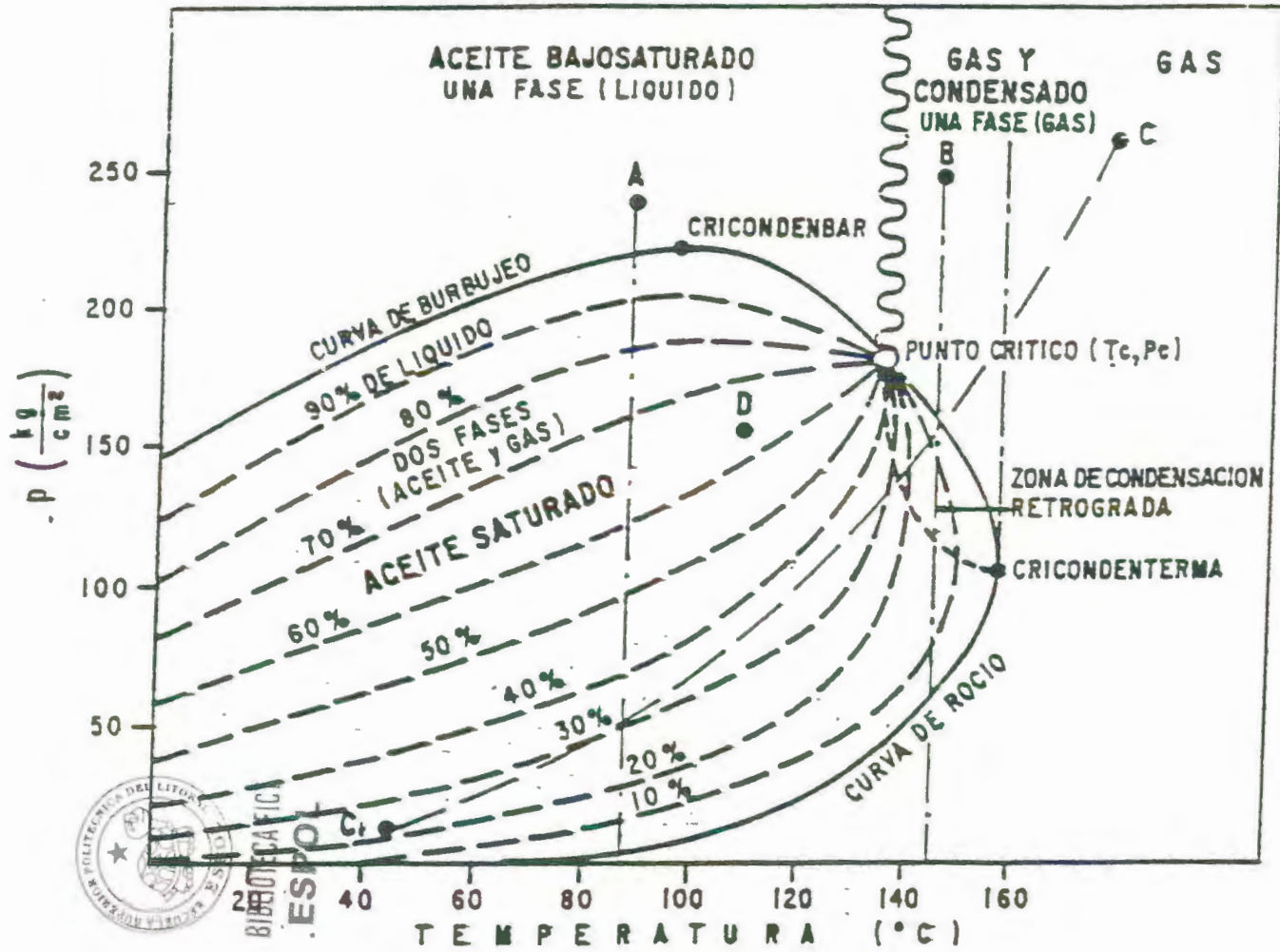


FIGURA # 6

CARTA DE PRESIONES DE VAPOR PARA HIDROCARBUROS LIGEROS.

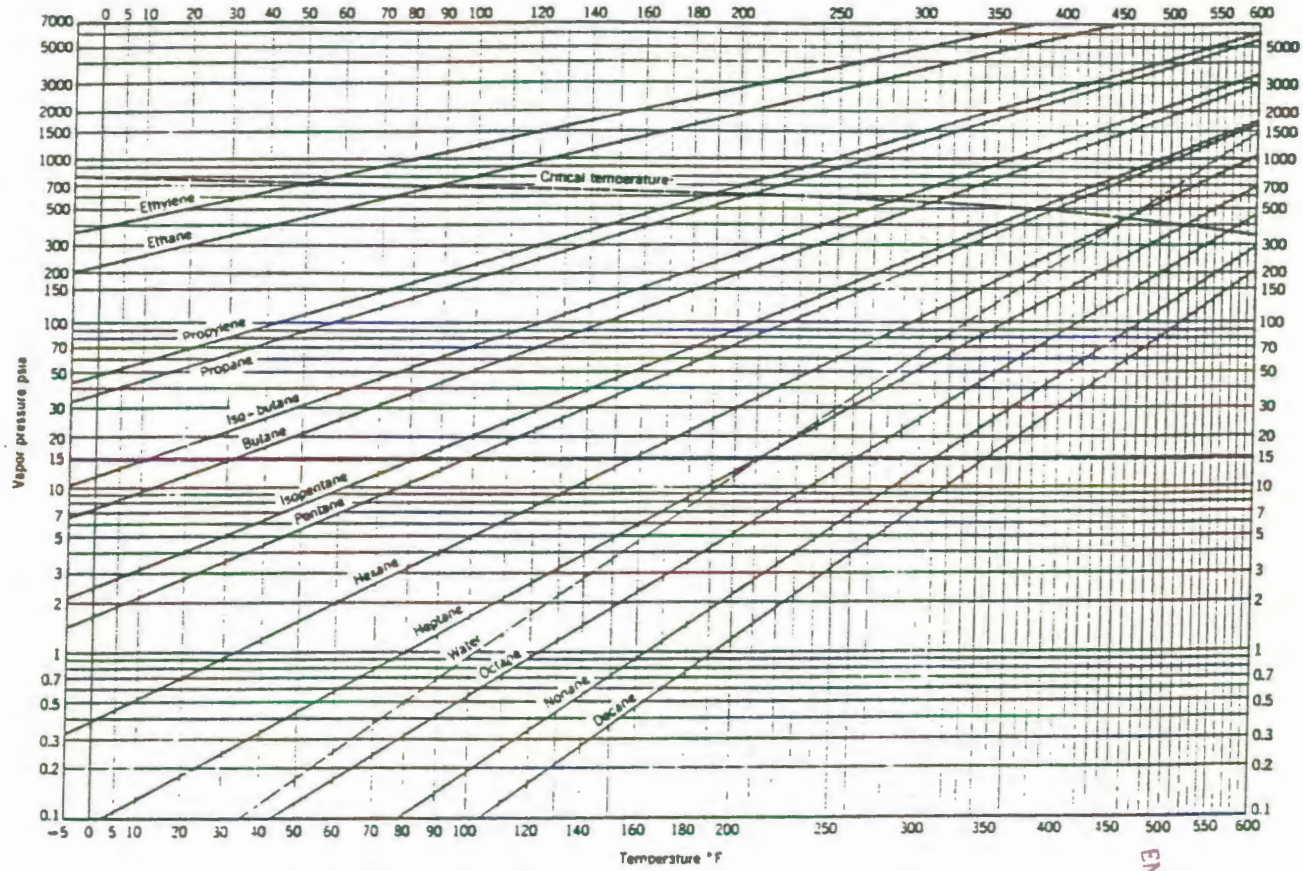


FIGURA # 7

EN CIENCIAS DE LA TIERRA
FACULTAD DE ING.



BIBLIOTECA

SEPARADOR HORIZONTAL.

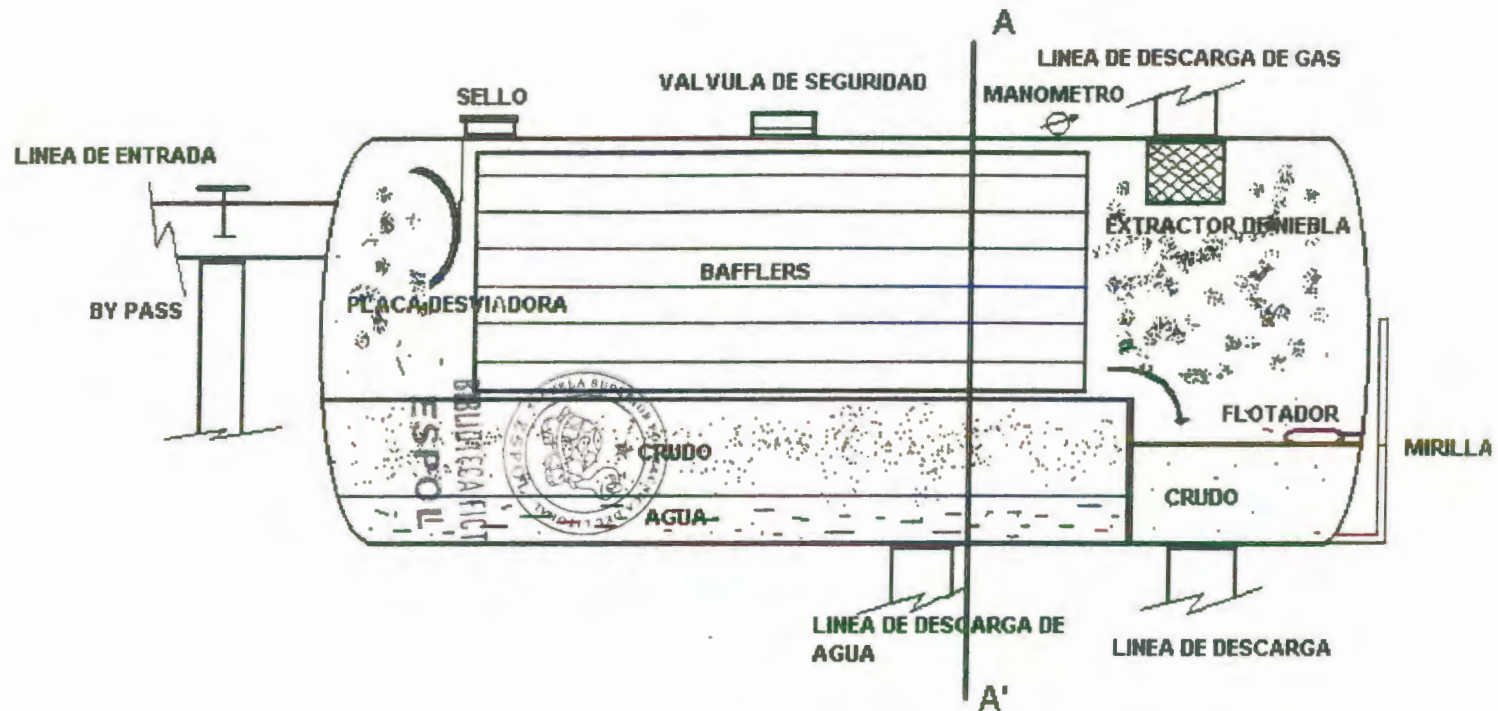


FIGURA # 8

**CORTE TRANSVERSAL AL SEPARADOR
HORIZONTAL.**

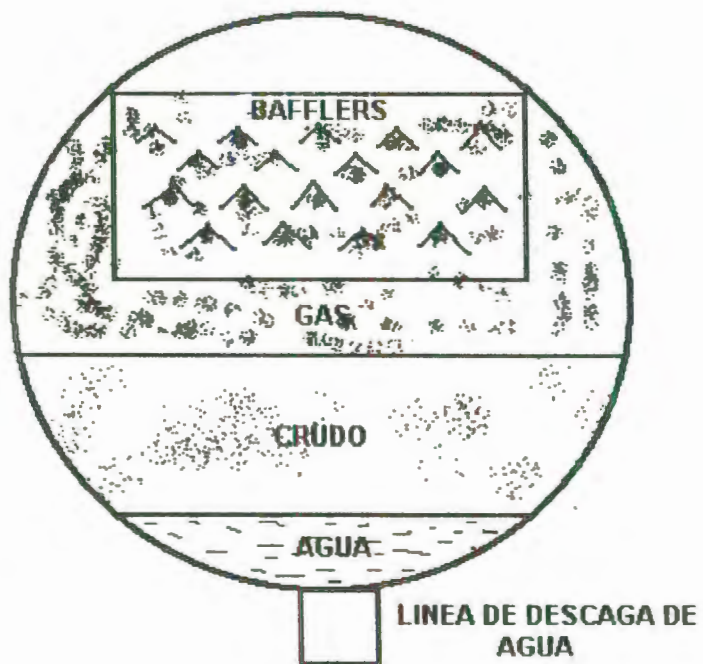


FIGURA # 8 b.

SEPARADOR VERTICAL

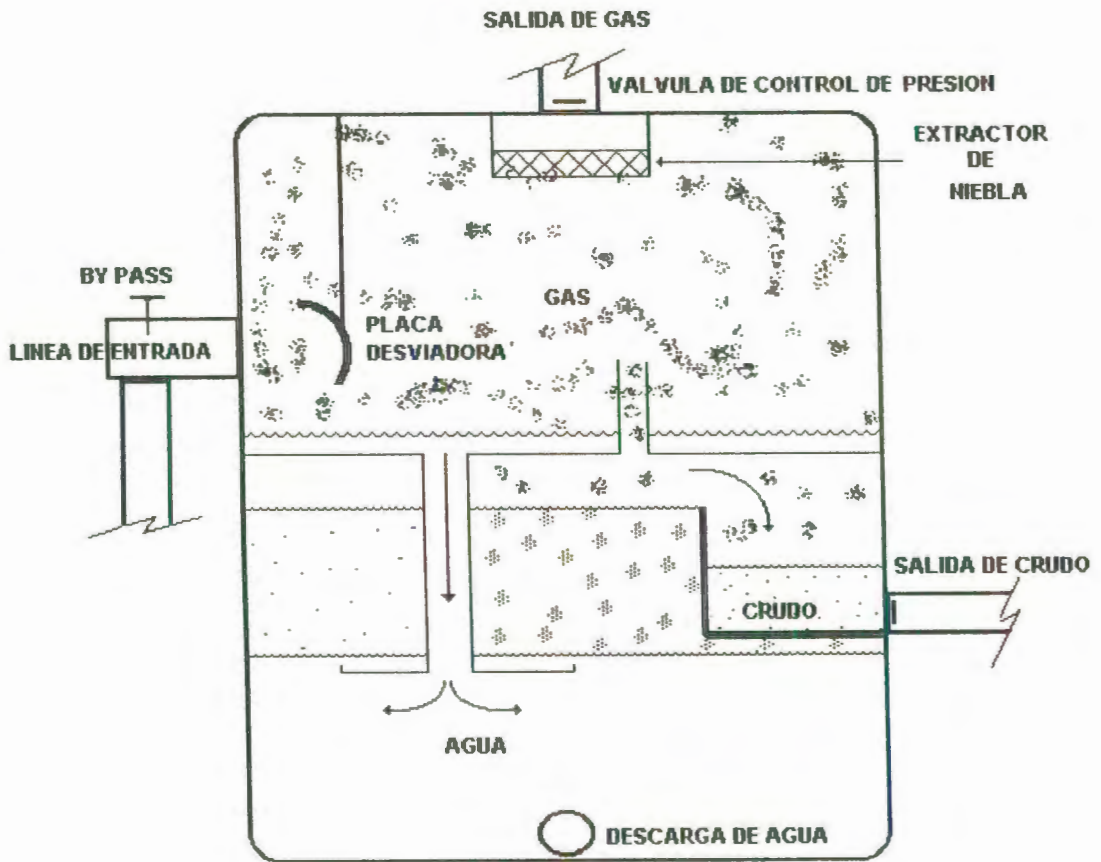


FIGURA # 9

MONTAJE DEL EQUIPO DE MEDICIÓN SOBRE LA LINEA DE ENTRADA AL SEPARADOR.

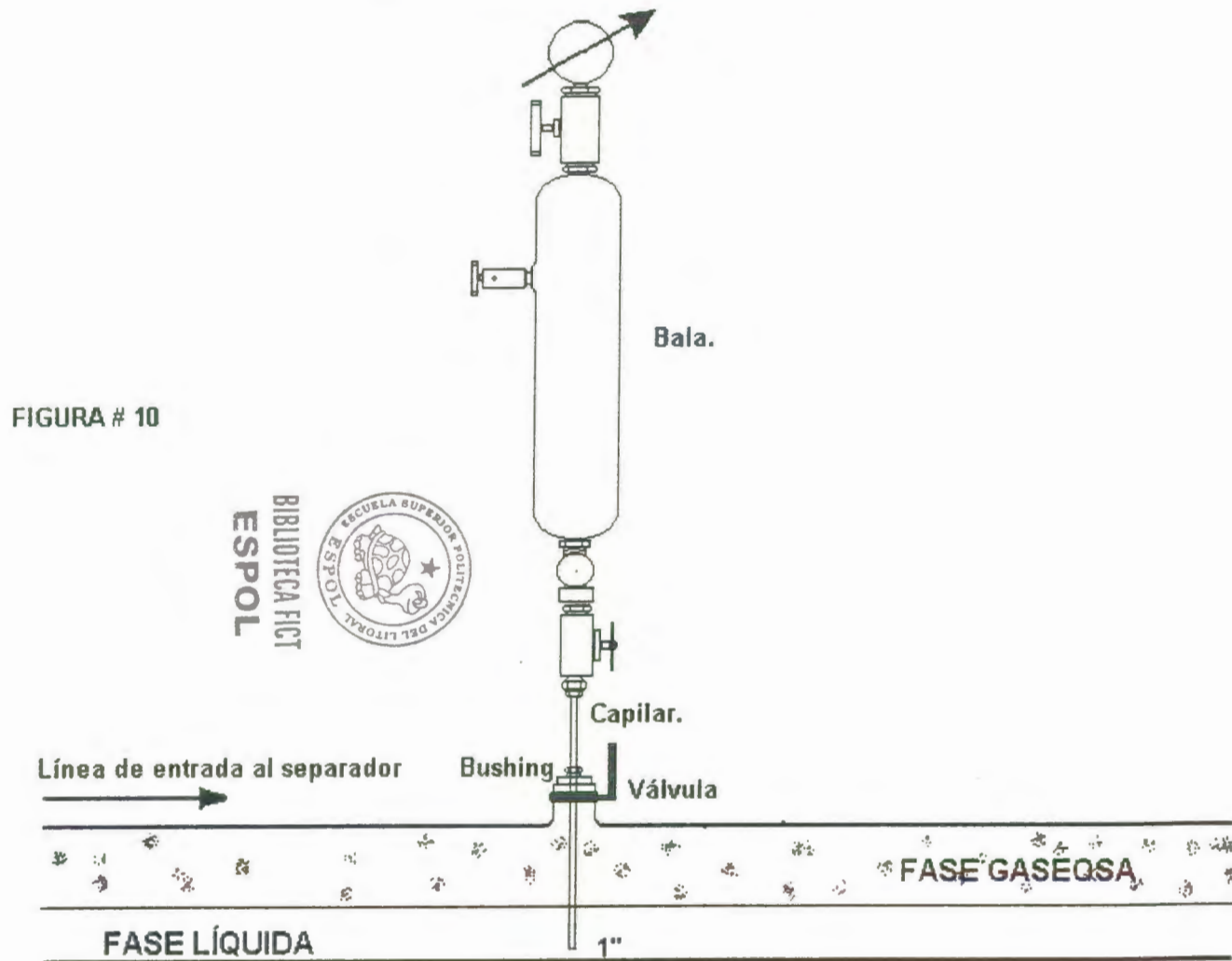
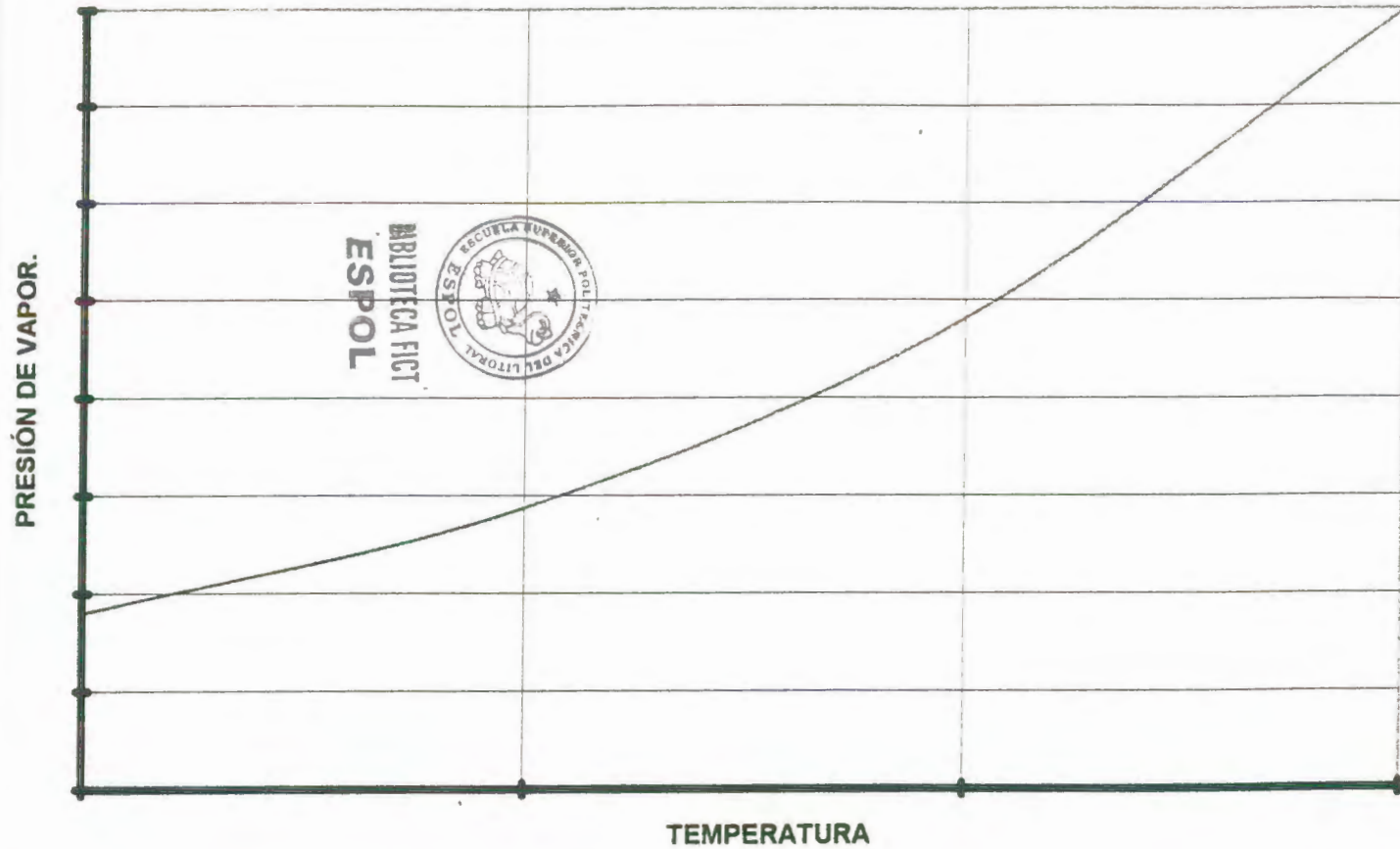


FIGURA # 11 : COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE VAPOR COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA PARA UN SISTEMA DADO.



**TOMA - MUESTRAS PRELIMINAR.
(BOTELLA).**

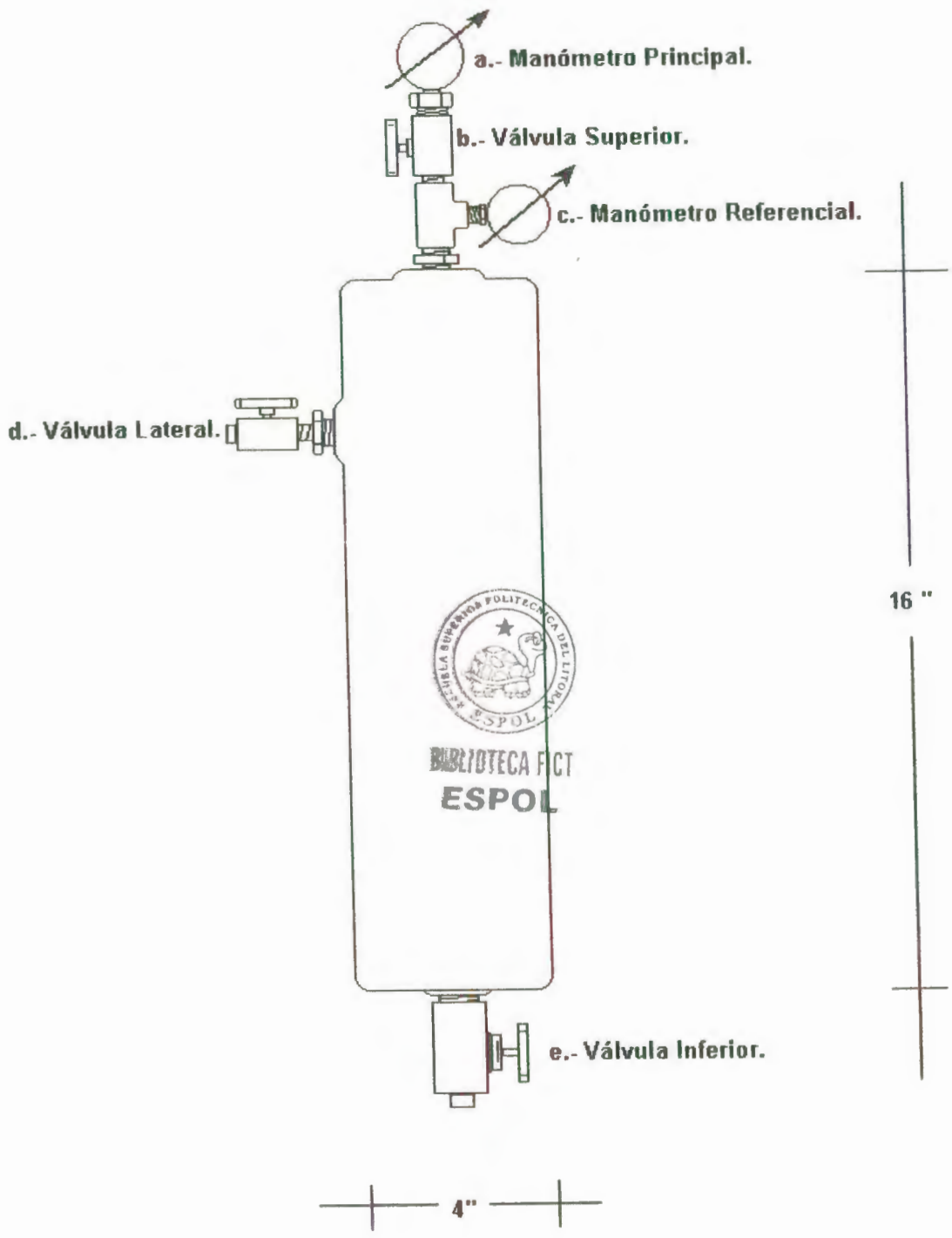


FIGURA # 12

**TOMA - MUESTRAS DEFINITIVO
(BALA)**

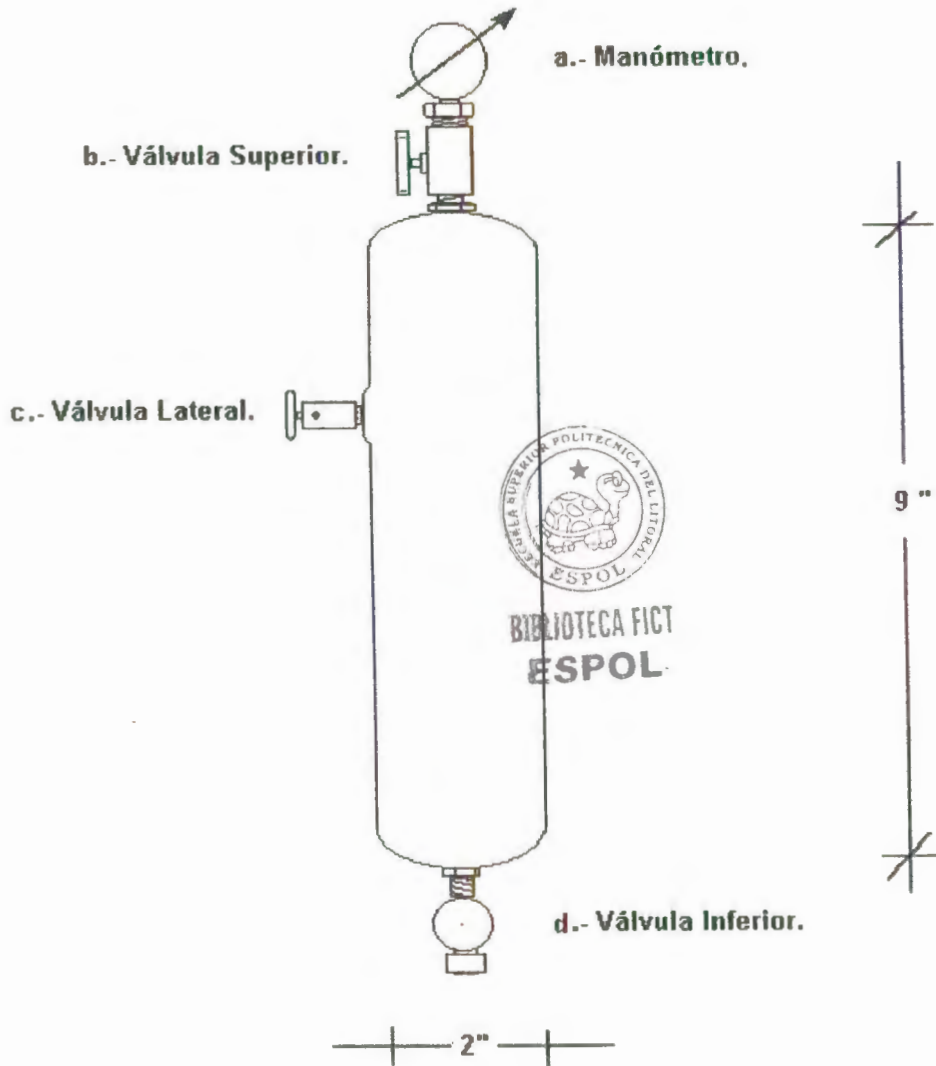


FIGURA # 13

BAÑO DE MARIA.

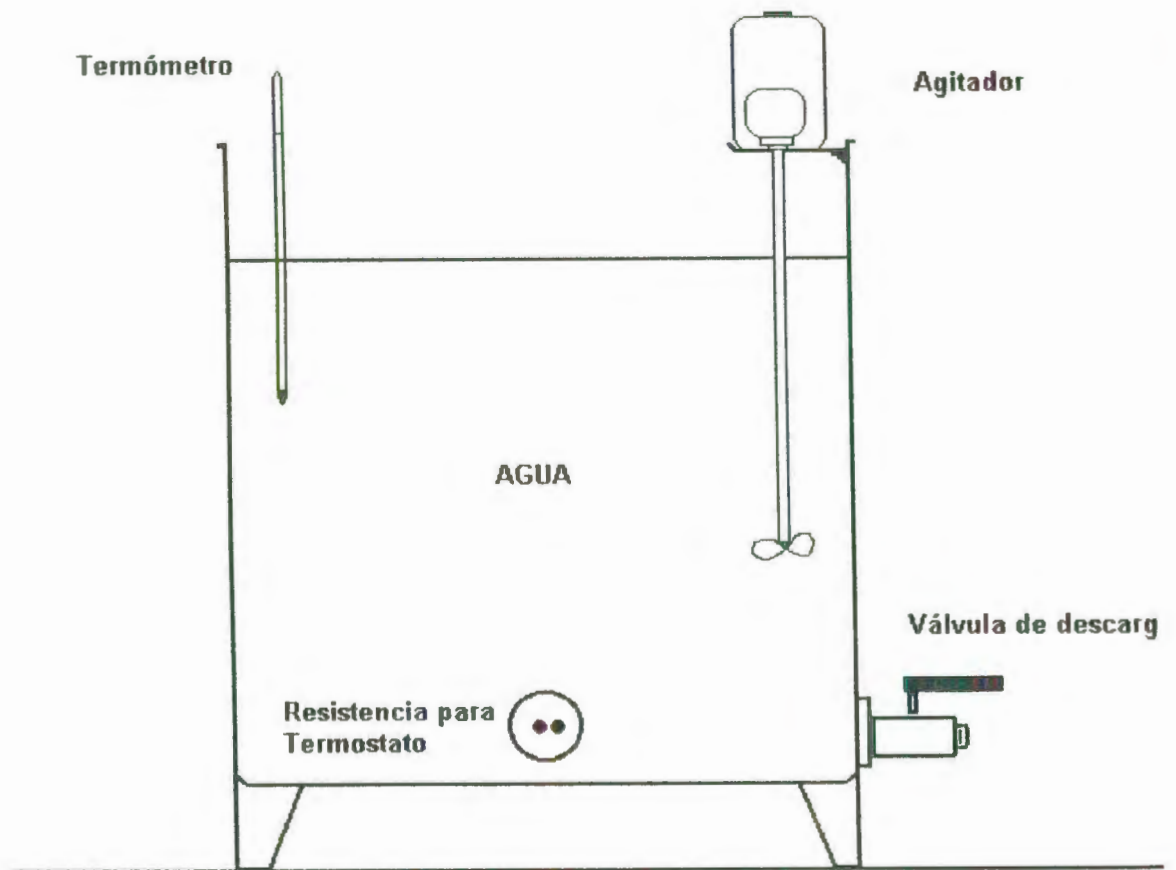
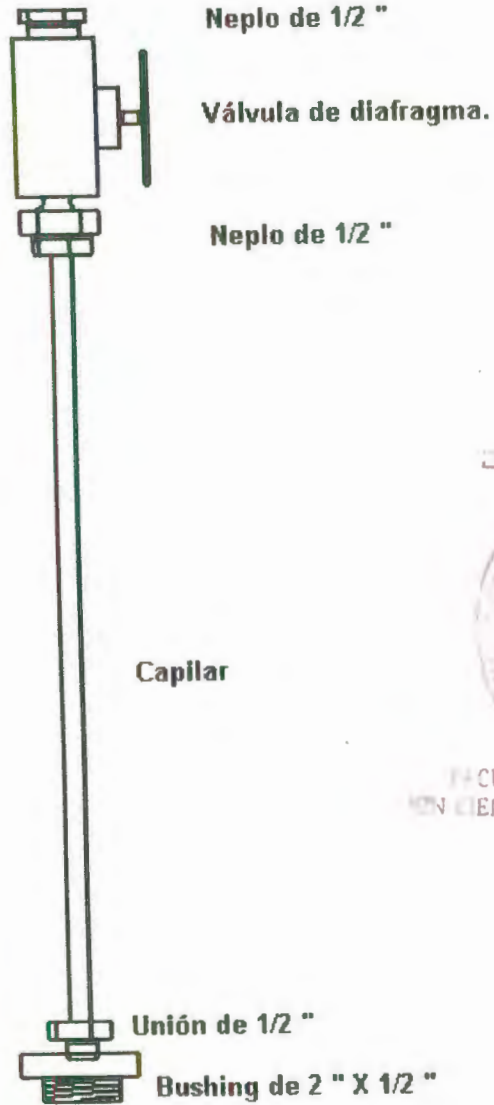


FIGURA # 14

CAPILAR



BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
Y CIENCIAS DE LA TIERRA

FIGURA # 15

PUNTOS DE LECTURA DE
TEMPERATURAS EN EL SEPARADOR.

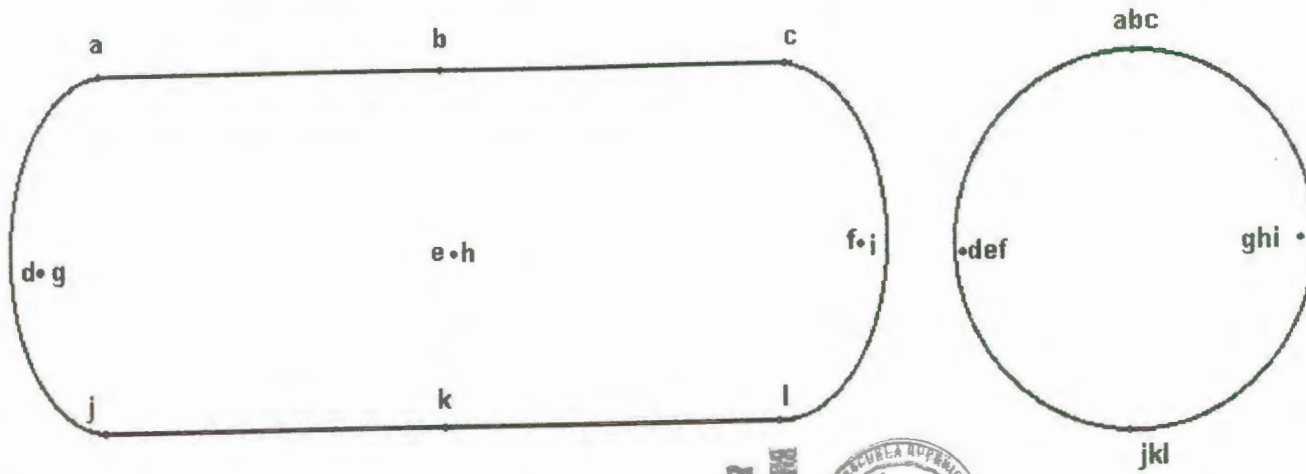
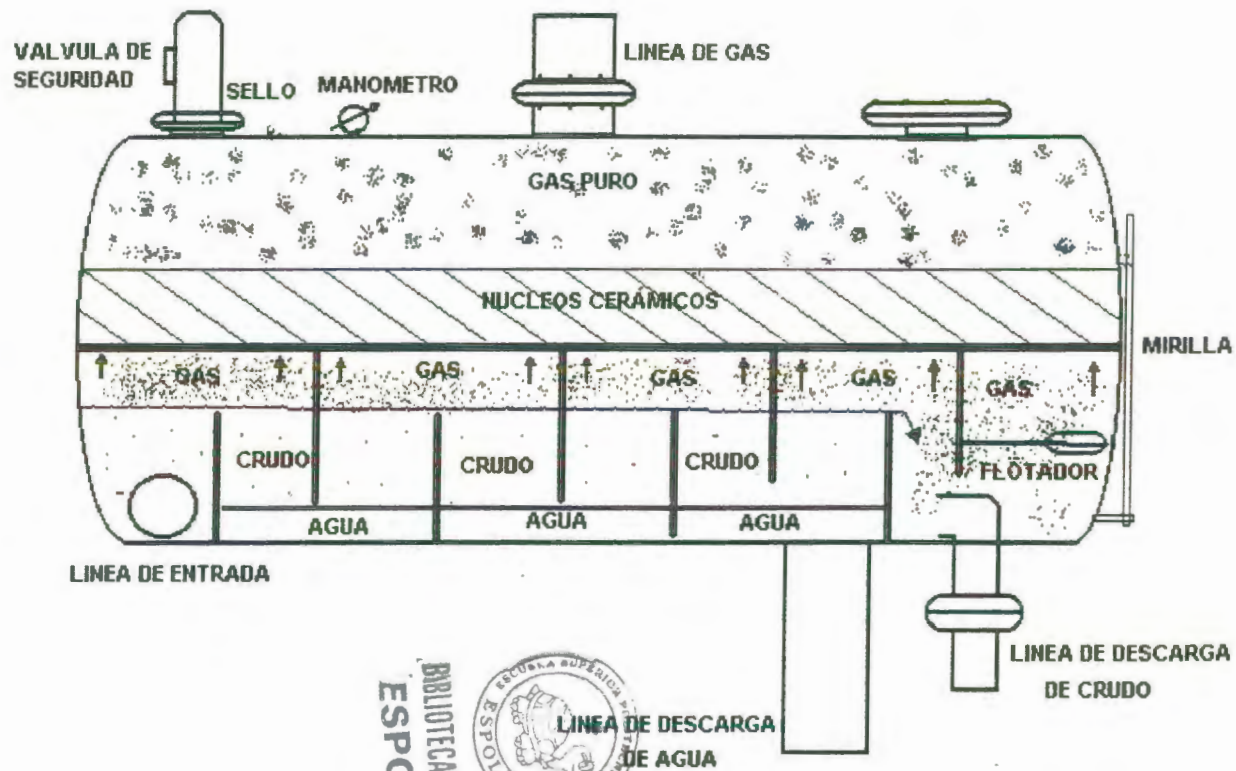


FIGURA # 16

BIBLIOTECA FICT
ESPOL



DISEÑO SUGERIDO PARA UN SEPARADOR TRIFASICO HORIZONTAL.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



FIGURA # 17

ELIOTEC



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

FOTOGRAFÍAS

FOTOGRAFÍA # 1



SEPARADORES DE PRODUCCION

BIOTECNA EIC
ESPO

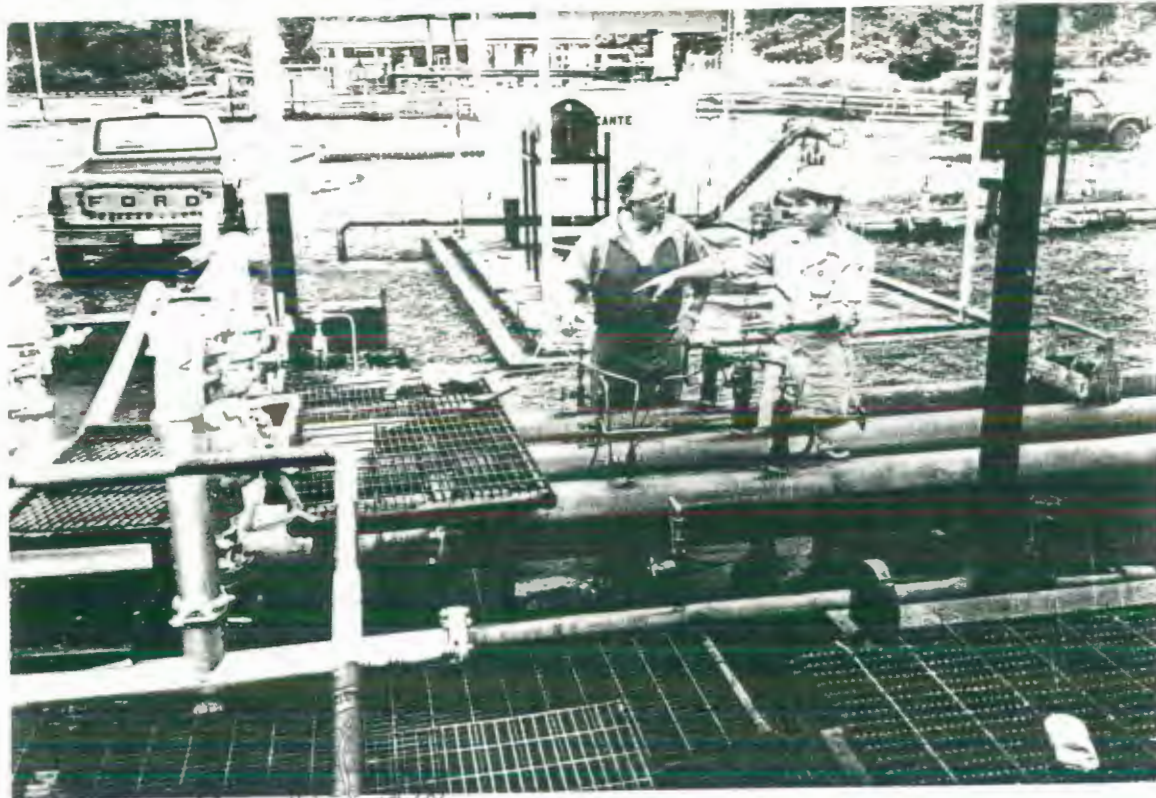


FOTOGRAFÍA # 2



MONTAJE DEL EQUIPO DE MEDICIÓN SOBRE LA LÍNEA DE ENTRADA AL SEPARADOR

FOTOGRAFÍA # 3



RECUPERACIÓN DE MUESTRAS A LA ENTADA DEL SEPARADOR.

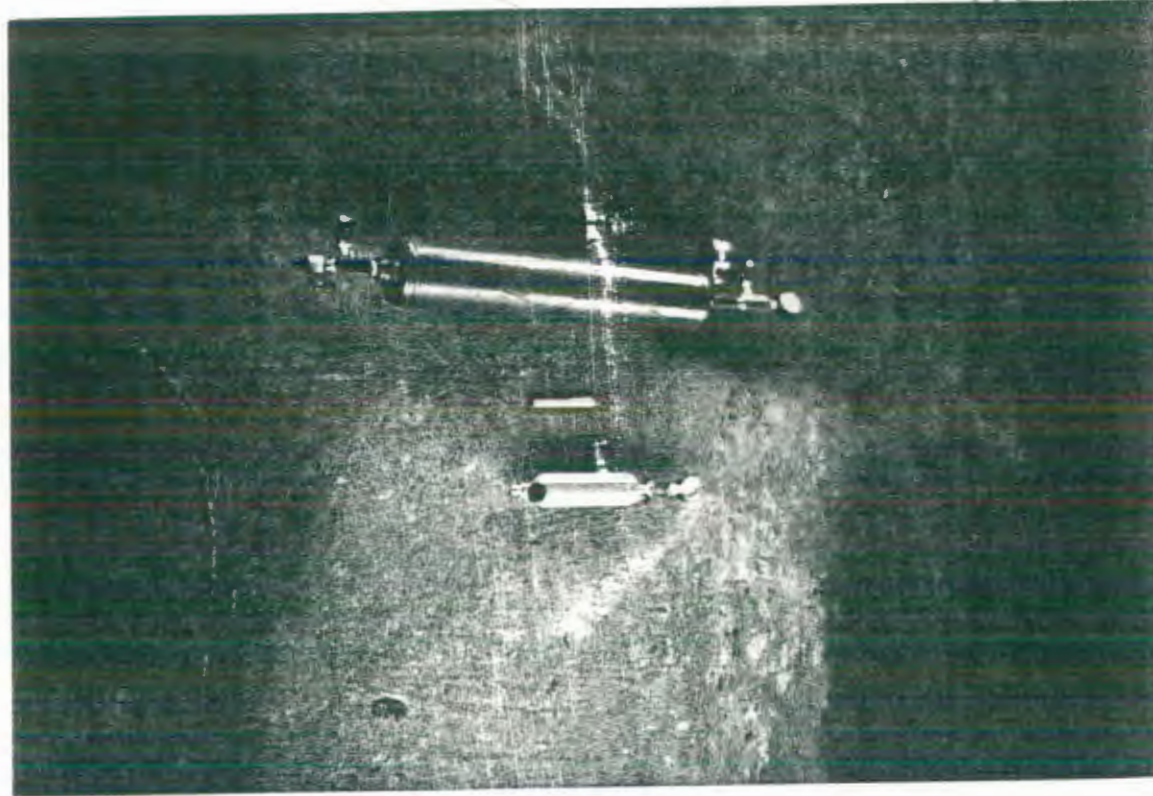
FOTOGRAFÍA # 4



RECUPERACIÓN DE MUESTRAS A LA SALIDA DEL SEPARADOR.

FOTOGRAFÍA # 5

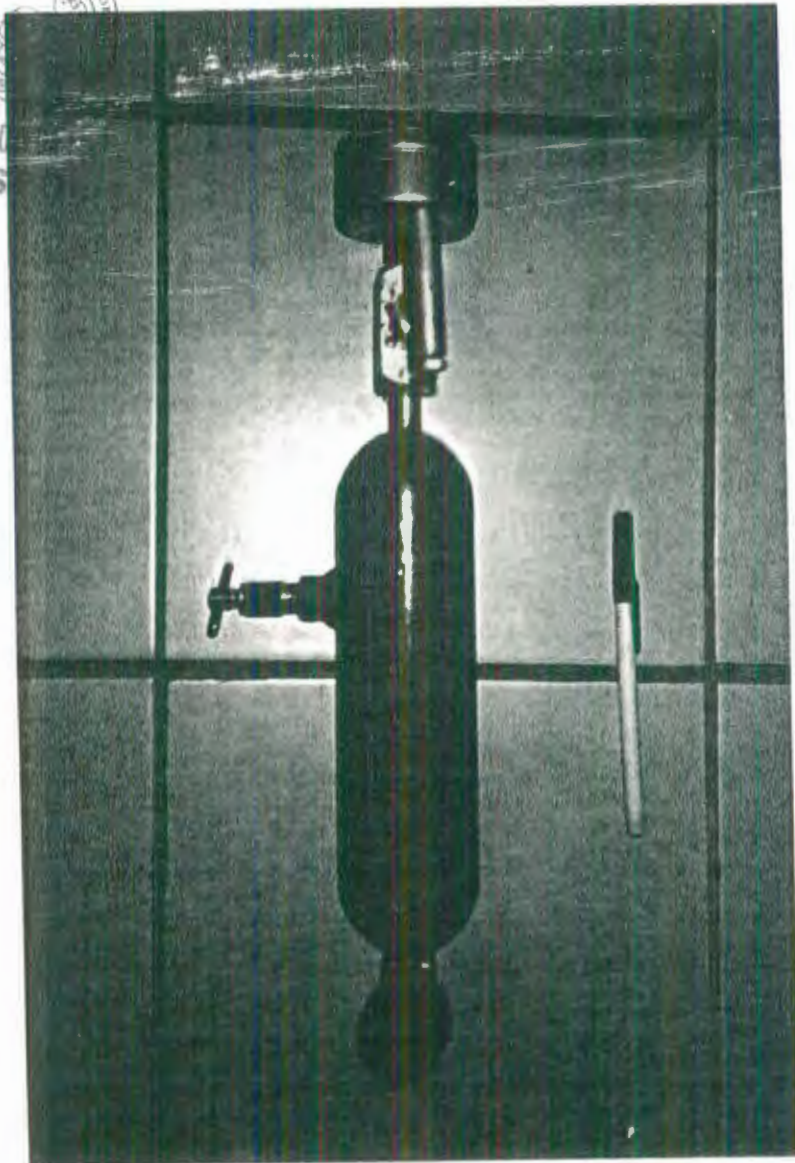
BIBLIOTECA
ESP



COMPARACIÓN DE LOS TAMAÑOS DE LOS TOMA - MUESTRAS

FOTOGRAFÍA # 6

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DE
BIBLI
ES



TOMA - MUESTRAS DEFINITIVO (BALA)

FOTOGRAFÍA # 7



BIBLIOT
ES



CAPILAR



UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN MARCOS
CALLE DE LA TIERRA

FOTOGRAFÍA # 8



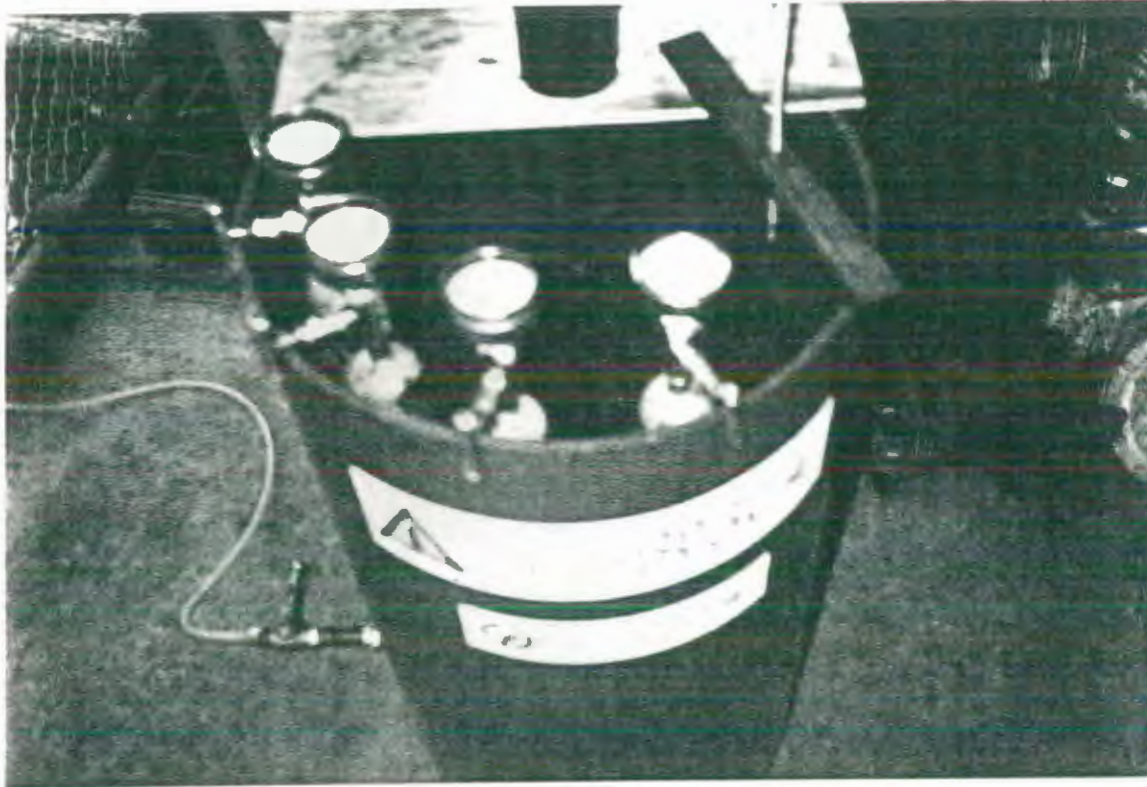
BIBLIOTECA FICT
ESPOL



BAÑO MARIA

FOTOGRAFÍA # 9

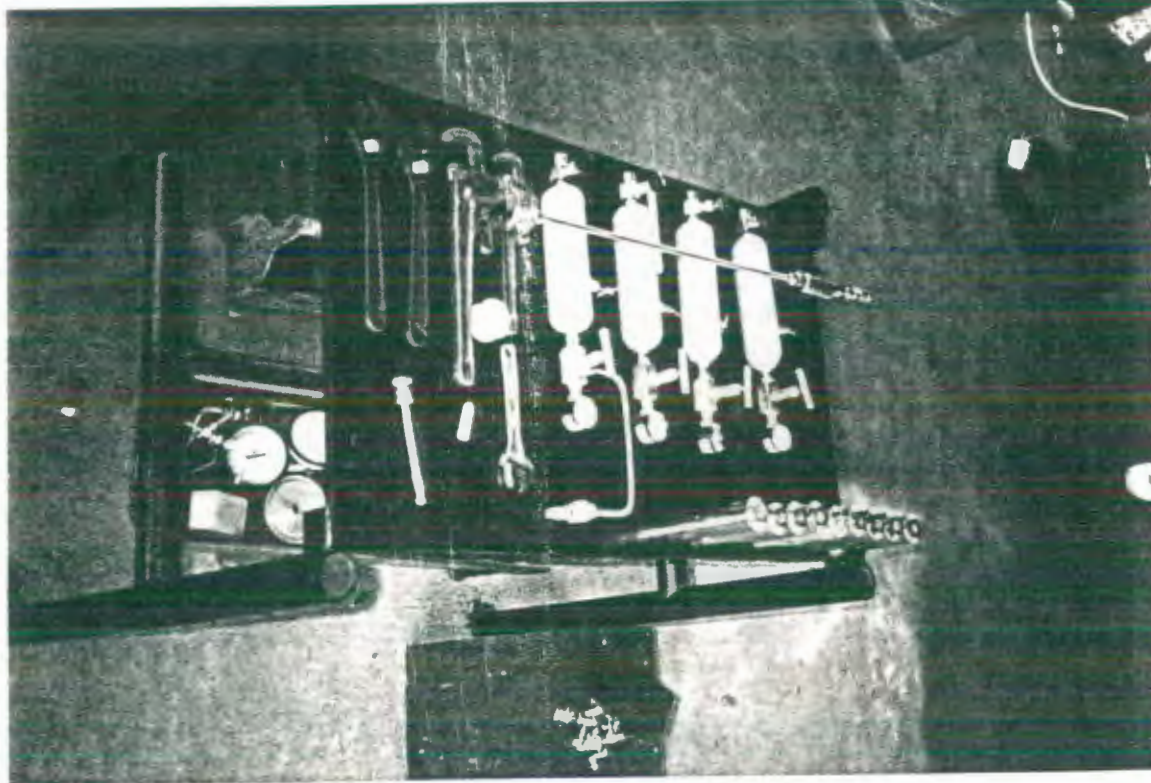
BIBLIOTECA
ESPO



BALAS SUMERGIDAS EN EL BAÑO MARÍA

FOTOGRAFÍA # 10

BIBLIOTECA FIC
FSPOL

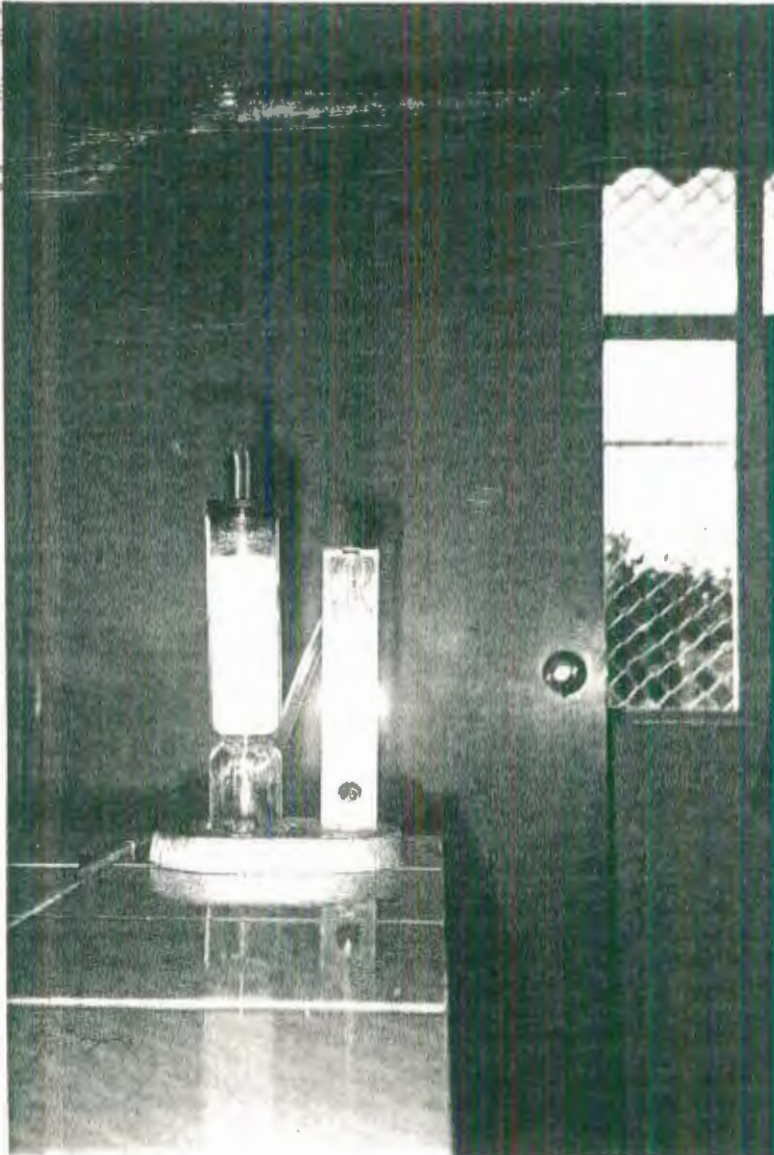


MATERIAL NECESARIO PARA LA RECUPERACIÓN DE LAS MUESTRAS

FOTOGRAFÍA # 11



BIBLIOTECA FIC
ESPOL



ROTÁMETRO

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
CIENCIAS DE LA TIERRA

BIBLIOGRAFIA

1. UREN, Lester Charles. " Ingeniería de Producción de Petróleo ". Editorial Continental S.A. Primera edición en español. Junio 1965. Pag. 679 - 700
2. PAZMIÑO URQUIZO, Jorge. " Sistemas para diseñar instalaciones superficiales de producción ". Editorial Continental. Tercera edición. Tomo II. 1993. Pag. 199 - 263.
3. SALAS, Guillermo José, " Equipos de Producción de Petróleo ". Universidad de Zulia. Maracaibo 1965. Apéndice IV.
4. CAMBELL, John M. " Elements of processing ", The Gas Oil Journal, Vol. 53, # 45. Marzo 1995. Pag. 1 - 71.

5. PEREZ PALACIOS, Ramiro. "Ingeniería de Gas Natural : Propiedades y Comportamiento de Fases", Politécnica del Litoral. Parte II. 1979. Pag. 1 - 60.
6. FRICK, Thomas C. "Petroleum Production Handbook". SPE of AIME. 1962. Volumen II. Cap. 16 - 18.
7. ROMO, Luis A. "Química - Física". Editorial Lumasa. 1978. Pag. 204 - 230.
8. PAZMIÑO URQUIZO, Jorge. "Flujo Multifásico en Tuberías". Empresa Estatal Petrolera del Ecuador. Petroecuador. 1989. Pag. 1 - 33.
9. VERNON, Smith. "Oil and Gas Separators", Petroleum Production Handbook. Vol. I. Dalla 1962. Cap. 11.
10. CAMPBELL, John M. "Gas Condition and Processing". The Campbell Group. 1978. Cap. IV y VII.
11. CRAF and HOWKINS, "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Chemical Engineering Series. 1959. Cap. II.
12. BURCIK, Emil J. "Properties of Petroleum Reservoir Fluids". International Human Resources Development Corporation.