622-3882
ROB

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

"OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE GAS LIFT DEL CAMPO LIBERTADOR"

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO DE PETROLEOS

Presentada por

Félix Santiago Robledo Arteaga

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Guayaquil - Ecuador

2006

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

"OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE GAS LIFT DEL CAMPO LIBERTADOR"

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Presentada por:

Félix Santiago Robledo Arteaga

GUAYAQUIL – ECUADOR



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2006

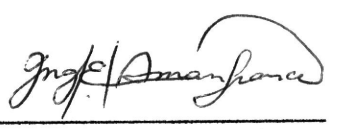
AGRADECIMIENTO

Agradezco a todas y a todos los que hicieron posible la culminación de este trabajo aunque no las nombre, les debo una inmensa gratitud. Sin ellas y Sin ellos no soy nada...

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Jorge Calle
PRESIDENTE



Ing. Héctor Román
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Kléber Malavé T.
VOCAL

Ing. Gabriel Colmont
VOCAL

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

FÉLIX SANTIAGO ROBLEDO ARTEAGA
AUTOR DEL TÓPICO

RESUMEN

El presente trabajo trata de la Optimización del Sistema de Gas Lift del Campo Libertador. Este campo se ha caracterizado por tener una alta producción de gas y buenas presiones de fondo por lo que ha favorecido la implementación de este sistema, sin embargo, el número de pozos que funcionan con Gas Lift en estos últimos años se ha ido disminuyendo.

La optimización se la realiza debido a que en este campo hay pozos que funcionan con este sistema con una eficiencia relativamente baja, es decir, inyectando una gran cantidad de gas para obtener poca producción; además las instalaciones en superficie están subutilizadas.

Primeramente se realiza una lista de los mejores pozos candidatos a ser cambiados a Gas Lift. Tanto a los pozos a ser cambiados como a los que actualmente producen con bombeo neumático se escoge un caudal de inyección óptimo para producir la mayor cantidad de petróleo. Una vez obtenido el caudal de producción óptimo, se diseñan las completaciones y se calcula la calibración de cada válvula.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Posteriormente analizamos que mejoras se deben hacer en superficie para optimizar los pozos existentes e incorporar pozos nuevos. Estudiamos el

actual Balance de Gas que nos indica como se maneja el gas en la superficie y que uso y destino tiene.

Posteriormente realizamos nuevo Balance de Gas que nos señale los cambios en el uso del gas luego de la optimización así como las ganancias y pérdidas en nuestro nuevo balance.

Finalmente con todos los cambios realizados, los gastos hechos y la ganancia en producción obtenida (tomando en cuenta la declinación de la producción) realizamos el Análisis Económico y exponer las conclusiones y recomendaciones de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN I

ÍNDICE GENERAL III

ABREVIATURAS V

SIMBOLOGÍA VI

ÍNDICE DE FIGURAS VII

ÍNDICE DE TABLAS VIII

INTRODUCCIÓN 1

CAPITULO # 1

Fundamentos teóricos del Levantamiento Artificial

1.1 Sistemas de Levantamiento Artificial 3

1.1.1 Métodos de Levantamiento Artificial 3

1.1.2 Selección del Sistema de Levantamiento Artificial 4

1.2 Proceso de Gas Lift 10

1.2.1 Introducción al Sistema de Gas Lift 10

1.2.2 Tipos de Sistemas de Levantamiento de Gas 12

1.2.3 Factores que inciden en la Selección de Gas Lift 20

1.2.4 Válvulas de Levantamiento a Gas 26

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO # 2

Descripción del Campo Seleccionado.

2.1 Ubicación Geográfica..... 42

2.1 Generalidades del Campo..... 43

2.2.1 Historia del Campo Libertador 43

2.2.2 Pozos Perforados..... 45

2.2.3 Características del Fluidos..... 46

2.2.4 Información General del Campo..... 47

CAPITULO 3

Selección de Pozos para Optimización

3.1 Pozos produciendo con Gas Lift..... 53

3.2 Pozos para cambio de tipo de levantamiento a Gas Lift..... 54

3.3 Análisis de las características de los pozos seleccionados..... 63

3.4 Diseño de las completaciones de los pozos seleccionados..... 70

3.5 Problemas de corrosión e incrustaciones..... 79

CAPITULO 4

Instalaciones Superficiales

4.1 Sistema de compresión..... 88

4.2 Línea madre y ramales de Gas Lift..... 104

4.3 Deshidratación del gas..... 106

4.4 Optimización del sistema de alimentación al Gas Lift y Wärtsilä..... 109

4.5 Facilidades en locación..... 116

CAPITULO 5

Análisis Técnico-Económico de la Optimización del Gas Lift.

5.1 Costos de la Implementación de pozos al Sistema de Gas Lift..... 118

5.2 Costos del mejoramiento de la Facilidades de Superficie..... 123

5.3 Análisis técnico de la Optimización de Gas Lift..... 126

5.4 Análisis económico de la Optimización de Gas Lift..... 130

CAPITULO 6

Conclusiones y Recomendaciones.

6.1 Conclusiones..... 134

6.2 Recomendaciones 136

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ABREVIATURAS

bb:	Barriles (1 bb=0.159 metros cúbicos).
BAD:	Barriles de agua por día.
BES:	Bomba electro sumergible.
BHA:	Completación de fondo.
BPD:	Barriles de petróleo por día.
CO_2:	Dióxido de Carbono.
ft.:	Pies (1 pie = 0.348m).
GL:	Gas Lift.
GLS:	Gas Lift Survey, medición de presiones y temperaturas de un pozo operando con Gas Lift.
H_2S:	Sulfuro de hidrógeno.
m:	Metro.
No.:	Número.
PCD:	Pies cúbicos estándar por día.
PIC:	Pichincha
ppm:	Partes por millón.
psi:	Libras por pulgadas cuadraras. Presión manométrica.
psia.:	Libras por pulgadas cuadraras. Presión absoluta.
Prof.:	Profundidad.
SCF:	Pies cúbicos estándar.
SEC:	Secoya.
SHU:	Shuara.
SSQ:	Shushuqui.
STB:	Barril a condiciones estándar.
Temp.:	Temperatura.
TIR:	Tasa interna de retorno.
US$:	Dólares de Estados Unidos de América.
Valv.:	Válvula.

SIMBOLOGÍA

A_b:	Área del fuelle
A_p:	Área del orificio
BSW:	Corte de agua
β_o:	Factor volumétrico de formación del petróleo
G_{fa}:	Gradiente de fluido sobre el punto de inyección.
G_{fb}:	Gradiente de fluido bajo el punto de inyección.
GOR:	Relación Gas-Petróleo.
IP:	Índice de productividad.
P_b:	Punto de Burbuja.
P_c:	Presión de apertura.
P_d:	Presión en el domo psia.
$\overline{P_r}$:	Presión Promedio del yacimiento.
P_r, P_{ws}:	Presión estática del reservorio.
P_{so}:	Presión de inyección en la cabeza.
P_t:	Presión originada por el fluido en el tubing.
P_{vo}	Presión del casing.
P_{wf}:	Presión fluyente de fondo.
P_{wh}:	Presión en el cabezal del pozo.
Q	Caudal de producción.
Q_i	Caudal de Inyección.
Q_L	Caudal de la Producción líquida.
R:	A_p / A_b
Z	Desviación de gas ideal.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1.1	Bombeo mecánico.
Figura 1.2	Bomba Mecánica.
Figura 1.3	Esquema del bombeo hidráulico jet.
Figura 1.4	Esquema de una etapa de bomba eléctrica.
Figura 1.5	Esquema de un pozo de Gas Lift.
Figura 1.6	Eyector de petróleo Brear.
Figura 1.7	Gas Lift , Flujo Continuo.
Figura 1.8	Gas Lift Flujo Intermitente.
Figura 1.9	Esquema de una válvula de Gas Lift
Figura 1.10	Válvula accionada por fluido.
Figura 1.11	Esquema de válvulas balanceadas.
Figura 1.12	Esquema de válvulas desbalanceadas.
Figura 2.1	Mapa del Campo Libertador Oeste.
Figura 2.2	Mapa campos Secoya, Pichincha, Shushuqui y Shuara.
Figura 2.3	Historial de producción del Campo Libertador.
Figura 3.1	Herramienta de registro mecánico de corrosión Kinley.
Figura 4.1	Compresor Ajax vista izquierda.
Figura 4.2	Compresor Ajax vista frontal.
Figura 4.3	Compresor Superior, Motor desarmado.
Figura 4.4	Compresor Ajax Superior vista frontal.
Figura 4.5	Compresor Superior.
Figura 4.6	Compresor Ajax Superior, parte compresor
Figura 4.7	Esquema de placa de orificio.
Figura 4.8	Esquema del registrador de presiones.
Figura 4.9	Esquema del manifold del registrador de flujo.
Figura 4.10	Vista de los separadores de la estación Shuara
Figura 4.11	Esquema de los compresores Ajax.
Figura 4.12	Esquema de los compresores de la Estación Sucumbíos.
Figura 4.13	Línea madre actual.
Figura 4.14	Esquema de balance de Gas.
Figura 5.1	Cambios sugeridos a la Línea Madre.

ÍNDICE DE TABLAS

		Pág.
Tabla I	Curva de Flujo Bifásico Vertical.	
Tabla II	Peso de la columna de gas.	
Tabla III	Gradiente fluyente de temperatura para diferentes caudales	
Tabla IV	Paso de un caudal de gas para varios orificios	
Tabla V	Balance de Gas (Parte 1).....	111
Tabla VI	Balance de Gas (Parte 2).....	112
Tabla VII	Balance de Gas (Parte 3).....	112
Tabla VIII	Costos de operaciones de Wire line.....	119
Tabla IX	Costo de registro Kinley.....	121
Tabla X	Costos estimados por cambio de tubería.....	122
Tabla XI	Costos de mejoramiento de facilidades de Superficie.....	125
Tabla XII	Producción de los pozos para abril de 2006.....	126
Tabla XIII	Producción Estimada.....	127
Tabla XIV	Incremento esperado de producción por pozo.....	128
Tabla XV	Balance de Gas Estimado (Parte 1).....	129
Tabla XVI	Balance de Gas Estimado (Parte 2).....	129
Tabla XVII	Balance de Gas Estimado (Parte 3).....	130
Tabla XVIII	Flujo de Caja.....	133

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

INTRODUCCIÓN

La fuerza que desplaza al petróleo dentro del yacimiento proviene de la energía natural que tienen los fluidos que están almacenados y comprimidos en el mismo. La energía que de hecho hace al pozo producir es el cambio de presión existente entre el yacimiento y el pozo; si ese cambio de presión es suficientemente grande, el pozo fluirá naturalmente hasta la superficie aprovechando solamente la energía natural del yacimiento. [1]

Cuando la energía natural asociada con el petróleo no es suficiente para que se produzca una presión necesaria para lograr que los fluidos lleguen hacia la superficie a un volumen suficiente, se colocará una forma de levantamiento artificial a ser instalado con el fin de brindarle energía al petróleo para mantener la producción y presión de fondo fluyente deseadas.

Al implementar un sistema de Levantamiento Artificial estamos incrementando el costo de producción del petróleo, pero si ese aumento en el costo nos trae como beneficio mayor producción de petróleo, ese petróleo nos pagará el sistema colocado para mejorar la producción.

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
ESPOL
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

[1] Manual para Aumentar la Eficiencia del Levantamiento a Gas por Jack Blann y John Martínez

Por otro lado si producimos a una tasa demasiado alta el contacto agua-petróleo podría subir de nivel de una manera rápida, ocasionando que el porcentaje de agua producida se vea incrementado reduciendo el tiempo de vida y las reservas recuperables del yacimiento.

Por esta razón la producción de los pozos en un campo de petróleo tiene se tiene que hacer de una manera óptima; en otras palabras cada pozo se debe producir a un caudal tal que la vida productiva del pozo sea lo mas larga posible para producir la mayor cantidad de reservas posibles, pero realizarlo de una manera que se obtenga una buena ganancia económica.

Entonces podemos definir el Levantamiento Artificial como el sistema o conjunto de operaciones que aumenta la energía del pozo con el fin de producir a un caudal determinado manteniendo una presión de fondo fluyente.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
ESPOL
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO # 1

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

1.1 Sistemas de Levantamiento Artificial

1.1.1 Métodos de Levantamiento Artificial

Los 4 sistemas de Levantamiento Artificial que se utilizan comúnmente para la producción de petróleo son:

- Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico
- Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico.
- Levantamiento Artificial por Bombeo Eléctrico.
- Levantamiento Artificial por Gas.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Bombeo Mecánico.- Este sistema consiste en una sarta de varillas de acero, roscadas una con otra hasta llegar a la posición

en que se encuentra la bomba y transmiten desde un equipo en superficie la energía que hace trabajar una bomba de pistón reciprocante en el subsuelo (Fig. 1.1).

Las varillas están sujetas a un funcionamiento mecánico que por lo cual se encuentran expuestas a esfuerzos de estiramiento, encogimiento y vibración. Cada varilla se encuentra roscada una con otra hasta llegar a la posición en que se encuentra la bomba. La bomba se encuentra en el fondo del pozo y se le transmite el movimiento desde el balancín a través de varillas que hacen su recorrido por dentro del tubing. En la parte final de la sarta de varillas hay una válvula check y en la parte inferior de la bomba hay otra. Al descender, la válvula superior se abre permitiendo el paso del líquido encima de la válvula check, mientras está cerrada la válvula inferior. Al subir las varillas se abre la válvula check de la parte inferior permitiendo que el fluido del yacimiento entre al tubing y la válvula check de la sarta de varillas se cierra y posibilita que el bache de petróleo se eleve.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Entre las ventajas que tiene este sistema es que es de operación simple, se puede ver si el equipo esta operando desde una distancia considerable, puede operar con bajas presiones de

fondo, la presencia de gas no afecta considerablemente a la operación y es el sistema menos costoso de levantamiento artificial. Entre sus desventajas está que no puede trabajar a grandes profundidades y trabaja con un caudal bajo.

Bombeo Hidráulico.- En este sistema la energía con que opera la bomba de profundidad es transmitida mediante un fluido en movimiento que hace que esta bomba trabaje. Desde una central el fluido motriz (petróleo o agua) es bombeado a los diferentes pozos mediante un sistema de distribución de líneas de alta presión. Existen dos tipos de bombeo hidráulico, el **sistema de fluido motriz cerrado,** en el cual el fluido motriz no se mezcla con los fluidos del pozo, regresando por una tubería paralela. Generalmente se usa este sistema cuando el fluido motriz es agua. El segundo sistema es el de **fluido motriz abierto**, en el cual los fluidos tanto motriz como de formación se mezclan y llegan a superficie por el espacio anular.

Hay 2 tipos de bombas en el bombeo hidráulico: la bomba de pistón y la Bomba jet. En el primer caso en cada pozo el petróleo motriz circula hacia abajo por el tubing, operando el motor hidráulico que mueve la bomba que está acoplada empezando a

desplazar el fluido de formación al espacio anular donde se mezcla con el fluido motriz. Esta mezcla llega a superficie para proceder a separarse sus diferentes componentes: agua, gas y petróleo. Tiene como ventajas poder operar a diversas profundidades o en pozos direccionales, pero el fluido motriz debe ser limpio y de viscosidad baja y el pozo debe tener un GOR bajo.

En el bombeo hidráulico con la bomba jet no se usan partes móviles a diferencia de la bomba de pistón, se bombea trasfiriendo energía desde el fluido motriz al fluido del pozo. El fluido motriz es inyectado a alta presión, para luego pasar a través de la bomba jet donde el diámetro de flujo se reduce drásticamente aumentando la velocidad del fluido motriz creado una caída de presión que hace que juntos el fluido motriz y el fluido de yacimiento, lleguen a superficie (Fig. 1.3). Tiene como ventajas de poder trabajar con fluidos contaminados y de operar a cualquier profundidad, pero la eficiencia mecánica es baja.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Bombeo Eléctrico.- Este sistema de levantamiento artificial utiliza un motor eléctrico en el subsuelo para dar energía a un flujo para ayudarlo a llegar a superficie por medio de una bomba centrífuga. La parte rotativa del impulsor aumenta la velocidad del flujo usando

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

fuerzas centrífugas y la parte estacionaria (el difusor) convierte esa fuerza centrífuga en presión, para el fluido ir luego a la siguiente etapa (Fig. 1.4).

Idealmente un pozo debe producir con una presión de fondo superior a la presión de burbujeo, con la finalidad de mantener el gas en solución a la entrada de la bomba, esto en muchos casos no es posible por lo cual el gas debe separarse del líquido antes de la entrada a la bomba para alcanzar una máxima eficiencia y evitar la cavitación, para esto se hace necesario instalar un separador de gas centrífugo el cual elimina el gas del fluido y lo retorna al espacio anular, con la cual el fluido libre, sin gas, se dirige hacia la bomba.

Levantamiento a Gas.- este sistema consiste en levantar los fluidos de un pozo mediante el uso de un gas a alta presión que se inyecta en la columna de fluido en algún punto debajo del nivel de fluido estático para así alivianar la columna y producir con la energía natural del pozo (Fig. 1.5).

1.1.2 Selección del Sistema de Levantamiento Artificial

Cada campo y pozo tiene diferentes características. Para un pozo puede ser ventajoso más de un sistema de levantamiento artificial, y se puede ser recomendado uno u otro método; además que también pueden intervenir otros factores más al momento de la selección.

Como fue expuesto antes el ingeniero tiene varios objetivos al seleccionar el sistema y los equipos de levantamiento artificial. El objetivo principal es producir el mayor volumen y aprovechar de mejor manera las reservas mientras que el secundario es que ese sistema trabaje de la manera más económica posible, pero también teniendo en consideración las desventajas. Pero en gran medida depende de la preferencia que tenga el ingeniero con uno u otro sistema de levantamiento. Para seleccionar la instalación más económica se deben considerar dos factores de costo: el costo de instalación inicial y el costo de operación[1].



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

[1] Manual para Aumentar la Eficiencia del Levantamiento a Gas por Jack Blann y John Martínez

Debido a que son muchos los factores que afectan el costo tanto inicial como operacional de los sistemas de levantamiento artificial, es difícil determinar qué sistema resultaría mejor en ese sentido. A continuación se mencionan algunos de los factores que afectan la elección del tipo del sistema de levantamiento artificial:

- Profundidad de levantamiento
- Tasa de producción
- La productividad del pozo
- Índice de productividad
- La presión del yacimiento
- La cantidad de gas en solución
- La ubicación del pozo
- Las propiedades del fluido y gas
- Costo y la disponibilidad del gas de inyección
- Costo y la disponibilidad de la energía eléctrica
- Contenido de escala y parafinas
- Temperatura del pozo
- Distancia entre los pozos
- Producción de arena
- Corte de agua

1.2 Proceso de Gas Lift

1.2.1 Introducción al Sistema de Gas Lift

En 1797 el ingeniero de minas Carl Emanuel Lascher estudió aplicaciones del aire comprimido para levantar fluidos en un laboratorio. Al principio del siglo XVIII se ha utilizado gas para remover el agua de los túneles en las minas desde entonces se considera que es un método muy eficiente para remover considerables volúmenes de fluido. En la producción de petróleo la primera vez que se utilizó Gas Lift fue en Pensilvana en 1865. La primera patente en Norteamérica para un "eyector de petróleo" fue concedida por A. Bear en 1865 (Fig. 1.6). Desde ahí hasta 1900 se otorgan muchas patentes para herramientas de levantamiento a gas pero este tipo de levantamiento no fue muy popular hasta que fue usado en la costa del Golfo las 2 primeras décadas del siglo XX, en la tercera década del siglo XX se usó con gran popularidad en el Campo Seminole en Oklahoma; entre 1929 y 1945 se patentan aproximadamente 25000 válvulas de flujo diferentes con el fin de optimizar las tasas de producción.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

El Gas Lift al igual que el flujo natural, utiliza como principal fuente de energía, el gas comprimido la diferencia es que en el flujo

natural esta energía ya existe en el yacimiento, mientras que en el Levantamiento Artificial la energía es introducida desde el exterior en forma controlada.

El principio básico en que se basa el Levantamiento Artificial por Gas Lift, consiste en reducir la densidad del petróleo que se encuentra en la tubería de producción, disolviendo el gas que se inyecta en el fluido existente, en otras palabras se aumenta la relación gas-petróleo (GOR). Este tipo Levantamiento utiliza la energía del gas comprimido que se introduce al Tubing mediante válvulas, que permiten levantar los fluidos del pozo a superficie, sea en forma continua o a intervalos regulares.

El método de Levantamiento por Bombeo Neumático envuelve todo un sistema de bombeo que consiste esencialmente de:

1. Fuente de gas a alta presión, que puede ser un equipo comprensor de gas que aumente la presión del gas producido o de cualquier otro gas; o un pozo productor de gas a alta presión.

2. Un sistema de control a la cabeza del pozo (válvula o estrangulador ajustable con un medidor de caudal de gas). El

control de superficie tiene como misión regular el caudal de gas dentro del anular y el medidor de gas tiene la función de cuantificar el volumen del gas inyectado.

3. Sistema válvulas y mandriles para controlar el gas en el subsuelo.

4. Equipo de manejo y almacenamiento del fluido producido y del gas recirculado.

Para resumir los componentes principales para operar un sistema de Gas Lift son:

En superficie: líneas de gas, control de inyección y compresores.

En subsuelo: Tubería de producción mandriles y válvulas.

1.2.2 Tipos de Sistemas de Levantamiento de Gas



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Se pueden implementar dos tipos de levantamiento a gas, según las condiciones del sistema, pudiendo ser estos flujos continuo y flujo intermitente.

1.2.2.1 Flujo continuo.

Es un método para producir un pozo inyectando el gas de una manera continua y controlada por las válvulas de inyección. Este tipo de flujo es el que más se asemeja al natural. Cuando inyectamos el gas trae como consecuencia la reducción de la densidad de la columna de fluido desde el punto de inyección de gas hasta la superficie. Esta disminución de la densidad del fluido permite que la presión del yacimiento sea suficiente para mantener el pozo en producción, en otras palabras la energía propia del yacimiento se utiliza para levantar el fluido ayudado por la inyección de gas. La presión de fondo fluyente (P_{wf}) debe ser suficiente para levantar el fluido desde el fondo hasta cierto nivel en la tubería (Fig. 1.7).

Dos factores importantes a considerar para diseñar un levantamiento a gas de flujo continuo son la presión del gas de operación y el volumen del gas de operación (la presión y volumen con que se inyecta en la válvula de operación). Podemos reducir la presión en el fondo del pozo cuando aumentamos la presión de gas en la válvula lo que hace

bajar el punto de inyección y aumenta el volumen de gas que se inyecta. Mientras menor sea la profundidad en la que se puede inyectar el gas, menor es el volumen de gas necesario.

El levantamiento a gas con flujo continuo tiene ventajas para pozos de alta capacidad, pozos que produzcan arena, o el levantamiento se hagan por tuberías de diámetro pequeño. Además que tiene la ventaja que se puede controlar la inyección de gas con un estrangulador (aunque muchas veces es difícil encontrar uno adecuado). Otra ventaja es que es posible mantener constante una presión al fondo del pozo (aunque no es aconsejable que llegue a niveles muy bajos) y el gas inyectado se produce de una manera constante.

Para determinar el punto de inyección de gas, al producirse la mezcla, se baja el gradiente de la columna de producción para que la presión de fondo pueda levantar los fluidos hasta la superficie y aún registrarse una presión en el cabezal que permita el flujo hasta las facilidades de separación.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La presión de fondo fluyente será:

$$P_{wf} = P_{wh} + G_{fa}L + G_{fb}(D - L)$$

Donde:

P_{wf} : Presión fluyente de fondo

P_{wh} : Presión en el cabezal del pozo

G_{fa} : Gradiente de fluido sobre el punto de inyección

L: Profundidad del punto de inyección

G_{fb} : Gradiente de fluido bajo el punto de inyección.

D: profundidad del pozo.

De estos términos P_{wf} y G_{fb} están en dependencia con la tasa de producción y características del pozo. P_{wh} es función de la producción del pozo y de las restricciones de superficie y presión del separador. G_{fa} y L dependen del volumen y presión del gas inyectado.

Este sistema puede ser utilizado en pozos de alto índice de productividad y con una presión de fondo relativamente alta y podríamos variar el diámetro de la tubería dependiendo de

la producción deseada. Así podríamos producir entre 2000 y 20000 BPD produciendo por un tubing de diámetro normal y hasta 80000 BPD produciendo por el casing. [2]

1.2.2.2 Flujo intermitente

En este método la inyección de gas es instantánea y a grandes volúmenes, con alta presión por un periodo muy corto de tiempo, la expansión del gas de alta presión debajo de la columna de fluido levanta esa columna hacia la superficie en forma de un tapón, mediante la inyección y expansión de gas que es suministrado a dicha tubería, este tipo de levantamiento es de operación cíclica, pues en un cierto tiempo se levanta un tapón de fluidos, luego del cual se cierran las válvulas, se forma un nuevo tapón y se vuelve a levantar el nuevo tapón y así sucesivamente. Este proceso se divide en tres periodos: el primer es de alimentación (se llena la tubería con el tapón líquido para luego inyectar el gas), el segundo es un periodo de levantamiento por expansión del gas y el tercero un periodo de reducción de

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

[2] Manual de Ingeniería de Producción, Facultad de Ingeniería UNAM, México D.F.

presión para el desalojo del gas usado durante el levantamiento y así se repite el proceso (Fig. 1.8).

Este método tiene gran eficiencia en pozos con las siguientes características: tasas de producción bajas o medianas (menos de 300 BFD en tubería de 2 pulgadas), baja presión de fondo, punto de inyección profundo y pozos de baja productividad.

Cualquiera que sea el tipo de levantamiento por Gas Lift empleado, no hay que olvidar el principio de este sistema es reducir la contrapresión de la columna de fluidos en el pozo sobre la cara de la formación, por lo cual hay que tomar en cuenta dos factores que permiten obtener este objetivo: La presión de operación y el volumen de gas de inyección.

En ambos tipos de flujo (continuo o intermitente) se realizan dos operaciones importantes que son, operación de regulación del pozo y operación de descarga.

a. <u>Operación de Regulación del Pozo.-</u> en ambos tipos de flujo el objetivo básico es obtener la producción deseada

usando la menor cantidad de gas inyectado. Con este fin el operador deberá controlar en superficie el volumen de gas inyectado.

Cualquier contrapresión del fluido en superficie trae como consecuencia un aumento de la presión del cabezal del pozo, lo cual acarrea una disminución de la eficiencia. Todo diseño trabaja a determinada presión de cabezal y si aumenta esta, las primeras válvulas permanecerán abiertas sin permitir al pozo operar con las últimas válvulas lo cual reduce su eficiencia.

La contrapresión se debe mantener tan baja como sea posible. Las causas de una excesiva contrapresión pueden ser pozos ubicados lejos de la estación, diámetro de líneas inapropiadas, que crean efectos similares a la estrangulación y conexiones malas, obstrucción por parafinas, etc.

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL ESPOL

La cantidad de flujo también se controla mediante una regulación apropiada de la tasa de entrada de gas en superficie. La inyección de gas debe ajustarse al volumen

BIBLIOTECA FICT ESPOL

más bajo que da la tasa de producción deseada (Curvas de optimización ver Capítulo 3).

Cualquier concepto general de que un ciclo más rápido y un periodo más largo de inyección de gas son necesarios para producir mas fluido, es erróneo. El máximo de ciclos en un pozo cualquier dependerá de la profundidad del pozo, del volumen de gas inyectado, de la tasa de flujo y del número de válvulas. En ambos tipos de flujo - continuo o intermitente – la contrapresión en superficie no debe usarse como un método de regulación o control, ya que este debe ser la más baja posible.

Si se reducimos la producción colocando estranguladores en la línea de flujo, traerá como secuela una eficiencia pobre en el levantamiento e incrementará la demanda de gas en el sistema.

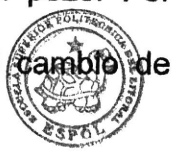
b. <u>Operación de Descarga.-</u> en la práctica los pozos con Levantamiento Artificial por gas sean de flujo continuo o intermitente se descargan de igual manera.

Cuando un pozo se hace producir por Gas Lift por primera vez, el espacio anular esta lleno de fluidos (fluidos de completación, residuos, etc.). Como es de suponer hay que "desocupar" el espacio anular para poder inyectar el gas desde el anular al tubing a través de las válvulas.

La descarga de un pozo que tiene válvulas que trabajan con la presión del fluido existente en el mandril se lo hace de igual forma que en pozos trabajando con válvulas operadas por presión del espacio anular.

1.2.3 Factores que inciden en la Selección de Gas Lift

En el momento en que se elige este tipo de levantamiento, se lo hace por que tiene una gran flexibilidad, pues trabaja para cualquier caudal de flujo y profundidad; además puede tener una sola unidad con fuente de alimentación distante del pozo. Por último este tipo de bombeo permite con facilidad el cambio de bombeo continuo a intermitente o viceversa.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Para aplicar este bombeo es necesario que las condiciones sean los más favorables y es resultado de combinar las características

del pozo y las del equipo para realizar un diseño óptimo. Entre estas características tenemos: índice de productividad (IP), porcentaje de agua producida (BSW), relación gas petróleo (GOR), presiones de fondo, diámetros de tuberías de producción y revestimiento, profundidad del pozo y, por supuesto el mecanismo del empuje del yacimiento.

Las características del equipo de operación, son los que tienen que ver con las válvulas, ya que ellas permiten el paso de gas a la tubería de producción.

A todos estos requisitos hay que agregar la condición básica, cual es que exista gas disponible para operar, sea a través de un pozo productor de gas o compresores de gas. Si el campo es pequeño o en pozos individuales no conviene este sistema, pues resultaría oneroso tanto por los requerimientos de gas, como por lo que concierne al diseño de las facilidades.

El diseño de los pozos no es otra cosa que determinar el tipo de válvulas a usar y calcular su espaciamiento, presiones de operación, de inyección, volumen de gas, etc.

Los pozos en que se aplica este sistema, pueden tener altos o bajos índices de productividad con altas y bajas presiones de fondo, por lo que se requiere un estudio exhaustivo para realizar la mejor combinación.

Los **factores de un yacimiento** que se toman en cuenta para elegir levantamiento neumático, son básicamente mecanismo de empuje, tipos de formación y formación productiva y otros.

Para Gas-Lift se puede elegir yacimiento con cualquier tipo de mecanismo de empuje: Agua, gas capa de, gas en solución o una combinación de ellos. Un yacimiento con alto gas en solución es candidato seguro a Levantamiento Artificial por Gas-Lift, aunque no tenga capa de gas, pero si la tiene mucho mejor.

Otro factor que sería determínate para usar un sistema de levantamiento neumático es la existencia de facilidades de producción, es decir contar con el equipo superficial adecuado tales como compresores, líneas adecuadas, gas suficiente, tipo de completación del pozo, presiones de fondo adecuado, etc.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Como se supone y es lógico que el equipo de superficie se lo puede adquirir o se lo tiene se considera más importante para el análisis, el tipo de completación, la capacidad de gas disponible y la historia de las presiones de formación del pozo.

Es importante tener conocimiento de la **completación** actual del pozo, esta información nos permite conocer por ejemplo tamaño y diámetros de las tuberías de producción y revestimiento, y su estado; con lo que podemos calcular volúmenes de gas y caudal de inyección (junto a otros requerimientos), si es conveniente producir por el tubing o por el **espacio** anular, etc. También es importante conocer (a través de registros), el estado de las tuberías, ver si hay problemas de corrosión y en que puntos de esta se presenta; de ello saldrá un programa de mantenimiento, que puede incluso incluir cambio de tuberías. Por último es importante conocer el tipo de completación, pues de ello se sabe que tipo de herramientas tiene el pozo (Camisas, etc.) y se puede colegir donde y en que condiciones se van a instalar los mecanismos para producir artificialmente (válvulas, camisas, mandiles, etc.).

Otro dato importante es la **Capacidad de Producción** que tiene el pozo; para ello es importante conocer la historia de las presiones de fondo del pozo (su restauración, etc.) pues ello nos permite conocer la capacidad productiva del pozo.

Podemos decir entonces que uno de los primeros pasos y más importante dentro del diseño de cualquier método de Levantamiento Artificial, es el de determinar o estimar la productividad del pozo a la profundidad deseada de operacional, esta tasa de producción no debe producir condiciones de agotamiento de nivel no tampoco a un nivel excesivo de fluidos.

El régimen de producción se puede determinar de varios métodos. Se considera al flujo del fluido similar al flujo de una sola fase cuando la presión fluyente (P_{wf})es mayor a la presión de burbuja (P_b) y el comportamiento de P_{wf} determinado por el índice de productividad constante.

$$IP = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \qquad (1)$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Q = caudal de producción (BFD)

P_r = presión estática del reservorio (Psi)

P_{wf} = presión fluyente de fondo al caudal Q (Psi)

Cuando la presión fluyente (P_{wf}) es menor a la presión de burbujeo (P_b) el flujo es un flujo multifásico y en este caso y en reservorios de empuje por gas en solución, generalmente es utilizada la ecuación de Vogel para la determinar la relación de compartimiento de Afluencia **(IPR).**

$$q = 1 - 0{,}2\left(\frac{P_{wf}}{p_r}\right) - 0{,}8\left(\frac{P_{wf}}{p_r}\right)^2 \qquad (2)$$

$$q_{\max} = q_b + q_x \quad (3)$$

$$q_b = IP(p_r + p_b) \quad (4)$$

$$q_x = \frac{IP \bullet p_b}{1.8} \quad (5)$$

La ecuación (5) resulta diferenciando la ecuación (2) con respecto a P_{wf}, bajo el punto de burbujeo.

En esta presentación se asume que la eficiencia de flujo es igual a uno, ya que daños del pozo u otros factores afectan a la eficiencia y el régimen de producción.

Como en la Historia de un pozo (aunque tenga Levantamiento Artificial) la presión de fondo fluyente está en constante

declinación, siempre es bueno conocer a fondo la historia de las presiones de un pozo, cuantas veces fue restaurada y los nuevos valores que tomó; todo esto es necesario porque nos permite rediseñar el Levantamiento Artificial.

Y por último es necesario conocer el **volumen total de fluidos** que queremos producir, que es un dato que es muy importante conocer, para de acuerdo ello, realizar los cálculos de nuestro requerimiento de gas que necesitamos inyectar, así como las facilidades en superficie.

Cuando la presión a la entrada de la válvula, es menor que la presión de burbuja, es necesario determinar el efecto del gas en el volumen de fluido a bombear a fin de seleccionar las válvulas apropiadas, para lo cual hay que determinar los volúmenes de petróleo, agua y gas libre.

1.2.4 Válvulas de Levantamiento a Gas



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Las válvulas en un sistema de levantamiento neumático son herramientas muy importantes para levantar el fluido a superficie, tienen la función de descargar el gas a la profundidad requerida

(punto de inyección del gas), con la presión de arranque disponible en superficie.

Básicamente funcionan como un regulador de presión, en la instalación de fondo de un pozo siendo su presión controlada por la presión impuesta en el fuelle o el resorte o la combinación de ambos.

En la operación de Gas-Lift por flujo continuo, la válvula debe enviar el gas del espacio anular al interior de la tubería de producción manteniendo la presión constante en el interior de la tubería para que de esta manera se inyecte la cantidad suficiente de gas para que suba a superficie y en la cantidad necesaria para impedir que se produzca petróleo en forma de tapón (flujo intermitentemente). De esta manera se obtiene la máxima eficiencia.

En la operación de Gas-Lift por flujo intermitente, se inyecta un volumen controlado de gas a una tasa instantánea alta, para lo cual la válvula debe ser capaz de permitir la mayor entrada de gas, abriendo tanto como sea posible su orificio de entrada, cuando acerca la apertura. De igual manera la válvula deberá ser capaz de

permanecer abierta totalmente hasta que llegue el momento de cierre. Para controlar la frecuencia de inyección y regular el gas inyectado se usa un controlador de superficie o un estrangulador de superficie. Estas válvulas deben abrirse instantáneamente y sin estrangularse para esto necesitan abrirse con un aumento mínimo de presión del revestimiento encima de la presión de apertura inicial.

CLASIFICACIÓN DE LAS VÁLVULAS DE GAS-LIFT

Pueden ser clasificadas:

Por su Aplicación:

a. Para flujo continuo.

b. Para flujo intermitente.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Por el tipo de Carga:

a. Válvulas cargadas con gas

b. Válvulas cargadas mecánicamente

c. Válvulas sin presión de carga

Por el tipo de Fluido:

a. *Balanceadas* (sin rango).

b. No balanceadas (con rango).

MECÁNICA DE VÁLVULAS

La válvula de levantamiento a gas no es más que un regulador de presión con un orificio corriente abajo donde la fuerza de control es suministrada por resortes o por los fuelles cargados a presión que pueden ser accionados por presión de la tubería (tubing) o presión de revestimiento (casing) dependiendo donde provenga la presión de control principal.

Los componentes principales de una válvula de levantamiento a gas son: el cuerpo, elemento de carga, elemento de reacción elemento de transmisión y orificio. El elemento de carga ejerce una presión sobre el elemento de reacción (fuelle), cuando la presión ejercida por el elemento de carga es menor a la presión ejercida por el gas inyectado habrá una fuerza que hará mover el elemento de transmisión permitiendo que el orificio se abra. (Fig. 1.9)

Las presiones de apertura y de cierre de la mayoría de válvulas están desbalanceadas debido a la diferencia de áreas donde se ejercen esas presiones. Cuando se cierra una válvula de flujo accionada por presión, la presión se ejerce sobre el área efectiva del fuelle menos el área del orificio de salida. Una vez que se abre solo se toma en cuenta el área del fuelle. Debido a que la presión de apertura actúa sobre un área menor que la de cierre, la presión necesaria para abrir la válvula es mayor que la que se requiere para cerrarla. A esta diferencia de presión se la conoce con el nombre de *rango*.

El elemento de carga puede ser un gas que está colocado a cierta presión en una pequeña cámara o un resorte que aplique una fuerza sobre el elemento de reacción: en todo caso el efecto es similar.

Existen válvulas accionadas por presión del fluido (el fluido producido del pozo), estas válvulas funcionan de una manera muy similar a las otras. El elemento de reacción tiene una presión de carga dada por el elemento de carga y por el otro lado una presión dada por el fluido, estas válvulas se abren usando la presión del el fluido producido como presión de control, en otras palabras el

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

fluido producido hace presión sobre el elemento de reacción para abrir la válvula (Fig. 1.10).

En la instalación de Gas-Lift, en la práctica, la presión de apertura de una válvula estará afectada por los siguientes factores:

- El aumento de temperatura hacia abajo en el pozo, hará que la válvula se abra a una presión mayor.
- La presión ejercida (originada) por la columna de gas en el anular, hace que la válvula se abra a una presión menor.
- La presión del Fluido en el tubing hará que se abra a presión menor.

El juego de estos tres factores nos da la misma presión real a la cual se abre la válvula.

Fuerzas en las Válvulas

La fuerza que mantiene cerrada la válvula es:

$$F_c = P_d A_b$$

La fuerza que abre la válvula

$$F_o = P_c\left(A_b - A_p\right) + P_t A_p$$

Despejando y arreglando:

$$P_c = P_d - P_t R \ ; \qquad \textbf{siendo } R = \frac{A_p}{A_b}$$

Donde:

P_d = presión en el cartucho (DOMO) psia.

A_b = Área del émbolo (Fuelle) pulg^2

P_c = presión de apertura (psia)

P_t = presión originada por el fluido en el tubing (psia)

A_p = área del orificio (port) pulg^2

Si no se toma en cuenta en los cálculos la presión de tubería. Se obtiene el máximo Rango, pero si se toma en cuenta este rango disminuye. En otras palabras el rango de la válvula disminuye a medida que aumenta la presión originada por la carga de la tubería.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

a.- Flujo intermitente la válvula consta de un cartucho de carga, un pistón (fuelle). Es relativamente simple. Su principio operacional es igual que la de cualquier válvula.

Como las Válvulas de G.L. intermitente no son balanceadas, tiene un rango mayor a cero, que significa que la válvula tiene diferentes presiones de cierre y apertura. Es decir la presión de cierre es siempre la misma (constante), pero la de apertura depende de la contra-presión de la tubería, que actúe sobre la misma.

El propósito de una válvula de Gas Lift intermitente es abrir totalmente, inyectado el gas bajo el tapón a ser elevado, razón por la cual es aconsejable que tenga un orificio grande, a fin de transmitir el gas rápidamente desde el casing al tubing.

El Rango siempre se arregla de acuerdo al tipo de instalación. En la mayoría de las instalaciones de Gas-Lift intermitente donde se va a utilizar las válvulas no balanceadas, se limita la relación $R = A_p / A_b$ para lograr el más eficiente uso del gas, pero al mismo tiempo no es deseable restringir el tamaño del orificio en las válvulas, a través del cual pasa el gas que debe fluir durante el ciclo de elevación del fluido. Se ha comprobado que se obtiene la mayor eficiencia en Gas Lift intermitente, cuando se usa válvulas con orificio grande.

El máximo rango de válvula se tiene, cuando la presión en la tubería de producción es cero. A medida que esta presión aumenta disminuye el rango de la válvula. Si se diseña ineficientemente una sarta de Gas-Lift, puede traer como consecuencia la utilización de un rango excesivo, debido a la gran tasa de transferencia de gas desde el casing hacia la tubería mientras la válvula permanece abierta.

b.- Válvulas de Gas-Lift con piloto para Flujo intermitente.- El objeto de usar piloto es proporcionar un orificio más grande y mantener un estrecho control sobre las características del rango de esta válvula.

Las válvulas con pilotos son una variación de las anteriores. (También son Cargadas a Presión). En estas válvulas se puede notar las siguientes características:

La Válvula tiene doble asienta: el área efectiva del orificio Ap es el tamaño del orificio pequeño o interior, mientras que el orificio grande o exterior se deja tan grande como sea posible. El rango de la válvula se controla por el orifico pequeño, pero el orificio

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

más grande es para el pasaje del gas cuando la válvula está abierta.

No hay que cambiar el tamaño principal del orificio más grande con el objeto de cambiar el rango. Se logra de esta manera más eficiencia.

c.- **Válvulas de fuelle para flujo continuo cargadas a presión.-** es similar a la de flujo intermitente pero con ciertas variaciones para que el gas pase continuamente. Tienen las siguientes características:

- Son similares a los de flujo intermitente, sino que adicionalmente tienen un estrangulador, antes del asiento (SEAT), el mismo que controla la presión del Casing (revestidor).

- Se usa un orificio restringido para que opere apropiadamente. En caso de que esta válvula se use para descargar el pozo, hay que espaciar las válvulas lo más próximas posibles (entre ellas).

- No tiene presión de cierre constante, como la intermitente que cierra a presión del cartucho (Dome).

Las fuerzas que actúan sobre la válvula son:

Fuerza cierre $F_c = P_d A_b$

Fuerza de apertura $F_o = P_c(A_b - A_p) + P_t A_p$

Rigen los mismos factores que en intermitente, pero la fuerza de cierre es diferente. En flujo continuo la válvula no tiene que caer a la presión del cartucho para cerrar.

La válvula cierra con una pequeña caída de presión en el tubing o en el casing, en cambio la válvula intermitente cierra cuando la presión en el casing, se iguala a la presión del cartucho.

Con el estrangulador variable en superficie, controlando la inyección en un regulador, no existen caídas de presión en el casing.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL ESPOL

La presión originada por la columna de fluido en el tubing puede cambiar debido a:

BIBLIOTECA FICT ESPOL

- Cuando el pozo tiende a cargarse

- Cuando la columna de fluido se aligera por la inyección del gas.

En el primer caso la válvula abre, en el segundo la válvula cierra. La Válvula es sensible, a los cambios de presión en el tubing, razón por la cual la presión del casing que la cierra, no necesita ser constante, como sucede con el flujo intermitente.

Válvula de retención inversa (check) dispositivo que sirve, para evitar que los fluidos se regresen una vez que atraviesan, la válvula de Gas-Lift. Este dispositivo debe usarse siempre, tanto en válvulas de G.L. intermitente como continuo.

El uso de Fuelle en las válvulas de Gas Lift nos permite tener presiones de operación constantes y tiempos de servicios prolongados debido a que el vástago de la válvula es de carbono de Tungsteno y de asiento de bonel.

Las presiones de operaciones de las válvulas pueden ser cambiadas en el campo. El revestimiento del fluido se proviene por el uso de válvula check.

Válvulas Diferenciales.- La válvula diferencial es aquella que funciona a presión, abriéndose cuando aumenta la presión en el tubing. Son de dos tipos: Balanceadas y no Balanceadas.

Válvulas Balanceadas (operadas con fluidos).- (Fig. 1.11)

Se desprende de la observación de estas válvulas.

- Que la presión de la tubería actúa bajo el pistón y bajo el vástago de la válvula.
- La presión de apertura actúa sobre la misma área que la presión de cierre.

Las fuerzas básicas que actúan sobre la válvula son:

Fuerza de cierre = $P_d A_b$

Fuerza de apertura = $P_t(A_b - A_p) + P_t A_p = P_t A_b - \frac{P_t}{A_p} + \frac{P_t}{A_p}$

$= P_t A_b$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En el momento de balance: $P_d A_b = P_t A_b$

$$P_t = P_d$$

De lo que concluye que en este balance, la válvula abre y cierra a la misma presión.

Cuando la válvula abre, el gas penetra por la entrada restringida y la presión debajo del asiento es la presión de la tubería de producción. Esta presión actúa sobre el área afectiva del fuelle, sea que la válvula este abierta o cerrada.

Válvula no Balanceada (operada por fluido).- (Fig. 1.12)

Es similar a la anterior con la diferencia que la presión del tubing (Pt) solo actúa sobre el área total efectiva de los fuelles, y no sobre el área del asunto como en el caso anterior, pues sobre el asiento va a actuar la presión del revestidor que ayuda a abrir la válvula.

Las fuerzas actuantes en esta válvula son:

A Fuerza de cierre $= P_d A_b$

Fuerza de apertura $= P_t\left(A_b - A_p\right) + P_c A_p$

Nótese que al abrir la válvula la presión del tubing actúa sobre el área del fuelle, además el rango de esta válvula se controla variando el tamaño del orificio principal.

Algunas válvulas se adecuan con un piloto especia. La función del piloto especial es eliminar el uso de un orificio de entrada restringida para la inyección del gas y consiste de un dispositivo de presión diferencial con un vástago y un resorte.

Entre las características principales tenemos que las válvulas abren por la presión del tubing y cierran por una reducción de presión sean del casing o sea del tubing.

En cuanto al piloto notamos que tiene las siguientes características.

a.- El área transversal de la parte superación del vástago es igual que la parte inferior que asienta el orificio cuando se cierra.

b.- El extremo inferior superior del piloto se sella a presión.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

c.- El piloto recibe presión del casing por su extremo superior.

d.- La fuerza del resorte, sostiene el vástago hacia arriba en la prisión de apertura.

e.- Cuando la presión del casing sea mayor que la fuerza del resorte la válvula cierra, bajo condiciones de operación, la presión del casing siempre es mayor que la presión del resorte. El piloto se abre cuando $P_{tubing} + P_{resorte} = P_c$

f.- El caudal de alimentación de formación al pozo mantiene una presión de flujo la suficientemente alta, la válvula permanece abierta.

CAPITULO # 2

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SELECCIONADO

2.1 Ubicación Geográfica

El Área Libertador está ubicada en el nororiente ecuatoriano, en la provincia de Sucumbíos, entre los ríos Aguarico y San Miguel a 200 Km al este de Quito, muy cercano a la frontera con Colombia. Esta conformado por varias estaciones: Secoya, que es la estación central; Shushuqui, Shuara, Pichincha, al norte están los campos Frontera, Tetete y Tapi; al oeste se encuentran los campos Atacapi y Parahuacu y al este se encuentran los campos Cuyabeno y VHR.

De todos estos campos, solo se recolecta el gas para el levantamiento neumático de los campos Secoya, Pichincha y Shuara, y hay líneas para recolectar gas del campo Shushuqui. A estos cuatro campos se le llamará Campo Libertador (Fig. 2.1)

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2.2 Generalidades del Campo

2.2.1 Historia del Campo Libertador

Los primeros pozos del Campo Libertador comenzaron a ser producidos en la década de 1980, en esa década fueron perforados algunos pozos que produjeron a flujo natural hasta la década de 1990 cuando se requirió un sistema de levantamiento artificial. Los pozos del área Liberador tenían un alto contenido de gas en el petróleo que producían razón por la cual se implementó paulatinamente en los pozos levantamiento neumático, ya para 1992 habían 12 pozos levantados usando Gas Lift en el campo Shuara, 10 en el Shushuqui, 6 en Secoya y 7 en el campo Pichincha; un total de 35 pozos que levantaban neumáticamente en el Campo Libertador.

En los primeros años de vida de los pozos perforados entre 1980 y 1992 el fluido producido llegaba a superficie de manera natural, cuando la producción decaía, estos pozos tenían que ser levantados por un método de levantamiento artificial, así que se les cambió la completación a Gas Lift. Los pozos perforados en la década de los noventa eran levantados inicialmente con bombeo neumático.

Desde 1998 se comenzó a elevar el corte de agua y bajar la producción en los pozos que operaban en esta área por lo que el sistema de levantamiento neumático se tornaba algo ineficiente; por ese motivo se cambió las completaciones de Gas Lift a bombeo eléctrico-sumergible aumentan la producción de los pozos pero el porcentaje de agua producida ha subido significativamente desde entonces.

Los pozos que se han perforado en los últimos años en estos campos se los completa inicialmente con bombeo eléctrico-sumergible y el corte de agua aumenta considerablemente a los pocos meses de haber hincado la producción de dichos pozos.

Hoy en día operan usando el sistema de bombeo neumático solamente los pozos Secoya 2, 4, 17, 20, 30 y Shuara 3; son 6 pozos que producen en total aproximadamente 1300 barriles diarios de crudo aunque existen facilidades para producir más pozos con Gas Lift.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En 1988 el Campo Libertador producía diariamente 42000 barriles de crudo, en el 2000 producía 62000 barriles diarios. Actualmente

este campo produce actualmente produce 48000 barriles diarios de crudo. Actualmente el área Libertador es el área de mayor extensión y movimiento que opera Petroecuador

2.2.2 Pozos Perforados

Para el primer semestre del 2006 en el campo Libertador hay un total de 211 pozos perforados de los cuales sólo se encuentran produciendo petróleo 121 pozos. En la actualidad hay 57 pozos cerrados 17 abandonados y 16 pozos que reinyectan el agua de formación que se produce con el petróleo.

En este campo podemos encontrar pozos que producen por los 4 métodos principales de levantamiento artificial. Hay un pozo que fluye naturalmente, un pozo que produce con bombeo mecánico, 44 pozos que producen con bombeo hidráulico, 69 pozos que producen con bombas electro-sumergibles y 6 pozos que producen con el sistema de Gas Lift.

Uno de los motivos por el que se adquirió una gran cantidad de facilidades para implementar el sistema de Gas Lift fue por que los pozos del campo producían un petróleo con un elevado volumen

de gas que no era utilizado, y además los pozos producían durante todos los años ochenta a flujo natural, lo que se hacía con Gas Lift era prolongar ese flujo hasta que se pueda extraer la mayor cantidad de reservas posibles.

Actualmente al gas que circula en el sistema a parte de usarlo para levantar petróleo se le dan otros usos como la generación de electricidad para que funcionen las bombas eléctricas y la recolección de parte del gas rico para la obtención de gasolina natural.

2.2.3 Características del Fluidos

Algunos parámetros de los fluidos como la presión de burbuja, la densidad y composición del gas, el factor volumétrico de formación y la relación gas petróleo del petróleo en Área Libertador varía dependiendo del campo y la arena de que provenga el petróleo al ser esta área muy grande y hay campos bien alejados. Por esta razón solamente serán descritas las características de los 4 campos de los cuales se recolecta gas para el bombeo neumático que ya fueron mencionados anteriormente (Shuara, Shushuqui, Pichincha y Secoya).

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La energía del reservorio U es proporcionada por un acuífero infinito, y el mecanismo de producción es por empuje lateral y de fondo dependiendo del espesor de la unidad y su posición estructural relativa al contacto agua-petróleo. En las areniscas U superior, el entrampamiento tiene componentes estratigráficos, el mecanismo de producción es por expansión de roca y fluidos combinado con empuje lateral y de fondo, proporcionado por un acuífero finito.

La producción de estos campos emana de los reservorios que se encuentran en las arenas U y T. La densidad del crudo es en promedio 30 °API y se produce con un promedio de 75% de agua. Los campos tienen un pobre contenido de azufre que varía entre 0.49 y 0.97% para la arena T y para el crudo de la arena U entre 0.82-0.88%. Al punto de burbuja las viscosidades del crudo son de 1.520 cp para T y 1.253 cp para U. En general, los crudos del reservorio T tienen un mayor aporte de materia orgánica que los crudos del reservorio U. Uno de los problemas que ocurren en este campo es que los fluidos producidos por los pozos causan la acumulación de escala que muchas veces obstruyen la tubería y producen atascamiento de las bombas eléctricas.

En el Campo Secoya el petróleo de la arena U tiene una presión de burbuja de 1085 psi una relación gas petróleo (GOR) de 282 SCF/STB un factor volumétrico de formación (β_o) de 1.179 y la salinidad del agua de esa formación está entre 23000 y 50000 ppm; mientras que en la arena T el petróleo tiene una presión de burbuja que es de 555, un GOR de 282 SCF/STB, un β_o de 1.3348 y el agua tiene una salinidad que va entre 7000 y 13000.

En la arena U del campo Pichincha la presión de burbuja del petróleo que ahí se produce es de 1243, un GOR de 281 SCF/STB, el β_o de 1.2239 y el agua tiene una salinidad que varía entre 27000 y 45000 ppm; en la arena T la presión de burbuja del petróleo es de 773 psi, el GOR es de 274 SCF/STB, tiene un β_o de 1.2467 y la salinidad del agua alterna entre 6000 y 16000 ppm.

En el Campo Shuara la presión de burbuja del petróleo es de 1120, 1100 y 595 psi; el GOR 383, 247 y 162 SCF/ STB; el β_o son 1.3146, 1.2914 y 1.217; estos datos son para las arenas T, U y Us respectivamente; mientras tanto las salinidades oscilan entre 29000 y 46000 ppm para la arena U y entre 6000 y 16000 ppm para la arena T.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Finalmente el campo Shushuqui produce de una arena U cuyo petróleo tiene una presión de burbuja es de 1157 psi un GOR de 268 SCF/STB, β_o de 1.2990 y la salinidad del agua producida en esa formación está entre 30000 y 40000 ppm.

Se implementó el sistema de Gas Lift en estos campos debido a la gran cantidad de gas que se producía y no tenía un uso. Como se podrá ver en las cromatografías recientemente (Anexo A) tomadas se puede observar que el porcentaje molar del gas que es recolectado de las estaciones Secoya Shuara y Pichincha es de 20% de metano, 24 % de propano, 10% de etano 7% de I-butano y 32% de dióxido de carbono.

2.2.4 Información General del Campo

En cuanto a la Geología del campo Libertador podíamos decir que los estratos productores pertenecen a la formación Napo que está encima de la formación Hollín.

La formación Napo pertenece al Precretácico y está conformada por los siguientes estratos en orden hacía abajo: Arena **U** superior – Arena **U** inferior – Caliza **B** – Arena **T** y el Basalto.

Arenisca T Inferior. Arenisca cuarzosa en secuencias métricas grano decrecientes de grano grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas. Tiene un importante contenido de glauconita, la misma que aparece ya en la parte media y superior del cuerpo T Inferior.

Arenisca T Superior. Contiene areniscas cuarzo-glauconíticas métricas de grano muy fino, masivas a onduladas, con bioturbaciones. Tiene importante presencia de cemento calcáreo.

Arenisca T Inferior. Arenosa cuarzosa, en partes algo micácea, granodecreciente, limpia, masiva y con estratificación cruzada a la base, laminada al techo.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Arenisca U Media. Es una arenisca de poco espesor, cuarzosa, con estratificación cruzada, ondulada y en partes masivas hacia la base, con delgada intercalaciones lutáceas bioturbada hacia arriba.

Arenisca U Superior. En dos pozos (Shushuqui1 y Shuara 4), existen areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones y la presencia de intercalaciones de lutita, a la base una secuencia grano-creciente y hacia arriba secuencias granodecrecientes de areniscas. En cuanto a las arcillas contenidas en la matriz de las areniscas, se definieron los siguientes minerales en orden de importancia:

- Arenisca T: caolinita, ilita, clorita y esmectita;
- Arenisca U Inferior: caolinita, esmectita, clorita e ilita;
- Arenisca U Superior: caolinita, esmectita, ilita y clorita.

Ambiente de Depositación

Arenisca T. En la arenisca T se define una evolución en trasgresión, desde areniscas de llanura deltaica proximal a la base con influencia fluvial, pasando por barras y canales de marea con

glaucomita y bioturbaciones, culminando en la parte superior con la arenisca muy glauconítica y bioturbada, marina somera. Arenisca U es también de un ambiente deltaico con influencia mareal y presencia de sub-ambientes de canales y barras.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO # 3

SELECCIÓN DE POZOS PARA OPTIMIZACIÓN

3.1 Pozos produciendo con Gas Lift

Actualmente se tienen 6 pozos con el sistema de Gas Lift flujo continuo y en total producen aproximadamente 1300 barriles de crudo diarios. La producción de fluidos de esos pozos debe ser mayor que 300 barriles de fluido (para tuberías de 3" ID) para que el sistema de Gas Lift sea eficiente y lograr una buena optimización del sistema.

Por el sistema de bombeo neumático están produciendo los pozos Secoya 2, 4, 17, 20, 30 y Shuara 3 que se les inyecta un promedio de 1100 000 pies cúbicos estándar de gas diarios (PCD) para extraer producciones desde 200 a 800 barriles de fluido lo que daría altas tasas de inyección de gas para una baja producción en varios casos. El pozo Sec 28 que está cerrado por control de presión del sistema por ser un

CAPITULO # 3

SELECCIÓN DE POZOS PARA OPTIMIZACIÓN

3.1 Pozos produciendo con Gas Lift

Actualmente se tienen 6 pozos con el sistema de Gas Lift flujo continuo y en total producen aproximadamente 1300 barriles de crudo diarios. La producción de fluidos de esos pozos debe ser mayor que 300 barriles de fluido (para tuberías de 3" ID) para que el sistema de Gas Lift sea eficiente y lograr una buena optimización del sistema.

Por el sistema de bombeo neumático están produciendo los pozos Secoya 2, 4, 17, 20, 30 y Shuara 3 que se les inyecta un promedio de 1100 000 pies cúbicos estándar de gas diarios (PCD) para extraer producciones desde 200 a 800 barriles de fluido lo que daría altas tasas de inyección de gas para una baja producción en varios casos. El pozo Sec 28 que está cerrado por control de presión del sistema por ser un

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

pozo que producía por debajo de los 100 barriles diarios de petróleo. Para evitar una excesiva inyección de gas que haga ineficiente nuestro sistema de levantamiento a gas es necesario optimizar la producción de estos pozos.

De los pozos que producen por Gas Lift solamente los pozos Secoya 2, 28, 30 y Shuara 3 según el GLS tienen la completación en buen estado y los pozos Secoya 4, 17 y 20 tienen agujeros en la tubería debido a la corrosión y necesariamente tienen que entrar a reacondicionamiento. Hay que tomar en cuenta que los pozos sec 4 y sec 28 tienen una baja presión de fondo y producen con un caudal bajo por lo que el método de levantamiento a gas con flujo continuo sería ineficiente implementarlo para tubería de 3" ID por la imposibilidad de realizar los cálculos. Por lo que se debería cambiar de sistema de levantamiento a Bombeo Mecánico.

3.2 Pozos para cambio de tipo de levantamiento a Gas Lift

Hay muchos factores que se deben tomar en cuenta para seleccionar pozos que serán levantados neumáticamente. Uno de los más importantes es la disponibilidad de facilidades en superficie. En el campo Libertador no es mucho problema debido a que en un momento hubo

alrededor de 30 pozos de Gas Lift en la zona y al ser transformados a bombeo eléctrico los equipos de superficie (medidores de flujo, intercambiadores de calor, etc.) se quedaron sin recibir uso. El inconveniente con las facilidades en este campo es que no hay instalaciones para implementar bombeo intermitente en los pozos producirían menos de 200 barriles diarios y debe hacerse otro trabajo para estudiar la viabilidad de cambiar los pozos a este método. Para el cambio a Gas Lift Continuo (produciendo por tubería entre 2 y 3" ID) deben escogerse pozos con buena producción, o en todo caso si se quisiera completar esos pozos con Gas Lift, se tendría que reducir drásticamente el diámetro de la tubería de producción.

Para realizar el levantamiento a gas es necesario que el fluido del pozo no tenga un porcentaje de agua alto. En vista de que en promedio de porcentaje de agua en este campo supera el 70%, será limitado el número de pozos en los que se implementaría Gas Lift; por lo tanto para este campo solo tomaremos en consideración pozos con porcentaje de agua menor a 40%.

También hay que tomar en cuenta si la Línea Madre pasa cerca de donde están los pozos que se quieren transformar a Gas Lift. Y lo más

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

importante es la existencia del gas suficiente en el sistema para levantar los pozos que vamos a adicionar.

A continuación se hará un análisis con posibles candidatos entre pozos cerrados y abiertos para que sean levantados con Gas Lift.

Secoya 6

Este pozo fue completado por primera vez en el año 1981. Este pozo producía en este año 1250 BPD de la arena T. En el año 1988 produce de la arena U inferior 1538 BPD a flujo natural. En 1995 cambian el método de levantamiento natural a Gas Lift para subir la producción de 1433 a 1897 BPD. Luego de algunos reacondicionamientos por fallas mecánicas, cuando en el 2004 al sacar la completación y encontrarla corroída y con escala detectaron un hueco en el casing, al querer realizar la cementación forzada se descubrió otro agujero y el casing colapsado más arriba intentaron hacer una cementación forzada en Tiyuyacu sin éxito. El pozo fue abandonado.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Secoya 12

El pozo fue completado por primera vez en el año 1986, luego de algunos problemas con el casing y con la producción en 1987 fue completado en la arena T la cual producía intermitentemente y luego muere. En 1991 intentan producir con bombeo neumático la arena U superior pero solo producen agua. En 1994 produce con Gas Lift 342 barriles de petróleo de la arena Ui. En 1997 se detectan burbujas en el contrapozo, detectan que el casing superficial se encuentra dañado excavan fosa alrededor del pozo y detectan que hay una fuga de gas. Luego de cementar y tratar de reparar la tubería un registro detecta más huecos en los primeros 1500 pies del casing. Actualmente el pozo no produce

Secoya 13

Completado originalmente en mayo de 1986 producía a flujo natural 1800 BPD de la arena U inferior. Bajan la completación para Gas Lift en junio de 1992 para subir la producción de 1765 a 2360 BPD sin producir agua. En 1994 baja la producción y sube el corte de agua por lo que se decide hacer una cementación forzada a la arena U inferior y evaluar la arena U superior; lo cual no dio una producción de petróleo mayor a los 80 barriles diarios y un porcentaje de agua mayor al 80%.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Secoya 24

La completación inicial de este pozo fue en agosto de 1992; el pozo producía de la arena U superior con flujo natural. Dos años más tarde se cambia por una completación de Bombeo Neumático subiendo la producción desde 400 BPD hasta 850 BPD en la arena U superior. En el 2003 fue cambiado a Bombeo Eléctrico-sumergible. Produciendo 473 barriles de petróleo y un porcentaje de agua de agua del 8%. Actual mente produce 289 barriles de petróleo y 237 barriles de agua por día. Por lo que es uno de los pozos que por producir relativamente poca agua puede ser cambiado a Gas Lift.

Secoya 33B

La completación inicial fue puesta en abril de 2003; en la primera prueba de producción con el método de Bombeo Eléctrico-sumergible produjo 553 BPD y 600 BAD. El primer reacondicionamiento fue en abril de ese año por daño en la bomba eléctrico-sumergible al querer recuperarla quedó de pescado el BHA y la BES.

Secoya 35 y 36

Son pozos perforados recientemente (tienen menos de un año produciendo) y producen con Bombas Eléctrico-sumergibles. Estos pozos en muy poco tiempo han subido el corte de agua. En Secoya 35 ha subido desde febrero hasta julio de este año desde 35 a 70 % de agua; el Secoya 36 ha subido el corte de agua desde 10% hasta 40% de abril a julio de este año. Como el corte de agua en estos pozos sube mucho en muy poco tiempo no es conveniente cambiar a Gas Lift ya que en pocos meses habría que volver a bombeo eléctrico.

Pichincha 2

Este pozo fue completado inicialmente en 1983 produciendo a Flujo Natural de la arena T 1400 BPD. En 1991 cambian de método de levantamiento a Gas Lift. En el año 1999 cambian a bombeo eléctrico el porcentaje de agua era de75%, el cual fue subiendo hasta que en el 2002 cementaron una zona logrando que baje significativamente el corte de agua a menos del 10%, haciendo de este pozo con 600 barriles de petróleo y un corte de agua del 3% un buen candidato para convertirlo en Gas Lift.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Pichincha 9

La completación original fue puesta en 1989 produciendo de la arena U Inferior 1900 BPD a flujo natural. Tres años más tarde cambia la completación del pozo a Gas Lift. En el 2004 entró a reacondicionamiento para cambiar la completación debido a daño en el 6to. mandril y repunzonar la arena T superior, pero en las pruebas la producción de petróleo en las arenas fue menor a 100 BPD y un porcentaje de agua mayor al 12%.

Shuara 06

Fue completado originalmente para flujo natural en 1983 y como muchos de los pozos del Campo Libertador ha producido por Gas Lift (1993) y luego ha sido cambiado a bombeo eléctrico (1998). Actualmente este pozo produce 220 BPD y 268 BAD, en otras palabras un corte de agua del 55% que sería muy alto para cambiarlo a Gas Lift.

Shuara 26

Completado originalmente en 1992 con Flujo Natural, el sistema de levantamiento fue cambiado al año siguiente por el de Gas Lift, el pozo producía un promedio de 800 BFD con corte de agua que superaba el

75% hasta que en 1999 es cerrado produciendo 24 barriles diarios de petróleo y un corte de agua de 98%. Este pozo no puede ser producido por Gas Lift.

Shushuqui 9

La completación original fue hecha en 1986 produciendo alrededor de 500 BPD de la arena Us. En 1992 cambian la completación a bombeo neumático subiendo la producción de petróleo a 750 barriles diarios. La producción de este pozo fue bajando hasta que fue cerrado permanentemente por control de presión de sistema para ser cambiado a bombeo mecánico. La producción de este pozo bajó de los 100 barriles diarios y las pruebas iniciales de las otras arenas daban un porcentaje altísimo de agua. Este pozo queda descartado para levantar a gas con flujo continuo.

Shushuqui 14

La primera completación de este pozo fue en 1990 producía por flujo natural aproximadamente 700 BPD de la arena Ui. Dos años más tarde se completa con bombeo neumático. La producción de agua del pozo sube hasta llegar al 80 %, luego de cambiar el conjunto de válvulas el pozo no

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

produce, por lo que se encuentra actualmente cerrado y sin muchas reservas en el yacimiento.

Shushuqui 19

La primera completación de este pozo se la realizó en 1998 produciendo 747 BPD de la arena T superior con levantamiento neumático. Al poco tiempo cambian de sistema de levantamiento a bombeo hidráulico el cual continúa hasta la actualidad produciendo 128 BPD lo cual es un caudal bajo para levantarlo con Gas Lift continuo.

Shushuqui 21

En 1999 entra en producción por bombeo hidráulico produciendo 412 BPD de la arena U superior. Actualmente este pozo produce de esta misma arena 450 BPD con un corte de agua del 14.4 %, por esto puede ser considerado para levantamiento gas Lift continuo.

Este pozo tiene el inconveniente de estar alejado de la línea madre como actualmente está ubicada, si se quiere transformar este pozo a Gas Lift se tendría que construir aproximadamente 6 Km de línea de gas.

3.3 Análisis de las características de los pozos seleccionados

Ahora describiremos las características de los pozos que seguirán produciendo con bombeo neumático y los que serán cambiados a este sistema.

Sec 2

Este pozo fue completado inicialmente el 27 de noviembre de 1987. Este pozo ha sido reacondicionado 5 veces siendo su último reacondicionamiento en junio del año 2000. Este pozo produce de la arena T superior (P_b = 555 psi y GOR = 444 SCF/STB) 612 barriles de fluido diario de los cuales el 72 % es agua. La profundidad de los disparos del pozo en la arena T superior es de 9127 ft. Según la última prueba de Build Up tomada en esa arena en octubre de 2001 muestra que la P_r es 1977 psi y el ultimo GLS tomado en junio de 2005 muestra una presión fluyente de 2600 psi lo cual es ilógico. Para calcular una P_r más real fueron tomados datos de pozos cercanos siendo la P_r del Sec 33 según una prueba realizada en el 2003 de 3091 psi; por lo que asumimos un P_r de 3000 Psi para el Sec 2. El índice de productividad fue calculado tomando en cuenta el P_r asumido anteriormente y los P_{wf} y q_L de 2600 y de 353 (según GLS) dando como resultado 0.8825

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$^{bb}/_{psi.d}$. Según el ultimo GLS este pozo opera por la 4ta válvula aunque hay un liqueo en la tercera.

Sec 30

La completación original de este pozo fue realizada en agosto de 1999, desde entonces ha entrado a reacondicionamiento en 3 ocasiones siendo la completación actual colocada en mayo de 2004. Este pozo produce de la arena T superior un caudal de 811 barriles de fluido diarios de los cuales sólo el 24% es petróleo. Este pozo fue disparado en la arena T en un intervalo comprendido entre 9258 y 9256 ft. La producción de este pozo y del gas inyectado en este va a la estación Pichincha. La presión estática, según una prueba de Build Up tomada en diciembre de 2002, dio 2016 psi, sin embargo el último GLS tomado en diciembre de 2005 dio una presión de fondo fluyente de 2300 psi. Tomando en cuenta las presiones de los pozos cercanos en ese mismo reservorio se podría asumir una presión de fondo estática de 2800 psi. Con los datos del GLS P_{wf} de 2300 psi y un caudal de 823 BFD, podemos calcular un índice de productividad de 1.49 $^{bb}/_{psi.d}$.

Shuara 03

Este pozo fue completado originalmente el 8 de junio de 1981. Ha sido reacondicionado un total de 9 veces siendo la mayoría de estos por daño mecánico en la completación. El último reacondicionamiento fue en el año 2002. Actualmente este pozo produce de la arena U superior (P_b=595 y GOR=162) con una producción de 190 barriles de petróleo y 26 barriles de agua. Los disparos en la arena U superior de este pozo están ubicados en un intervalo que queda entre 8884 y 8898. Según el GLS, si producimos con un caudal de 235 BPD la P_{wf} será de 1140 psi. Si asumimos una presión estática de 1500 psi (tomando en consideración los pozos vecinos) tendremos un índice de productividad de $0.65277\,{}^{bb}/_{psi.d}$. Según el GLS se puede ver un liqueo en las válvulas 3ra. y 4ta. aunque la válvula operadora es la 5ta.

Sec 17

La completación original de este pozo fue colocada el 8 de octubre de 1990. Ha sido completado un total de 15 veces muchas veces por daños mecánicos, este pozo fue levantado primeramente con bombeo neumático. Lugo fue cambiado a bombeo eléctrico pero debido a la presencia de escala no fue muy efectivo este tipo de levantamiento y

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

fue completado nuevamente con bombeo neumático. La completación actual del pozo fue instalada en noviembre de 2005.La producción actual del pozo es de 233 BPD y de 284 BAD, este pozo produce de la arena U inferior (P_b=1085 y GOR=282). En muchos de los pozos vistos anterior mente el dato de la presión estática no es muy confiable por lo que se toman los datos de los pozos que están cercanos y se asume una presión estática para ese pozo. En este caso se ha asumido una presión estática de 2700 y según el GLS si este pozo produce 906 BFD la presión fluyente será de 1800 psi; según esto el índice de productividad será 1.0066 $^{bb}/_{psi.d}$. Según el GLS hay un hueco en el tubing a 4900 ft. de profundidad las dos primeras válvulas están descalibradas, además la curva de presión es demasiado errática lo que indica que hay más de un punto de inyección. Este pozo se encuentra a 3 Km en carretera de la estación Secoya y a 3.5 Km de la estación Shushuqui.

Sec 20

Su completación original fue el 21 de agosto de 1991. fue completado un total de 4 veces. Durante sus primeros 3 años este pozo produjo con flujo natural, luego fue cambiado a gas Lift. En el 2002 fue cambiado a bombeo eléctrico. Su última completación fue en el año 2004 cuando fue cambiada la completación a Gas Lift.

Actualmente produce de la arena U inferior 188 BFD de la cual produce 34 barriles de agua. La profundidad promedio de los disparos es de 9042 ft. Según el último Build Up la presión estática es de 1800 psi y para este pozo será tomada esta presión debido a que no hay pozos cercanos produciendo de esta misma arena. Según el último GLS al producir 171 barriles la presión fluyente será 1500 psi, por lo tanto el índice de productividad será 0.478 $^{bb}/_{psi.d}$ y al parecer hay un hueco en la tubería junto al tercer mandril.

Sec 04

Este pozo fue completado en diciembre de 1980. Este pozo ha sido reacondicionado un total de 8 veces. Su producción actual es de 174 BFD de los cuales 143 barriles son de petróleo, los cuales son producidos de la arena U inferior. No hay disponibilidad de pruebas actuales de Build Up pero pruebas recientes en pozos cercanos (Sec 1) muestra una presión estática de 2770 psi, para este pozo tomaremos una presión de 2700 psi. Según el último GLS (noviembre de 2005) al producir 235 barriles la presión de fondo fluyente llega a 600 Psi

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

resultando un índice de productividad de $0.112\,^{bb}/_{psi.d}$. El registro de GLS muestra un hueco en la tubería a una profundidad de 4000 pies.

La producción de este pozo es muy baja así como su índice de productividad por lo que es recomendable cambiar de sistema de levantamiento a otro más apropiado para el pozo.

Sec 28

Fue reacondicionado 4 veces siendo su completación original realizada en julio de 1999. Su completación actual fue realizada a finales de 2002 actualmente este pozo se encuentra cerrado desde finales de 2005 por control de presión en superficie, pero antes de cerrarse este pozo producía por debajo de los 100 barriles diarios de petróleo con un porcentaje de agua de 5% producidos de la arena U superior, que es una producción muy baja para ser levantado con Gas Lift de flujo continuo.

Secoya 24

Este pozo actualmente produce de la arena U superior. Al comenzar a producir en 1992 producía de esta arena luego cierran el pozo por alto

porcentaje de agua para hacer una cementación forzada y cambiar a la arena U inferior en el año 1995 pero en 1997 comienza a producir de esa arena solo agua por lo que el pozo se cierra hasta que en el año 2003 comienza a producir nuevamente de la arena U superior usando bombeo eléctrico. La última prueba de restauración de presión para esa arena fue tomada en el año 2003, resultando una presión estática de 2737 psi y una presión de fondo fluyente de 1097 psi y un índice de productividad de 0.36 $^{bb}/_{psi.d}$. Este pozo produce actualmente con un tubing de 3.5".

Pichincha 2

Desde que comenzó a producir en el año 1986 hasta el año de 1995 este pozo produjo de la arena T en ese año por tener bajo aporte se cambió a la arena U inferior hasta la actualidad. A esta arena se le ha realizado en 2002 una cementación forzada para controlar el porcentaje de agua. La presión estática de la arena U inferior para ese pozo es (según el último Build Up) 2573 psi y el índice de productividad es de 0.45 $^{bb}/_{psi.d}$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Shushuqui 21

Desde que comenzó a producir el pozo (1999) hasta la actualidad ha producido de la arena U Superior y con bombeo hidráulico, uno de los motivos por los que se va a cambiar a Gas Lift es que la producción de este pozo irá a la estación Shushuqui, lo que dará más volumen al gas que se maneja en esta estación y así poder enviar el gas producido de la estación Shushuqui (que actualmente se quema) a la estación Secoya para darle un uso productivo. Según la última prueba de Build Up en la arena U Superior la presión estática es de 2578 psi y el índice de productividad es $0.54\,{}^{bb}/_{psi.d}$.

El historial de producción de cada pozo que queremos hacer producir por bombeo neumático está en el apéndice

3.4 Diseño de las completaciones de los pozos seleccionados

Para realizar el diseño de las completaciones de un sistema de levantamiento neumático hay que tomar en cuenta si se va a levantar con flujo continuo o con flujo intermitente para así hacer el cálculo del punto de inyección y del espaciamiento de los mandriles.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Para realizar estos cálculos se necesitan las curvas de flujo bifásico vertical (Tabla I o en las tablas del Kermit Brown tomo 3a) o realizar el cálculo usando la correlación de Hagedorn y Brown (que es la correlación más exacta para nuestro caso).

Cálculo de la tasa optima de producción para flujo continuo de Gas Lift

La finalidad de esta tesis es obtener la tasa óptima de producción de los pozos. Para cada caudal de inyección de gas tenemos una tasa de producción, al aumentar la inyección aumentamos la producción hasta llegar a un punto en que por más que le inyectemos más gas, declina la producción del pozo. La optimización consiste en obtener la mayor producción usando la menor cantidad de gas.

Para lograr esto se han desarrollado varios métodos pero se escogió en esta tesis el método de la curva de equilibrio debido al desconocimiento de la presión de inyección que es necesaria en la superficie para levantar el fluido del pozo.

Para realizar la optimización por el método de la curva de equilibrio se siguen los siguientes pasos:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

1. Escoger un caudal de inyección.

2. Suponer varios caudales de producción (teniendo en cuenta que $P_{wf} > P_b$)

3. Para cada uno de estos caudales supuestos calcular el GLR del fluido producido cuando está encima del punto de inyección. De la siguiente manera:

$$GLR = \frac{Q_l gas}{Q_L} + R_s(1 - BSW)$$

4. Para cada caudal supuesto calcular la P_{wf} $\left(P_{wf} = P_{we} - \frac{q}{IP} \right)$.

5. Dibujar en un plano cartesiano la profundidad (eje y en sentido negativo) y la presión (eje x en sentido positivo), en la misma escala que están en las tablas de flujo bifásico vertical.

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL ESPOL

6. Para cada caudal de producción, supuesto en paso 2, hallar el punto de intersección entre la línea de flujo dinámico (trazada desde P_{wf}) y la línea de flujo bifásico trazada desde P_{wh} para su respectivo GLR.

BIBLIOTECA FICT ESPOL

7. Unir los puntos obtenidos en el paso 6. Esta es la curva de equilibrio.

8. Escoger una presión de inyección en superficie y trazamos una línea con el gradiente de la columna de gas (Tabla II).

9. Desde la intersección entre la curva de equilibrio y la curva de inyección, trazar la curva de gradiente dinámico hasta cortar la línea de fondo del pozo. Ese punto es nuestro P_{wf}.

10. Con el P_{wf} hallado calculamos el caudal.

11. Escoger otro caudal de inyección.

12. Repetir los pasos del 2 al 10, pero en el paso 8 escogemos la misma presión escogida anteriormente.

13. Repetir los pasos 11 y 12 las veces necesarias

14. Trazar un grafico de las q_L halladas en el paso 10 versus los caudales de inyección asumidos para hallarlas q_L. En ese gráfico

hallar la q_L óptima, tomando en cuenta que el q_L escogido no debe hacer que la P_{wf} baje del punto de burbuja.

Una vez determinado el caudal óptimo hay que hacer el diseño de la completación y establecer el espaciamiento que debe haber entre los mandriles siguiendo los pasos dados a continuación:

1. Dibujar en un plano cartesiano la profundidad (eje y en sentido negativo) y la presión (eje x en sentido positivo), en la misma escala que están en las tablas de Flujo Bifásico Vertical.

2. Señalar P_r (a la profundidad del yacimiento).

3. Conociendo el índice de productividad y el caudal de líquido producido calcular P_{wf} ($\Delta P \times IP = q_L$) y lo señalamos a la profundidad de los disparos de la arena a producir.

4. Dibujar la línea de presión estática, conociendo el gradiente de presión estática (se lo calcula con la densidad del fluido) hasta intersectar con el eje y. Esa intersección es el nivel máximo del pozo cuando está cerrado.

5. Dibujar la línea de presión dinámica, por medio de la curva de flujo bifásico vertical o dibujamos una curva con el mismo gradiente de presión que tiene la curva del último GLS debajo del punto de inyección.

6. Señalar la presión a inyectar en el pozo, calcular el gradiente de presión de la columna de gas y trazamos una línea en ese punto y con ese gradiente.

7. Sobre el punto de intersección colocar 2 válvulas a una posición de tal manera que la distancia entre la curva fluyente y la de inyección de gas sea 100 y 200 psi. Desde la segunda válvula de inyección se traza una curva hasta la presión de cabeza (curva de flujo vertical).

8. Desde la superficie en la presión de cabeza trazar una línea con el gradiente de presión del fluido de matado (0.4 psi/ft) hasta llegar 25 psi antes de la línea de presión de gas de inyección (como la presión disponible en los pozos será mayor que la presión necesaria, usamos como presión de superficie entre 1000 y 1100 psi para las 3 primeras válvulas, para es resto usamos la presión de inyección escogida anteriormente). Esa es la posición de la válvula superior

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

9. Desde el punto obtenido en el paso 8 trazar una línea horizontal hasta cortar la línea de flujo vertical (trazada en el paso 7).

10. Desde el punto obtenido en el paso 9 trazar una línea paralela a la del paso 8 hasta llegar 50 psi antes de la línea de inyección de gas. Esa es la posición de la segunda válvula.

11. Repetir el proceso de los pasos 8 y 9, trazando horizontales hasta la línea de flujo bifásico vertical y líneas paralelas a la obtenida en el paso 8 hasta 25 psi antes de la anterior hasta llegar al punto de inyección de gas.

12. Calcular la temperatura en cada válvula usando el gradiente dinámico de temperatura obtenido de la Tabla III.

13. Seleccionamos el Port Size de la Tabla IV. Para lograr eso usamos el caudal inyectado corregido, la presión aguas arriba y la presión aguas abajo.

14. Tabular la posición de cada válvula, la presión del casing y tubing, temperatura, el port size, P_{vc} (presión de cierre de la válvula que es la

presión del domo a la temperatura indicada $P_d = P_{vo}(1-R)+P_T R)$, P_d @ 60 y P_{TRO}.

Este procedimiento será realizado con los pozos que cambiaremos la completación por daños en la tubería. Los diseños de cada pozo serán expuestos en los apéndices.

Para realizar la optimización en los pozos con completación en buen estado. Será necesario hacer un análisis para calibrar las válvulas con el fin de que el pozo produzca con un caudal óptimo.

Primeramente calculamos el caudal óptimo de producción de la manera siguiente:

1. Graficamos las curvas de equilibrio de la manera descrita anterior mente para cada caudal de gas inyectado supuesto.

2. Esta vez en lugar de cortar la curva de equilibrio con la línea de presión de inyección de gas, la cortamos con una horizontal que pase por la posición de cada mandril.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

3. Para cada uno de estos puntos calculamos gráficamente la P_{wf} trazando una línea con inclinación de la gradiente fluyente del pozo hasta cortar una horizontal que pase por la profundidad del pozo.

4. Con esas P_{wf} calculamos los caudales.

5. Graficamos q_L versus caudal inyectado para cada mandril para así estimar el q_L óptimo para cada mandril y así escoger el mandril por el cual inyectar el gas.

Una vez obtenido el caudal de gas y producción óptimos, trazamos una curva de flujo hipotética para el pozo, para así configurar las válvulas de la siguiente manera:

1. Trazamos desde P_{wf} el correspondiente al q_L escogido la curva de gradiente dinámico hasta el mandril escogido para inyectar. Ese será el punto de inyección.

2. Trazamos la curva de flujo con el GLR correspondiente al caudal de inyección óptimo desde el punto de inyección hasta P_{wh}.

3. Calculamos la temperatura en cada mandril de la forma ya expuesta.

4. Tabulamos la profundidad de cada mandril, la temperatura, la presión del tubing, la presión del casing, P_d y P_{TRO}

Los detalles de los rediseños estarán dados en el apéndice.

3.5 Problemas de corrosión e incrustaciones.

Como se puede apreciar en las cromatografías de gas (Anexos) que hay un alto contenido de dióxido de carbono en el gas de inyección debido a esto y al contenido de vapor de agua en el gas de inyección hay gran posibilidad que se presenten problemas de corrosión en todo el sistema. El agua será eliminada con drenaje de líneas, pero seguirá presente el dióxido de carbono. También se ha detectado presencia de Azufre en el líquido. Por eso se deben tomar medidas para prevenir la corrosión que provoca daños tanto en la tubería como en la completación.

La corrosión puede estar a nivel superficial y/o a nivel de los pozos. La corrosión que se da en los equipos superficiales en más controlable que la que se da en los pozos por razones obvias, ya que las facilidades superficiales están a la vista y hay una mayor disposición de manipular, controlar y reparar las mismas.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La presencia de Sulfuro de Hidrogeno **(H_2S)** y dióxido de carbono **(CO_2)** puede también causar corrosión en la parte superior de la columna de destilación donde se condensa el agua. Se debe agregar suficiente inhibidores de corrosión.

La corrosión no es tanto debido al alto volumen de dióxido de carbono (30 % - 40%) en el gas inyectado, sino que al entrar en contacto con el fluido producido debido a que se produce con un alto BSW, el agua de formación y el CO_2 al combinarse forman el ácido carbónico que es un ácido altamente corrosivo.

Entre los equipos de superficie tenemos a los compresores, los cuales para protegerlos se le inyectan químicos en cada una de sus etapas, pero previamente se trata el gas que va hacia él, para deshidratarlo principalmente se quiere eliminar vapor de agua y el dióxido de carbono, pues el agua y el CO_2 forman, como ya fue expuesto antes el ácido carbónico que es alternamente corrosivo. Se trata pues de eliminar sobre toda el agua y parcialmente el CO_2, pues se requiere de volúmenes de este para que los compresores funcionen de una manera óptima.

Para lograr esto se instalan plantas deshidratadas y se inyectan servicios anticorrosivos. También se controla la corrosión de las tuberías, válvulas y otros accesorios, por lo que se pinta periódicamente con pintura anticorrosiva.

Lo cierto que se debe tratar el gas antes de ser inyectado, para proteger las instalaciones superficiales como compresores; pero la tarea de eliminar todo el Dióxido de Carbono es difícil y tampoco es muy conveniente hacerlo, pues se disminuirá el caudal de gas en un 40%, poniendo en peligro a los compresores; pues provocando serios daños en este equipo. Por otra parte al inyectar menos volumen de gas en los pozos, la producción de crudo será menor, causando perjuicios económicos y daño en el diseño, pues las válvulas están también diseñadas para trabajar con cierta presión y volumen de gas. En otras palabras, si debemos eliminar algo de dióxido de carbono se requiere determinar cual es la cantidad óptima de este a eliminar, para no disminuir sensiblemente ni volumen de gas y ni fuerza de inyección.

Respecto a la reacción del dióxido de carbono con el agua de formación, es un fenómeno casi imposible de solucionar, pues los pozos vienen con altas tasas de BSW (producto del mecanismo de

empuje). Como si esto fuera poco, el pozo produce gas en solución que también es un peligro para la tubería por corrosión.

El método clásico que se sigue para combatir la corrosión es la inyección de químicos anticorrosivos (en pozo y en superficie) inyectando químicos mediante el uso de bombas inyectoras. Estos químicos actúan a nivel de tuberías, formando películas protectoras.

Otro método podría ser cambios la tubería por tubos cromados al 13 % (de Acero) que es una aleación fuertemente la corrosión en estudio.
Otro método que se podría usar, formar una pila, con un ánodo de sacrificio (un metal que se corroa con mayor facilidad para proteger otro objeto metálico de la corrosión), esto se lo realiza mediante la introducción de parte de este ánodo en la formación corrosiva o conectándola con un pozo muerto (no productivo). Esto dependerá de lo que tengamos a nuestro alcance.

También se puede aislar usando cementación forzada, hasta donde sea conveniente y posible, en las zonas productoras de agua para evitar el contacto del dióxido de carbono con el agua y de esa manera evitamos que se combinen. Y así también reducimos el corte de agua que se produciría.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Actualmente se utiliza un anticorrosivo llamado 1030 X ,que se lo adiciona al gas que entra a los compresores para así formar una película que protege al metal que está expuesto al gas de la corrosión de una manera efectiva

REGISTRO MECÁNICO DE CORROSIÓN.-

Es una herramienta mecánica diseñada para determinar el diámetro interno de una tubería para así conocer en que condiciones está, y así determinar que tuberías deben ser cambiadas para evitar problemas posteriores.

El registro mecánico permite identificar daños en el casing como corrosión, deformaciones del casing, escala, etc., causadas por diferentes agentes en las etapas de completación y en las operaciones de producción.

La herramienta tiene una cantidad determinada de patines colocados radialmente (Fig. 3.1) en esta herramienta en forma de tubería. Estos patines tocan las paredes centrando la herramienta en la tubería. Los patines se abren y se cierran de acuerdo a la forma interna que tenga

la tubería. Cada patín registra la forma de la tubería haciendo un surco en un pequeño tubo que está dentro de la herramienta. Hay un surco por cada patín.

El registro se toma en un pozo subiendo la herramienta desde el lugar deseado hasta la superficie con ayuda de un Wire Line que eleve la herramienta desde el fondo hasta la cabeza del pozo a una velocidad constante de aproximadamente 40 pies por minuto. Luego del registro se desarma la herramienta para recuperar el tubo metálico en el que se guardó la información de la tubería para luego en una máquina traducir la información dada en está tubería en un registro legible.

El registro tiene tantas columnas como patines tiene la herramienta, y muestra un esquema del interior de la tubería como si estuviera abierta. En el registro de una tubería en perfecto estado todas las líneas estarían rectas, con excepción de las uniones de tubería. Cuando el registro indica que algunas líneas consecutivas son muy sinuosas indica que la tubería está corroída o tiene un daño mecánico y hay que cambiarla.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

HUMEDAD DEL GAS:

La deshidratación del gas es una práctica universalmente aceptada, a causa de los problemas que pueden ocasionar la formación de hidratos y la corrosión.

El no remover los hidrocarburos líquidos, en el sistema de distribución de gas, pueden ocasionar serios problemas tales como caídas de presión en las líneas, errores de medición, etc.

En los pozos que funcionan con el sistema de Gas Lift. Uno de los graves problemas que afectan el funcionamiento del sistema es la presencia de "Gas Húmedo" es decir gas en alto componente de partículas líquidas que pueden ser: Vapor de agua, CO_2 y H_2S, y otros.

En el Campo Libertador este es uno de los problemas más serios, pues hay un alto índice de estos componentes en la presencia del gas. Como sabemos los líquidos se eliminan del crudo desde que este fluye del pozo a los separadores. Las instancias de eliminación de líquidos son los siguientes:

Se separa el crudo, el gas y el agua en los separadores.

Luego se elimina líquidos en el crudo en los tanques

Para eliminar los líquidos del gas que se recolecta se sigue los siguientes pasos:

Tratamiento de eliminación de líquido en las diversas etapas de los compresores.

Colocación de sistema de drenaje en las líneas.

Se empieza por el tratamiento del crudo en los separadores en donde se le inyecta el Químico XRP – 323 que actúa como desmulsificante, de no ser usado el gas y el agua no se separarían jamás del crudo, haciendo inútil la función del separador.

El gas que se obtiene del separador, como es lógico no es totalmente "seco" sino que tiene una gran cantidad de impurezas en él como son partículas de agua, de crudo y de otros compuestos Químicos.

El segundo paso es eliminar los líquidos que aún se encuentran en el gas, esto se lo hace actualmente en el campo Libertador usando separadores verticales y también se eliminan los líquidos en las descargas de cada etapa de los compresores; esto se lo realiza con ayuda de los compresores que al aumentar la presión del gas que se va a inyectar muchos compuestos se condensan otro método para

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

realizarlo es usando químicos que se encargan de aislar los líquidos para ser filtrados. Muchos de los componentes líquidos son recogidos y pasan a Petroindustrial para su tratamiento.

CAPITULO # 4

INSTALACIONES SUPERFICIALES.

4.1 Sistema de compresión.

En el campo Libertador hay 12 estaciones de producción de las cuales en solo cuatro se recolecta gas a través de líneas, estas estaciones son: Shushuqui, Shuara, Sucumbíos y Pichincha de las cuales la central es la estación Sucumbíos que recibe el gas producido en el campo Secoya y en las otras 3 estaciones de producción.

El gas recibido en la estación Sucumbíos es comprimido para que el líquido producto de la compresión sea enviado a Petroindustrial y la descarga de los compresores de gas llevado a los pozos de levantamiento neumático o sea utilizado para la generación de energía eléctrica que es necesaria para hacer funcionar a las bombas eléctrico-

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

sumergibles o para alumbrar los campamentos y oficinas de las estaciones.

Para describir las estaciones primero se definirá y describirá ciertas facilidades relacionadas con la compresión y manejo del gas.

Compresor

Se llama compresor a cualquier tipo de bomba destinada a elevar la presión de un gas, vapor o mezcla de gases. La presión del gas se eleva reduciendo su volumen específico cuando va pasando por el compresor.

Los compresores tienen varias aplicaciones y se comprime diversa variedad de gases. Los compresores tienen varios usos unos compresores son usados para poder comprimir aire para que funcione un motor de combustión interna, para la limpieza o para presurizar los neumáticos de los automotores. También los compresores son usados para la refrigeración.

Los compresores se dividen en 3 partes fundamentales: el motor, el compresor y el enfriador. El motor da la energía mecánica necesaria para que funcione el compresor, el compresor realiza el trabajo de

aumentar la presión del gas y el enfriador que enfría la maquinaria y el gas que se comprime en cada etapa del separador.

Los compresores pueden clasificarse en:
Compresores de desplazamiento positivo y compresores de desplazamiento no positivo.

Compresor Ajax de una etapa.

Este compresor es de desplazamiento positivo, es decir que se reduce el volumen del gas con un émbolo para aumentar la presión del mismo. El motor de este compresor es un motor de combustión interna que funciona a gas y de dos cilindros. Para el Área Libertador se usan compresores AJAX modelo DPC-360.

El gas entra a un escrúber donde se separan impurezas líquidas, luego va a un pulmón donde el flujo es enviado a dos pistones colocados en paralelo donde por separado comprimen el gas que luego va a ser mezclado en otro pulmón, para luego ir al enfriador para reducir la temperatura del gas, parte de ese gas es usado como combustible del motor, luego de ese proceso el gas comprimido sale a la descarga (Fig. 4.1 y Fig. 4.2)

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Cada uno de estos compresores tiene la capacidad de manejar desde 1 a 1.5 millones de pies cúbicos estándar en un día y estos compresores tiene una succión de 20 psi y son capaces de descargar el gas a 300 psi

Compresor Ajax Superior.

Es un compresor más grande, con 4 etapas, capaz de comprimir un gas desde 35 hasta 1500 Psi, con un motor a gas de 16 cilindros (Fig. 4.3). En la succión de cada etapa del compresor hay un escrúber que separa el líquido que llega asociado con el gas que ingresa a la etapa, el gas va a los cilindros donde su volumen es reducido y al final de cada etapa el gas va al enfriador para reducir su temperatura (Fig. 4.4, 4.5 y 4.6). Al final de la última etapa el gas va a un escrúber antes de descargar el gas. Las presiones de descarga en cada etapa van aumentado paulatinamente.

Presión de Descarga en 1era. Etapa 50 – 60 psi.

Presión de Descarga en 2da. Etapa 150 - 170 psi.

Presión de Descarga en 3era. Etapa 540 – 570 psi.

Presión de Descarga en 4ta. Etapa 1460 – 1500 psi.

Cada compresor es capaz de manejar un volumen de gas diario que va desde 2.5 a 5 millones de pies cúbicos estándar diarios. En la estación Sucumbíos se usan compresores Superior modelo MW-64 que reciben energía mecánica de un motor Superior 16G825.

Medidores volumétricos

Es vital para realizar el levantamiento neumático y que este sea eficiente, tener un control de cuanto gas se maneja en el sistema, cuanto usa como combustible, cuanto se quema, en otras palabras, qué cantidad de gas entra al sistema y que cantidad sale. Para lograr esto es necesario tener una medición precisa del gas que va a cada uno de esos usos.

El gas no puede ser puesto en un recipiente para medirlo, como se lo hace con los líquidos, lo que hace medir el gas un trabajo más complicado. La forma más común para computar la cantidad de gas es necesario medir el mismo mientras está fluyendo a través de una tubería.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Como sabemos el volumen de gas varía dependiendo de la presión y la temperatura en que se encuentre dicho fluido. Hay algunas maneras

para saber la cantidad exacta de gas que se maneja, una es saber la masa de gas, y otra saber el volumen a una condición de referencia en que todos estén de acuerdo. La condición estándar usada en la industria petrolera es usar una presión de 14.65 psia y una temperatura de 60° F.

También hay que tomar en cuenta que el gas que se produce y se maneja no es solo un gas, sino una mezcla homogénea de algunos compuestos químicos que son diferentes uno del otro, con diferente punto de rocío y conteniendo unos líquidos en suspensión. Al variar de presión del gas también va a variar de masa del mismo ya que al haber diversos compuesto químicos algunos van a licuarse debido a este aumento de presión.

Los medidores volumétricos son instrumentos que sirven para determinar el caudal de un fluido. Para medir el caudal de gas en estos campos se utilizan instrumentos de presión diferencial.

La formula usada para calcular el caudal en empleando un instrumento de presión diferencial está basada en el teorema de Bernoulli (altura cinética + altura de presión + altura potencial = constante) en una tubería horizontal.

Placa de orificio

Para lograr esta medición se instala una placa metálica en la línea de gas para causar una diferencia de presión que y provoque el efecto visto anteriormente y poder calcular el caudal de gas. La caída de presión es transmitida por una línea a un instrumento registrador.

Registrador de flujo

Este instrumento registra en un disco de papel la presión de flujo de sistema y la presión diferencial (la variación de presión al pasar por la placa de orificio). Los valores en las cartas se expresan en sus raíces cuadradas y para que sean utilizadas directamente en el cálculo por esta fórmula resumida

$$Q = C \times \sqrt{\Pr esión diferencial \times \Pr esión estática}$$

donde:

Q = Tasa de flujo Pies cúbicos por día

C= Constante de orificio

BIBLIOTECA FICT ESPOL

La ecuación de flujo en un orificio es una ecuación derivada principalmente del principio de Bernoulli (Fig. 4.7) y leyes de gases

ideales. La constante C depende del número de Reynolds, la densidad, el diámetro del orificio, la composición del gas, entre otros.

Esto puede ser explicado teóricamente por la ecuación de balance masa energía para un flujo de una sola fase:

$$\int_{P_1}^{P_2} v_s dP + \Delta\left(\frac{gZ}{g_c}\right) + \Delta\left(\frac{v^2}{2g_c}\right) + F = -w_s \qquad \text{Ec. 4.1}$$

Las unidades en que está esta ecuación son referidas erróneamente como pies de la columna de fluido, pero de hecho están en $\frac{ft\,lbf}{lbm}$.

Para nuestro caso hacemos 2 consideraciones para la Ec. 4.1: la tubería es horizontal ($\Delta z = 0$) y no se le aplica trabajo desde el exterior ($w_s = 0$) la Ec. 4.1 llega a ser

$$\int_{P_1}^{P_2} v_s dP + \Delta\left(\frac{v^2}{2g_c}\right) + F = 0 \qquad \text{Ec. 4.2}$$

Si suponemos que la fricción es despreciable (F=0) la Ec. 4.2 se la reduce a

$$\int_{P_1}^{P_2} v_s dP + \Delta\left(\frac{v^2}{2g_c}\right) = 0 \qquad \text{Ec. 4.3}$$

Si luego suponemos que el volumen específico, v_s, es constante puede ser separado de la integral (luego se corrige esto con un factor de expansión) y la Ec. 4.3 se reduce a

$$v_2^2 - v_1^2 = 2g_c v_s (P_1 - P_2) \qquad \text{Ec. 4.4}$$

Ahora llamamos $v_s(P_1 - P_2)$ como h, que es la pérdida de presión dada en pies de columna de fluido.

Otra suposición que se hace es que $v = q/A$. Esto implica que v, nuestra velocidad en términos de energía cinética, es la velocidad neta de flujo paralelo en la tubería. Esta velocidad es la velocidad promedio en el diámetro y representa la energía cinética del fluido.

La cuarta suposición nos referimos a la medición de la presión. Asumiremos que P_1 es medido en un A_1 que no es afectado por la placa de orificio, y el P_2 medido en un A_2 ubicado justamente en la placa de orificio. Estas 2 últimas suposiciones serán compensadas con factores de corrección. Y así con estas 2 suposiciones la ecuación queda

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$\left(\frac{q_2}{A_2}\right)^2 - \left(\frac{q_1}{A_1}\right)^2 = 2g_c h \qquad \text{Ec. 4.5}$$

Ahora el caudal volumétrico puede ser cambiado a un caudal estándar, q_{sc}, usando $q = (v_s / v_{ssc})q_{sc}$. Por flujo estable $q_{sc1} = q_{sc2} = q_{sc}$. Y seguimos asumiendo que $v_{s1} = v_{s2} = v_{sc}$ nos da el resultado simplificado:

$$q_{sc}^2\left(A_1^2 - A_2^2\right) = A_1^2 A_2^2 (V_{ssc} / v_s)^2 2g_c h \qquad \text{Ec. 4.6}$$

Luego de ordenar y sustituir,

$$q_{sc} = A_2 \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}}\left(\frac{v_{ssc}}{v_s}\right)\sqrt{2g_c h} \qquad \text{Ec. 4.7}$$

Donde $\beta = d_0 / d$; d_0= diámetro del orificio de la placa de orificio, y d es el diámetro de la tubería.

Al recíproco de la raíz se le llamà factor de aproximación. Esta ecuación para rescribirla en una forma más práctica que no contenga v_s; simplemente se los sustituye por ZRT / pM

$$q_{gh} = 218.44 \frac{d_0^2}{\sqrt{1-\beta^4}}\left(\frac{p_f T_{sc}}{p_{sc} T_f z_f}\right)\sqrt{\frac{z_f T_f}{p_f \gamma_g}}\, h_w \qquad \text{Ec. 4.8}$$

Ahora reemplazamos $p_{sc} = 14.73 psia$ y $T_{sc} = T_f = 520° R$, z_f=1, y γ_g=1.0:

$$q_{gh} = 338.17 \frac{d_0^2}{\sqrt{1-\beta^4}} \sqrt{h_w p_f} \qquad \text{Ec. 4.9}$$

La Ec. 4.9 contiene varias suposiciones que solo la haría útil en casos ideales. Para que esta ecuación sea útil en términos reales se le han colocado algunos factores empíricos para darle como forma final la siguiente ecuación,

$$q_{gh} = C' \sqrt{h_w p_f} \qquad \text{Ec. 4.10}$$

Donde $C' = F_b F_{pb} F_{Tb} F_g F_{Tf} F_{pv} F_{\mathrm{Re}} Y F_m F_l F_a$

Las presiones antes y después del orificio son transmitidas por unos capilares que van a las conexiones del instrumento para ir a los resortes de alta y baja presión respectivamente la diferencia entre las presiones hace que el fuelle de alta presión (7 en la Fig. 4.8) se comprima y el líquido en su interior empuje al de baja presión (2) contra la fuerza de los resortes de calibración (3) este movimiento es transmitido por una placa o barra conductora (5) a la conexión de la plumilla registradora (4) y un compensador de temperatura ajusta automáticamente la capacidad de los fuelles.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Para tener un dato preciso sobre el caudal del pozo hay que estar al corriente si el medidor está correctamente calibrado, para eso hay un manifold que permite saberlo. Tomando en cuenta la Fig. 4. 9 para poner fuera de servicio el registrador de flujo se realizan los siguientes pasos:

1. Cerrar D.
2. Abrir A y B para que se igualen las presiones.
3. Cerrar C y E para la presión de la tubería no afecte al medidor.
4. Abrir lentamente D para que el medidor registre la presión atmosférica

Luego de esto la presión diferencial debe marcar cero, y la presión estática debe marcar la raíz cuadrada de la presión atmosférica por cien dividido para el rango de medición de la presión estática $\sqrt{(100 \times 14.7 / rango)}$. Esta calibración se la debe hacer a diario para que en caso de que esté descalibrado en medidor este sea calibrado en la brevedad posible. Para poner el medidor volumétrico de nuevo en funcionamiento se siguen los siguientes pasos:

1. Cerrar D.
2. Asegurarse de que estén abiertas A y B
3. Abrir C y E para igualar las presiones.
4. Cerrar A y B.

5. Abrir D.

A continuación se describirá el sistema de compresión en cada estación.

Estación Shushuqui y Estación Shuara.

En cada una de estas estaciones hay un sistema de bombeo de gas similar. Hay 2 compresores Ajax de una etapa colocados en paralelo con el objetivo de subir la presión aproximadamente desde 20 a 100 psi y conducir el gas que ahí se produce hasta la estación Sucumbíos.

Teóricamente en la estación Shushuqui el sistema debe funcionar de la siguiente manera:

1. El gas sale de los separadores y entra en el escrúber donde son separados los líquidos que aún contiene (Fig. 4.10)

2. El gas que separado en el escrúber es enviado a otro escrúber antes de entrar a los compresores (Fig. 4.11).

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

3. El compresor sube la presión del gas, parte de ese gas se usa para combustible para el motor del mismo del mismo compresor y la mayor parte de ese gas va a otro escrúber para luego ir a la estación Sucumbíos.

4. Los compresores tienen válvulas de seguridad que alivian la presión desviando el gas hasta los mecheros cuando la presión de descarga es muy alta.

Los compresores del campo Shushuqui no bombean gas hasta la estación Sucumbíos desde hace aproximadamente un año. Esto es debido a que la presión y el volumen de gas que sale de los separadores no es el suficiente para la entrada a los compresores, cuando se intenta bombear el gas a Sucumbíos los separadores se inundan.

En la estación Shuara se bombea de una forma más regular, siendo la única limitante el funcionamiento de los pozos que funcionan con bombeo eléctrico que aportan a la estación una cantidad de petróleo y gas de ese campo.

El gas que se separa de la producción de los pozos en realidad es una mezcla de gases que contiene algunos hidrocarburos, agua, dióxido de

carbono y líquidos que no lograron separarse en el separador; en el proceso de compresión esos líquidos y los hidrocarburos más pesados se condensan, y en el caso de las estaciones Pichincha, Shura y Shushuqui van a un mechero donde son eliminados.

Estación Pichincha

En esta estación están los 2 compresores de una etapa dispuestos de una manera similar a las estaciones de Shushuqui y Shura e instalados en ese lugar con los mismos objetivos: enviar el gas a la estación Sucumbios. En la estación Pichincha está un compresor Superior de 4 etapas (idéntico a los de la estación Sucumbíos) que era utilizado para inyectar el gas a los pozos que antes eran de Gas Lift que estaban muy lejos de la estación de Sucumbíos para que la presión sea suficiente para que funcionen adecuadamente las válvulas de los pozos de gas. Luego esos pozos pasaron a ser convertidos a bombeo eléctrico por lo que el compresor Ajax Superior de Pichincha dejó de estar en funcionamiento hasta ahora.

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL ESPOL

Estación Sucumbíos

BIBLIOTECA FICT ESPOL

Aquí es donde se recopila la mayor cantidad de gas del campo Libertador para luego ir a los pozos de Gas Lift o ir a la generación de electricidad para los pozos de bombeo eléctrico (Fig. 4.12).

El gas proveniente de las estaciones Sucumbíos, Shuara y Pichincha es captado en la estación Pichincha para ir a los compresores, a Petroindustrial o los excedentes ser quemados.

El gas que va a los compresores es separado de los residuos líquidos por un escrúber antes de la succión para luego ir a cuatro de los cinco compresores de cuatro etapas existentes en la estación (uno siempre pasa en mantenimiento), el líquido pasará a Petroindustrial donde pasa por un proceso para conseguir una gasolina natural y obtener un gas seco que es usado para la generación o se lo recircula a los compresores.

El gas comprimido hasta las 1500 psi va para tres destinos:

1. Para usarlo como combustible de algunos motores a gas que funcionan en las estaciones como los generadores Waukesha y los mismos compresores. Para que funcionen de una manera optima los motores a gas y para que este sea un combustible eficiente al gas se extrae el agua por medio de un deshidratador, donde se extrae el agua y hay válvulas estranguladoras que bajan la presión desde 1500 hasta 35 Psi.

2. Para enviarlo a los generadores Wärtsiläs que requieren 1.5 MMPCD de gas relativamente limpio para poder operar (con un bajo contenido de CO2 y de agua). El gas después de ser comprimido va a un escrúber para luego ir a una válvula estranguladora donde la presión es reducida a 350 Psi. Para ir a un scruber donde se mezcla con el gas seco que provee Petroindustrial para ir a los Wärtsiläs.

3. El gas que va a los pozos de Gas Lift

4.2 Línea madre y ramales de Gas Lift

Como fue dicho antes, el gas recolectado de cada estación es enviado por líneas hasta la estación Sucumbíos donde se separa del líquido, se comprime y parte del gas es enviado a los pozos de Gas Lift ya presurizado.

La línea de Gas Lift ha sido modificada con el pasar del tiempo debido a que se ha reducido el número de pozos que funcionan con bombeo neumático. Muchos de estos pozos han sido cambiados a levantamiento eléctrico y ya que el porcentaje de agua ha aumentado con el caminar del tiempo haciendo que sea menos eficiente el bombeo neumático y

BIBLIOTECA FICT
ESPOL



para aumentar la producción la mayoría de pozos levantados a gas fueron cambiaron sus completaciones a bombeo eléctrico.

Al disminuir la cantidad de pozos levantados con gas, parte de la tubería ha dejado de ser usada y se ha despresurizado para tener un poco más de eficiencia en los pozos que todavía están con Gas Lift. Debido a esa despresurización parte de esa tubería ha sido robada y parte fue retirada por falta de uso y utilizada para otros fines, por lo que el anillo que existía en el campo ya no está como fue dispuesto en un principio. Para escoger los pozos que van a ser levantados con gas hay que saber si la línea madre está cerca de ese pozo. En el esquema (Fig. 4.13) se muestra la línea madre de Gas Lift como está en la actualidad.

La línea actual recorre la vía de sur a norte desde la estación Pichincha donde esta uno de los compresores Ajax Superior (que actualmente no está en uso). La línea madre avanza hasta el norte donde se bifurca en dos partes: una al oeste a la estación Secoya (donde es presurizado con 5 compresores Ajax Superior y otra al este a la estación Shuara. La Línea Madre une también las estaciones de Shuara y Secoya de oeste a este, pero también continúa al Norte desde la estación Secoya hasta llegar hasta después del pozo Secoya 7B (el cual está cerrado); y también sube al norte desde la estación Shuara hasta el pozo Shuara 4.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A lo largo de la línea también hay ramales que llegan desde la línea madre hasta los respectivos pozos que producen con bombeo a gas.

Es sabido ya que el proceso de compresión disminuye considerablemente los líquidos que están presentes en el gas, pero no los elimina en su totalidad por lo que hay veces que existen líquidos poblando la tubería e impidiendo que el gas fluya normalmente ella. Para eso en las partes más bajas de la tubería (donde por gravedad deberían acumularse los líquidos) están construidos unos recipientes colocados debajo de la línea madre y los ramales de gas llamados "Dry Pots" que almacenan los líquidos que se podrían condensar en la tubería en el transcurso del día para luego ser drenados.

Como se puede apreciar en la Fig. 4.13 hay partes de la tubería madre que no está utilizada y que posiblemente no se la utilizará en un futuro cercano, lo que implica pérdidas por la gran cantidad de tubería sin usar. Para esto se debería recortar partes de la tubería que no están en uso.

4.3 Deshidratación del gas

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

El gas que se recolecta en la estación Sucumbíos tiene varios componentes entre los que se encuentran el agua, el dióxido de carbono,

dióxido de azufre y restos de petróleo que no llegó a precipitarse en los separadores. Todas esas impurezas podrían causar problemas posteriores como la pérdida de presión al condensarse los restos de petróleo y agua en la línea de gas; o un problema que es muy grave como la corrosión de las líneas y de los equipos. Hay que tomar en cuenta que también se usa el gas para mover motores y los motores para trabajar más eficientemente requieren un gas limpio y sin impurezas tales como el agua y el dióxido de carbono. Por esos motivos es importante que remover la mayor cantidad posible de esas impurezas. Actualmente parte de esas impurezas son removidas mecánicamente por medio de una serie de escrúberes que separan la parte líquida antes de entrar a la succión de los compresores. Mucha del agua y del petróleo que está suspendido en el gas son eliminados en cada etapa de los compresores. Los líquidos que llegan todavía quedan en la descarga son eliminados en los Dry Pots.

Parte del gas que va a la estación Sucumbíos es enviado a Petroindustrial donde después de varios procesos se separa los hidrocarburos gaseosos más pesados (propano y butano) en forma de gasolina natural, el agua, dióxido de azufre y el dióxido de carbono dejando solamente gas pobre (metano y etano).

El gas que entra a Petroindustrial va a 3 compresores funcionando en paralelo donde cada uno puede trabajar con un caudal de 4.5 MMPCD, donde se presuriza el gas que va para la estación de Petroindustrial (y también se separan parte de los líquidos que van asociados al gas). De la descarga de los compresores el gas pasa a dos plantas colocadas en paralelo que extraen el CO_2 que se encuentra en el gas; cada una de esas plantas puede manejar un volumen diario de 5 MMPCD por. El gas pasa luego a una planta de glicol donde es extraída toda humedad que está en el gas.

Todo este proceso daría un gas más limpio de mejor calidad tanto para el levantamiento artificial como para ser usado como combustible y daría a Petroindustrial la materia prima necesaria para obtener el Gas Licuado de Petróleo. Pero el costo o la consecuencia de tener el gas limpio es que se reduciría considerablemente el volumen del gas que queremos inyectar a los pozos, ya que el 40% del gas que llega a la estación Sucumbíos es dióxido de Carbono.



Los motores a gas son los que tienen más problemas con el contenido de agua debido a que para que un motor a gas funcione adecuadamente debe tener un gas sin agua ni dióxido de carbono. Hay cerca de los

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

compresores un deshidratador para eliminar el agua del gas que se usa para combustible de los compresores y de los generadores Waukesha.

El deshidratador usa parte del gas de la descarga de los compresores Ajax Superior que está a 1500 psi, lo descomprime hasta 35 psi y usa parte de ese gas para que mediante la combustión, calentar el gas con el fin de eliminar el agua. Esa descompresión hace que el gas y la tubería se enfríe, se reduce la presión al gas debido a que los motores necesitan gas a una presión de 35 psi para su buen funcionamiento.

4.4 Optimización del sistema de alimentación al Gas Lift y Wärtsilä.

Por lo general el sistema de gas Lift de un campo es cerrado. El gas producido es comprimido y reinyectado a los pozos para alivianar la columna y así producirlos, el gas que producirían los pozos serviría como combustible para los compresores y para compensar el volumen perdido en la compresión y en las líneas; si hay un excedente ese gas se sería utilizado para otros usos como la generación eléctrica o simplemente sería quemado.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En el campo Libertador todo es un sistema mucho más complejo; el sistema de gas de este campo es un sistema abierto, es decir que el gran parte del gas que circula es usado para diferentes fines.

El gas del campo Libertador se usa para levantamiento neumático, para generación eléctrica, para mover los compresores, se entrega una parte del gas a Petroindustrial y si el gas no es suficiente para que operen los compresores, ese gas es quemado en mecheros. Por ese motivo es muy importante tener el conocimiento más preciso posible cuanto gas entra, cuanto gas sale, cuanto gas es utilizado y cuanto quemado en cada uso que se le dé al mismo. Es importante tener un buen Balance de Gas.

BALANCE DE GAS

El balance de gas será dividido en 3 partes:

- Antes de llegar a la estación Sucumbíos,
- En la estación Sucumbíos, antes de comprimir y
- En la estación de Sucumbíos una vez comprimido el gas.

Esta separación del Balance de Gas se la realiza debido a que la cantidad de gas, las propiedades y el uso varía en cada una de estas partes. Antes

de entrar a la estación Sucumbíos, el gas tiene más cantidad de agua y de petróleo, En la estación Sucumbíos antes de comprimir el gas llega algo más limpio y parte de ese gas se entrega a Petroindustrial y luego de comprimir el gas es más limpio y tiene otros usos. No es lo mismo quemar en un mechero 500 MPCD de gas rico que quemar 500 MPCD de gas pobre.

Serán presentados los datos obtenidos según el último balance de gas realizado*.

Tabla V

Balance de Gas (Parte 1)

Antes de llegar a la Estación Sucumbíos

	Contado	**Quemado**	**Succión**	**Descarga**	**Combustible**
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
Shuara	1926	141	1785	1358	63
Shushuqui	829	829	0	0	
Secoya	9974	1035	8939	8939	
Pichincha	2711	282	2429	2056	295
Tot. Libert.	15440	2287	13153	12353	358

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

* Fuente: Petroproducción Marzo de 2006.

Balance de gas en la Estación Sucumbíos, antes de ser comprimido

Tabla VI

Balance de Gas (Parte 2)

	Volumen
	MPCD
Captación (+)	12353
Petroindustrial (-)	2075
Ex. Comp. (-)	563
Succión (-)	9610
Saldo	105

Balance de gas en la Estación Sucumbíos, después de comprimir el gas.

Tabla VII

Balance de Gas (Parte 3)

	MPCD
Descarga Compresor (+)	8576
Gas Residual (+)	397
Combustible Gas Residual (-)	397
Combustible Gas Rico (-)	1716
Inyectado A Pozos (-)	6578
Perdida En Líneas (-)	282

Hay que tomar en cuenta que teóricamente si el gas que se inyecta no se pierde en ninguna parte debe regresar la misma cantidad recirculándose al sistema, cosa que no pasa con el gas que va a los generadores o a los mecheros, ese gas entra en combustión y se pierde.

Hay un medidor volumétrico de gas en el separador de prueba que registra el volumen de gas producido en cada pozo. Esta medición se la realiza cuando cada pozo entra a prueba y se le cambia de placa de orificio dependiendo del pozo (hay pozos que producen más gas que otros), como todos los pozos producen debajo del punto de burbuja el GOR medido debe ser constante siempre e igual a la concentración de gas que tiene el petróleo del pozo. Para calcular el gas producido simplemente se multiplica el GOR por la producción de petróleo. Los pozos que producen con Gas Lift tienen un GOR muy superior a la concentración de gas en el yacimiento, esto se puede deber a que no se mida bien el gas inyectado o a que el separador esté defectuoso y pase petróleo por el registrador volumétrico.

Tanto a la descarga como a la succión de los compresores de las estaciones Shushuqui, Shuara y Pichincha hay medidores volumétricos que registran cuanto gas bombean los compresores hasta la estación Secoya.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En las estaciones Pichincha Shushuqui y Secoya no se registra la cantidad de gas que va a los mecheros, hay registradores volumétricos que están descalibrados, se quema una cantidad mínima o defectuosos. Por lo que el gas que se estima el gas que se quema haciendo una diferencia entre cuanto se produce y cuanto entra a la succión de los compresores. Los compresores de las estaciones Shushuqui, Pichincha y Shuara usan el mismo gas producido en esas estaciones como combustible para su funcionamiento, que además contiene agua y dióxido de carbono; este gas no es contabilizado, solo se hace una estimación de la cantidad de gas que usa cada compresor como combustible.

En la estación Secoya hay un medidor volumétrico a la salida de la línea de gas de los separadores que mide la cantidad de total de gas que producen todos los pozos que llegan a la estación. La línea de gas se divide en 2: una línea que va a los mecheros (donde hay una placa de orificio pero no hay registrador) y una que va para los compresores; en esta última no se hace un registro del gas que se va a comprimir por lo que se calcula con diferencia entre el gas producido de los pozos y el gas que se quema. En la Fig. 4.14 se muestra un diagrama en el que está un esquema del ciclo del gas en el Campo Libertador.

Hay partes donde no se mide el gas, solo se hace una diferencia entre las mediciones y a partir de una ecuación matemática se estima la cantidad de gas que pasa por esa línea, como al sumar y restar se propagan los errores hace falta medidores y placas de orificio en esos lugares (entrada de gas residual para los motores de la estación Secoya y el gas quemado como excedente de los compresores Ajax Superior).

Se requiere además un registrador de flujo en la descarga de gas residual del Petroindustrial, una placa de orificio que mida el gas rico que va a Waukesha y otra que mida el gas residual que va a Wärtsilä.

En el campo Libertador hay 2 generadores Wärtsilä (pronuncie Varsila) de modelo VASA 16V32LNGD que son generadores eléctricos que pueden funcionar a gas o a petróleo. Para funcionar a petróleo necesitan un volumen aproximado de 350 BPD de petróleo puede operar con crudo pesado o liviano sin hacer cambios al sistema de inyección, el generador opera como cualquier máquina a diesel*. Puede también funcionar a gas con un caudal de 1.5 MMPCD de gas para las dos unidades. El gas rico, por tener mas capacidad calorífica, es el mejor para operar estos generadores, sin embargo, para el caso del gas del campo Libertador que contiene un 40% de dióxido de carbono, no haría la combustión efectivamente. Los generadores Wärtsilä funcionarían más eficientemente

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

con el gas residual que envía Petroindustrial en su proceso de obtención de la gasolina natural, aumentando el tiempo de vida de los generadores y reduciendo la frecuencia de los mantenimientos de los mismos.

Para tener un manejo eficiente de los generadores Wärtsilä hay que tener un balance de gas exacto para así tener un conocimiento preciso del caudal de gas que se maneja en este campo. Una vez obtenido el balance de gas es necesario utilizar el gas que se lo quema sin motivo para la generación eléctrica.

4.5 Facilidades en locación

Para el sistema de levantamiento neumático de flujo continuo se necesitan algunos instrumentos en superficie para su funcionamiento adecuado y para tener datos sobre algunos parámetros del pozo.

En el Campo Libertador se utiliza los siguientes equipos:

- Regulador de presión de flujo, que sirve para reducir la presión de la tubería de gas a la presión de inyección que requiere cada pozo para ser levantado.

- Medidor de flujo, ubicado luego del regulador de presión se lo utiliza para medir el caudal de gas que se inyecta en cada pozo. Esta información nos sirve (teniendo el conocimiento del gas que llega al separador de prueba) para estar al tanto de cuanto gas produce ese pozo y así hacer los cálculos para el balance de gas.

- Intercambiador de calor, que es usado para darle calor al gas. El gas al ser comprimido tiene una cantidad de calor en el que cuando aumenta su volumen esa cantidad de calor se distribuye uniformemente en un espacio más grande provocando que la línea se enfríe. Cuando la línea se enfría también se condensa y congelan los líquidos que están dentro de la tubería haciendo que esta quede obstruida. Para evitar eso se usa el calor que tiene el yacimiento de petróleo para transmitirlo a la línea de gas, haciendo que un flujo pase alrededor de otro para cumplir ese fin.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO # 5

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA OPTIMIZACIÓN DEL GAS LIFT

5.1 Costos de la Implementación de pozos al Sistema de Gas Lift

Para saber los costos que tiene implementar pozos de Gas Lift es necesario tener en consideración los costos que tienen las operaciones que son necesarias tanto para poder realizar el cambio de sistema de levantamiento como para cambiar y recalibrar válvulas de las completaciones existentes.

Tabla VIII

Operaciones de Wire line*

Servicio	Costo (US$)
Movilización / Km	3
Recuperar Standing Valve	260
Abrir camisa	200
Bajar bloque impresor	120
Golpear todas las válvulas	220
Bajar sensor para GLS	150
Sensor asentado / hora	40
Pesca de sensor	240
Operación Build Up	1000
Horas básicas de GLS (4)	60
Horas adicionales	40

* Los valores de las tablas de este capítulo son datos tomados de Petroproducción

Es muy útil realizar una prueba de GLS trimestral para saber el estado del pozo que producen con Levantamiento Neumático y conocer si tiene algún problema en su funcionamiento. En el primer trimestre de este año el costo promedio de los GLS fue de US$ 640, aunque el costo de un GLS en este campo varía entre US$ 400 y US$ 600.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Como ya fue dicho con anterioridad, los pozos Sec 04 y Sec 28 producen muy poco (debajo de los 200 BFD) para que el levantamiento neumático de flujo continuo sea eficiente, a esos pozos se les debe cambiar la completación a un método de levantamiento más apropiado a la situación de estos pozos. Un método de levantamiento adecuado a las condiciones de estos pozos (baja presión de fondo, baja producción y bajo índice de productividad) sería el Gas Lift con flujo intermitente ya que hay gas y sistemas de compresión; pero el inconveniente es que no se ha hecho antes este tipo de levantamiento y no hay controladores de superficie que regulen el flujo de gas en las bodegas del campo para poder realizar el levantamiento. Para estos pozos se tomaría el costo de un reacondicionamiento para cambiar la completación de un tipo de levantamiento por otro.

Además están los pozos Sec 17 y Sec 20 que tienen un orificio en la tubería y necesariamente tienen que entrar a reacondicionamiento. Sabemos que el gas del campo Libertador tiene un alto contenido de dióxido de carbono por lo que es muy corrosivo y además el tubing tiene más de 10 años de funcionamiento en el pozo por lo que puede tener otros daños que actualmente pueden ser intrascendentes podría significar problemas a corto plazo, tales como agujeros en la tubería o en el peor de los casos una ruptura en la misma que podría causar que se quede la

completación como un 'pescado' en el pozo. Para evitar esos problemas se corre un registro mecánico de corrosión que nos serviría para identificar cuales tuberías están dañadas y deben ser cambiadas.

Tabla IX

Registro Kinley

Servicio	**Costo (US$)**
Movilización / Km	1.5
Personal / día	1000
Cargo Básico /ft.	0.87
Servicio Corrosión	2500

El costo aproximado de este registro está entre los US$ 9000 y US$ 10000. Además para que el gasto que realizamos al hacer este registro rinda sus frutos debemos reemplazar la tubería dañada. El costo aproximado de la tubería es US$ 14/ ft. Registros similares realizados en otros pozos de la misma zona (pero levantados con bombeo eléctrico) indican que la mitad de los tubos tienen daño, con lo tendríamos una inversión aproximada de US$ 110 000 entre los 2 pozos.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Tabla X

Costos estimados por cambio de tubería

Servicio	**Material**	**Costo (US$)**
Movimiento de la torre		7000
Trabajo de la Torre (12 días)		60000
Supervisión y Transporte		10000
	Equipo de subsuelo	60000
	Químicos	5000
Vaccum		5000
Unidad de Wire Line		5000
Unidad de bombeo + herramientas		30000
Contingencias (+/- 30%)		55000
Total		237000

Hay pozos en los cuales solo es necesario recalibrar las válvulas. Aquí solo se tomarán en cuenta los costos de Wire Line y de calibración de cada válvula. Los costos aproximados del cambio del conjunto de válvulas es aproximadamente US$ 1500 y la calibración de las válvulas cuesta US$ 40 por cada válvula calibrada en el taller que tiene Petroproducción en el Campo Libertador. Por lo que el cambio del conjunto de válvulas tiene un costo aproximado de US$ 2000.

5.2 Costos del mejoramiento de la Facilidades de Superficie.

Como fue explicado anteriormente algo que es de gran importancia en un campo que produce con el sistema de Gas Lift es tener un buen Balance de Gas; que si no da una medida exacta, de una medida que sea bien aproximada de la cantidad gas que se maneja en el campo.

Muchos valores que se pueden leer en el balance expuesto en el capítulo anterior son calculados de otros valores, lo que propagaría el error del balance. Por esta razón es necesario tener todos los medidores de gas en los lugares que se los requiera y que estén calibrados. Para esto a todos los medidores se debe revisar periódicamente (a diario si es posible) la calibración de los mismos.

Para evitar pérdidas, ahorrar y tener un mejor sistema de gas es necesario retirar la parte de la línea madre que no se va a utilizar (ver Fig. 5.1):

- Desde el pozo Shuara 4 hasta la estación Shuara.
- Desde el pozo Shuara 3 hasta la Y que va de Sur a Norte (a la altura del pozo Shuara 15), en total se removerían 6 Km de la Línea Madre.

Se ha escogido algunos pozos para implementar el levantamiento neumático, para poder hacerlo requiere un ramal de gas de alta presión que transporte desde la línea madre hasta el pozo el gas a alta presión necesario para que este produzca. Como los pozos a los cuales se implementará Gas Lift están actualmente produciendo no es necesario tender líneas de producción, únicamente los ramales de las líneas de inyección de gas.

El pozo Shushuqui 21 está muy alejado de la línea de gas de alta presión que está en el campo que actualmente está. Desde la posición actual de la Línea Madre de gas hasta llegar al pozo hay aproximadamente 6 Km (siguiendo la vía en este momento construida. Al cambiar el Shushuqui 21 a Gas Lift no aumentamos la producción, el único beneficio que tenemos es que aumentaremos el volumen de gas que llegaría a la estación, 320 MPCD de gas, para así poder hacer funcionar los compresores de gas y hacer que lleguen los 900 MPCD de gas producidos en la estación que actualmente se queman. Este beneficio quedaría compensado al tender una línea de 3.5 Km desde el pozo Secoya 17 hasta la estación Shushuqui donde llegaría a demás del gas asociado con la producción 1000 MPCD a la estación Shushuqui.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Tabla XI

Costos de mejoramiento de facilidades de Superficie

Descripción	**Cantidad**	**Costo Unitario (US$)**	**Costo Total (US$)**
Tubería de gas de alta presión (4")	2600	22.46/m	58396
Instalación de tubería	2600	5.52/m	14352
Prueba hidrostática	2600	0.4/m	1040
Accesorios	Grupo	150000	150000
Cambio de tubería	3500	6/m	21000
Subtotal			244788
Imprevistos			48957
TOTAL			293745

5.3 Análisis técnico de la Optimización de Gas Lift.

Actualmente la producción e inyección de los pozos de Gas Lift es la siguiente:

Tabla XII

Producción de los pozos para abril de 2006

Pozo	Gas iny PCD	BFD	BSW	BPD
Sec 4	1181	141	18	116
Sec 20	1066	188	18	154
Sec 17	1084	517	55	233
Sec 2	1184	612	72	171
Sec30	1121	811	64	385
Shu 3	1031	216	12	190
	6667	2485		1249

Teóricamente según la optimización de la inyección de gas realizada en el presente trabajo, el campo Libertador tendía los siguientes valores de caudales tanto de gas inyectado como de petróleo producido.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Tabla XIII

Producción Estimada

Pozo	Gas iny PCD	BFD	BSW (%)	BPD
sec 24	600	571	45	314.22
Pic 02	715	500	3	485
sec 20	550	400	18	328.00
sec17	1060	1019	55	458.55
sec2	1150	780	72	218.40
sec30	1250	1430	76	343.20
shu3	1300	250	12	220.00
	6625	4950		2367.37

Por lo que se reduciría ligeramente el volumen de gas que va a los pozos y se produciría un mayor caudal de petróleo.

Uno de los objetivos de la optimización es obtener mayor caudal de producción de petróleo inyectando la menor cantidad de gas para levantarlo. Este incremento de producción nos dará una ganancia que pagará inversión hecha al principio de este proyecto. En esta tesis se hizo una optimización teórica de los pozos que producen con Gas Lift y de otros pozos que se sugiere cambiarlos a este sistema. Los cambios en la producción actual de estos pozos serán dados a continuación.

Tabla XIV

Incremento de producción esperado por pozo

POZO	Producción Actual (BPD)	Producción Esperada (BPD)	Incremento Estimado (BPD)
SEC 02	151	218	67
SEC17	338	459	121
SEC 20	230	328	98
SEC 24	289	314	25
SEC 30	149	343	194
PIC 02	626	486	-140
SHU 03	177	220	43
Total	**1960**	**2368**	**408**

Al incluir la producción del Secoya 17 en la estación Shushuqui se verían unos cambios en el balance de gas. En este caso reordenaríamos el gas que está distribuido en las estaciones. Antes de la optimización del gas inyectada a los pozos van 4515 MPCD a la estación Secoya, 1121 a la Estación Pichincha y 1031 a la estación Shuara. Después de la optimización irían 2300 MPCD a la estación Secoya, 1300 MPCD a la estación Shuara, 1965 MPCD a la estación Pichincha y 1060 a la estación Shushuqui. Haciendo estos cambios el Balance de Gas quedará de la siguiente manera:

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Tabla XV

Balance de Gas Estimado (Parte 1)

Antes de llegar a la Estación Sucumbíos

	Contado	Quemado	Succión	Descarga[1]	Combust.
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
Shuara	2195	141	2054	1643	100
Shushuqui	1889	200	1689	1588	50
Secoya	7759	1035	6724	6724	
Pichincha	3555	282	3273	2848	270
Tot. Libert.	15398	1658	13740	12803	420

En la estación Sucumbíos, antes de comprimir

Tabla XVI

Balance de Gas Estimado (Parte 2)

	Volumen
	MPCD
Captación (+)	12803
Petroindustrial (-)	2648
Ex. Comp. (-)	563
Succión (-)	9697
Saldo (+)	105

1Tomado del porcentaje de pérdida de los balances anteriores.

En la estación Sucumbíos, ya comprimido.

Tabla XVII

Balance de Gas Estimado (Parte 3)

	MPCD
Descarga Compresor (+)	8727
Gas Residual[2] (+)	930
Combustible Gas Residual (-)	930
Combustible Gas Rico (-)	1820
Inyectado A Pozos (-)	6625
Perdida En Líneas (-)	282

5.4 Análisis económico de la Optimización de Gas Lift

Luego de haber calculado las ganancias en producción y en cantidad de gas que se manejaría en la estación luego de la optimización, es necesario hacer un análisis económico que nos permita estar al corriente de las ganancias monetarias del proyecto y así poder ver si la optimización es rentable o no.

Conceptos Generales.

TIR

Tasa Interna de Retorno, nos va a indicar la rentabilidad de una inversión. Es el interés que genera un proyecto al ser ejecutado en un tiempo determinado.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2 Teniendo en cuenta que solo se recupera el 35 % del gas que entra a Petroindustrial, parte se usa como combustible de la planta

Cada inversionista tiene un TIR si se quiere realizar una inversión, el TIR de la inversión debe ser mayor que el TIR que se obtiene actualmente sin realizar la inversión. Por ejemplo si se tiene un proyecto del cual se gana el 4% anual, y una póliza aplazo fijo genera un interés del 6%, no es conveniente el proyecto debido a que en un lugar más seguro es obtenida una mejor ganancia.

Tiempo de Recuperación de Inversión

El capital que se requiere para hacer un proyecto tiene que regresar en un momento dado. El tiempo de recuperación de la inversión es el tiempo que demora en ser recuperada la inversión realizada e indica en que momento se está ganando dinero.

Para determinar el tiempo de recuperación y la tasa interna de retorno de un proyecto hay que hacer un balance entre la inversión, gastos e ingresos que intervienen en dicho proyecto. La inversión inicial consta los costos del registro mecánico de corrosión y work over de 5 pozos, además de los cambios de válvulas en 3 pozos y las modificaciones en la línea de alta presión de gas; lo que nos daría una inversión estimada de US$ 1556000.

Para calcular la ganancia que se obtiene por la optimización será tomado en cuenta el aumento de producción resultante, aunque no hay que olvidar que la producción con el pasar del tiempo declina por lo que se usó el historial de producción para predecir la producción a futuro de cada pozo. También hay que considerar que se gana 522 PCD de gas seco que puede ser utilizado para la generación eléctrica haciendo que un generador Wärtsilä funcione completamente a gas ahorrando 175 barriles de petróleo diario usados para generación.

Considerando un costo de producción de US$ 4 por barril y un precio promedio del barril de petróleo de US$ 50 se tendría una ganancia de US$ 46 por barril. Hay que tomar en cuenta que los gastos operativos tales como mantenimiento de equipos y tubería como los de personal ya están contemplados desde un principio por lo que no son considerados en este análisis. Con el precio del petróleo a ese nivel el TIR del proyecto a 5 años es del 536% anual.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Tabla XVIII

Flujo de Caja

Año	Egresos (US$)	Ingresos (US$)	Flujo Neto (US$)
0	1 556 000	0	-1 556 000
1	0	8 670 837	8 670 837
2	0	6 816 202	6 816 202
3	0	5 453 517	5 453 517
4	0	4 531 994	4 531 994
5	0	3 535 645	3 535 645

CAPITULO # 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

Luego de lo expuesto anterior mente se puede concluir lo siguiente:

- Hay una capacidad de los compresores y de las otras facilidades más alta de la que se requiere entre los 6 compresores existentes se puede comprimir a 1500 psi. Hasta 24 MM PCD, mientras que el sistema requiere 12 MM PCD.

- Se logrará inicialmente un incremento en la producción de aproximadamente 400 BPD lo cual con el precio asumido del petróleo de US$ 46 generará un ingreso diario inicial de US$ 18 400; esto sin tomar en consideración los 170 BPD ahorrado por el uso de gas para un generador Wärtsilä.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- El proyecto a un plazo de 5 años es conveniente ya que nos da un TIR de 536% anual invirtiendo únicamente US$ 1 556 000; inversión que considerando un interés efectivo anual del 20% se recupera en poco más de 2 meses.

- El BSW promedio del campo es de 75% y el porcentaje de agua de los pozos tiende a subir, por lo que a un corto plazo se tendrá que prescindir del sistema de Gas Lift de flujo continuo en este campo, e implementar otro método de levantamiento para unos 3 o 4 años, cuando algunos pozos produzcan por debajo del caudal que se pueda levantar con Gas Lift a flujo continuo.

- La planta de procesamiento de Petroindustrial, del gas que recibe solo regresa al sistema el gas residual que equivale al 30 % del volumen entregado. Por lo tanto no es conveniente entregarle 12 MMPCD ya que el sistema solo se quedaría con la tercera parte del gas lo cual es insuficiente para inyectar gas para los pozos de Gas Lift.

- El cambio de método de levantamiento del pozo Pichincha 02 de bombeo eléctrico a bombeo neumático implica una disminución en la producción diaria de ese pozo. Esa pérdida se vería compensada al

de flujo en las partes donde se requiera (ver Capítulo 4.4) y calibrar los medidores que están descalibrados. Luego de hacer el balance evaluar donde se pierde el gas para así hacer un uso más eficiente de este recurso.

- Se quema una alto volumen de gas en las estaciones Atacapi y Parahuacu, por lo que debe realizar un estudio de la factibilidad económica de enviar el gas a la estación Sucumbíos para que luego le sea pueda ser usado para generación o para ser entregado a Petroindustrial.

- Actualmente las instalaciones de Petroindustrial tienen algunos problemas en su funcionamiento. El filtro de Dióxido de Carbono no funciona a toda su capacidad, por lo que el gas residual que se recibe tendría mucho CO_2, lo que sería perjudicial para los motores a gas que necesitan el gas residual como combustible. Es necesario reparar estos filtros para que el gas residual tenga una mayor eficiencia en los motores.

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL ESPOL

- Revisar la calibración de los medidores volumétricos de gas de una manera más frecuente con el fin de detectar con mayor rapidez posibles

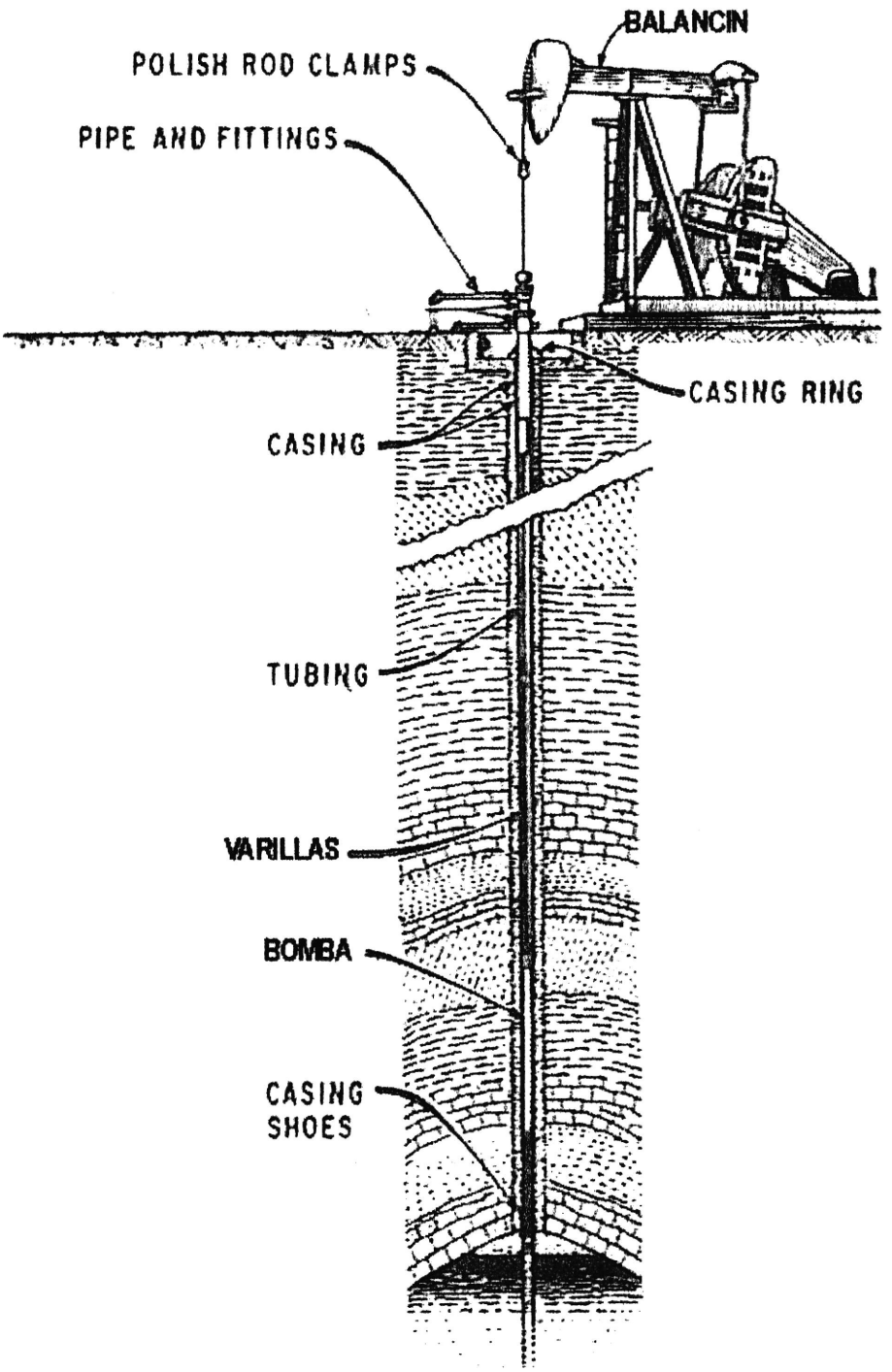
BIBLIOTECA FIMCP ESPOL

fallas en el balance de gas y tener en buen estado el manifold usado para ese fin.

- Luego de revisar el historial de los pozos se puede sugerir diseñar completaciones para bombeo mecánico en los pozos Sec 4, Sec 28, Ssq 14 y Ssq 19 por tener una producción baja de petróleo.

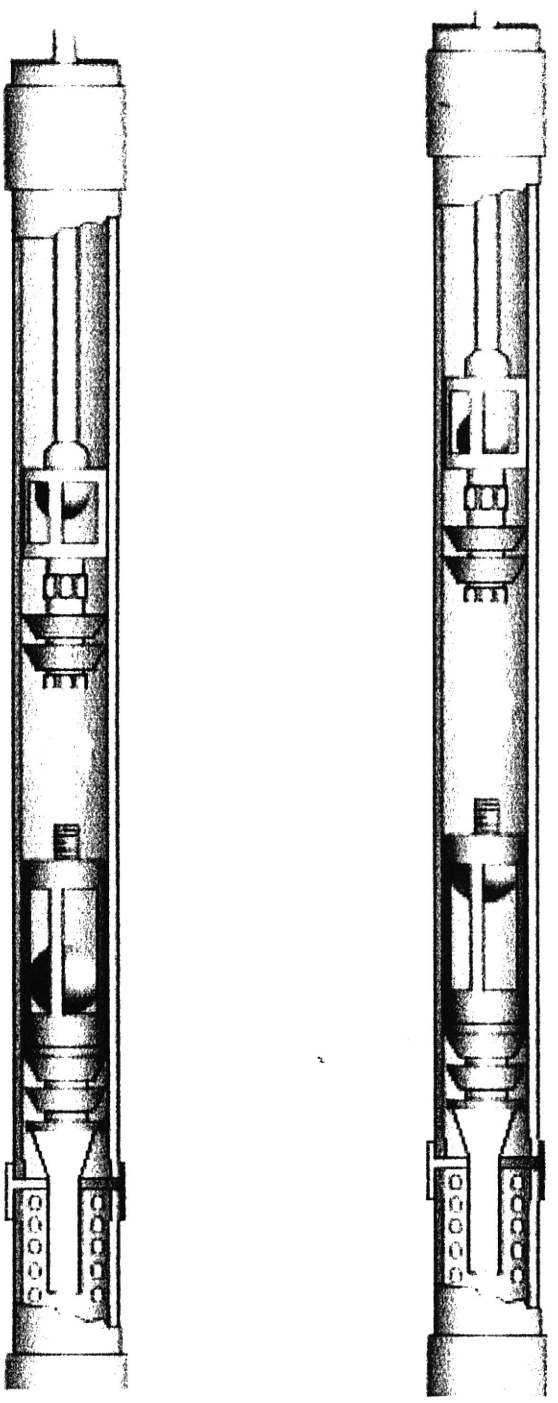
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig. 1.1



Bombeo mecánico (Libro de Kermit Brown Volume 2a)

Fig. 1.2



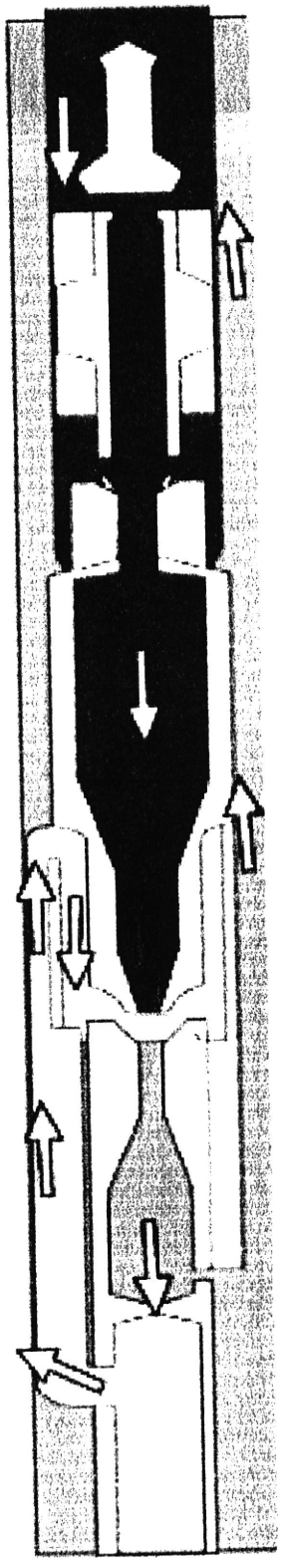
A B

Bomba Mecánica

Fig.1.2.A: Bajando la sarta de varillas

Fig 1.2.B: Subiendo la sarta de varillas

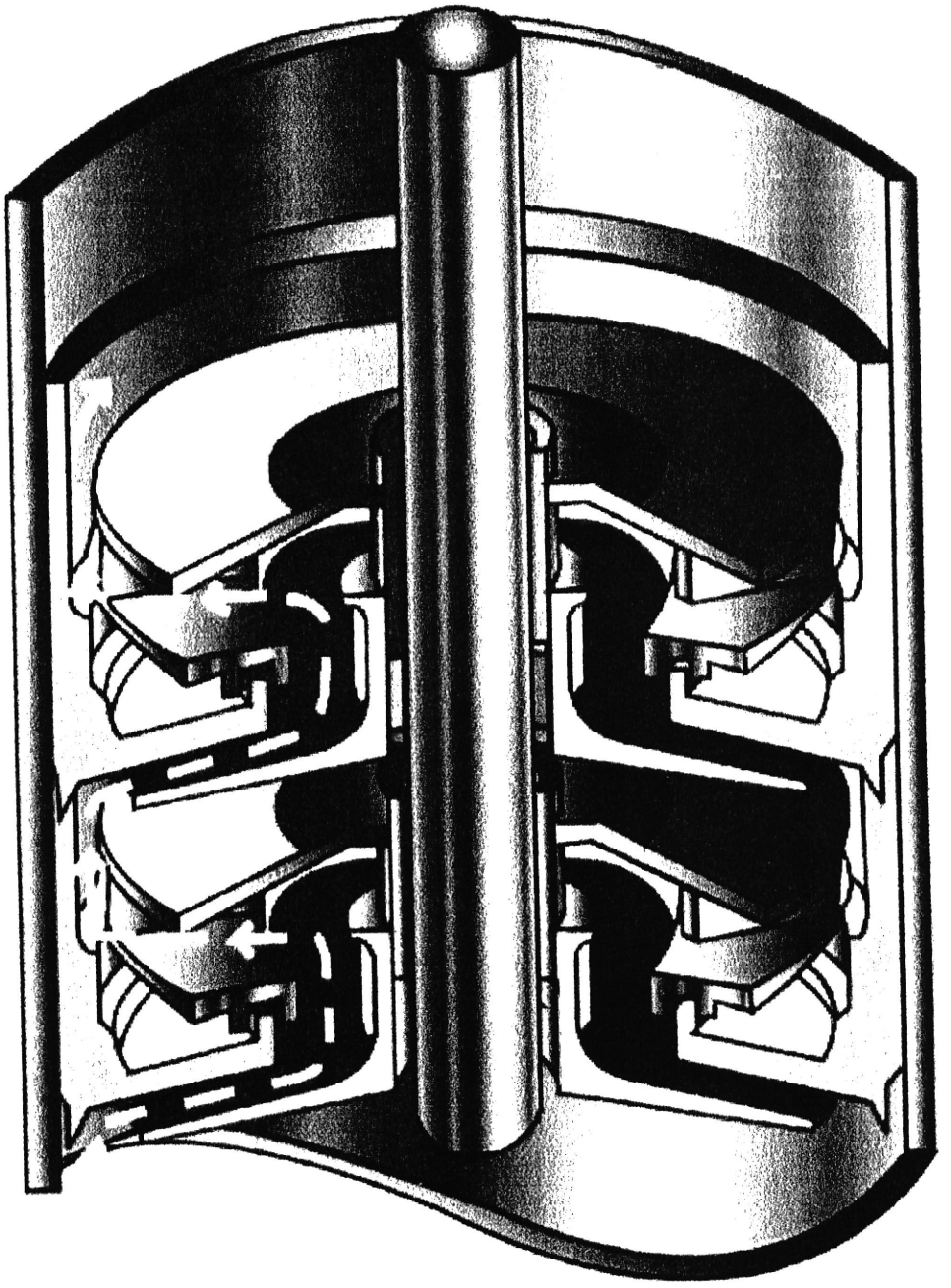
Fig. 1.3



Esquema del bombeo hidráulico jet

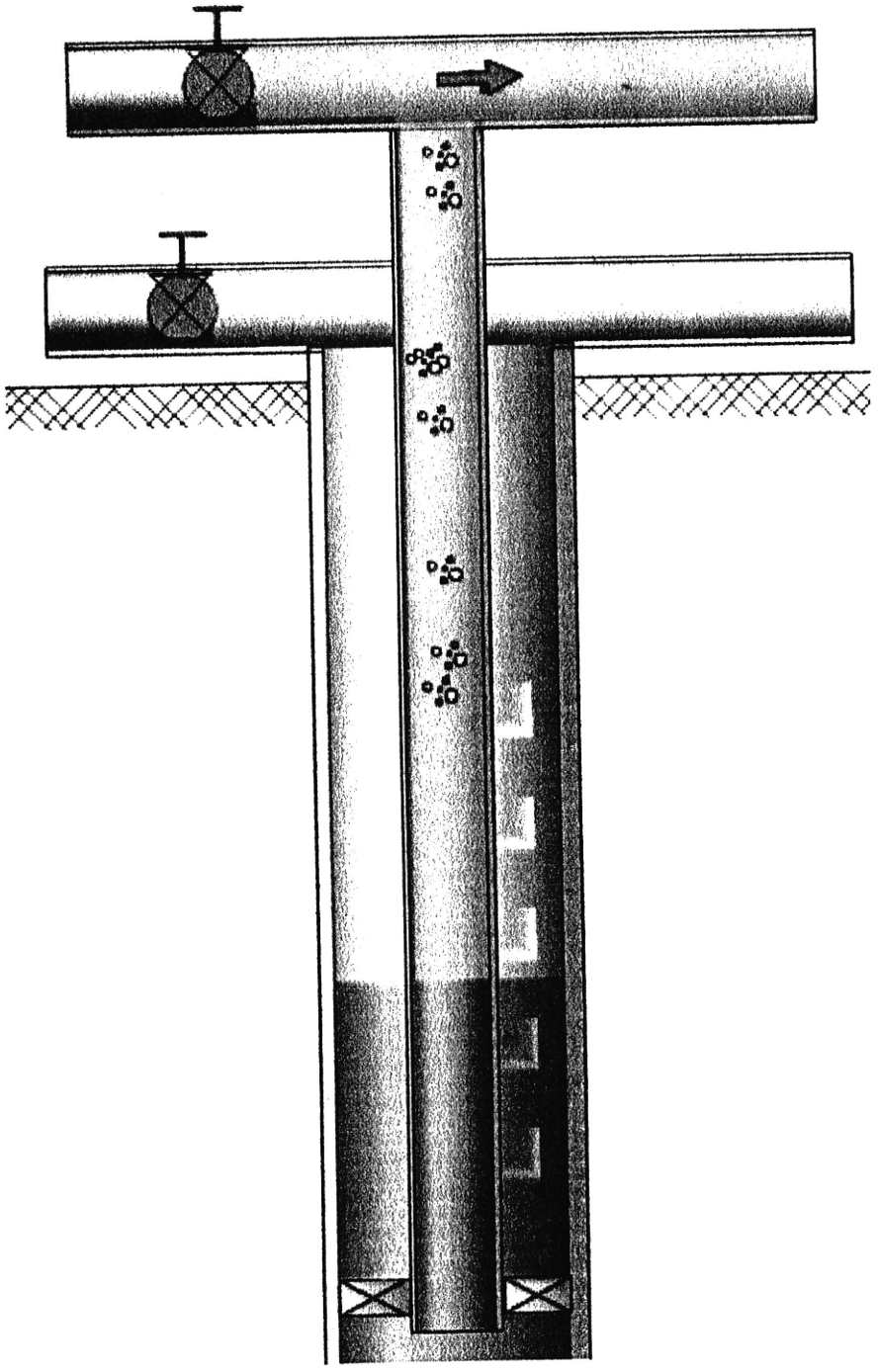
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig. 1.4



Esquema de una etapa de bomba eléctrica

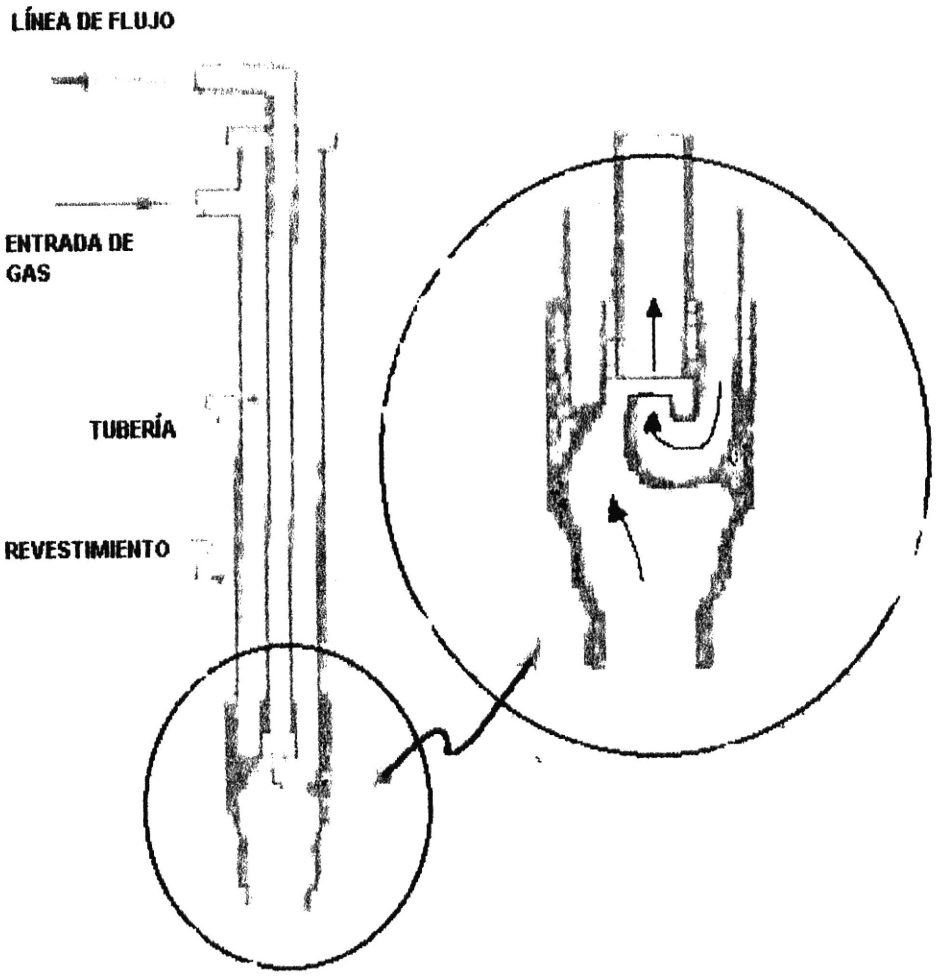
Fig. 1.5



Esquema de un pozo de Gas Lift

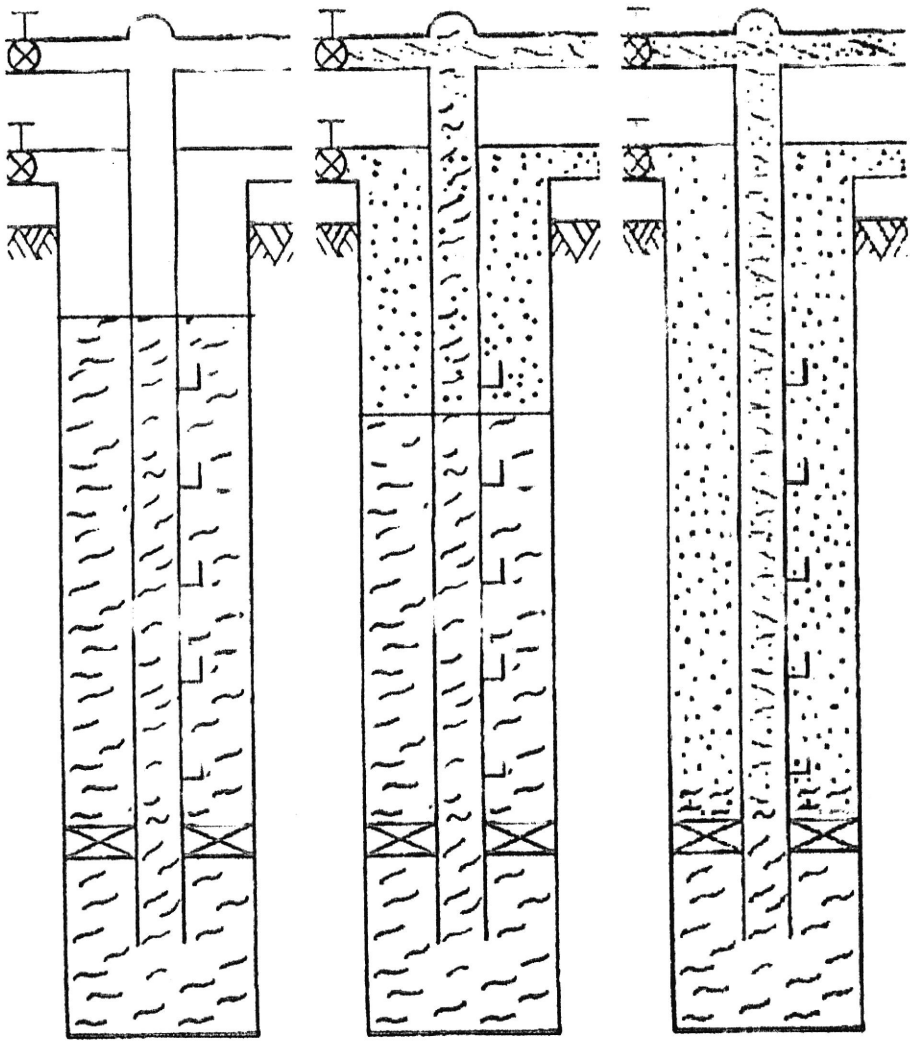
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig. 1.6



Eyector de petróleo Brear

Fig. 1.7



a. b. c

Gas Lift , Flujo Continuo.

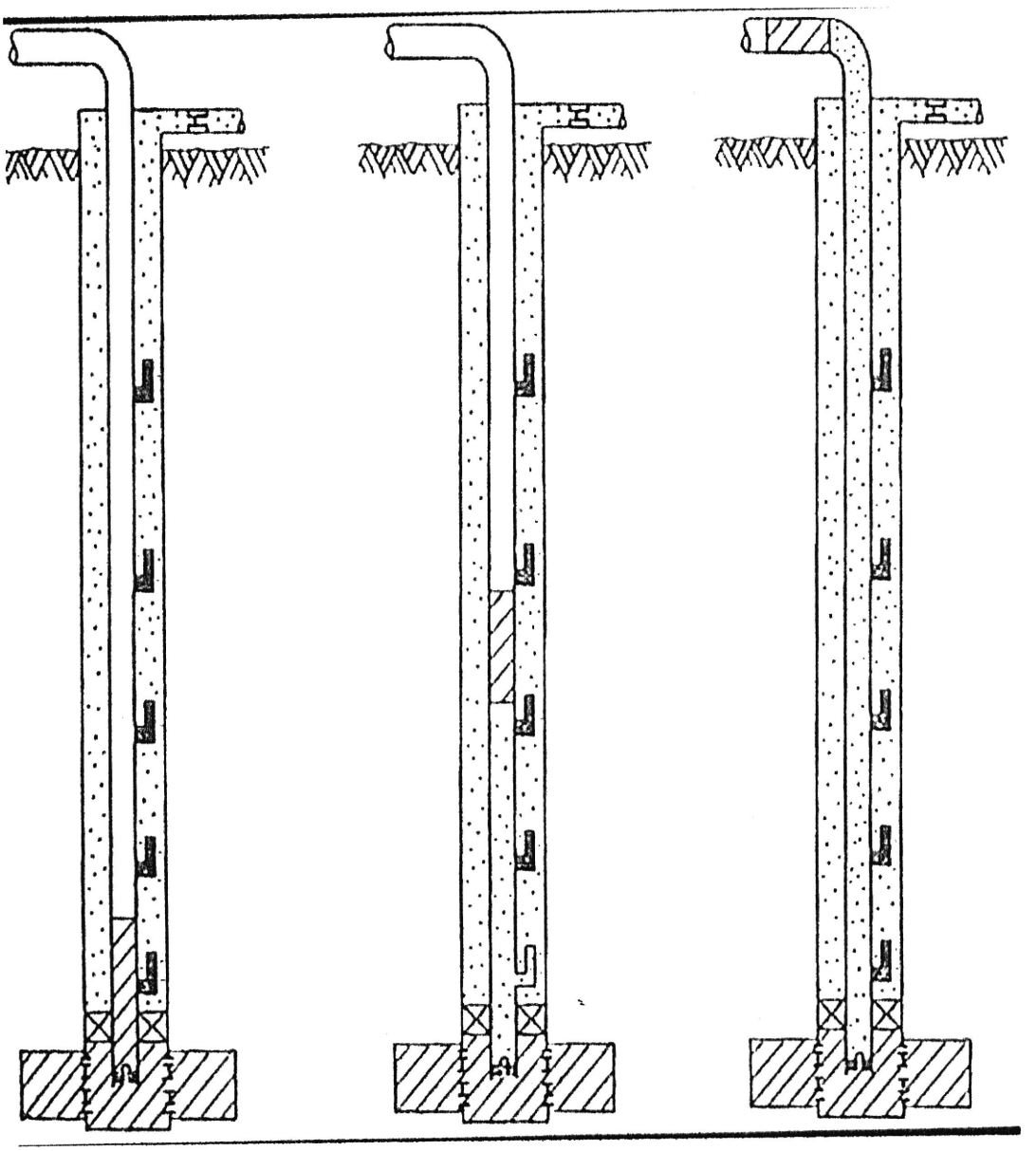
Fig 7a.: Pozo lleno de líquido, todas las válvulas abiertas.

Fig. 7b.: Se inyecta gas el líquido se desplaza hasta la primera válvula.

Fig 7c.: El gas llega hasta la válvula de operación y el pozo produce continuamente, todas las válvulas encima de la válvula de operación están cerradas.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig. 1.8



a B c

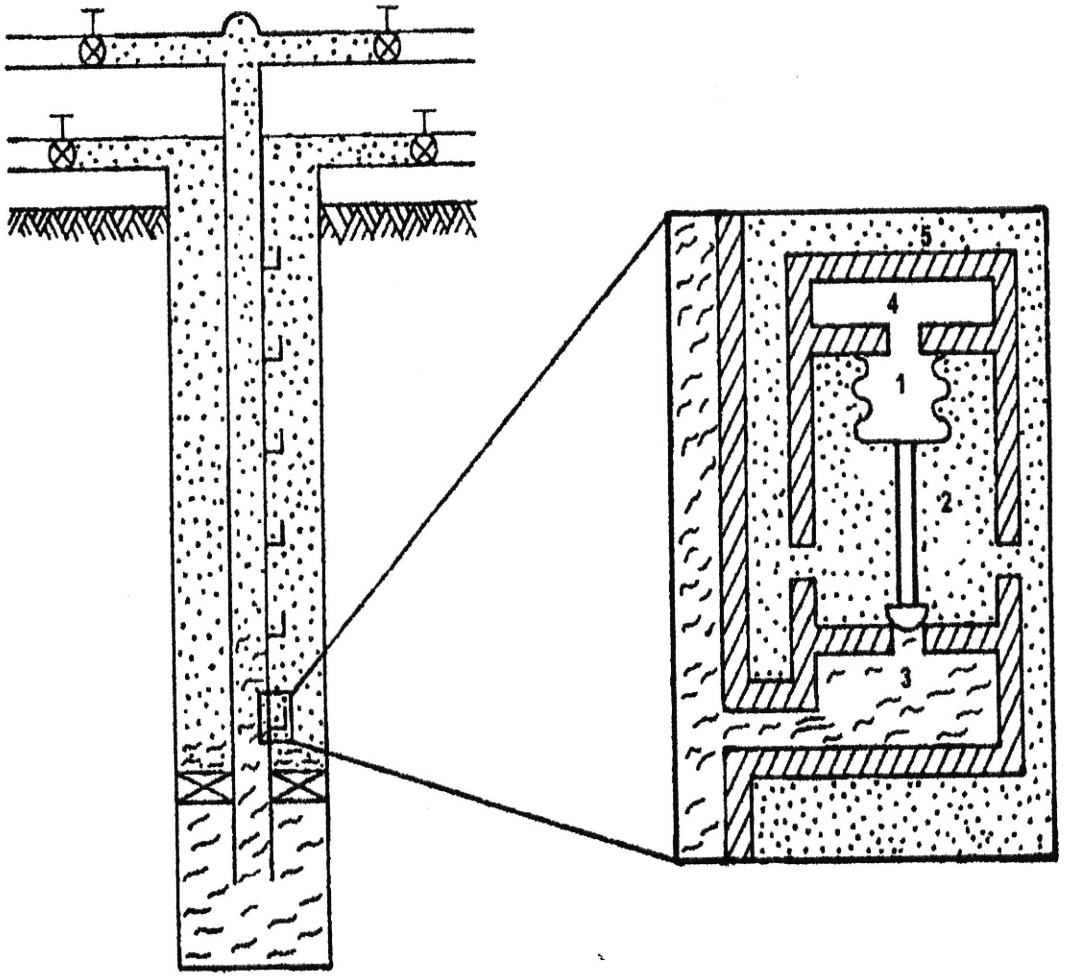
Gas Lift Flujo Intermitente

Fig 1.7a.: Todas las válvulas cerradas

Fig. 1.7b.: válvula de operación abierta, se inyecta gas y se levanta bache de líquido

Fig. 1.7c.: Se cierran todas las válvulas y el líquido es elevado por gas inyectado

Fig. 1.9

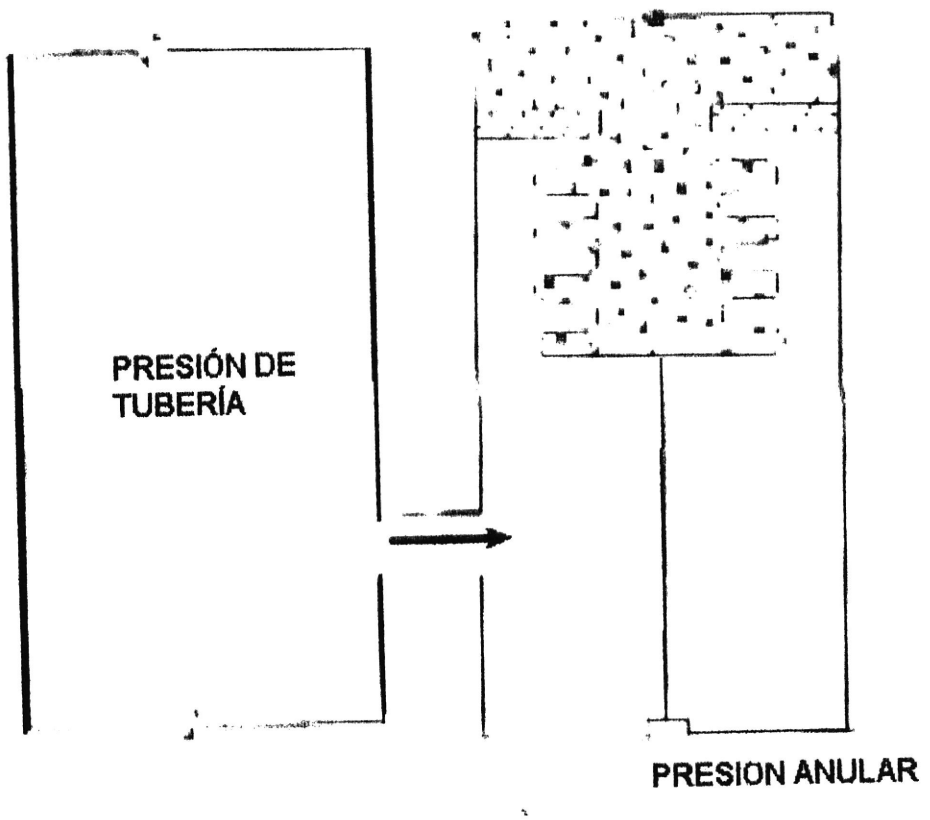


Esquema de una válvula de Gas Lift (Kermit Brown)

1. Elemento de reacción
2. Elemento de transmisión
3. Orificio
4. Elemento de carga
5. Cuerpo

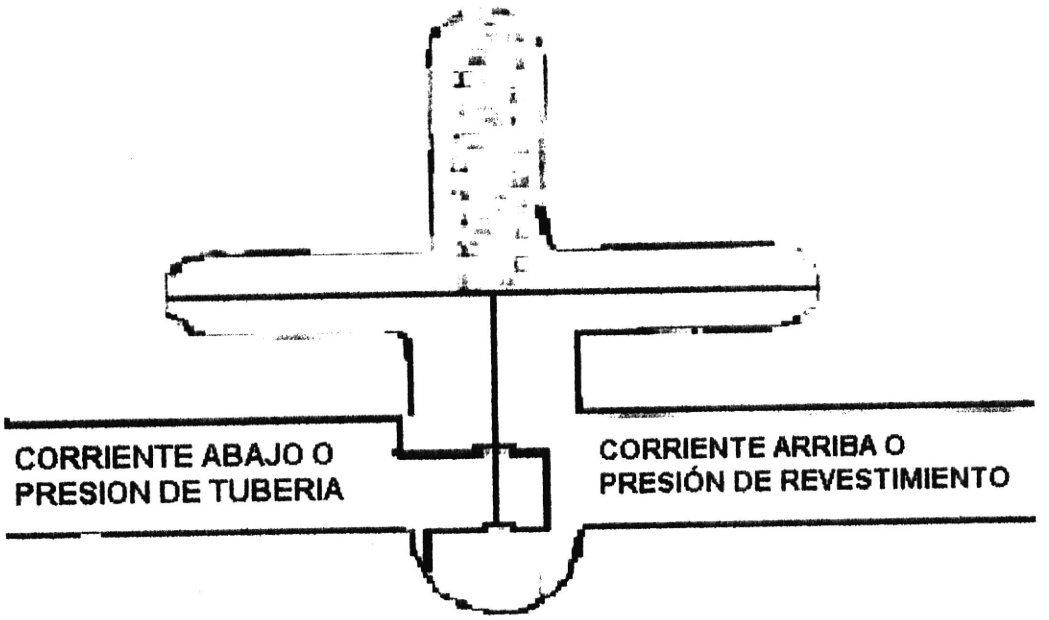
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

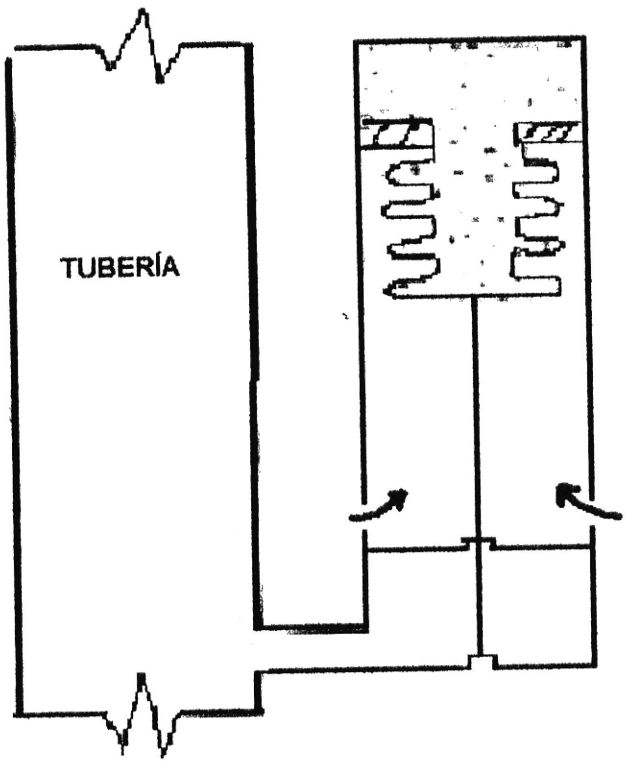
Fig. 1.10



Principio de funcionamiento de válvula accionada por fluido. Observe que la presión de tubería se ejerce sobre el área de los fuelles

Fig. 1.11

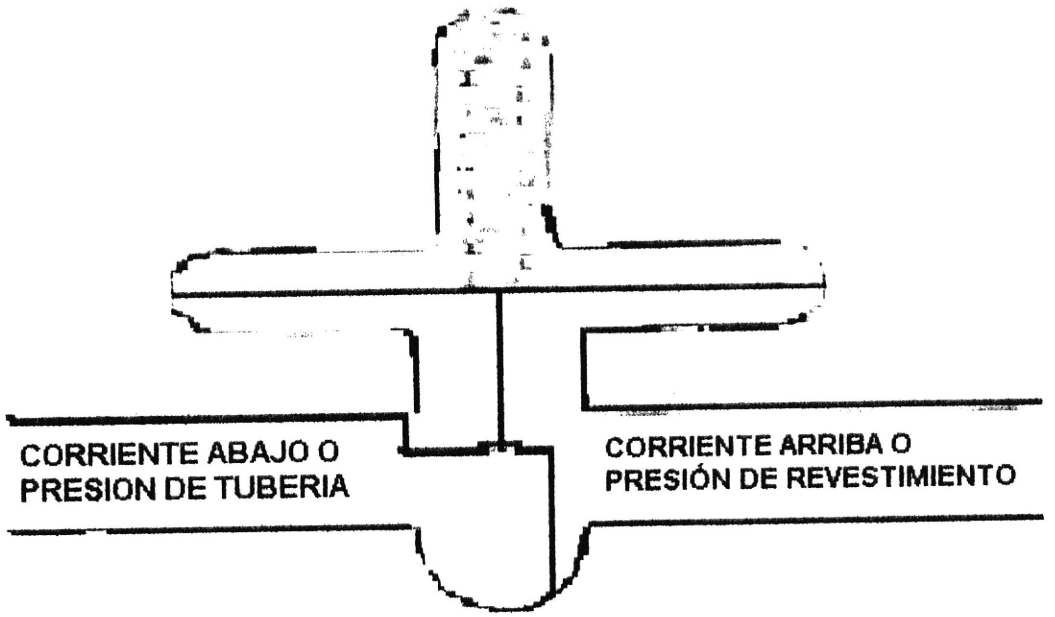


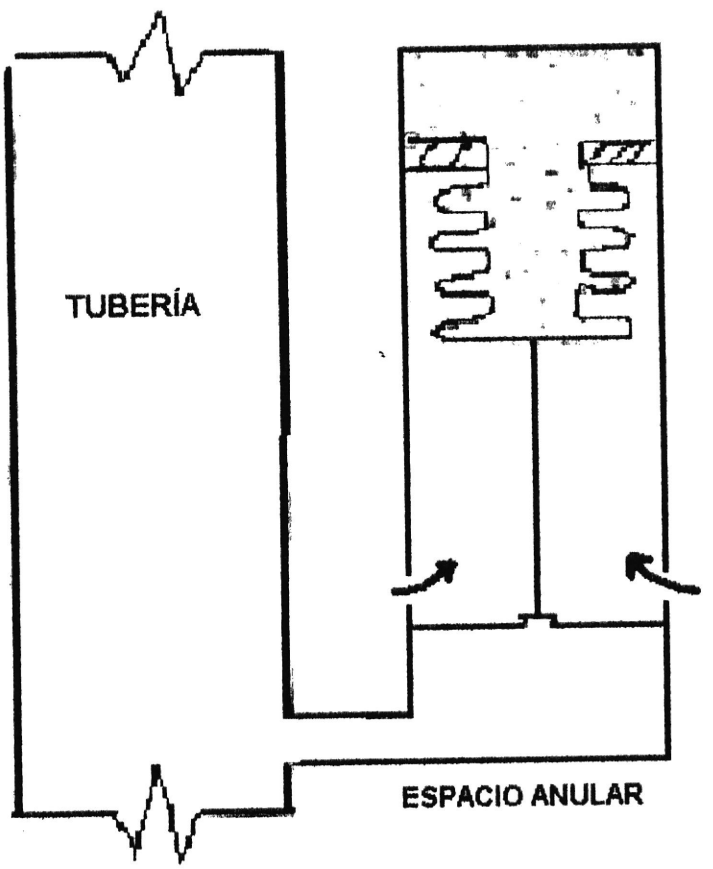


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Esquema de válvulas balanceadas

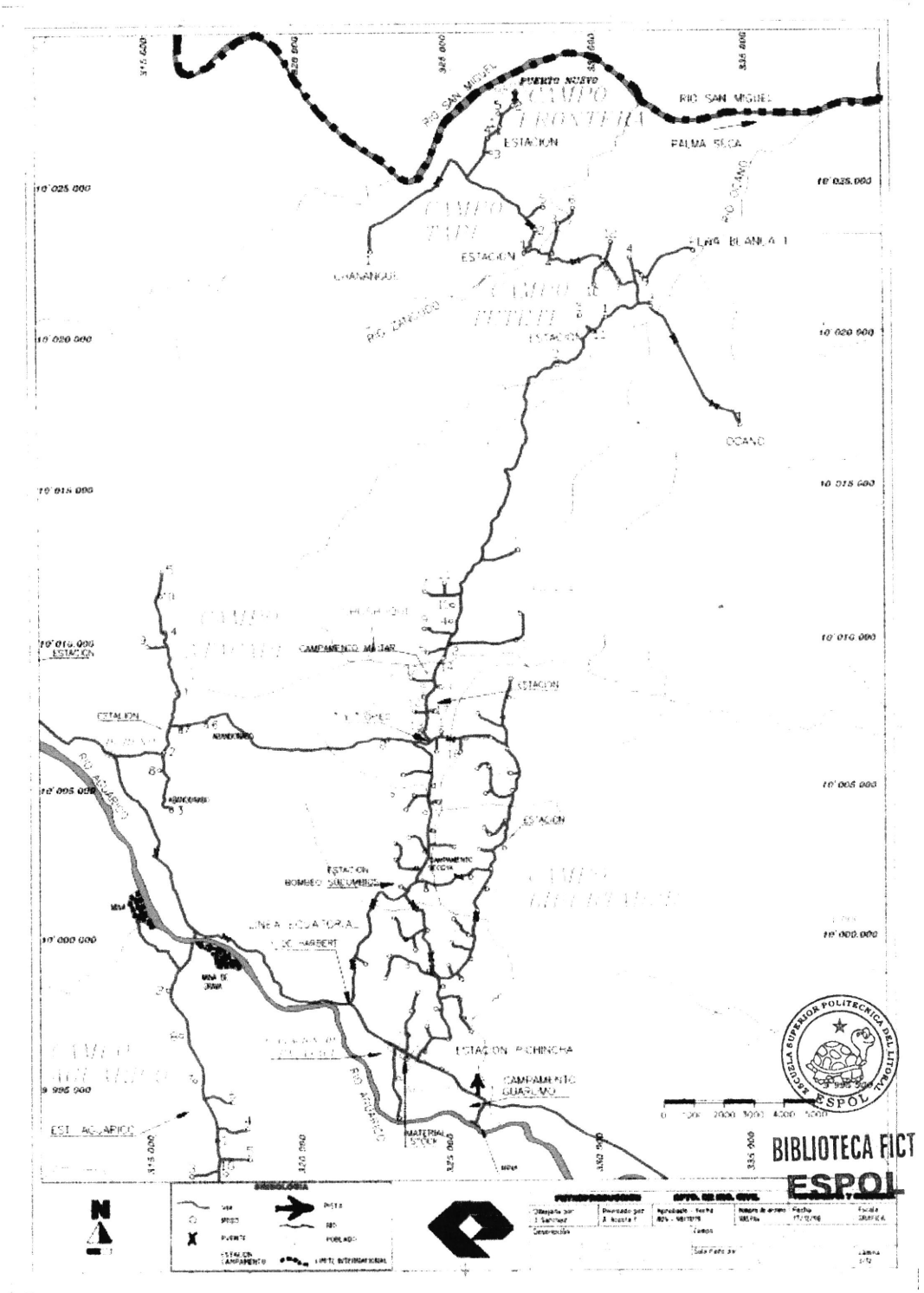
Fig. 1.12





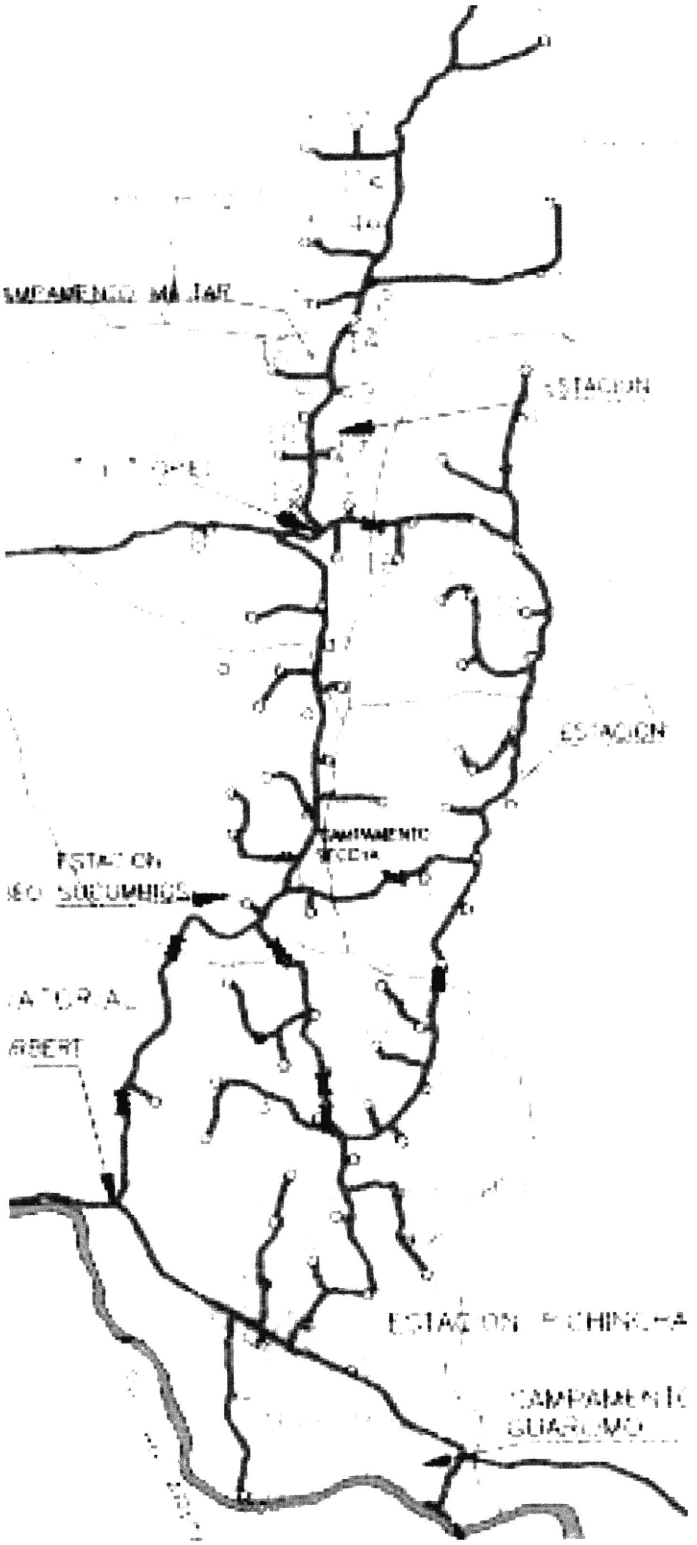
Esquema de válvulas desbalanceadas

Fig. 2.1



Mapa del campo Libertador Oeste

Fig 2.2



Mapa campos Secoya, Pichincha, Shushuqui y Shuara.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig. 2.3

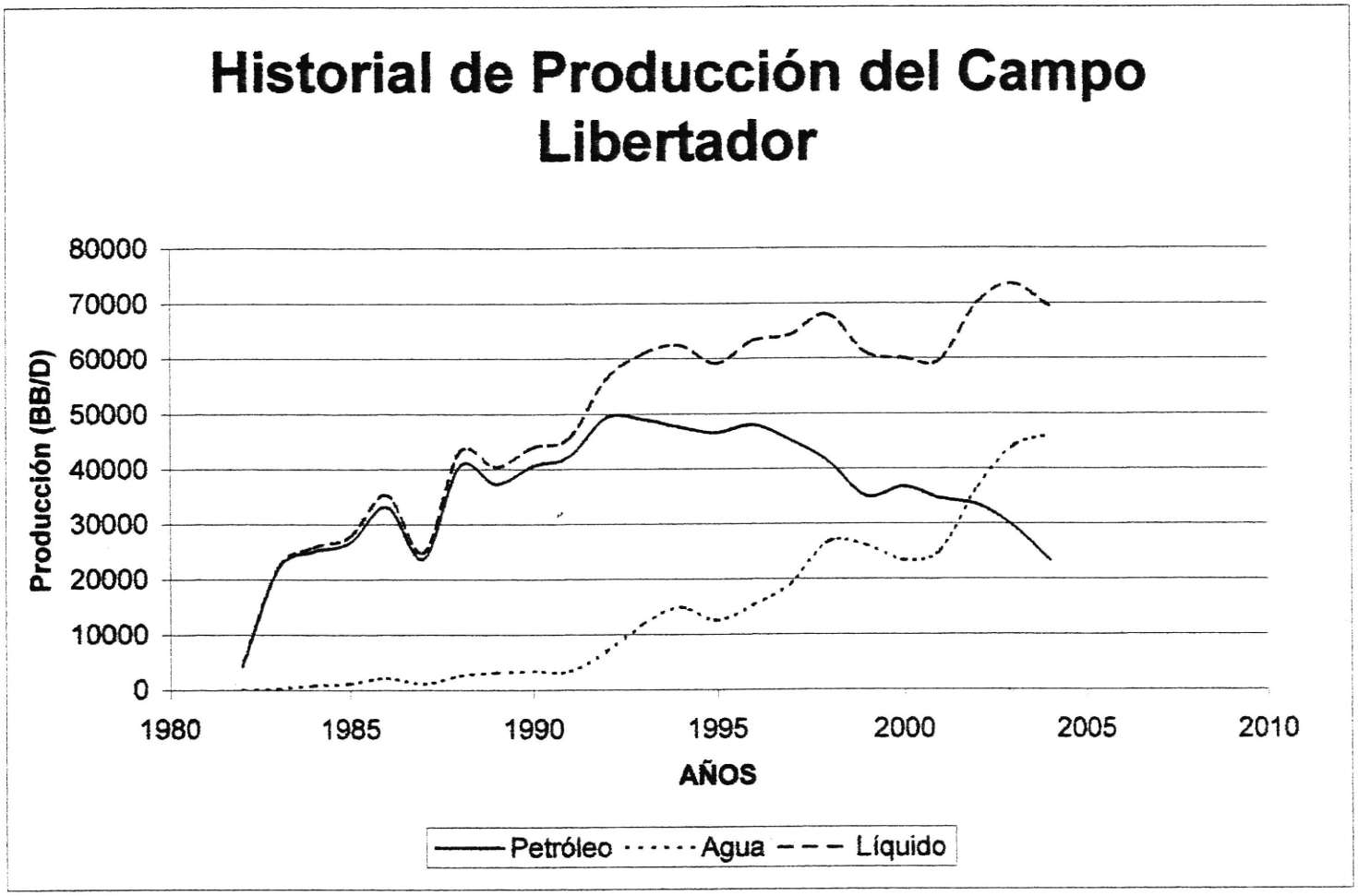
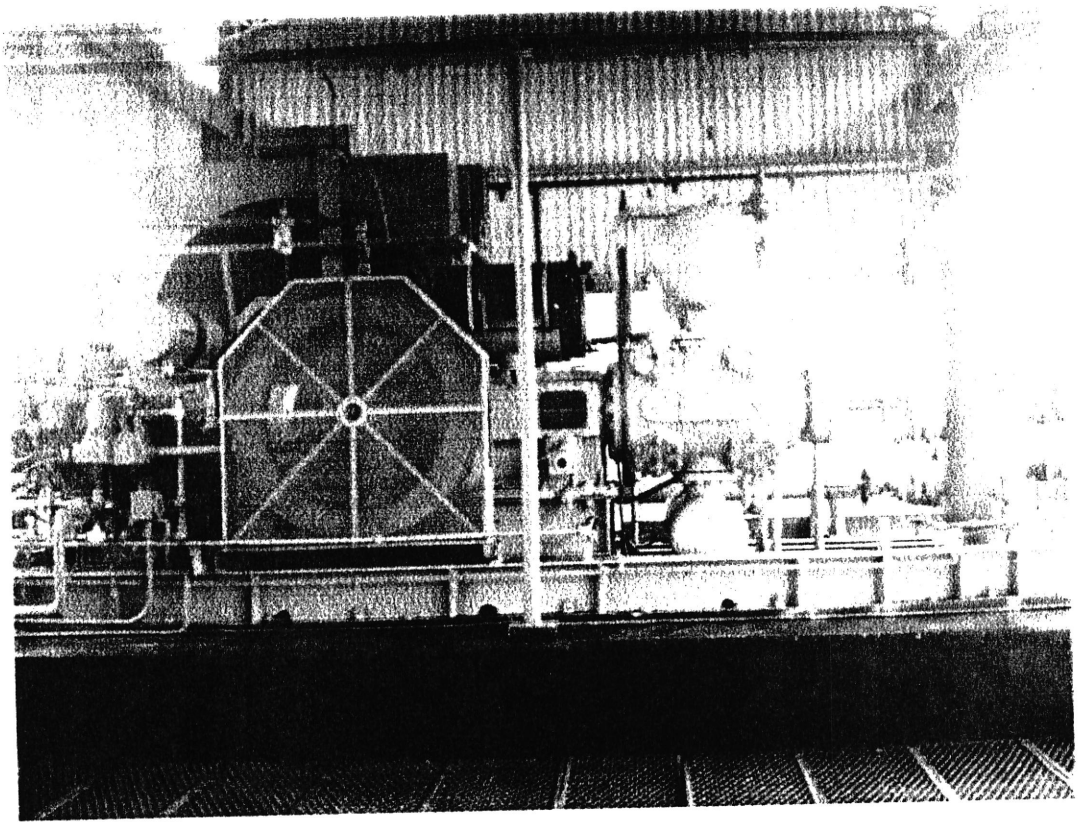

Historial de Producción del Campo Libertador
Producción (BB/D)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
1980
1985
1990
1995
2000
2005
2010
AÑOS
Petróleo
Agua
Líquido

Fig. 3.1



Herramienta de registro mecánico de corrosión Kinley

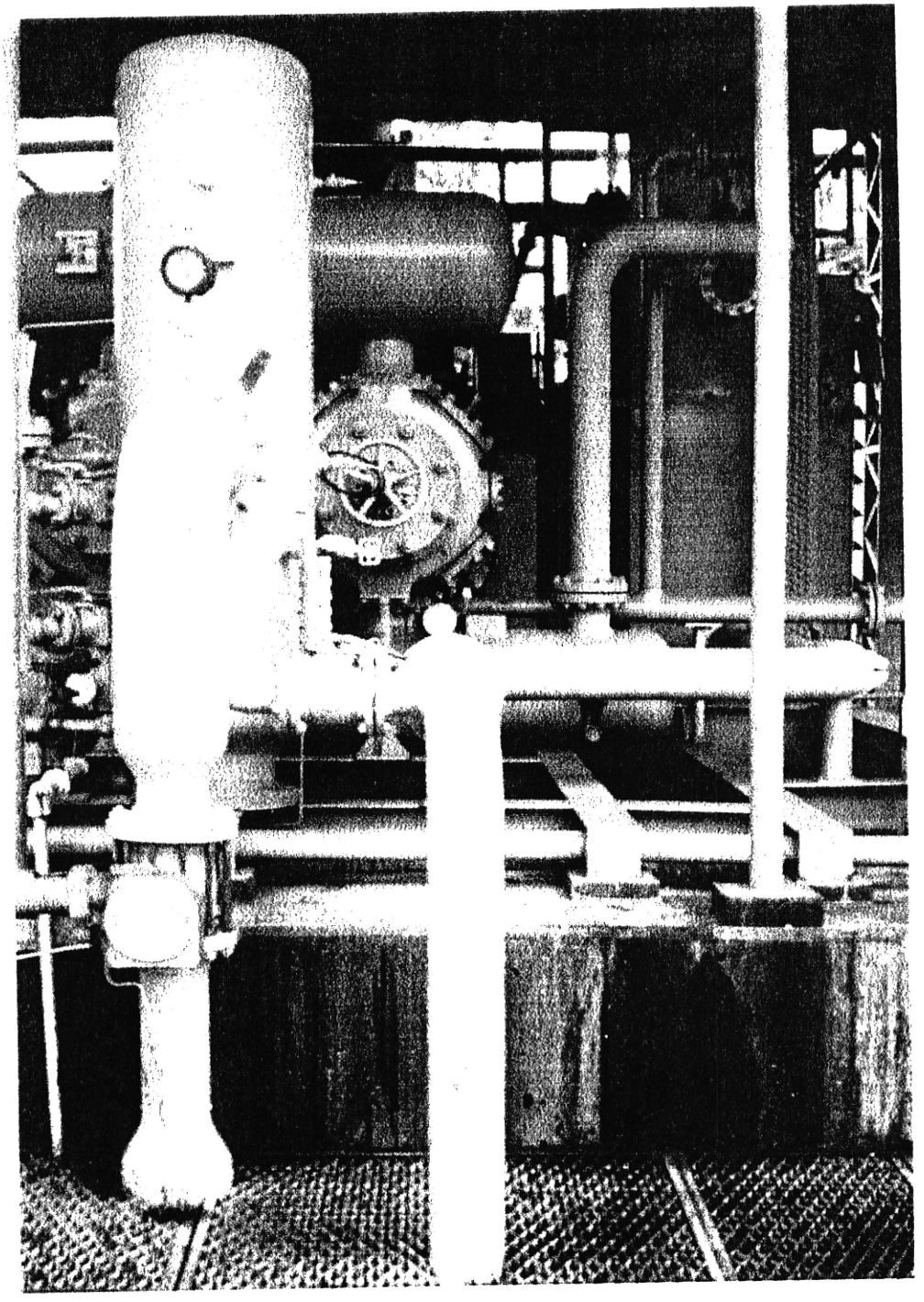
Fig. 4.1



Compresor Ajax vista izquierda(estación Shuara)

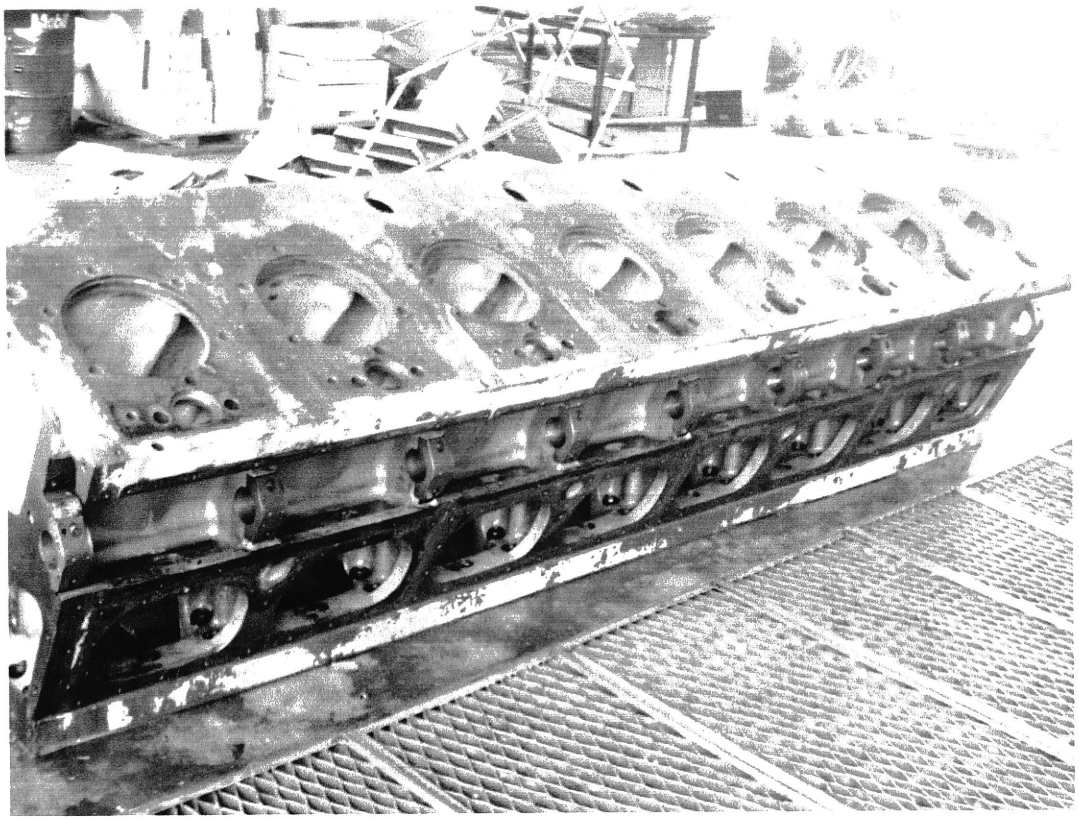
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig. 4.2



Compresor Ajax vista frontal

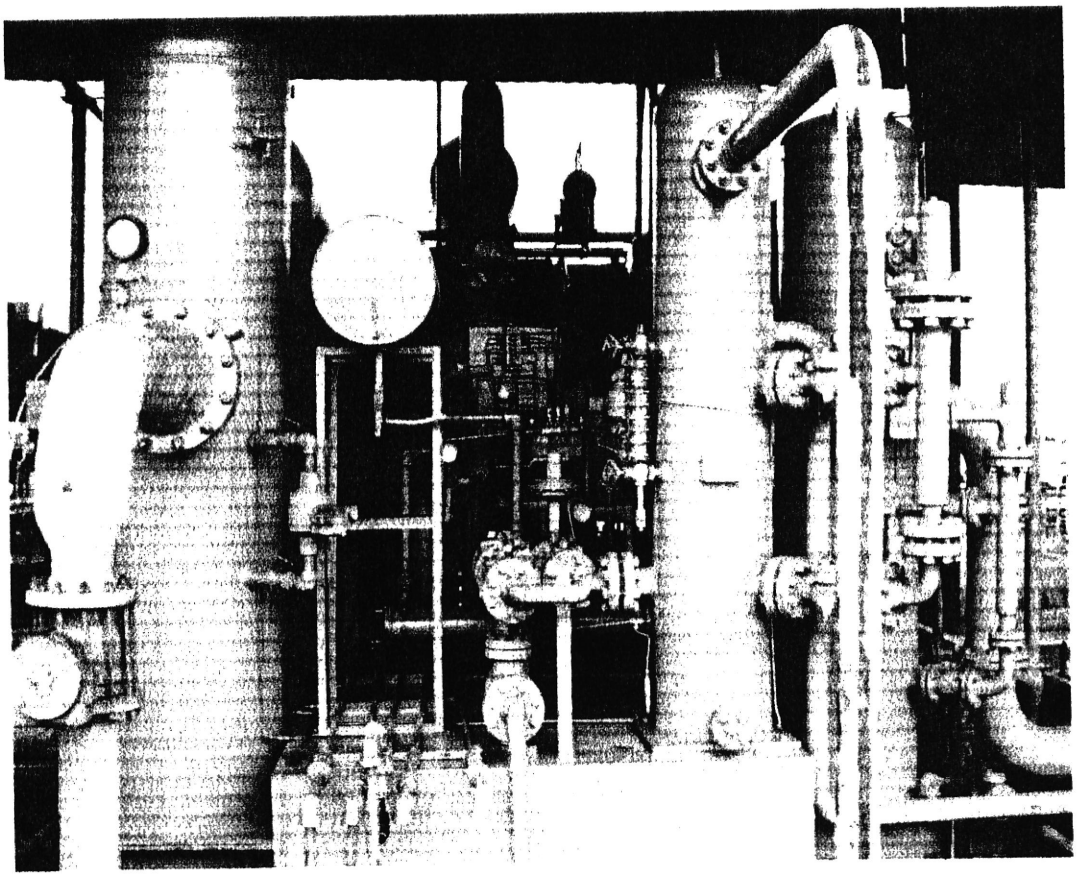
Fig. 4.3



Compresor Superior, Motor desarmado

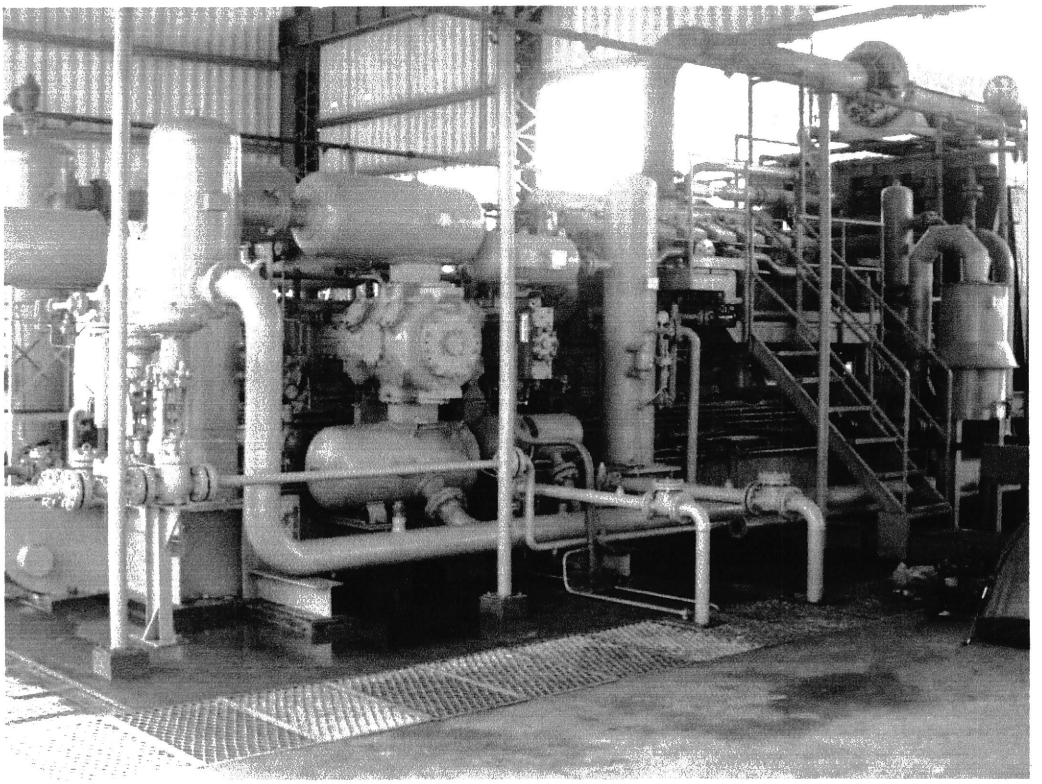
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
ESPOL
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig. 4.4



Compresor Ajax Superior vista frontal (Estación Sucumbíos)

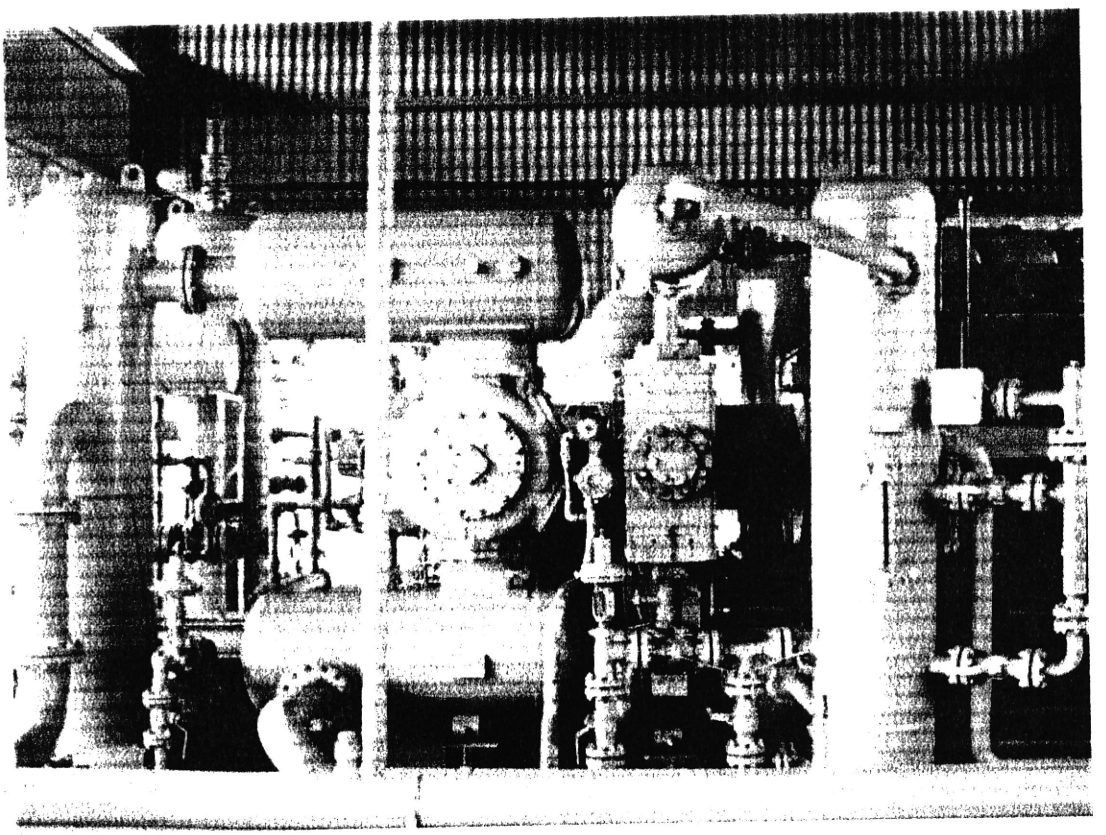
Fig. 4.5



Compresor Superior.

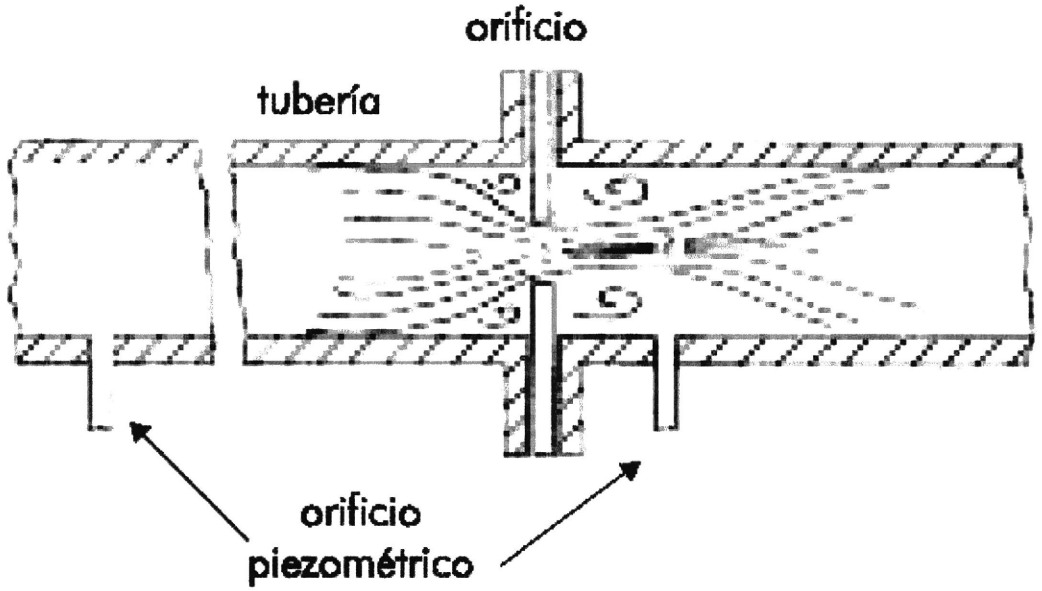
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig. 4.6



Compresor Ajax Superior, parte compresor (vista derecha)

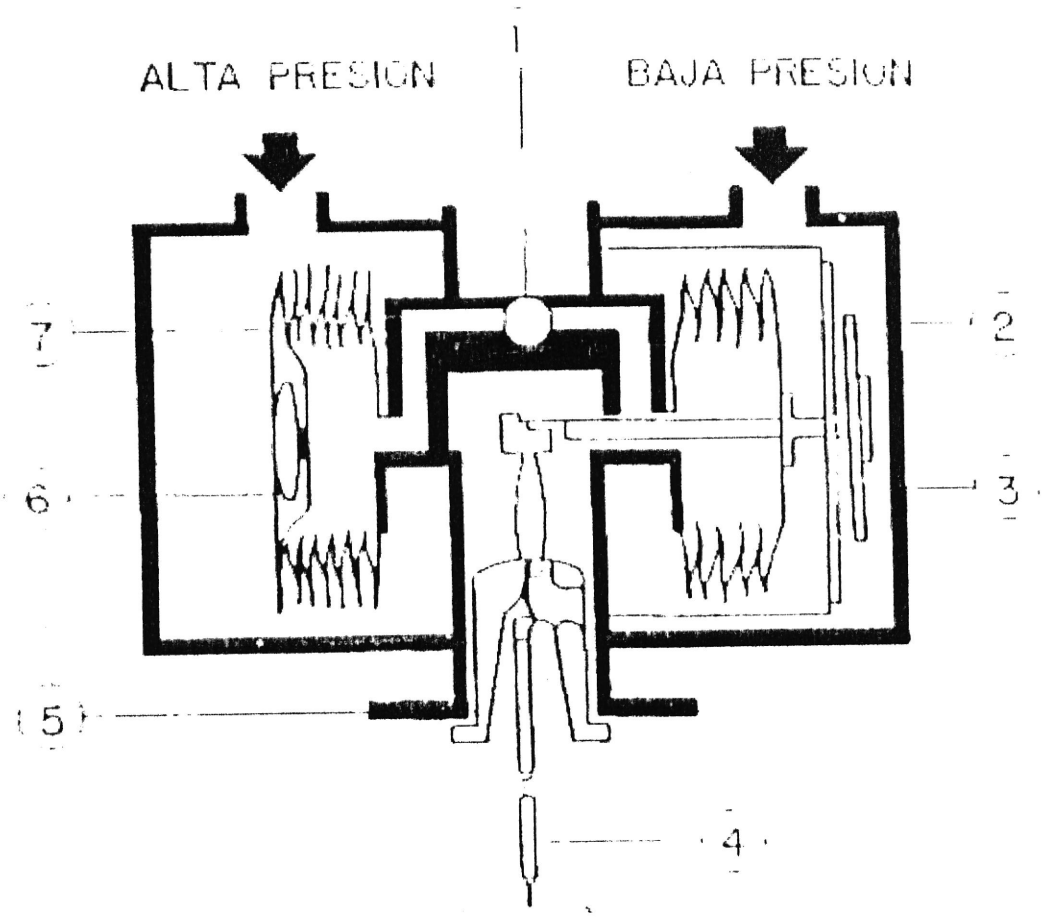
Fig. 4.7



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

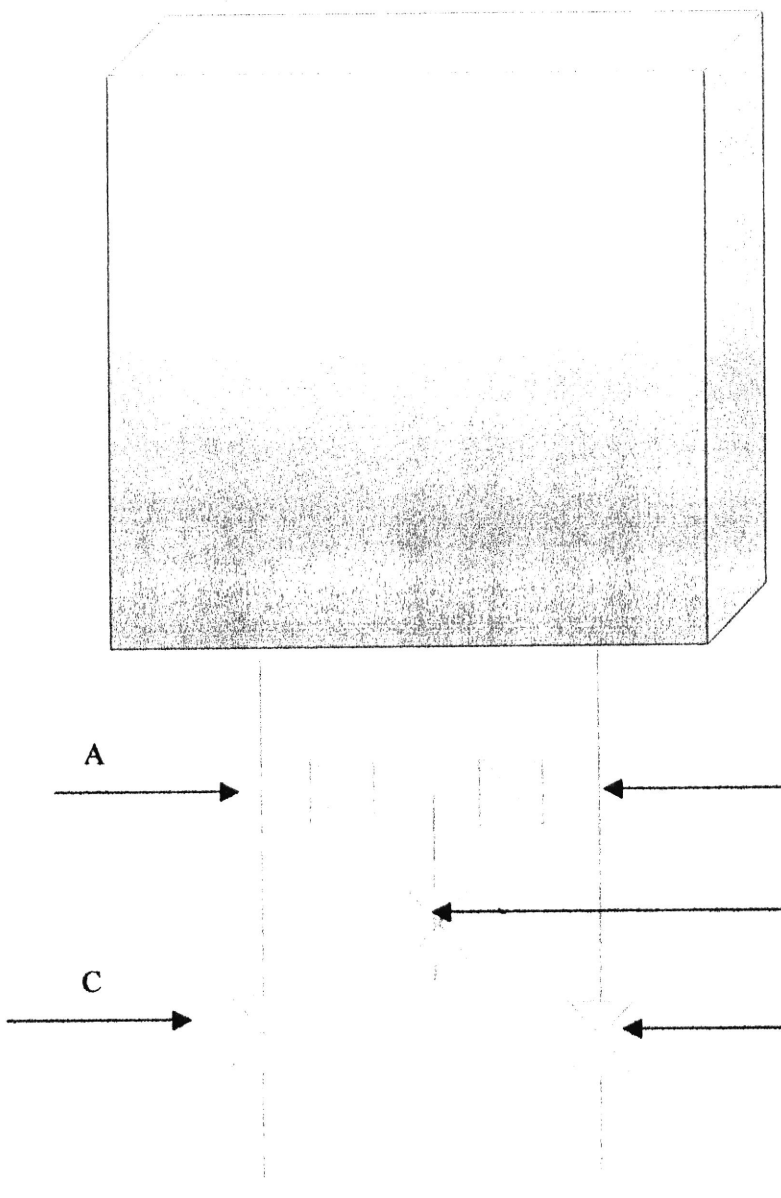
Esquema de placa de orificio

Fig. 4.8



Esquema del registrador de presiones

Fig. 4.9



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Esquema del manifold del registrador de flujo.

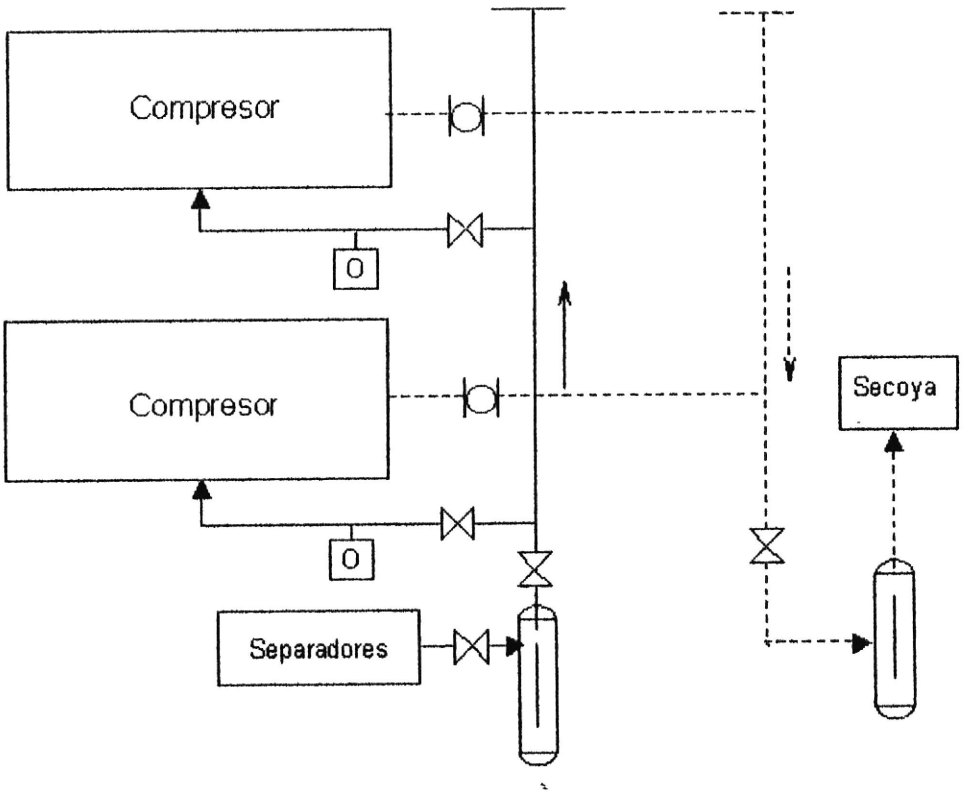
Fig. 4.10



Vista de los separadores de la estación Shuara

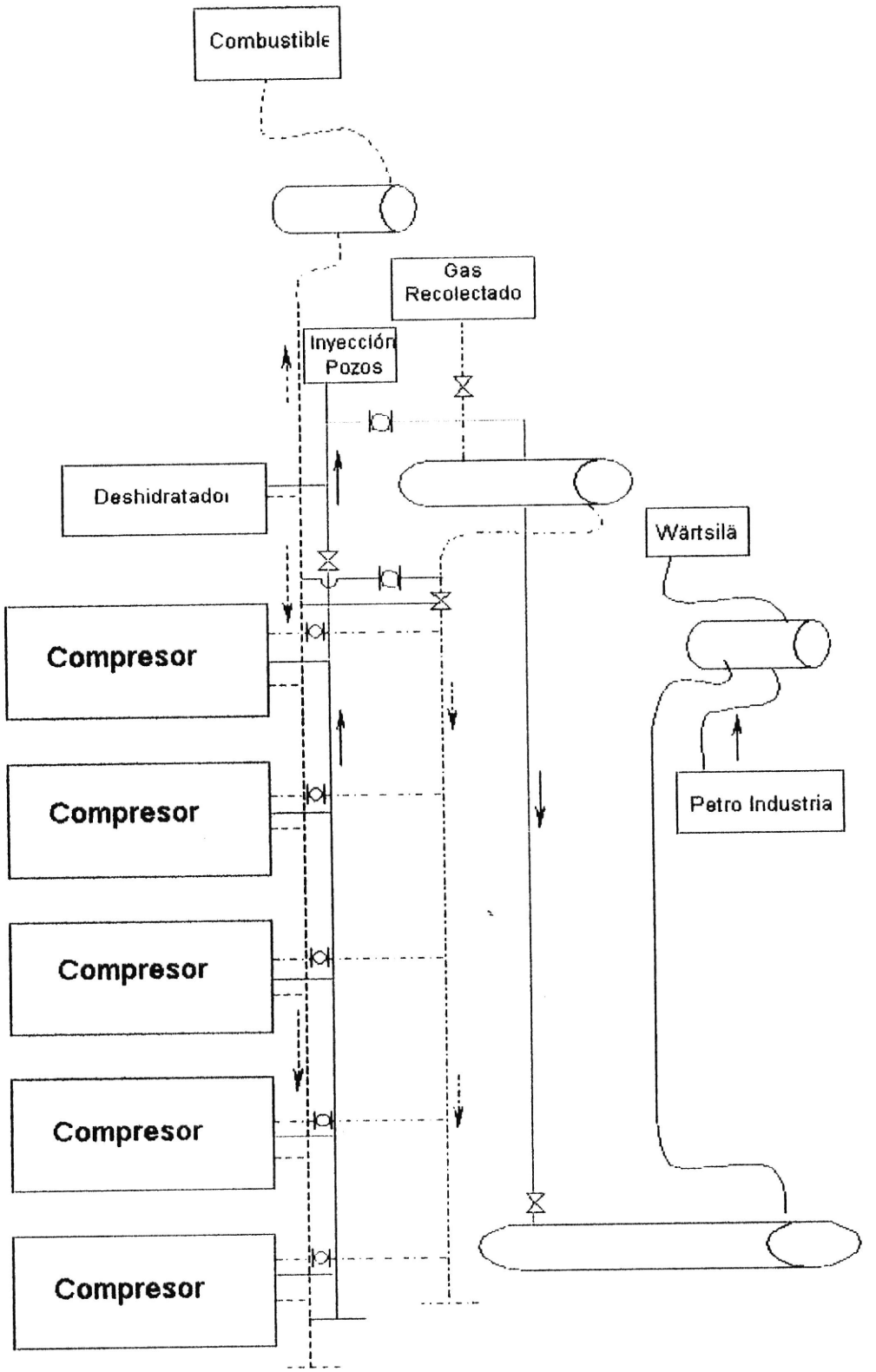
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig. 4.11



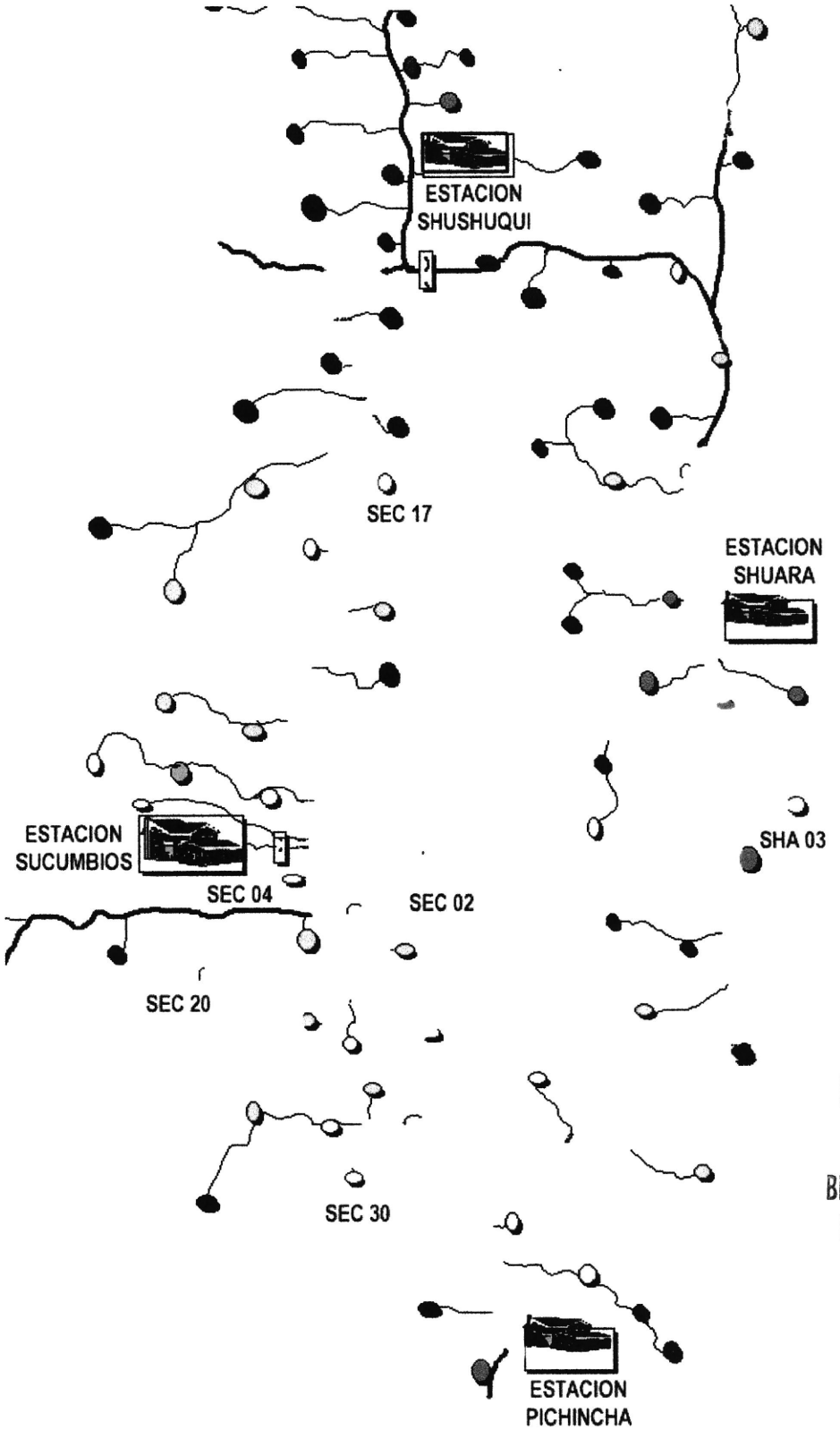
Esquema de los compresores Ajax

Fig. 4.12



Esquema de los compresores de la Estación Sucumbíos.

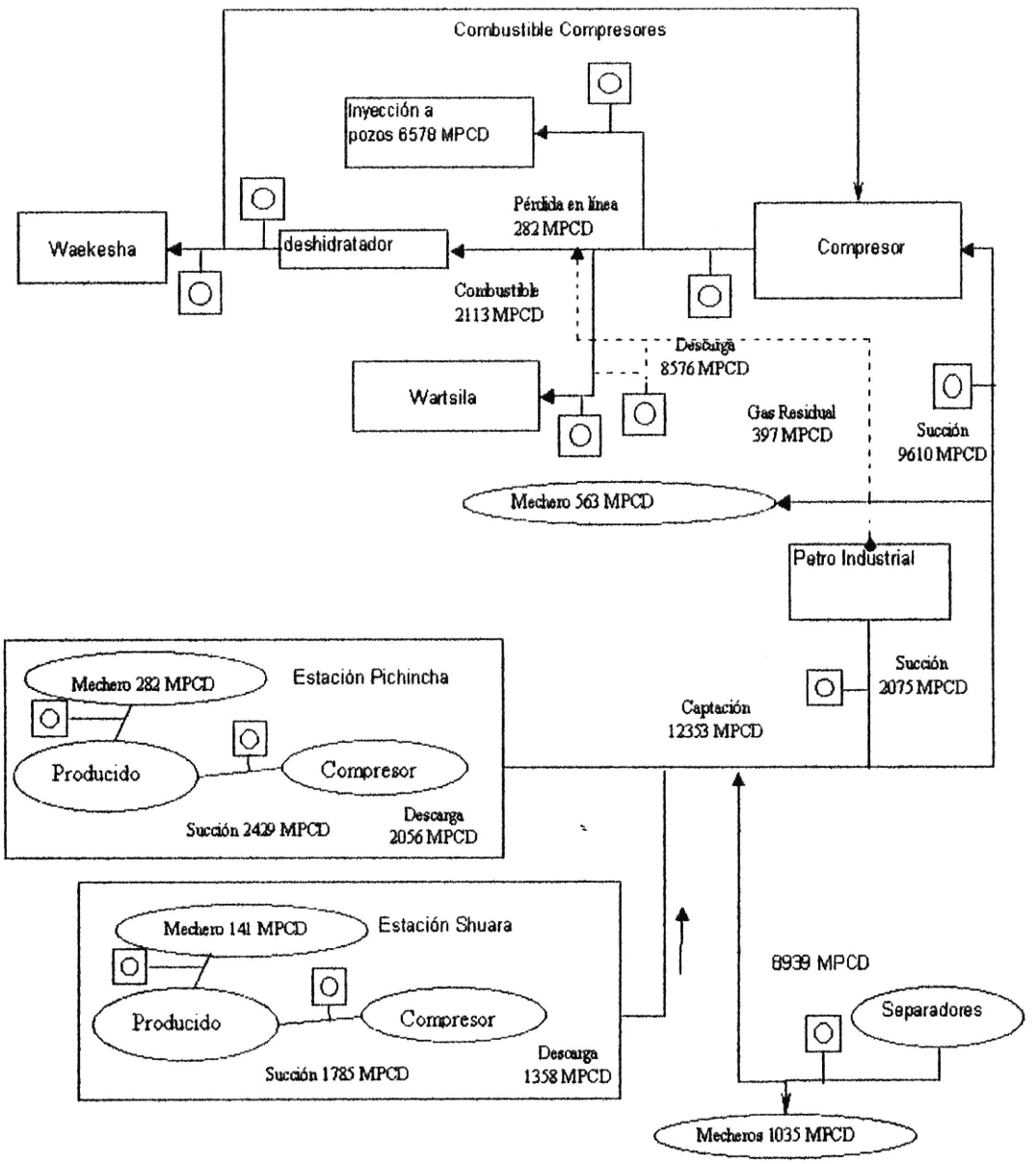
Fig. 4.13



Línea madre actual

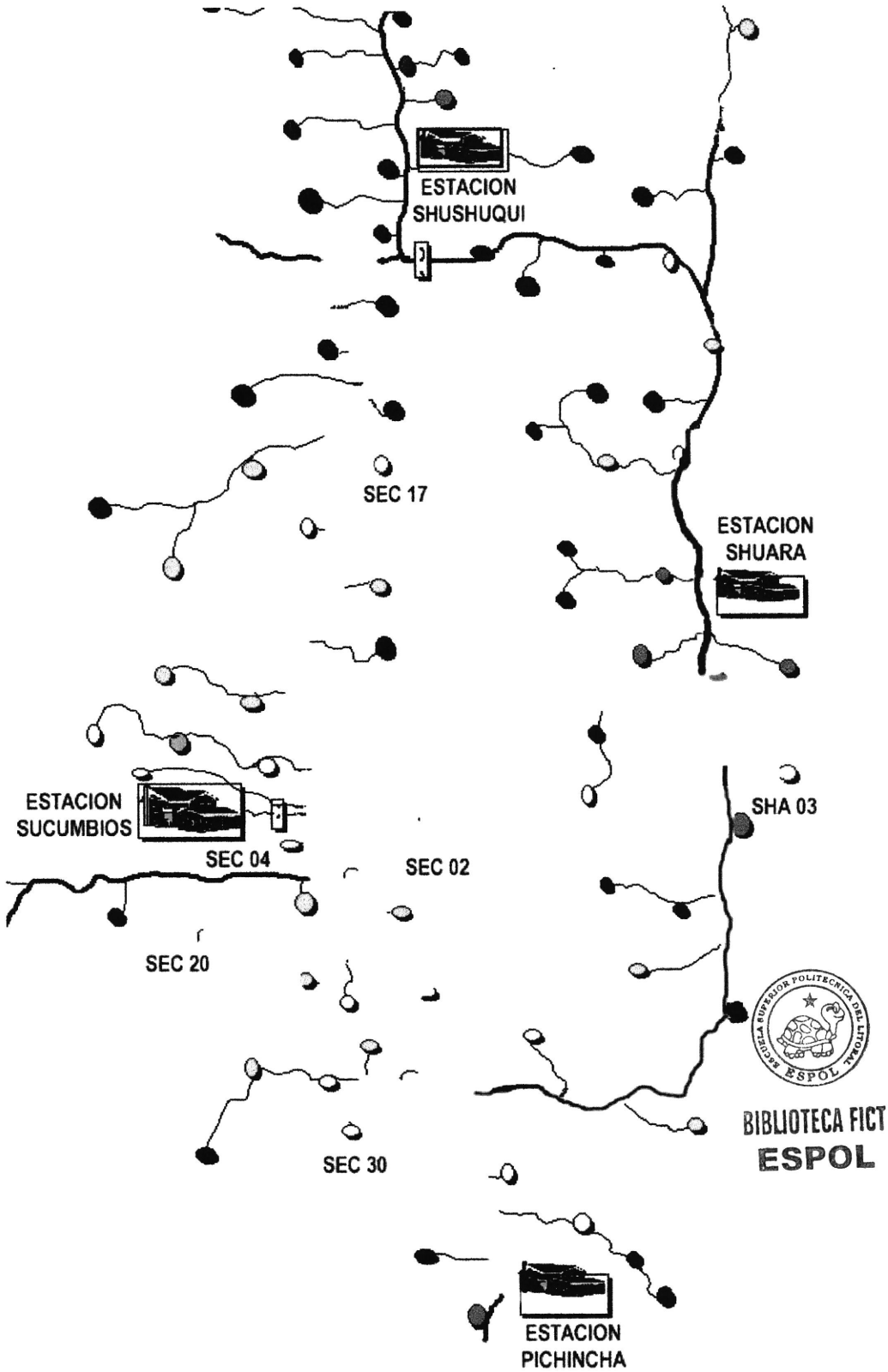
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fig. 4.14



Esquema del balance de gas

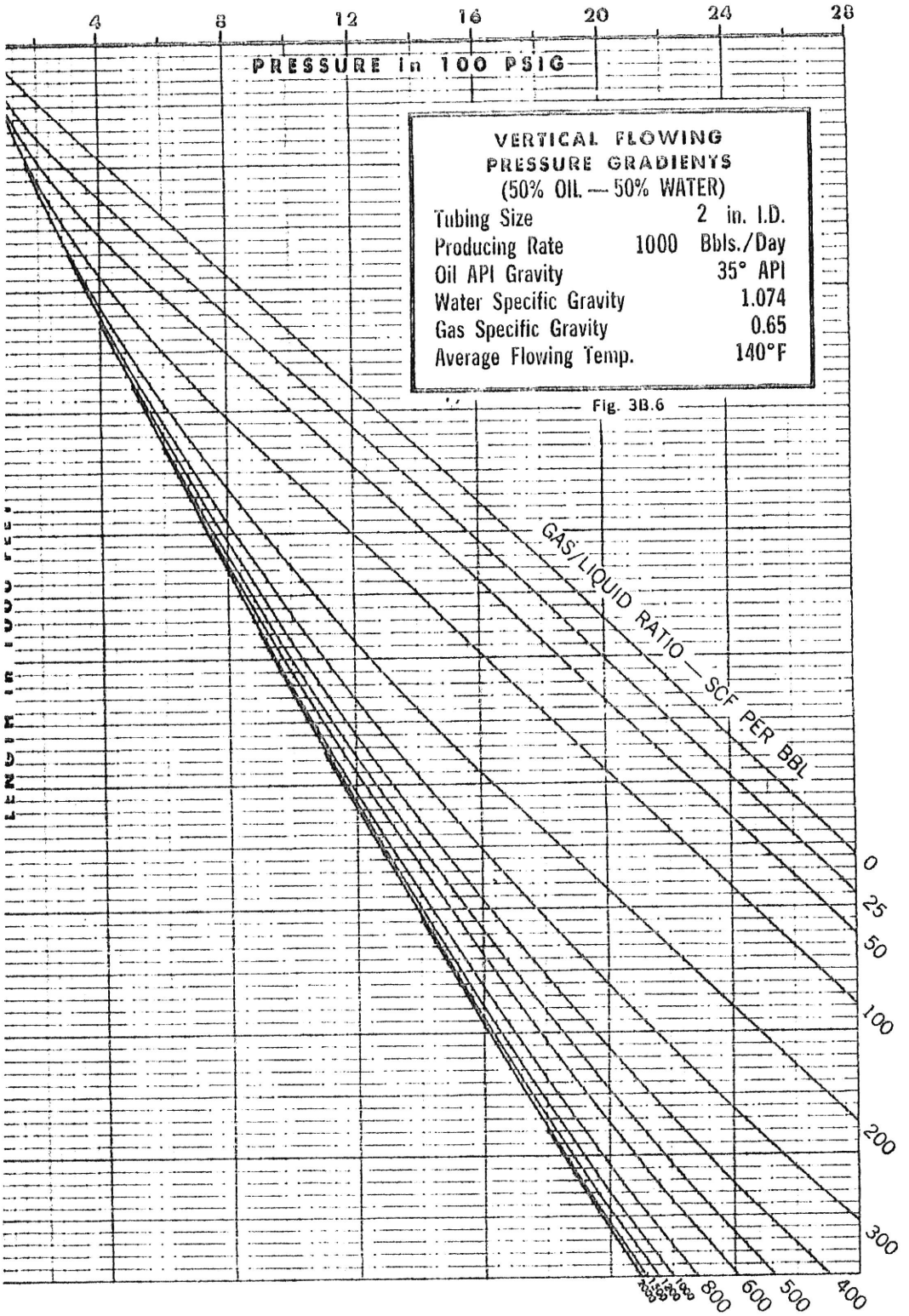
Fig. 5.1



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Cambios sugeridos a la Línea Madre

Tabla I



Curva de Flujo Bifásico Vertical (Kermit Brown)

Tabla II

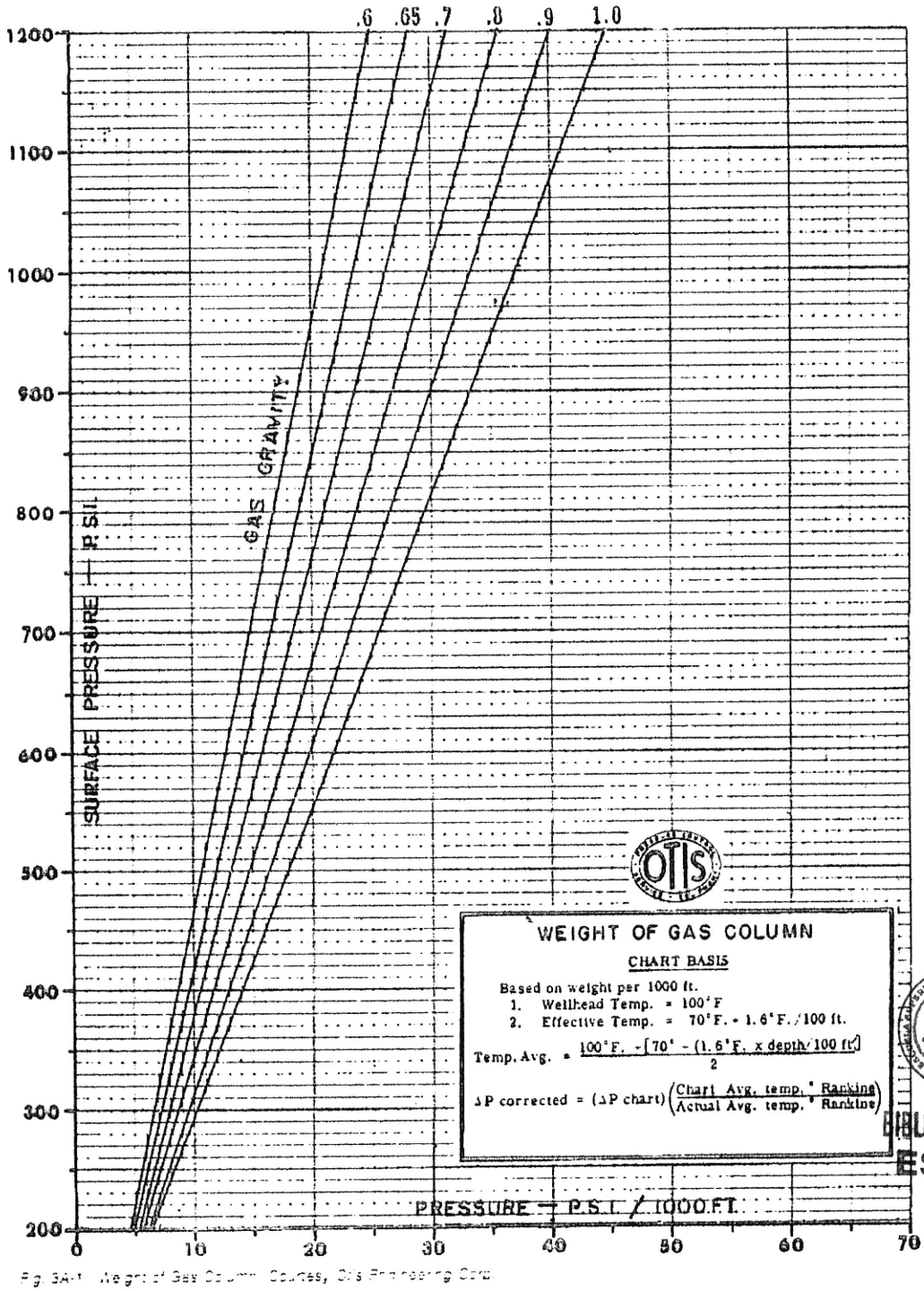


Fig. 3A-1 Weight of Gas Column Curves, Otis Engineering Corp.

Peso de la columna de gas (Kermit Brown)

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Tabla III

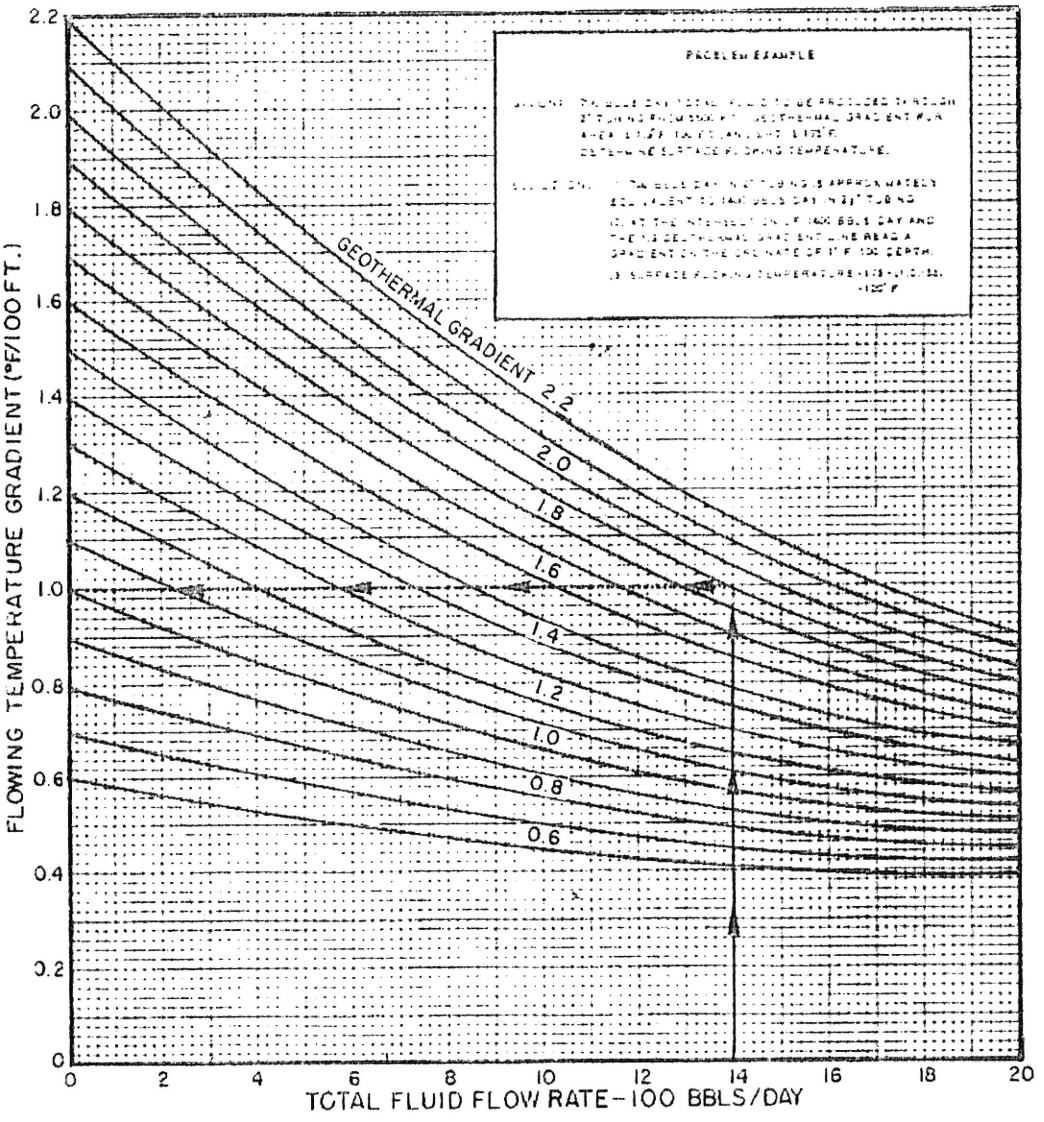
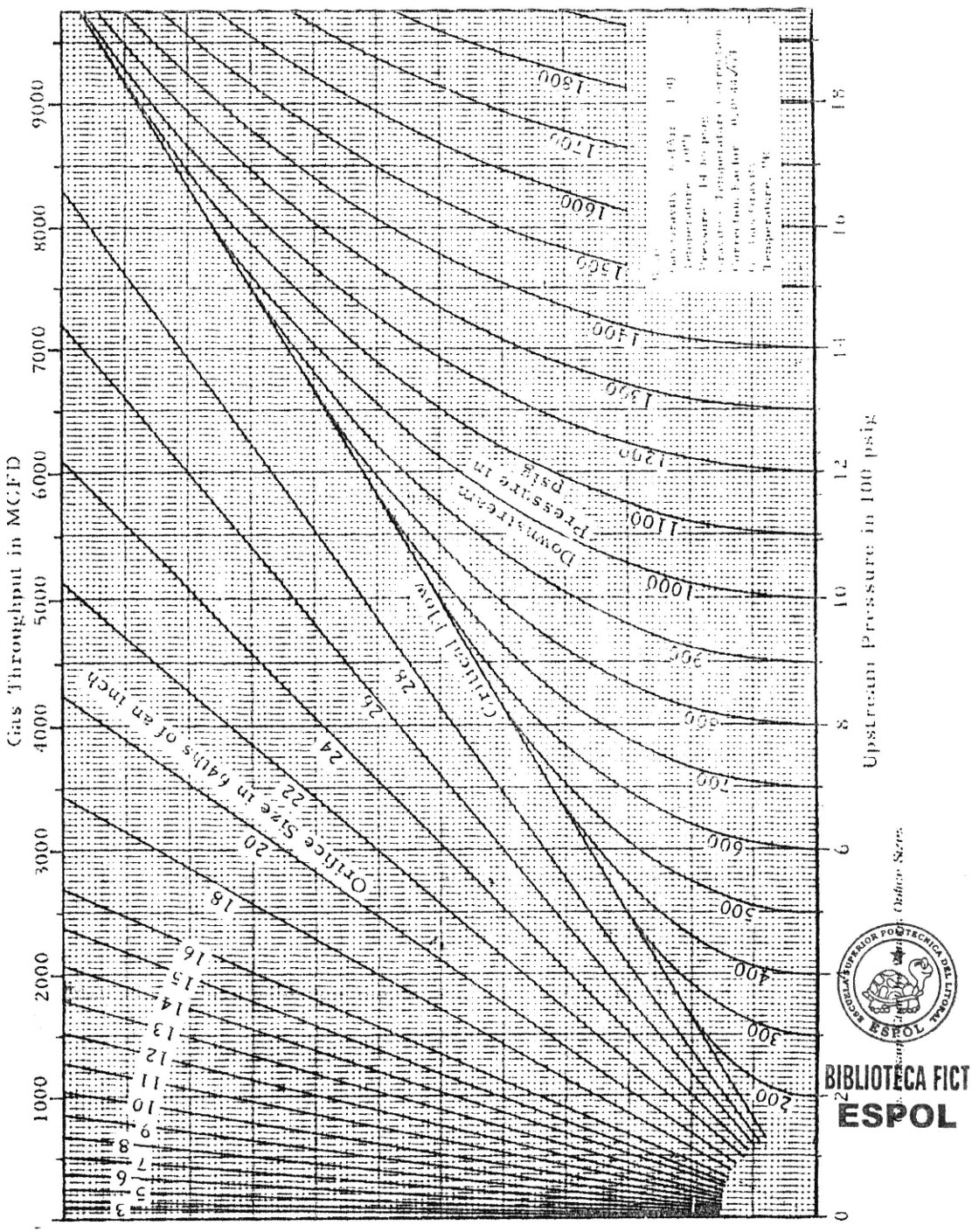


Fig. 3.44 Flowing Temperature Gradient for Different Fluid Rates, Geothermal Gradients, and Tubing Sizes

Gradiente fluyente de temperatura para diferentes caudales (Kermit Brown)

Tabla. IV



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Paso de un caudal de gas para varios orificios (Kermit Brown)

APÉNDICES

APÉNDICE A

Análisis Cromatográfico de Gases

Localización de la muestra:	Succión Estación Secoya
Fecha de toma de muestra:	18 FEB 2006
Fecha de análisis	19 FEB 2006

Resultados del análisis de gas:

	% MOLAR	OCTANAJE
Nitrógeno (N_2)	4.010	
Dióxido de Carbono (CO_2)	15.890	
Sulfato de Hidrógeno (H_2S)	0.000	
Metano (C1)	30.190	120.000
Etano (C2)	9.020	100.700
Propano (C3)	23.970	97.100
I-Butano (I-C4)	3.540	97.600
N-Butano (N-C4)	8.700	89.600
I-Pentano (I-C5)	0.000	89.100
N-Pentano (N-C5)	2.240	89.700
Exano (N-C6)	2.440	61.900
Heptano (N-C7)	0.000	26.000
Octano (N-C8)	0.000	
Nonano (N-C9)	0.000	
Decano (N-C10)	0.000	
Oxígeno (O_2)	0.000	
Hidrógeno (N_2)	0.000	
Helio (He)	0.000	
Agua (H_2O)	0.000	
TOTAL	100.00	81.814

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Constantes Físico Químicas del Gas

Gravedad del Gas (Aire = 1.0)	=	1.280
Contenido de líquido del gas (gls/mscf)	=	12.800
Peso molecular del gas	=	37.060
Temperatura Pseudocrítica (° R)	=	542.660
T C (°R)	=	526.060
Presión Pseudoreducida (psia.)	=	691.380
P R (psia.)	=	670.230
Valor Calorífico neto (BTU/Scf)	=	1534.194
Valor Calorífico bruto seco (BTU/Scf)	=	1672.412
Valor Calorífico Bruto Húmedo (BTU/Scf)	=	1643.312
Octanaje gas combustible	=	81.814
Temperatura de Flujo (°F)	=	104.000
Presión de flujo (psia)	=	28.000
Desviación del gas real	=	0.988
Viscosidad del gas (cp)	=	0.009
Compresibilidad del gas (1/psia)	=	3.615E-2
Factor volumético del gas (ft^3/scf)	=	5.63E-1

ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GASES

Localización de la muestra:	Descarga Estación Secoya
Fecha de toma de muestra:	18 FEB 2006
Fecha de análisis	19 FEB 2006

Resultados del análisis de gas

	% MOLAR	OCTANAJE
Nitrógeno (N_2)	3.660	
Dióxido de Carbono (CO_2)	21.680	
Sulfato de Hidrógeno (H_2S)	0.000	
Metano (C1)	40.260	120.000
Etano (C2)	9.590	100.700
Propano (C3)	18.180	97.100
I-Butano (I-C4)	1.860	97.600
N-Butano (N-C4)	3.970	89.600
I-Pentano (I-C5)	0.000	89.100
N-Pentano (N-C5)	0.000	89.700
Exano (N-C6)	0.000	61.900
Heptano (N-C7)	0.000	26.000
Octano (N-C8)	0.000	
Nonano (N-C9)	0.000	
Decano (N-C10)	0.000	
Oxígeno (O_2)	0.000	
Hidrógeno (N_2)	0.000	
Helio (He)	0.000	
Agua (H_2O)	0.000	
TOTAL	100.00	81.183

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Constantes Fisico Químicas del Gas

Gravedad del Gas (Aire = 1.0)	=	1.105
Contenido de líquido del gas (gls/mscf)	=	7.179
Peso molecular del gas	=	31.994
Temperatura Pseudocrítica (° R)	=	490.244
T C (°R)	=	470.327
Presión Pseudoreducida (psia.)	=	734.213
P R (psia.)	=	704.385
Valor Calorífico neto (BTU/Scf)	=	1152.781
Valor Calorífico bruto seco (BTU/Scf)	=	1261.851
Valor Calorífico Bruto Húmedo (BTU/Scf)	=	1239.895
Octanaje gas combustible	=	81.183
Temperatura de Flujo (°F)	=	115.000
Presión de flujo (psia)	=	450.000
Desviación del gas real	=	0.872
Viscosidad del gas (cp)	=	0.0109
Compresibilidad del gas (1/psia)	=	2.5685E-2
Factor volumético del gas (ft^3/scf)	=	3.152E-1

ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GASES

Localización de la muestra:	Wärtsillä Estación Secoya
Fecha de toma de muestra:	18 FEB 2006
Fecha de análisis	19 FEB 2006

Resultados del análisis de gas

	% MOLAR	OCTANAJE
Nitrógeno (N_2)	4.260	
Dióxido de Carbono (CO_2)	22.970	
Sulfato de Hidrógeno (H_2S)	0.000	
Metano (C1)	39.400	120.000
Etano (C2)	10.110	100.700
Propano (C3)	17.310	97.100
I-Butano (I-C4)	1.630	97.600
N-Butano (N-C4)	3.820	89.600
I-Pentano (I-C5)	0.000	89.100
N-Pentano (N-C5)	0.000	89.700
Exano (N-C6)	0.000	61.900
Heptano (N-C7)	0.000	26.000
Octano (N-C8)	0.000	
Nonano (N-C9)	0.000	
Decano (N-C10)	0.000	
Oxígeno (O_2)	0.000	
Hidrógeno (N_2)	0.000	
Helio (He)	0.000	
Agua (H_2O)	0.000	
TOTAL	100.00	79.393

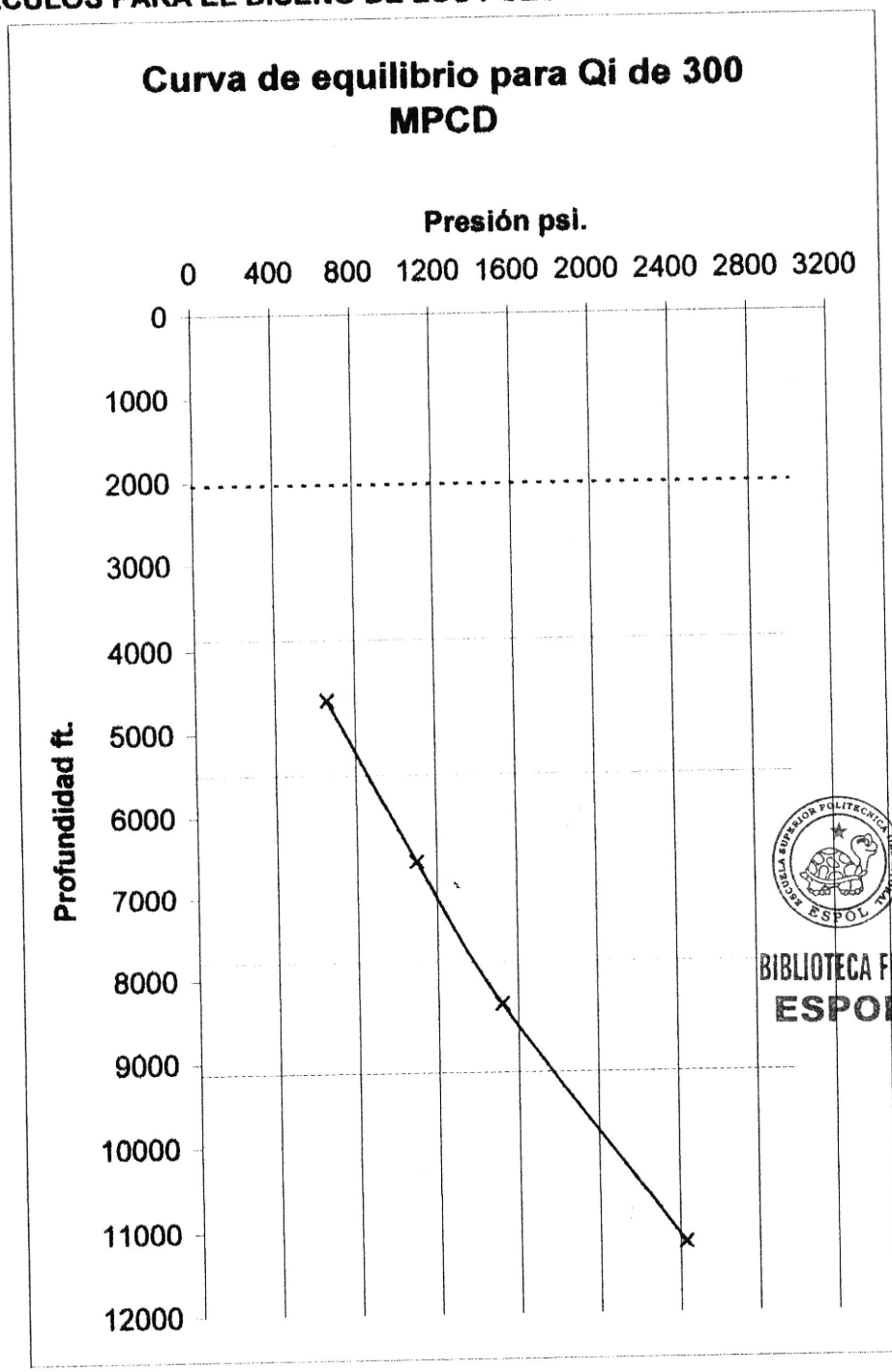
ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
ESPOL
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Constantes Fisico Químicas del Gas

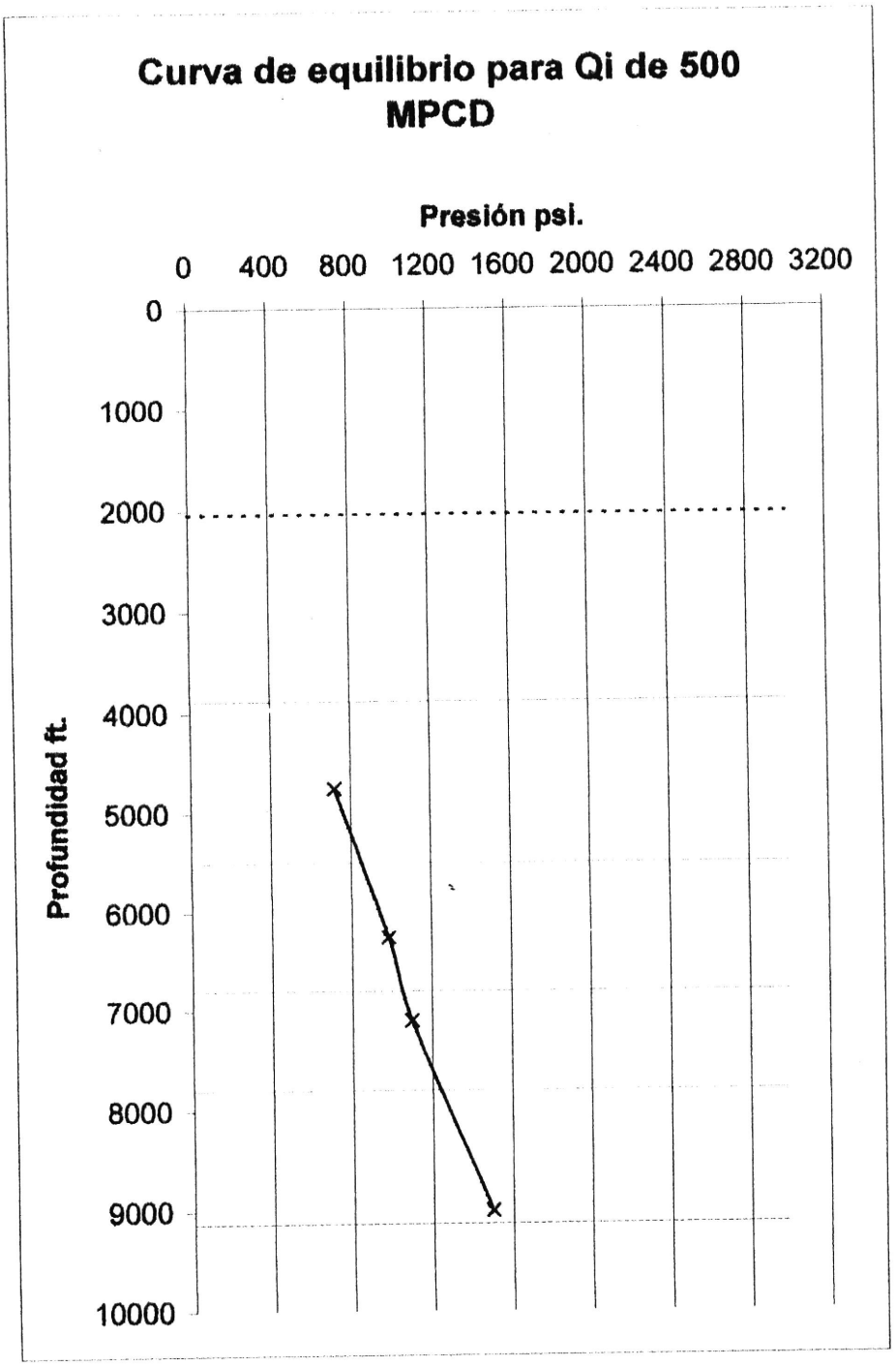
Gravedad del Gas (Aire = 1.0)	=	1.101
Contenido de líquido del gas (gls/mscf)	=	6.694
Peso molecular del gas	=	31.886
Temperatura Pseudocrítica (° R)	=	487.211
T C (°R)	=	466.683
Presión Pseudoreducida (psia.)	=	740.209
P R (psia.)	=	709.021
Valor Calorífico neto (BTU/Scf)	=	1108.596
Valor Calorífico bruto seco (BTU/Scf)	=	1213.821
Valor Calorífico Bruto Húmedo (BTU/Scf)	=	1192.701
Octanaje gas combustible	=	79.393
Temperatura de Flujo (°F)	=	91.400
Presión de flujo (psia)	=	320.000
Desviación del gas real	=	0.900
Viscosidad del gas (cp)	=	0.0102
Compresibilidad del gas (1/psia)	=	3.491E-3
Factor volumético del gas (ft^3/scf)	=	4.388E-2

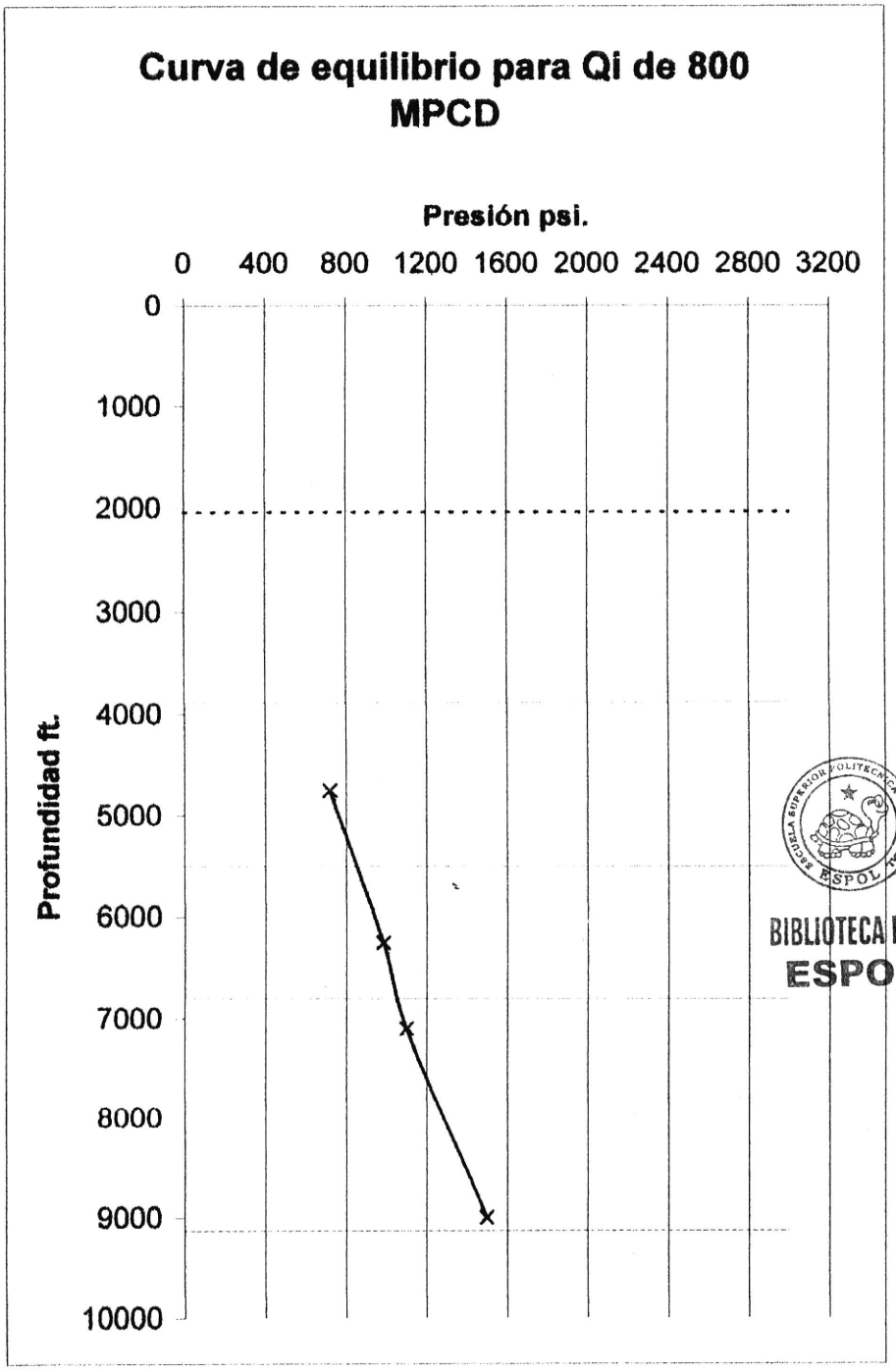
APÉNDICE B

CÁLCULOS PARA EL DISEÑO DE LOS POZOS

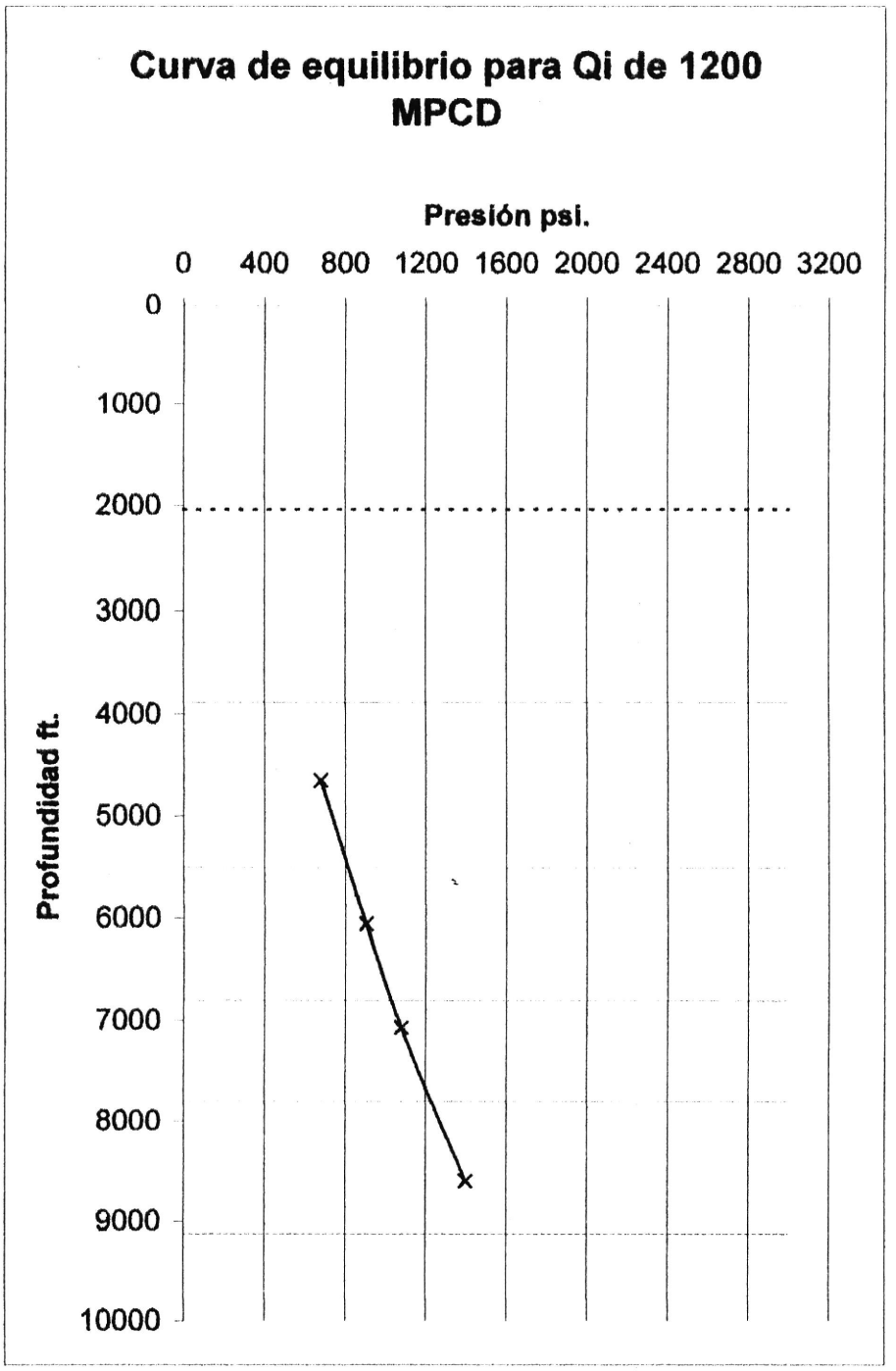


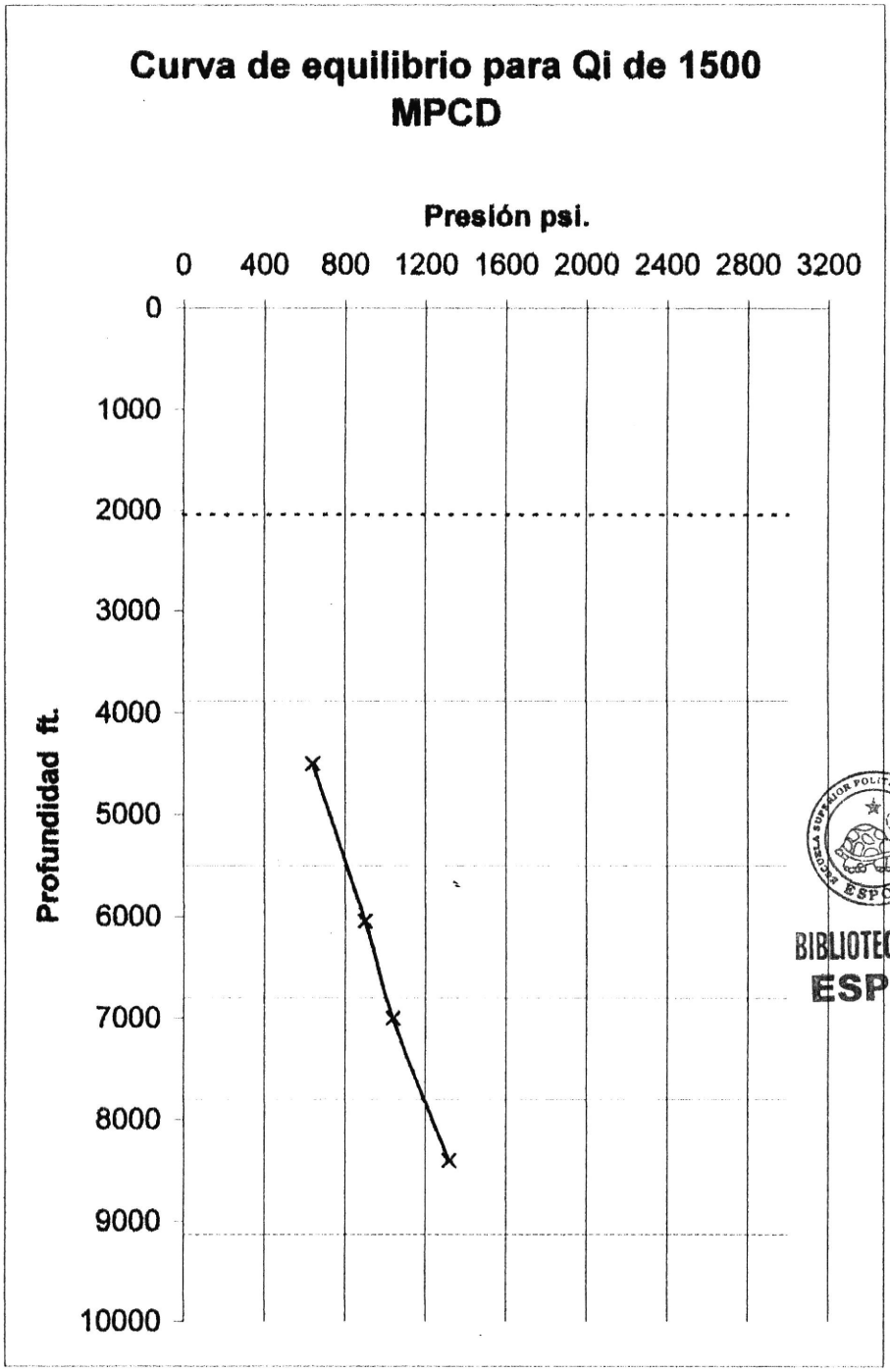
BIBLIOTECA FICT
ESPOL


Curva de equilibrio para Qi de 500 MPCD
Presión psi.
0
400
800
1200
1600
2000
2400
2800
3200
Profundidad ft.
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000



BIBLIOTECA FICT
ESPOL


Curva de equilibrio para Qi de 1200 MPCD
Presión psi.
0
400
800
1200
1600
2000
2400
2800
3200
Profundidad ft.
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000



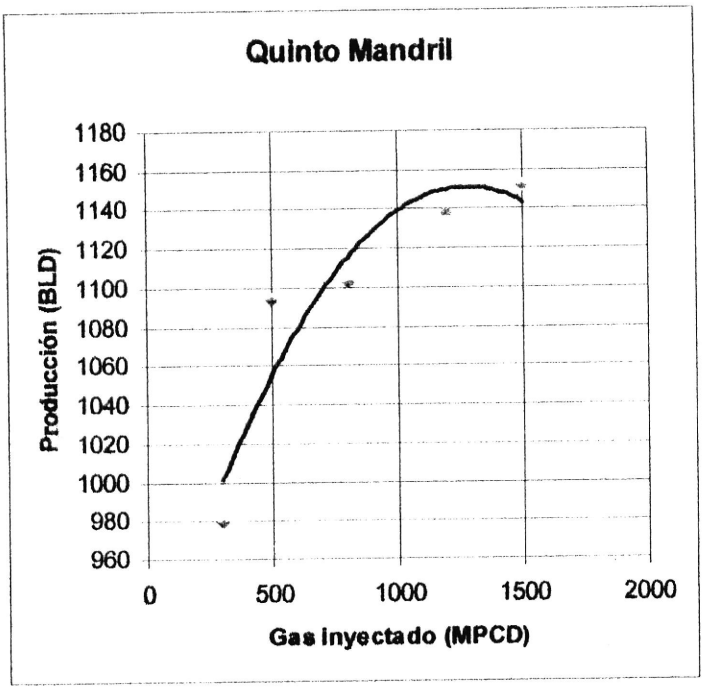
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

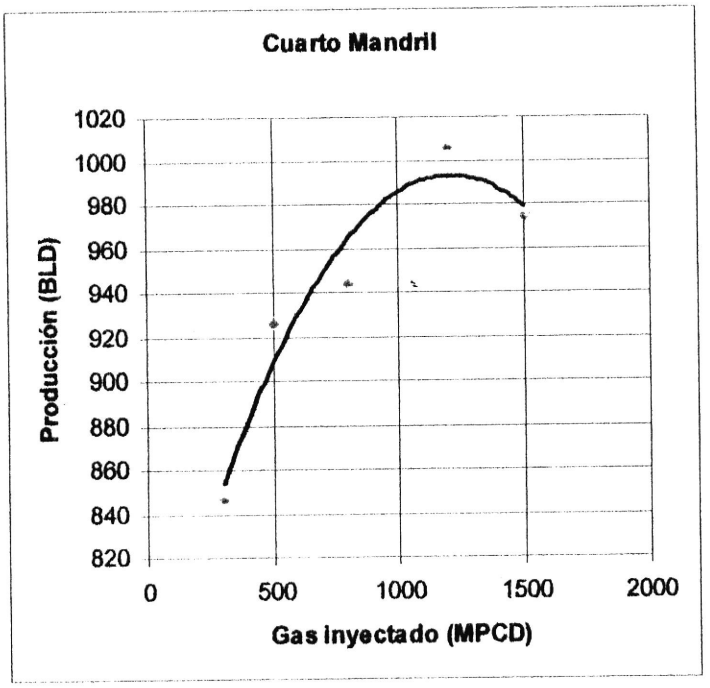
Pwf en psi correspondiente para que se inyecte el gas por cada mandril y por cada caudal de inyección. La numeración de los mandriles es tomada desde el que está más cerca de la superficie

Qi (MPCD)	5	4	3	2
300	1890	2040	2210	2460
500	1760	1950	2250	2550
800	1750	1930	2120	2540
1200	1710	1860	2150	2500
1500	1695	1895	2160	2500

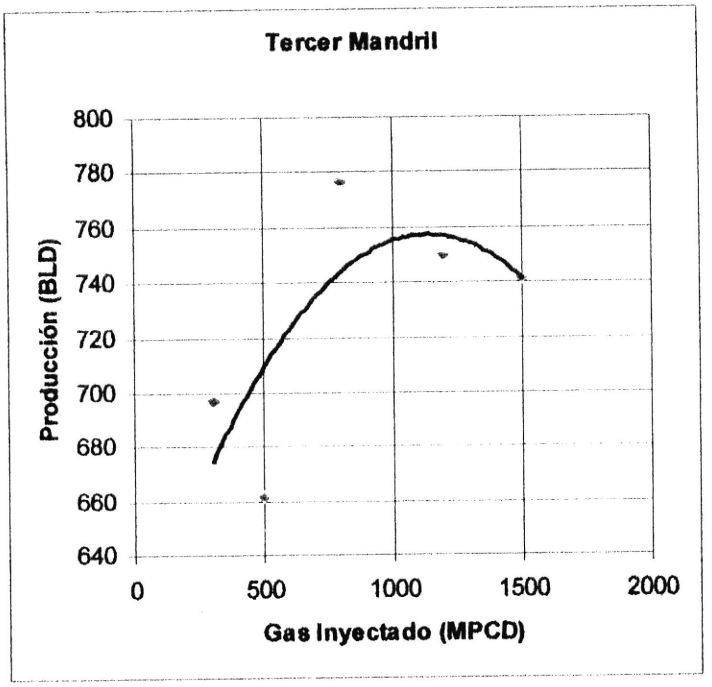
Caudal de líquido en BLD correspondiente a cada Pwf

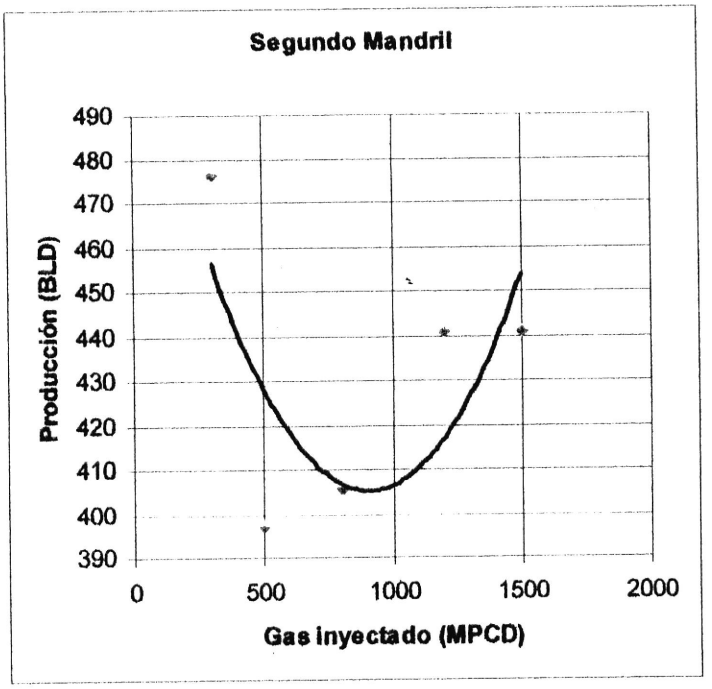
Qi (MPCD)	5	4	3	2
300	980	847	697	477
500	1094	927	662	397
800	1103	944	777	406
1200	1138	1006	750	441
1500	1152	975	741	441



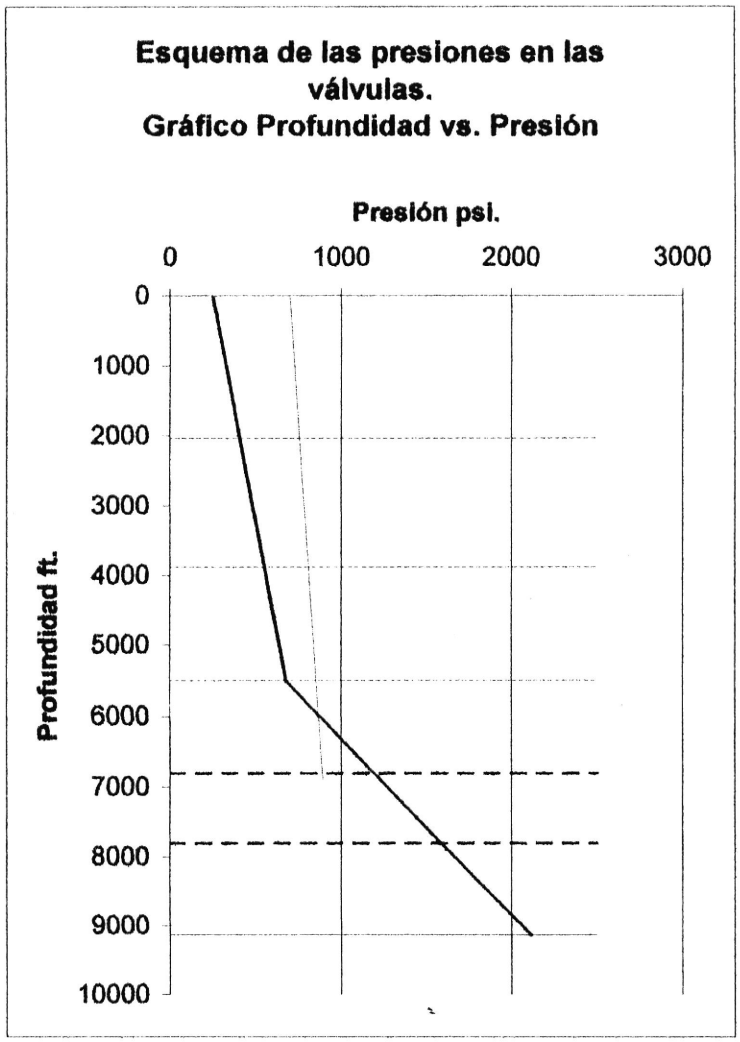


BIBLIOTECA FICT
ESPOL





Escogeremos inyectar 1150 MPCD desde el tercer mandril lo cual según nuestra curva nos producirá 780 barriles de líquido diarios.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

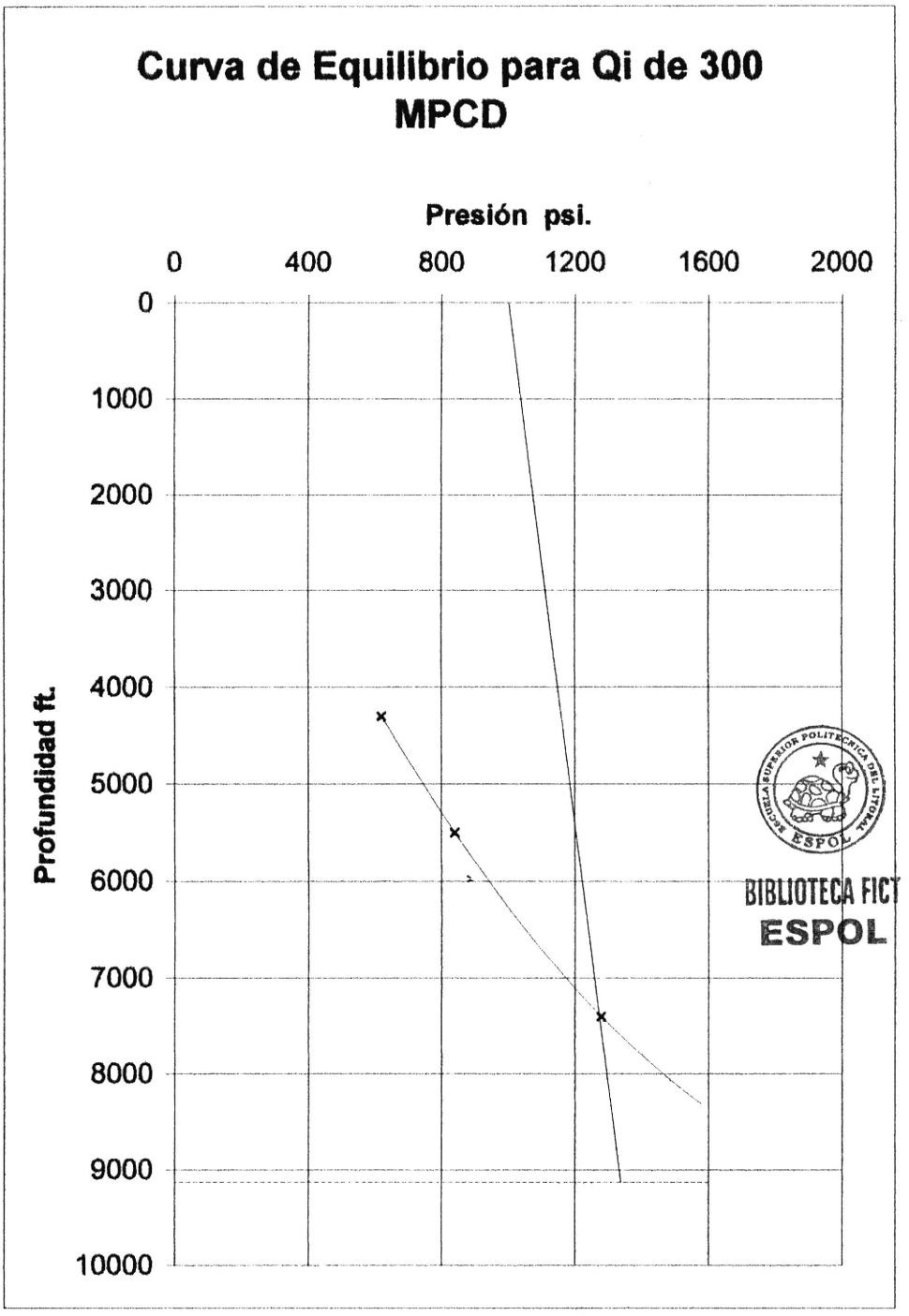
Cálculo de Gradiente de temperatura fluyente

$$\text{Gradiente estático} = \frac{T_f - T_s}{profundidad} = \frac{236 - 86}{9127} = 0.01643 \frac{^\circ F}{ft}$$

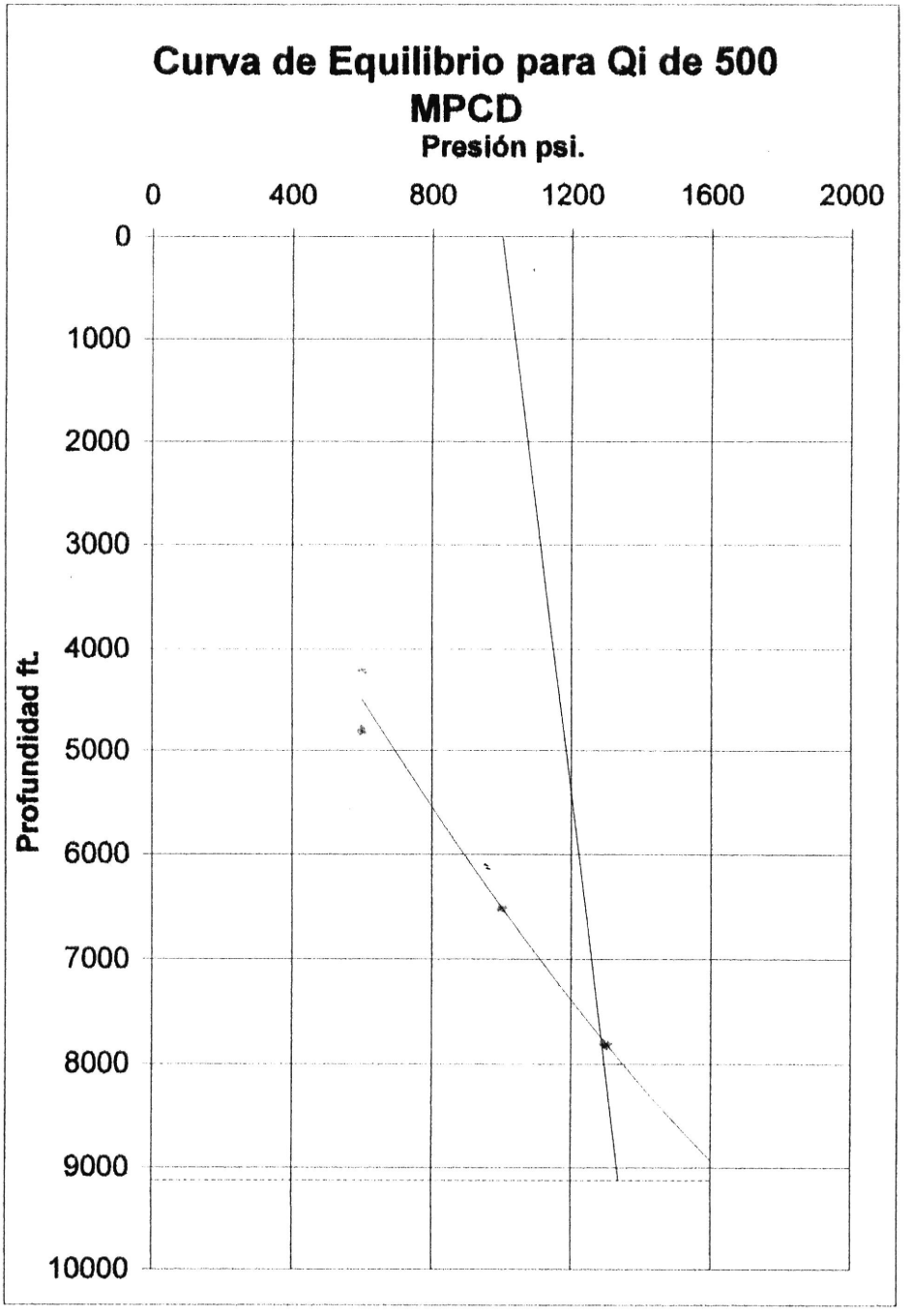
Según los datos de la tabla 3.3 el gradiente es 1.2 $\frac{^\circ F}{100\,ft}$

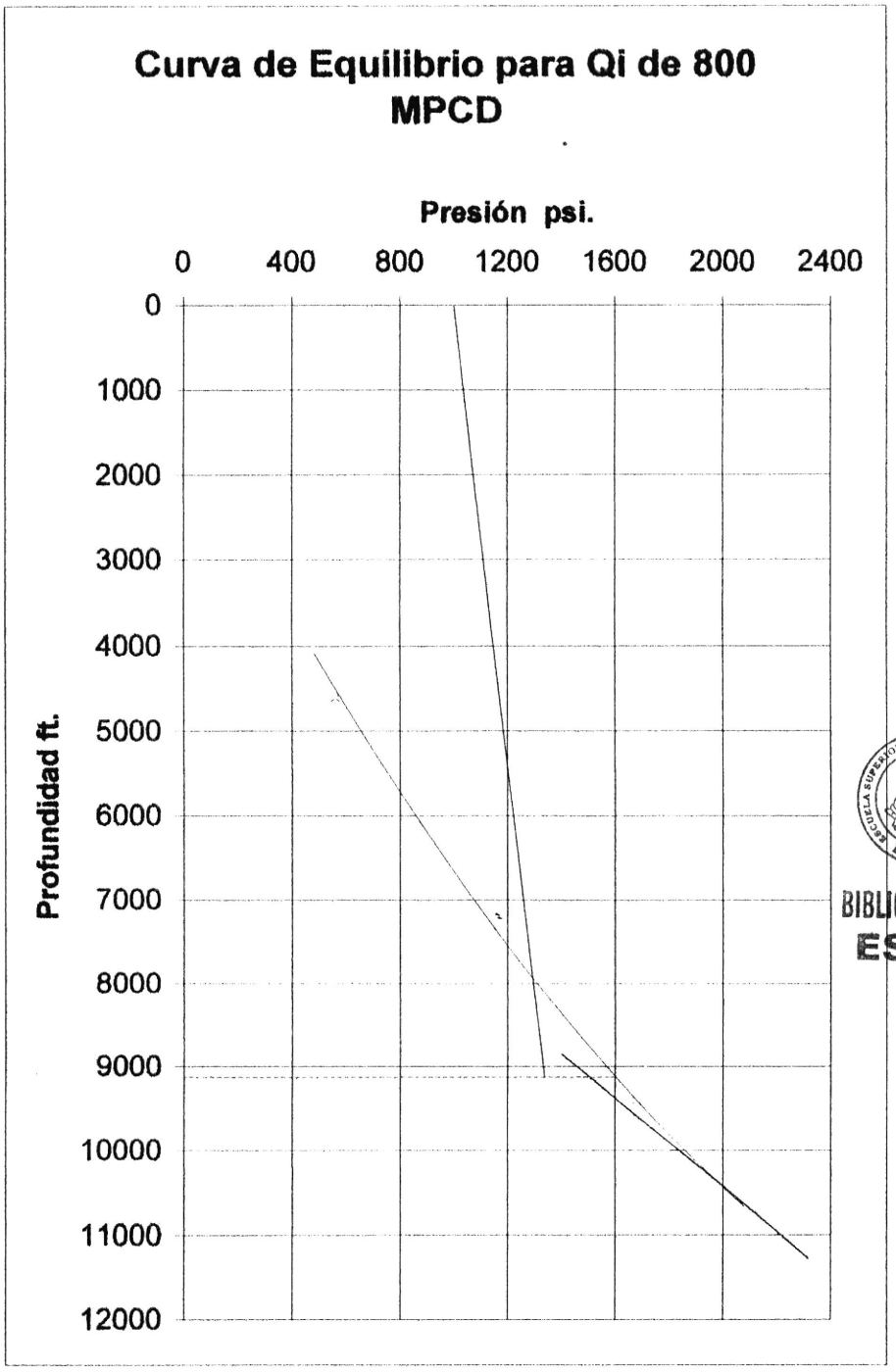
Secoya 02

No. Válv.	Port Size Pulg.	Prof. Pies	Temp. ° F	Pso psi	Pvo	Pt tubbing dessing	R	Pd @ L	Ct	Pd @ 60°F	Ptro	Calib. final
1	3/8	2039	151	700	774.01	409.0	0.14	722.91	0.846	611.71	711	710
2	3/8	3884	173	700	840.98	553.0	0.14	800.66	0.817	653.96	760	760
3	3/8	5503	193	700	899.75	679.2	0.14	868.88	0.793	689.37	802	800
4	3/8	6802	208	700	946.91	780.6	0.14	923.62	0.776	716.99	834	835
5	3/8	7799	220	700	983.10	858.3	0.14	965.63	0.764	737.87	858	860

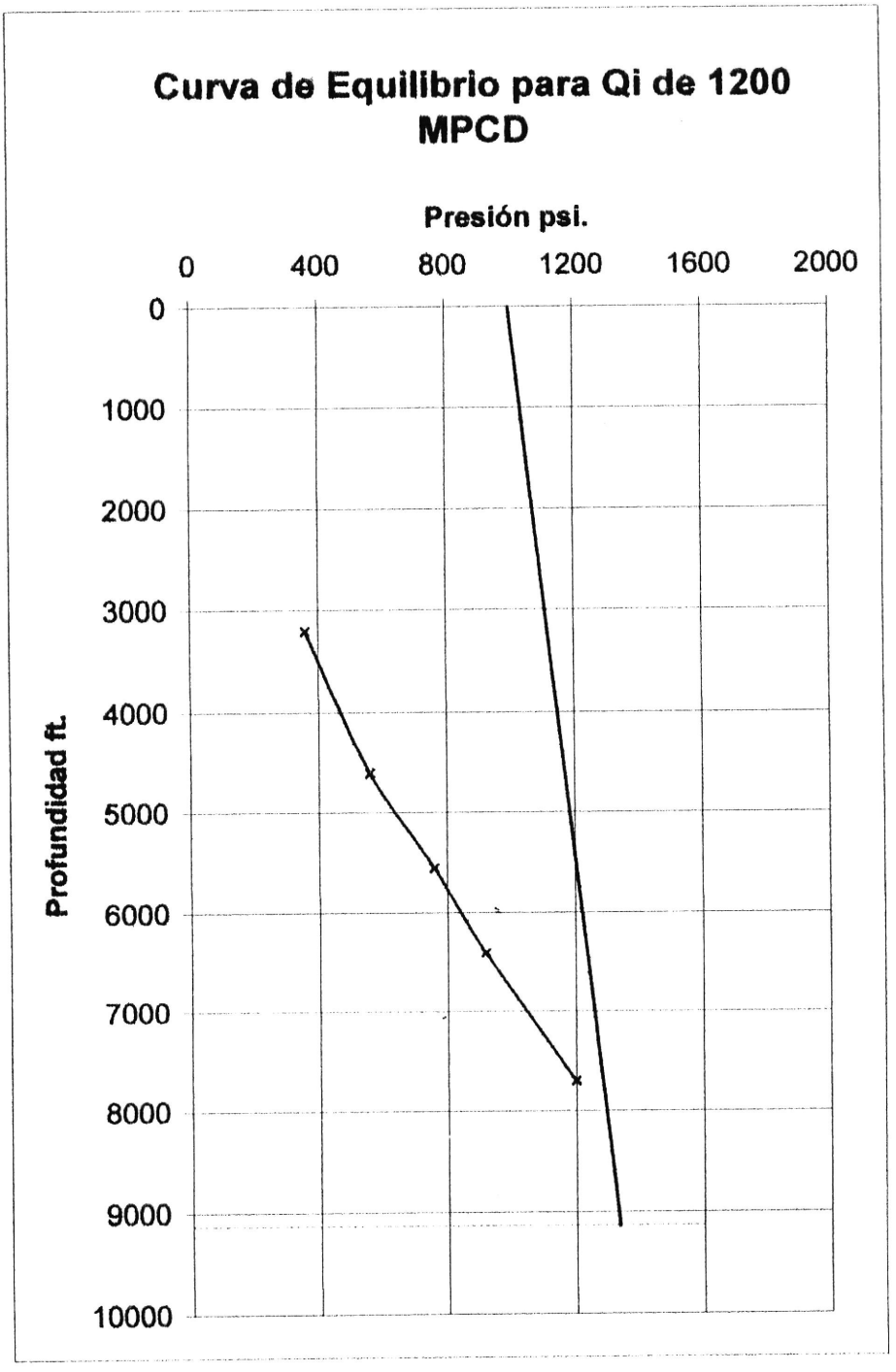


BIBLIOTECA FICT
ESPOL


Curva de Equilibrio para Qi de 500 MPCD
Presión psi.
0
400
800
1200
1600
2000
Profundidad ft.
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000

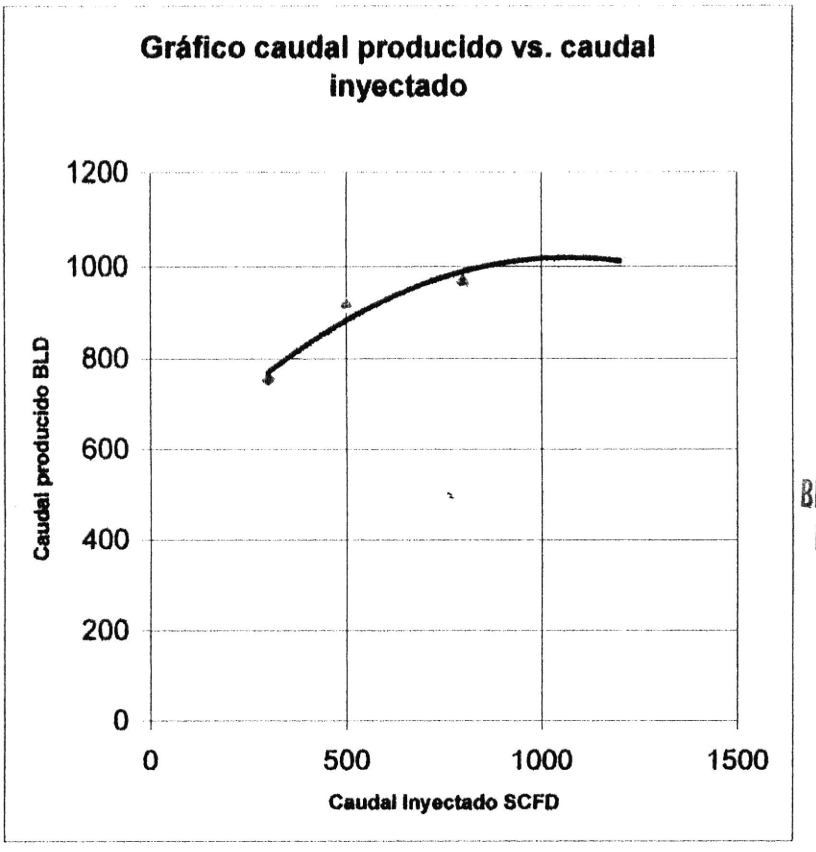


BIBLIOTECA FICT
ESPOL


Curva de Equilibrio para Qi de 1200 MPCD
Presión psi.
0
400
800
1200
1600
2000
Profundidad ft.
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000

Presión de inyección 1100 psi.

Qi (MPCD)	Pwf (psi)	Q_L (BLD)
300	1950	755
500	1790	916
800	1740	966.4
1200	1690	1016.73

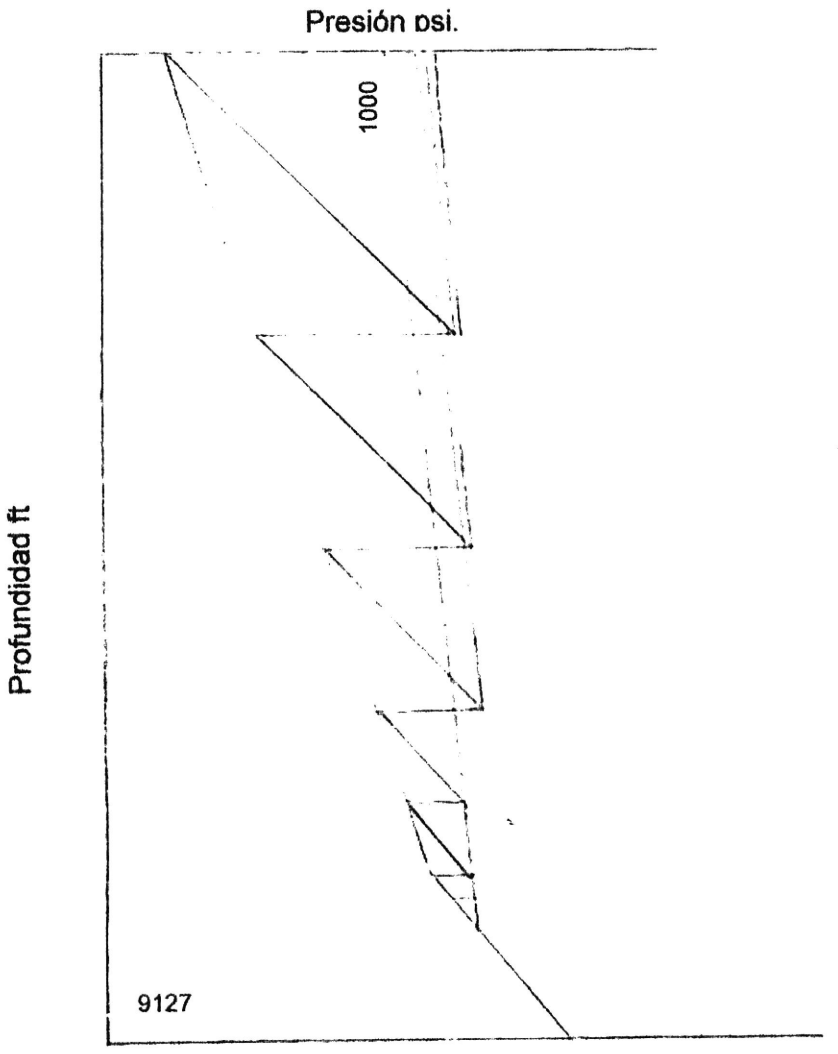


BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Escogeremos inyectar 1060 MPCD lo cual según nuestra curva nos producirá 1019 barriles de líquido diarios.

Diseño del espaciamiento de las válvulas.

Gráfico Profundidad vs. Presión



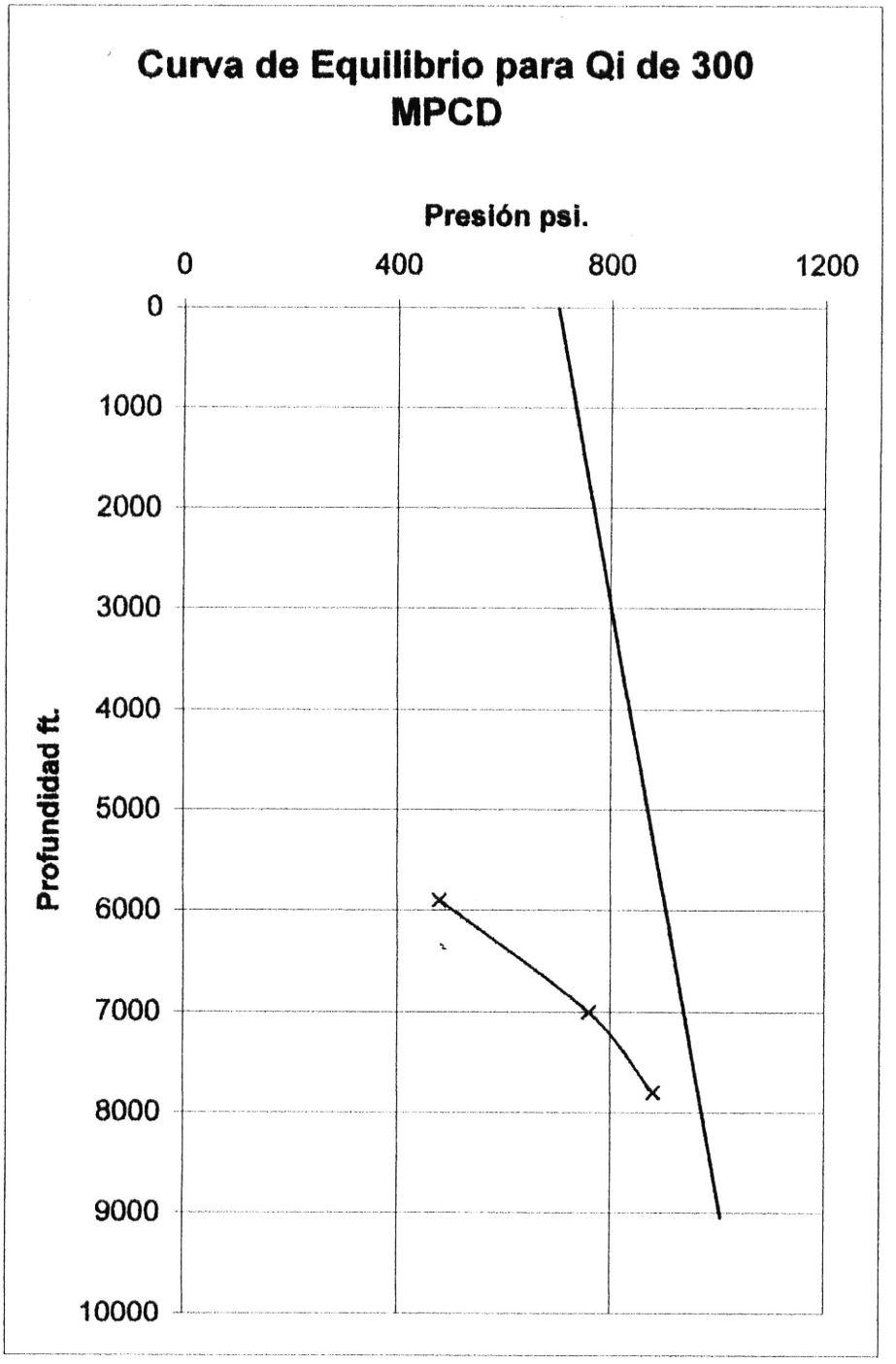
Cálculo de Gradiente de temperatura fluyente

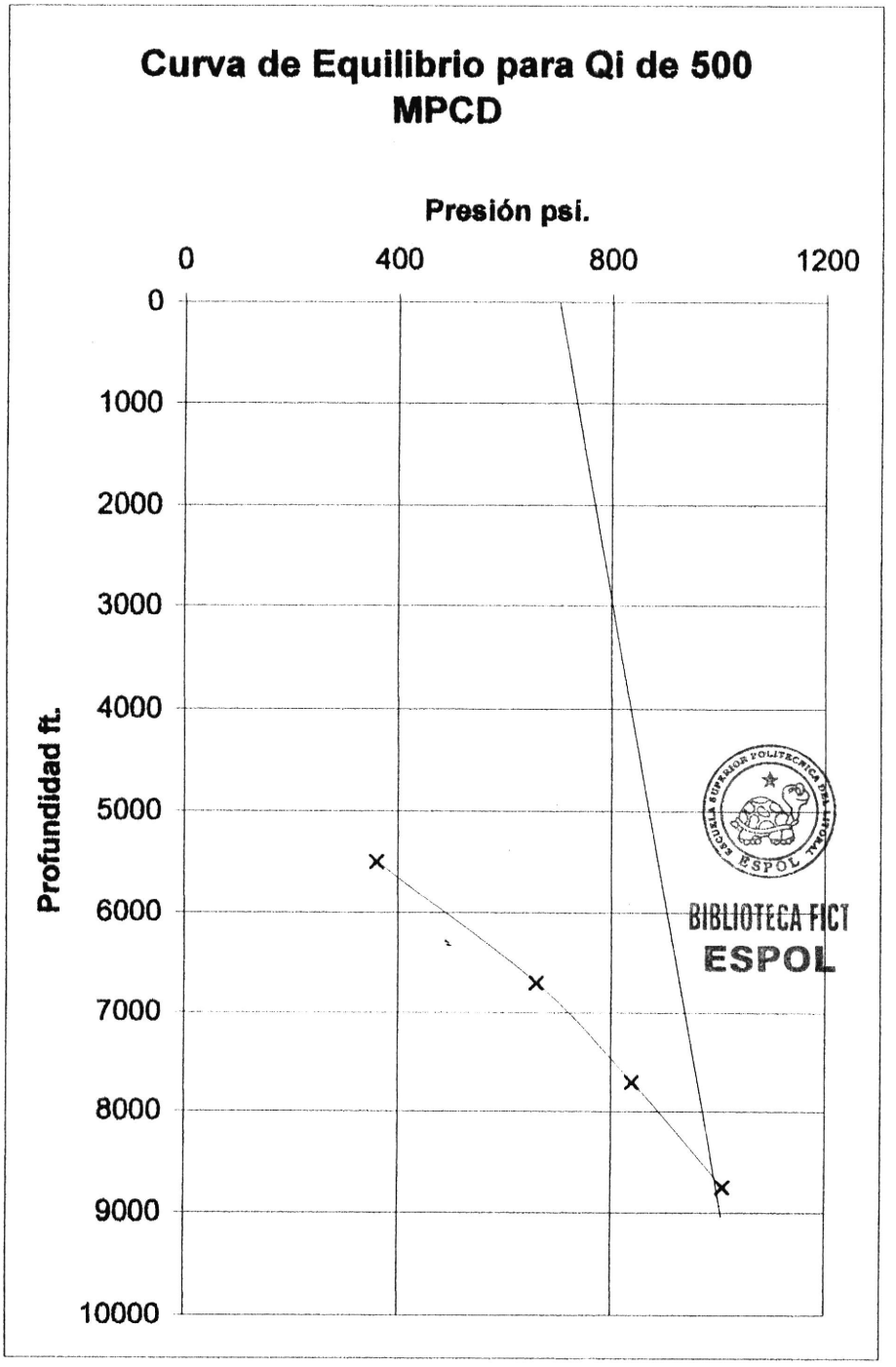
Gradiente estático = $\frac{T_f - T_s}{profundidad} = \frac{239-86}{9127} = 0.0169 \frac{°F}{ft}$

Según los datos de la tabla 3.3 el gradiente es 1.095 $\frac{°F}{100\,ft}$

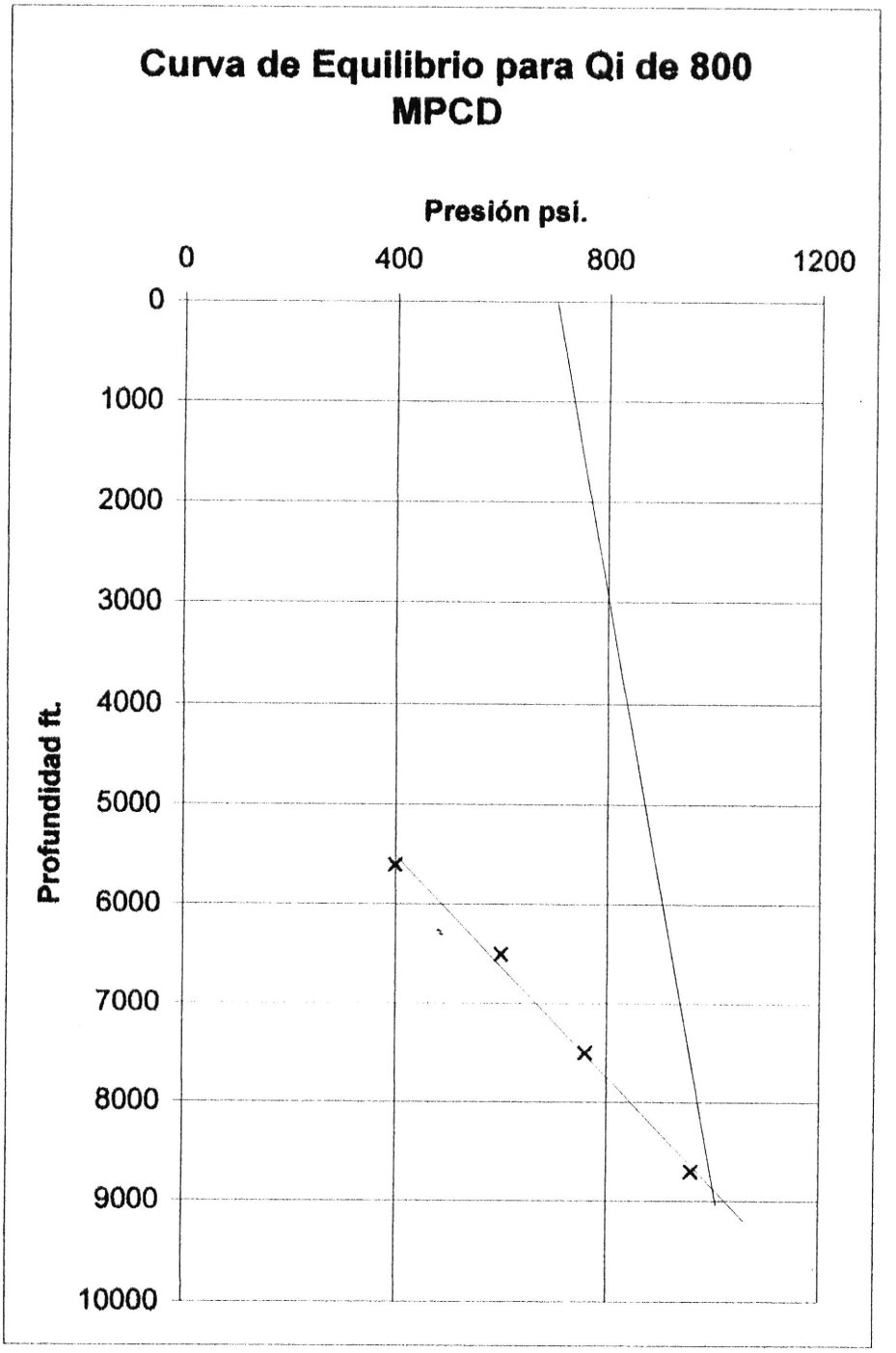
BIBLIOTECA FICT ESPOL

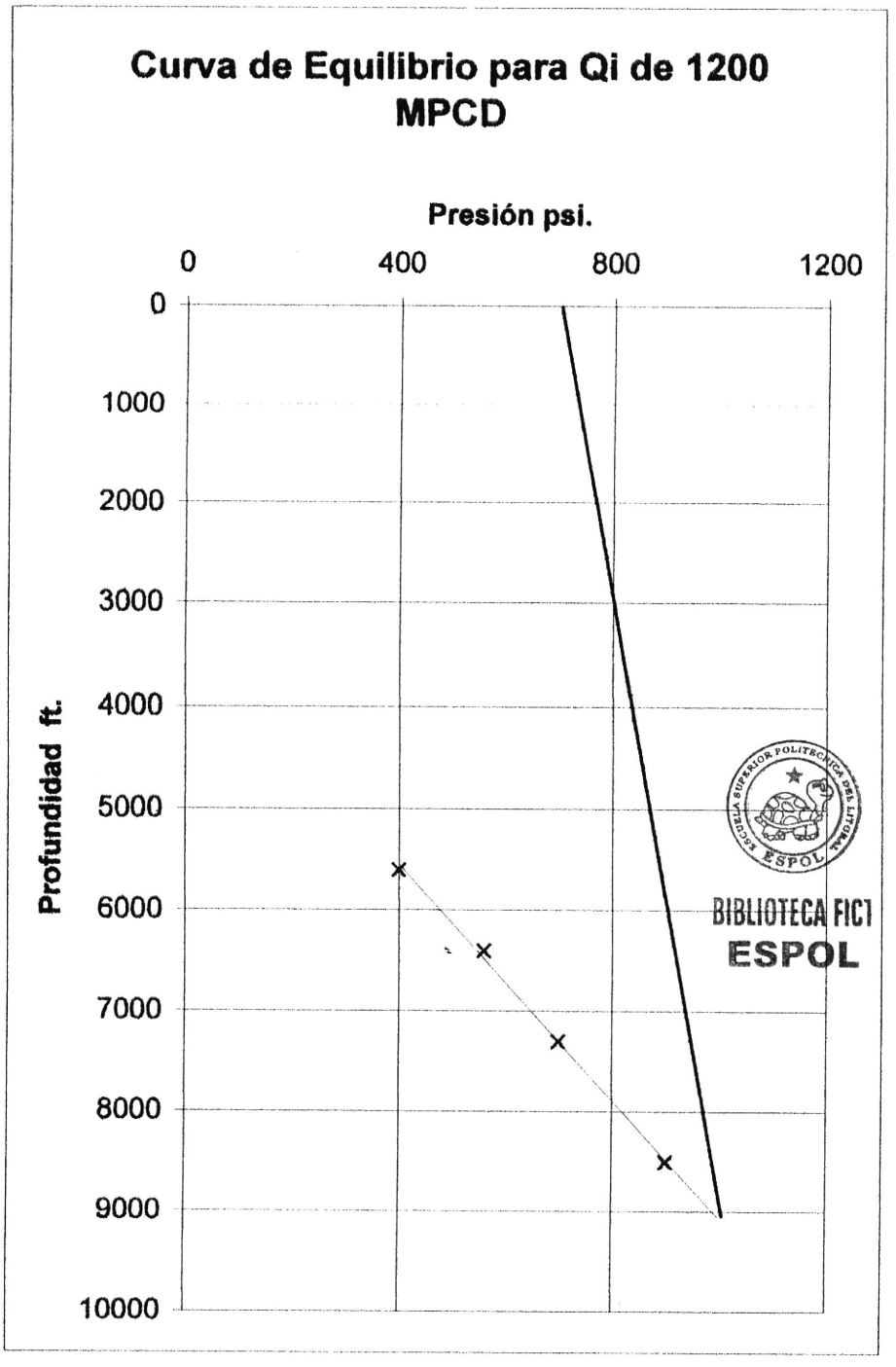
No. Válv.	Port Size Pulg.	Prof. Pies	Temp. ° F	Pso psi	Pvo	Pt tubbing dessing	Pd @ L	Ct	R	Pd @ 60°F	Ptro	Calib final
1	5/16	2600	169	1000	1106	705	1066	0.822	0.1	877	974	975
2	5/16	4550	190	1000	1186	904	1157	0.796	0.1	922	1024	1025
3	5/16	6000	206	1000	1245	1052	1226	0.779	0.1	954	1060	1060
4	5/16	6800	215	1000	1277	1134	1263	0.770	0.1	972	1080	1080
5	5/16	7500	222	1000	1306	1205	1296	0.762	0.1	987	1097	1095
6	5/16	7750	225	1000	1316	1280	1313	0.759	0.1	997	1107	1105
7	5/17	8000	228	1000	1326	1326	1326	0.757	0.1	1004	1115	1115


Curva de Equilibrio para Qi de 300 MPCD
Presión psi.
0
400
800
1200
Profundidad ft.
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

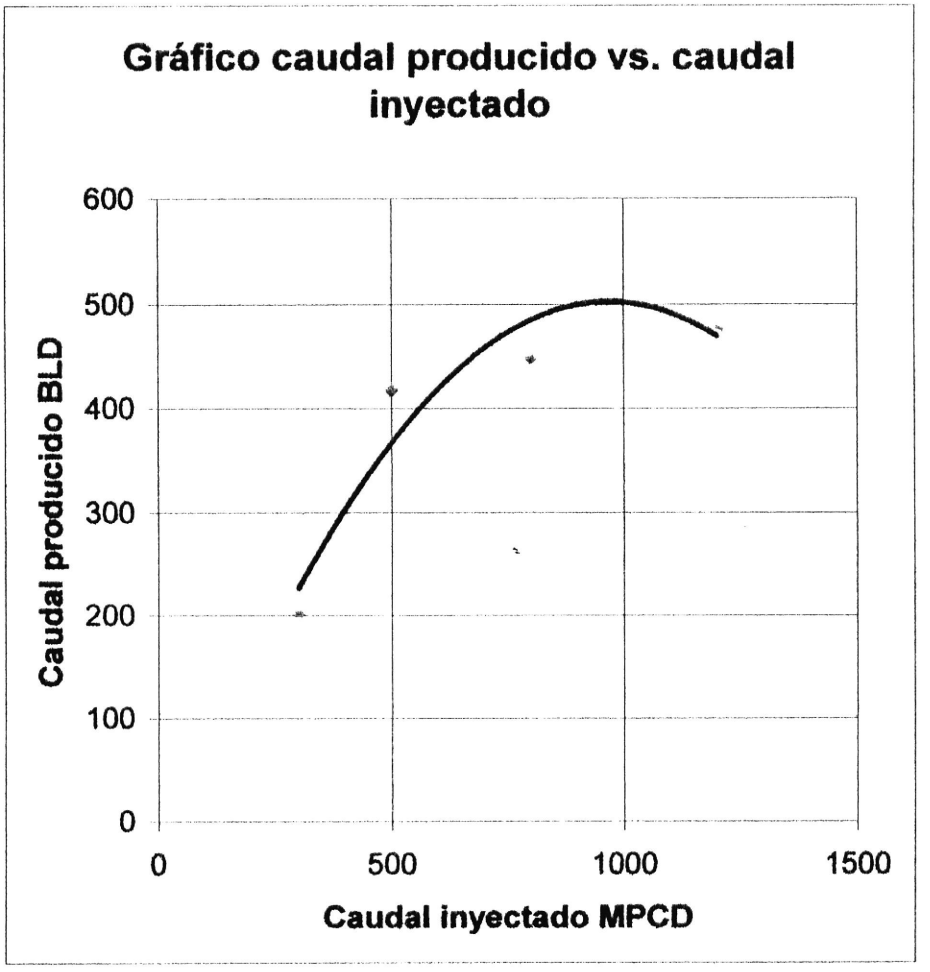

Curva de Equilibrio para Qi de 800 MPCD
Presión psi.
0
400
800
1200
Profundidad ft.
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Presión de inyección 800 psi.

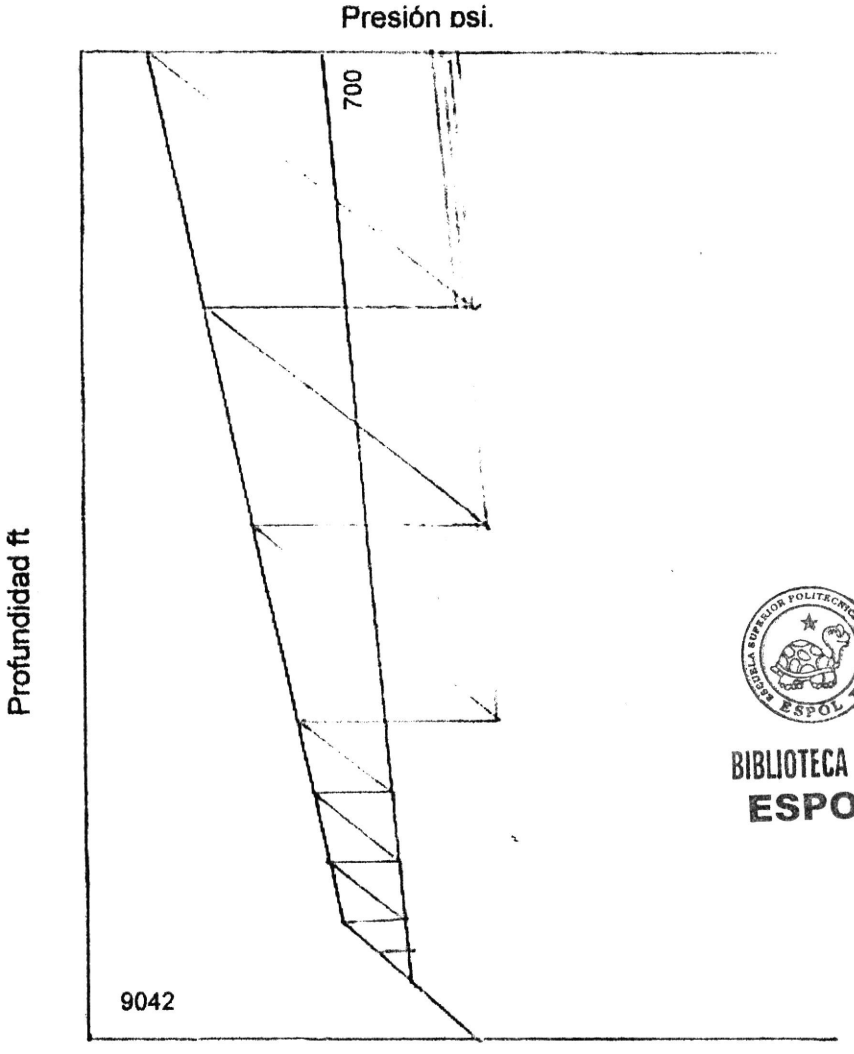
Qiny	Pwf. (psi)	Ql (BLD)
300	1575	203.15
500	1125	418.25
800	1060	449.32



Escogeremos inyectar 550 MPCD lo cual según nuestra curva nos producirá 400 barriles de líquido diarios.

Diseño del espaciamiento de las válvulas.

Gráfico Profundidad vs. Presión



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

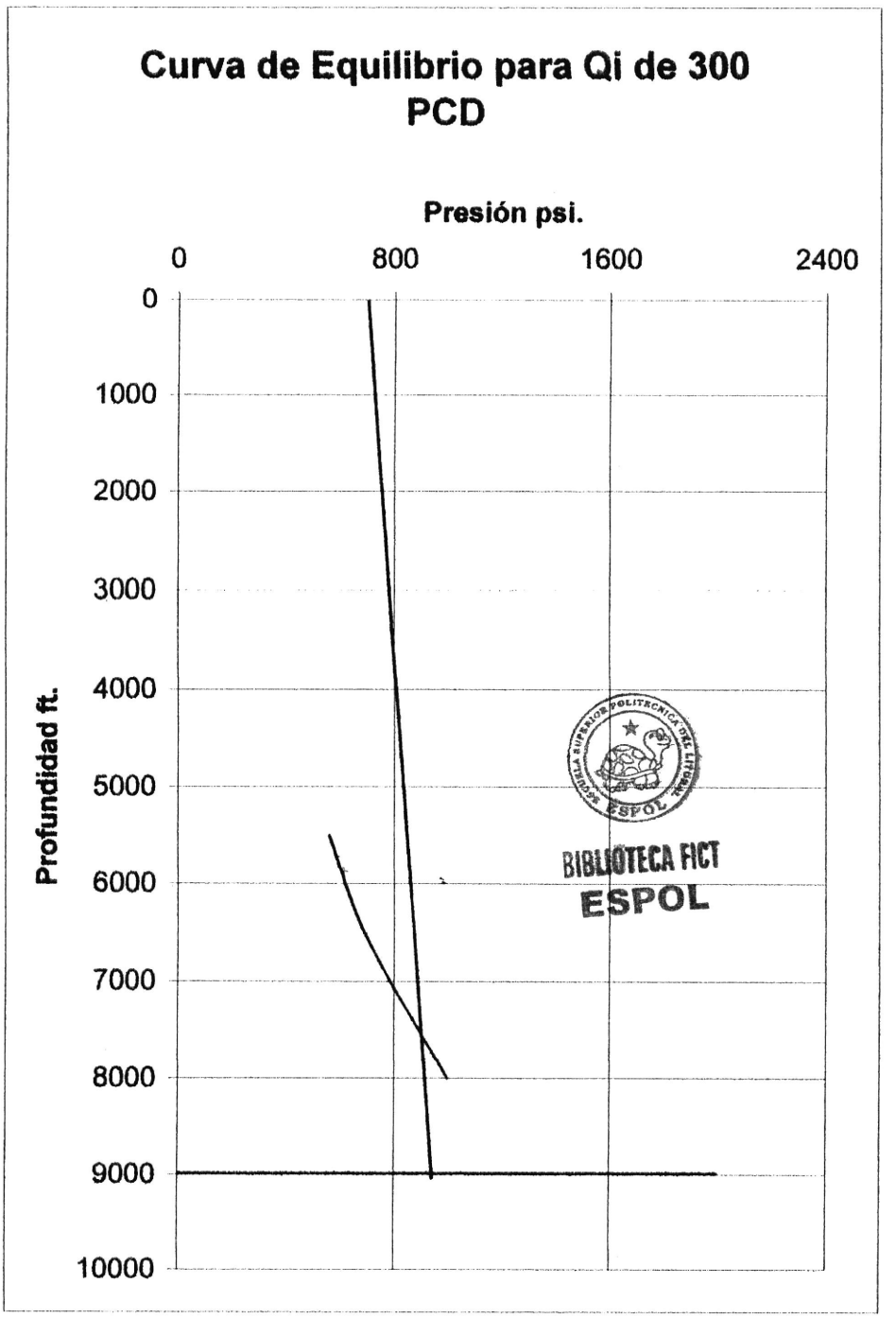
Cálculo de Gradiente de temperatura fluyente

$$\text{Gradiente estático} = \frac{T_f - T_s}{profundidad} = \frac{232-86}{9042} = 0.01614 \frac{^\circ F}{ft}$$

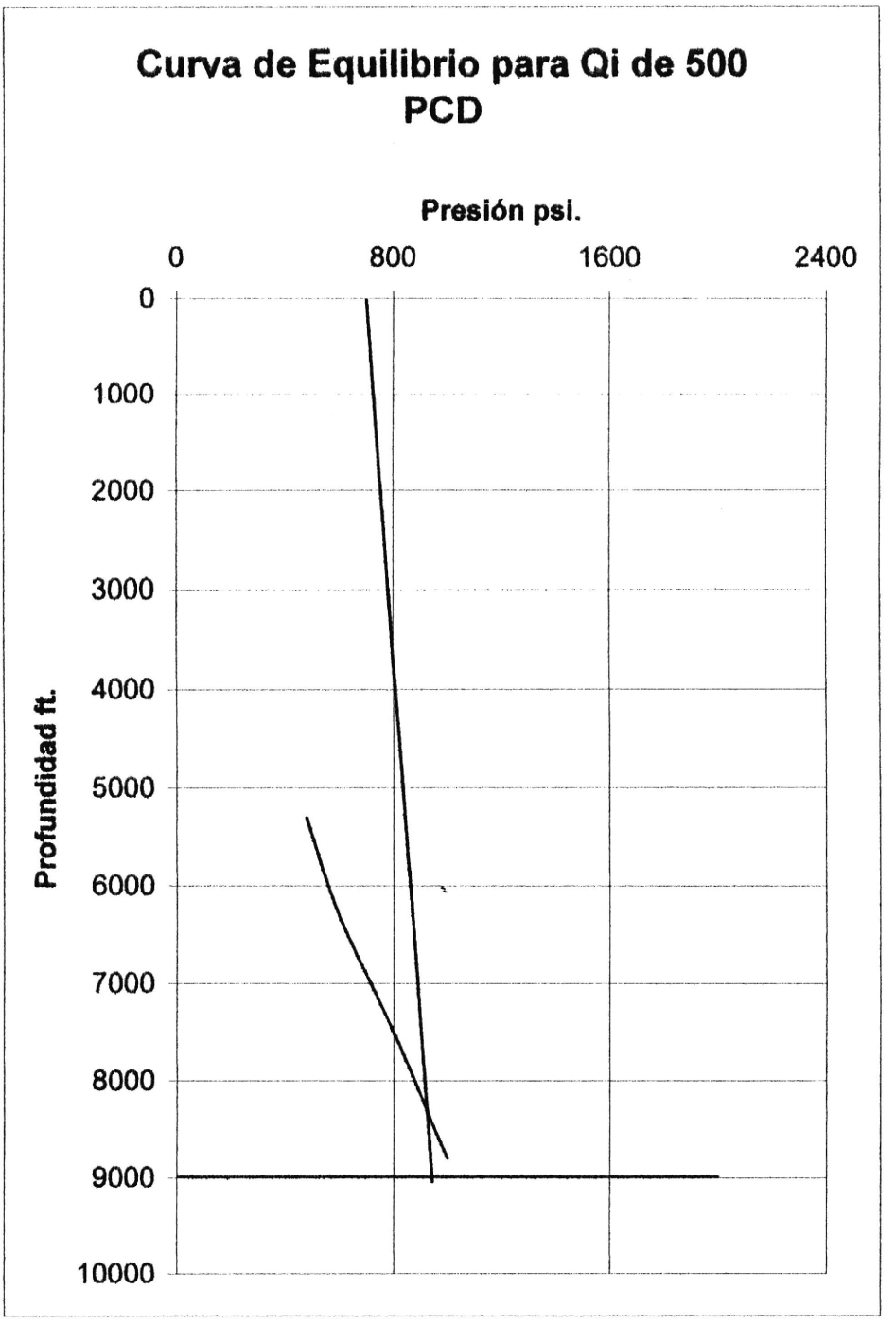
Según los datos de la tabla 3.3 el gradiente es 1.43 $\frac{^\circ F}{100\,ft}$

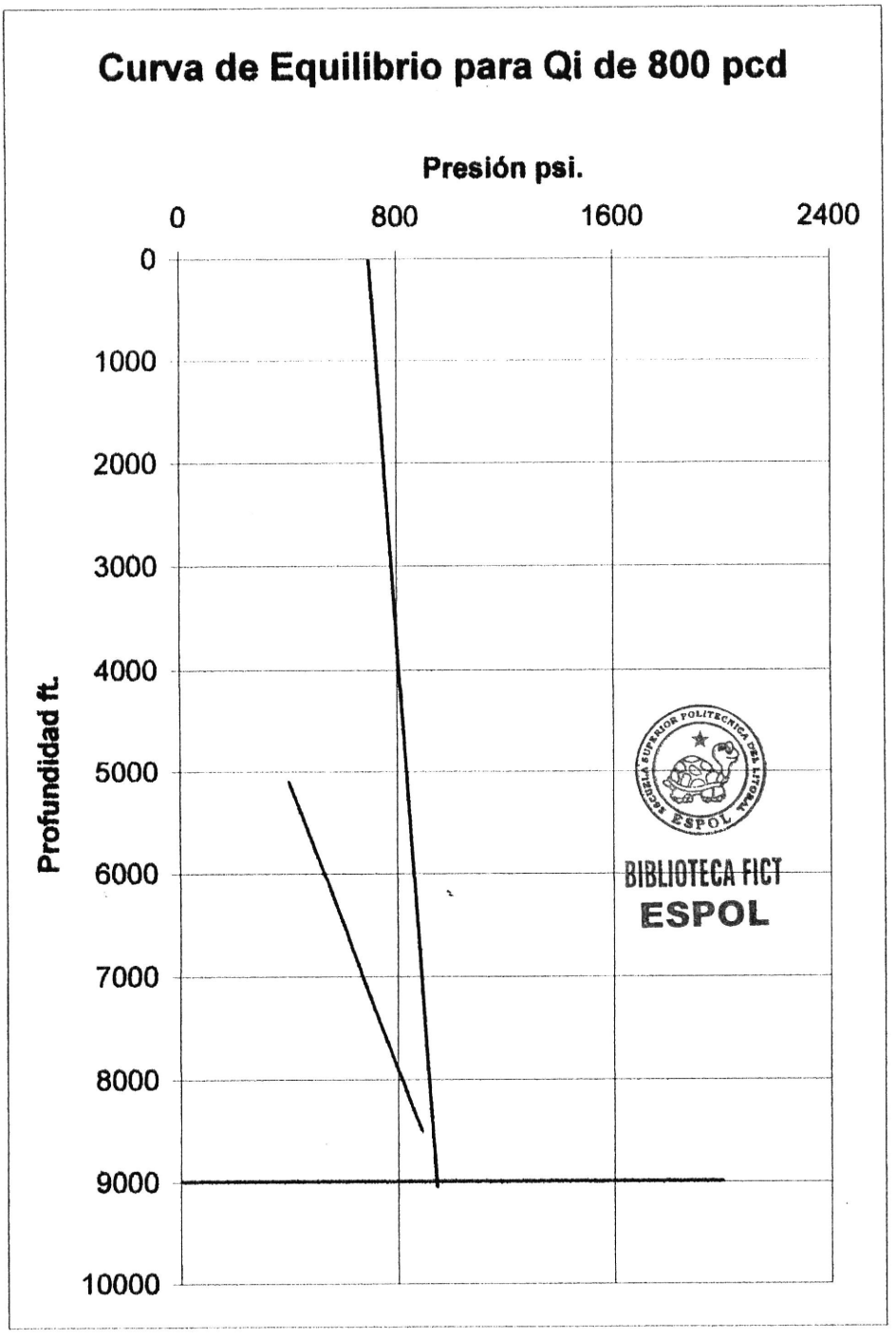
Secoya 20

No. Válv.	Port Size Pulg.	Prof. Pies	Temp. ° F	Pso psi	Pvo	Pt tubbing dessing	R	Pd @ L	Ct	Pd @ 60°F	Ptro	Calib. final
1	1/4	2380	137	700	770	465	0.0638	751	0.867	651	695	695
2	1/4	4380	165	700	829	570	0.0638	813	0.827	672	718	720
3	1/4	6100	190	700	880	660	0.0638	866	0.796	690	737	735
4	1/4	6800	200	700	901	697	0.0638	888	0.785	697	744	745
5	1/4	7500	210	700	921	734	0.0638	909	0.774	704	752	750
6	1/4	8000	217	700	936	760	0.0638	925	0.767	709	758	760
7	1/4	8300	221	700	945	857	0.0638	939	0.763	716	765	765
8	1/4	8600	226	700	954	954	0.0638	954	0.759	724	773	775

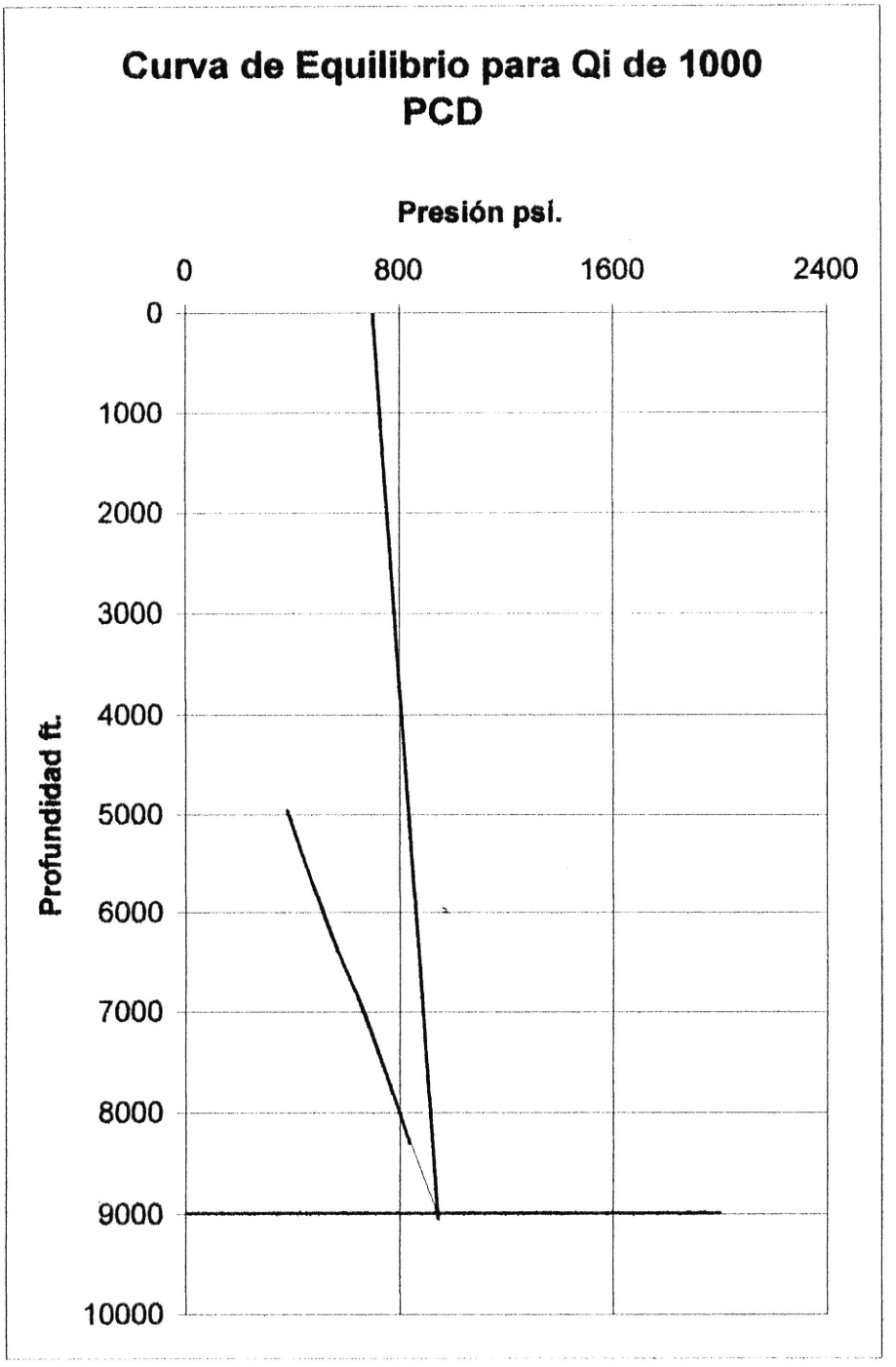


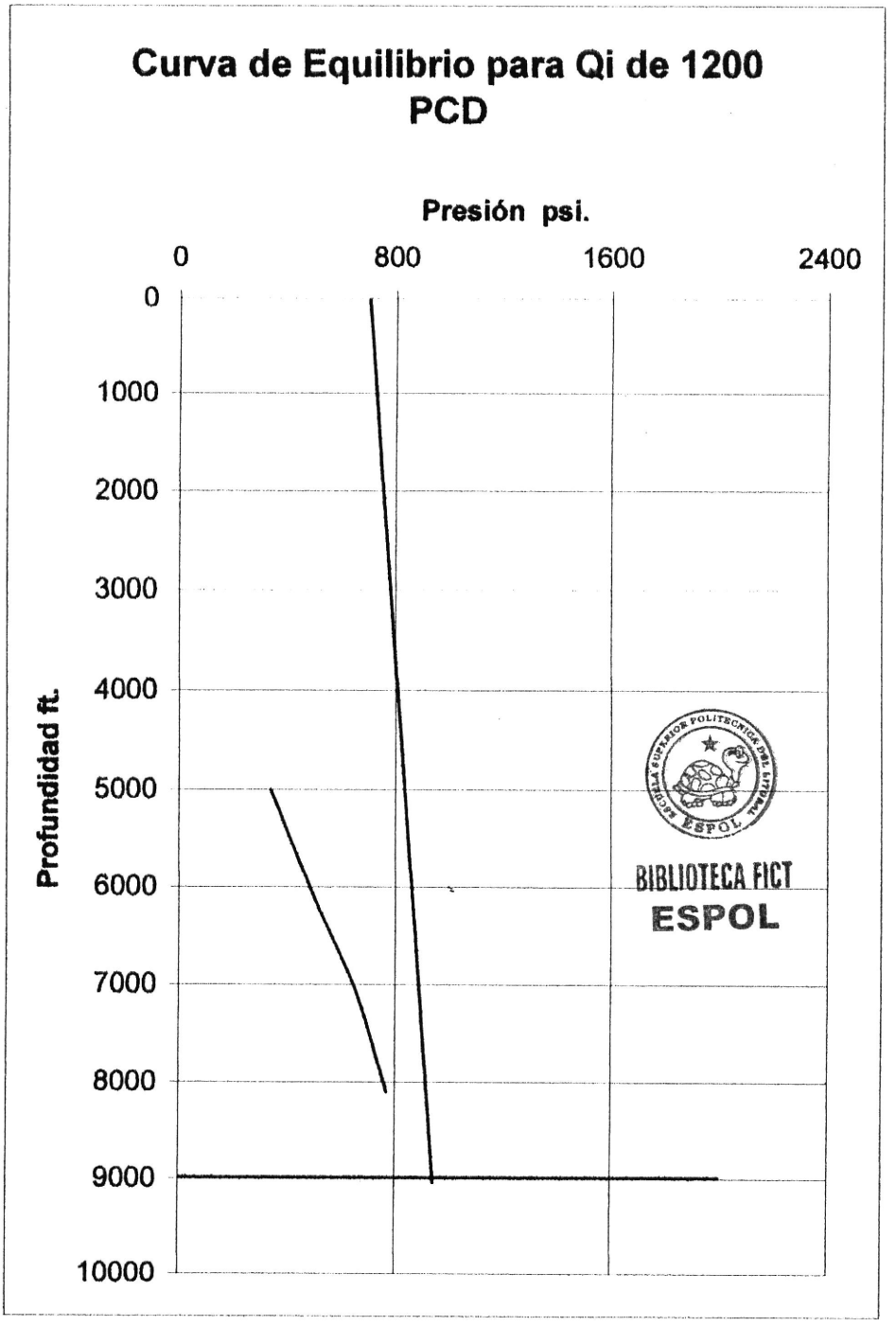
BIBLIOTECA FICT
ESPOL


Curva de Equilibrio para Qi de 500 PCD
Presión psi.
0
800
1600
2400
Profundidad ft.
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

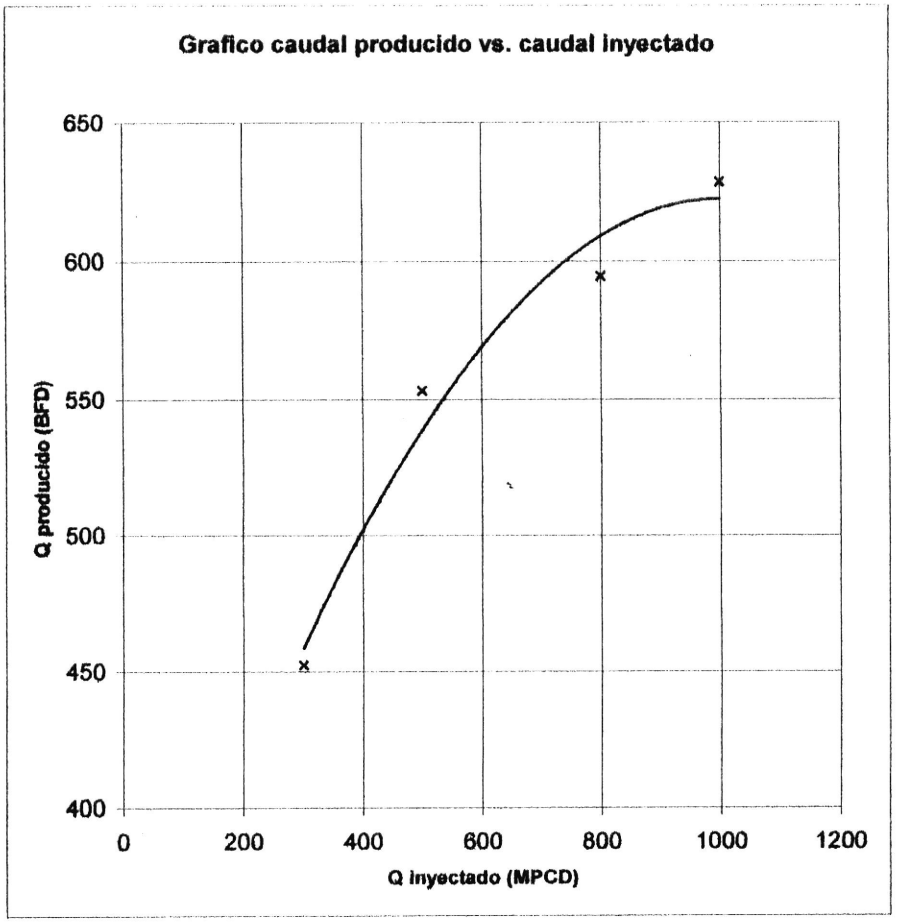

Curva de Equilibrio para Qi de 1000 PCD
Presión psi.
0
800
1600
2400
Profundidad ft.
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Presión de inyección 800 psi.

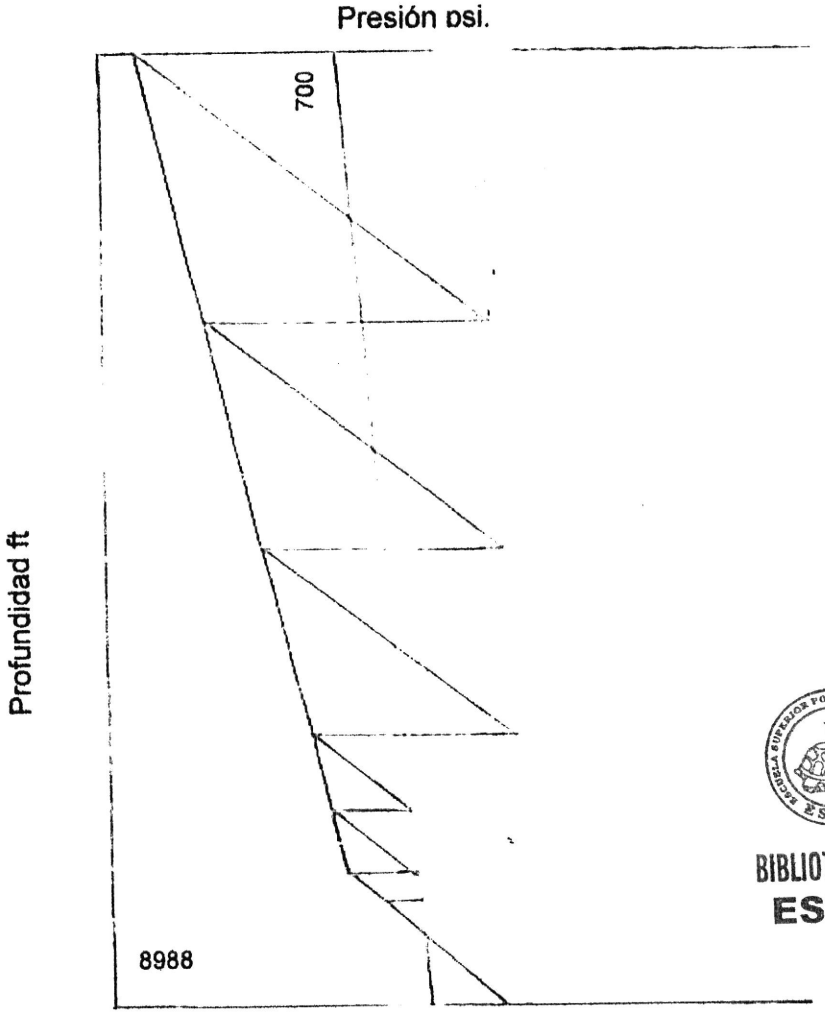
Q iny (MPCD)	Pwf (psi)	Q (BLD)
300	1480	452.52
500	1200	553.32
800	1010	594.78



Escogeremos inyectar 600 MPCD lo cual según nuestra curva nos producirá 571 barriles de líquido diarios.

Diseño del espaciamiento de las válvulas.

Gráfico Profundidad vs. Presión



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

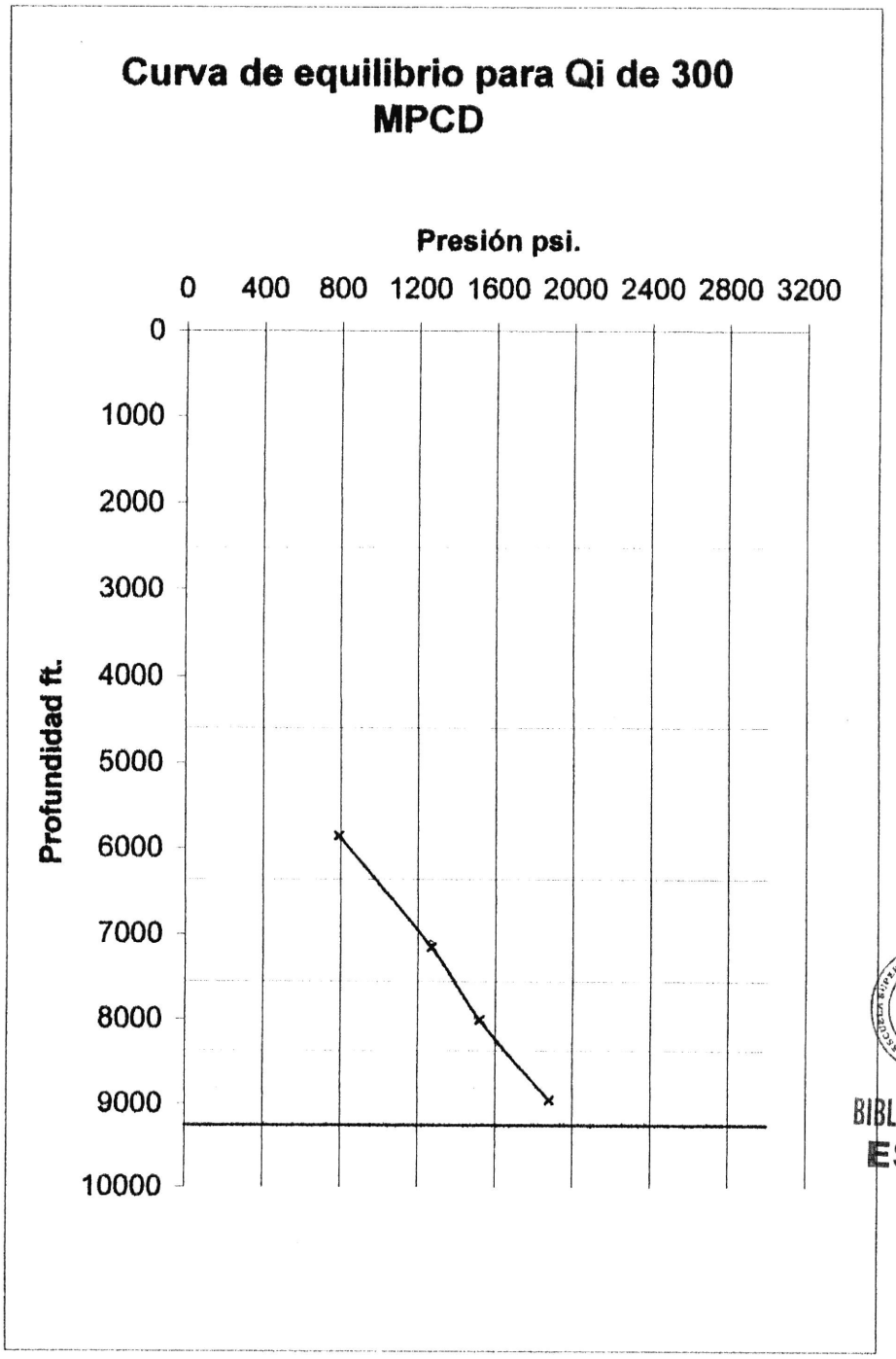
Cálculo de Gradiente de temperatura fluyente

Gradiente estático = $\frac{T_f - T_s}{profundidad} = \frac{225-86}{8988} = 0.01547 \frac{°F}{ft}$

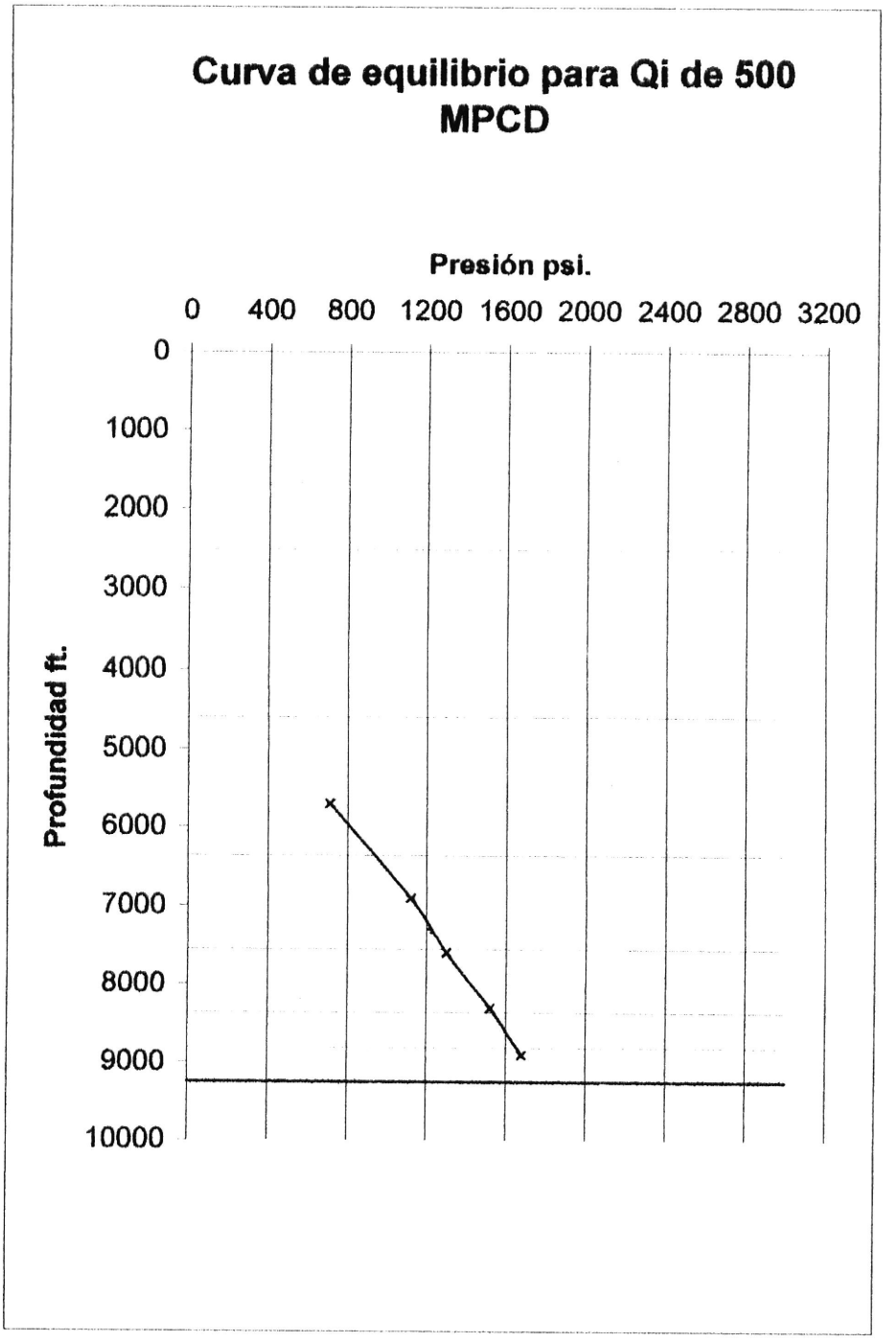
Según los datos de la tabla 3.3 el gradiente es 1.16 $\frac{°F}{100\,ft}$

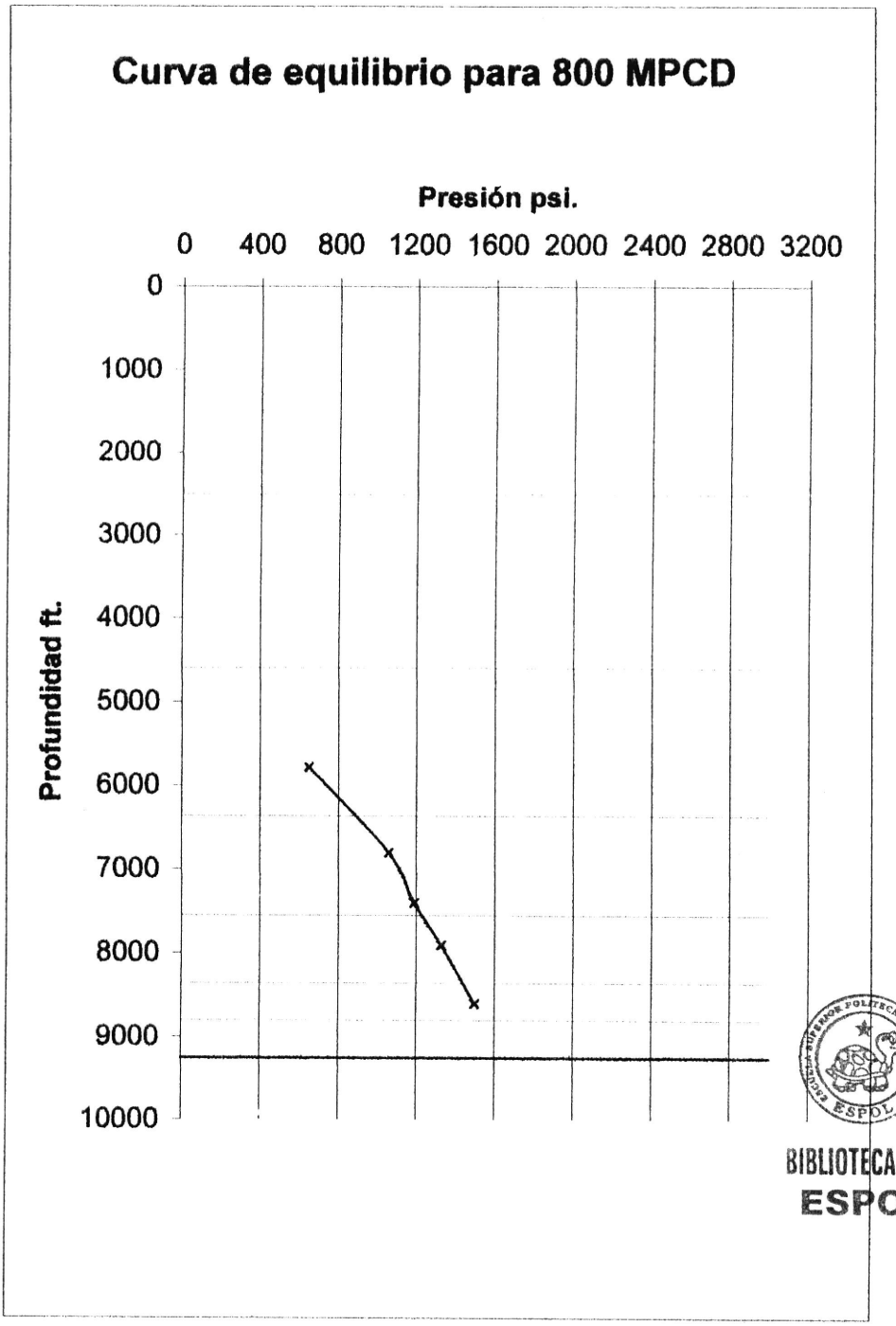
Secoya 24

No. Válv.	Port Size Pulg.	Prof. Pies	Temp. ° F	Pso psi	Pvo	Pt tubbing dessing	R	Pd @ L	Ct	Pd @ 60°F	Ptro	Calib. final
1	1/4	2600	151	700	770	287	0.0638	739	0.846	626	668	670
2	1/4	4700	175	700	827	437	0.0638	802	0.814	653	697	695
3	1/4	6450	196	700	874	563	0.0638	854	0.790	675	721	720
4	1/4	7200	204	700	894	617	0.0638	877	0.780	684	731	730
5	1/4	7800	211	700	911	660	0.0638	895	0.773	692	739	740
6	1/4	8000	214	700	916	793	0.0638	908	0.771	700	748	750
7	1/4	8350	218	700	925	925	0.0638	925	0.767	709	758	760

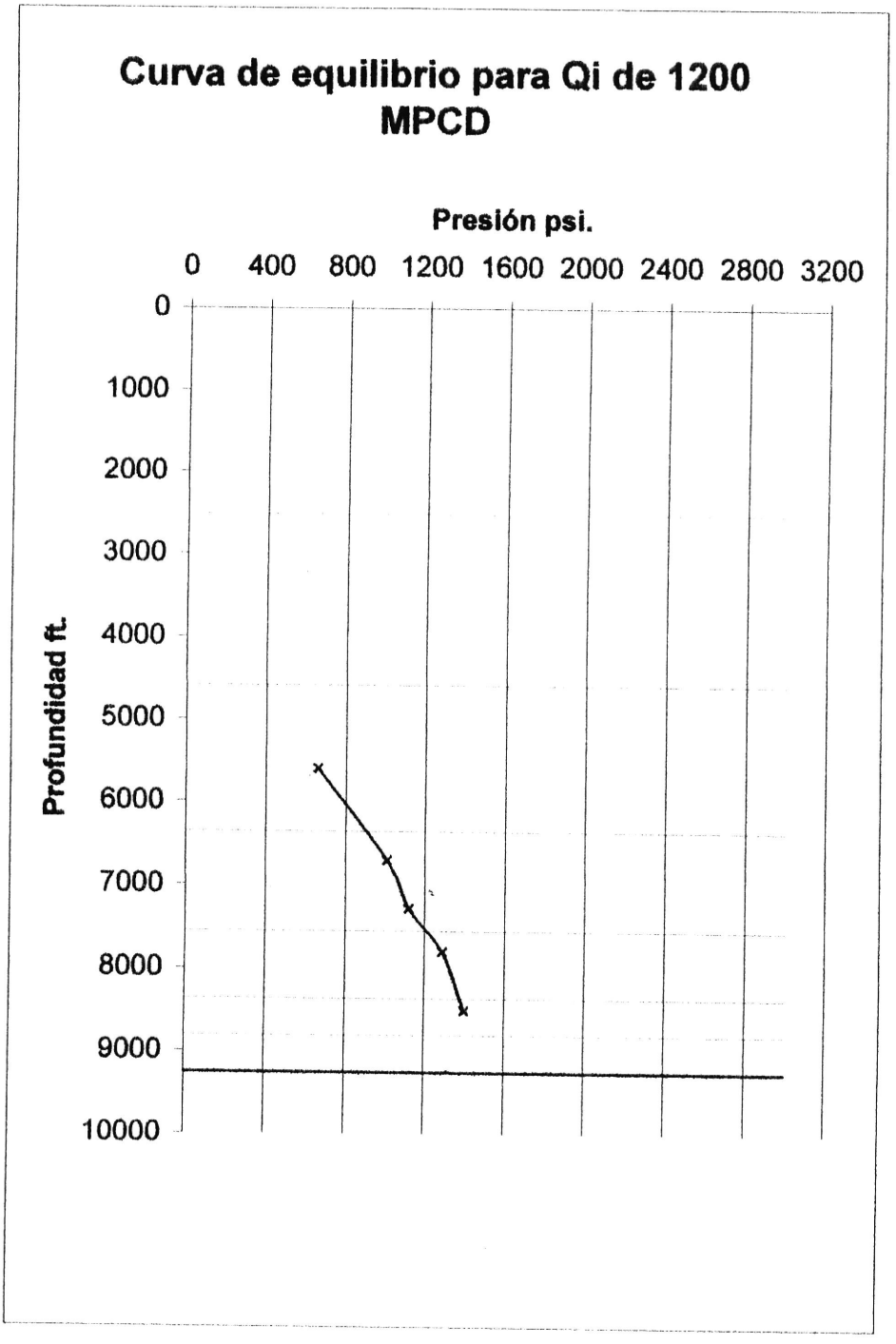


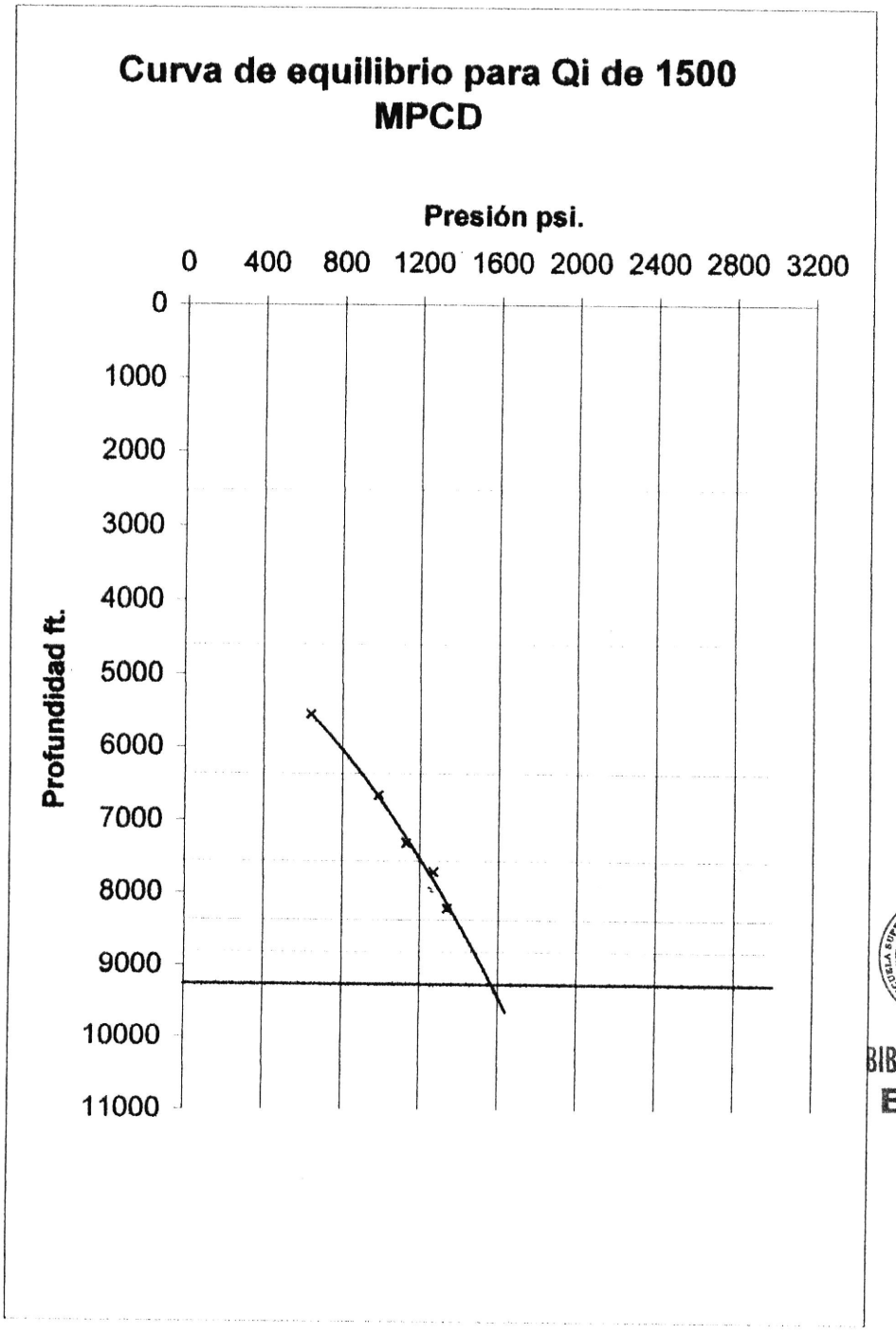
BIBLIOTECA FICT
ESPOL


Curva de equilibrio para Qi de 500 MPCD
Presión psi.
0
400
800
1200
1600
2000
2400
2800
3200
Profundidad ft.
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000



BIBLIOTECA FICT
ESPOL


Curva de equilibrio para Qi de 1200 MPCD
Presión psi.
0
400
800
1200
1600
2000
2400
2800
3200
Profundidad ft.
0
1000
2000
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000



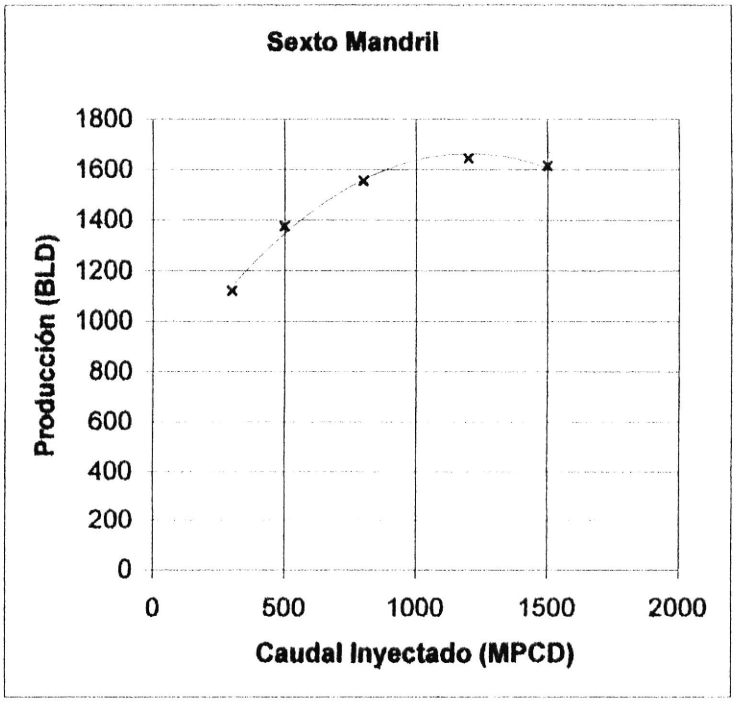
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

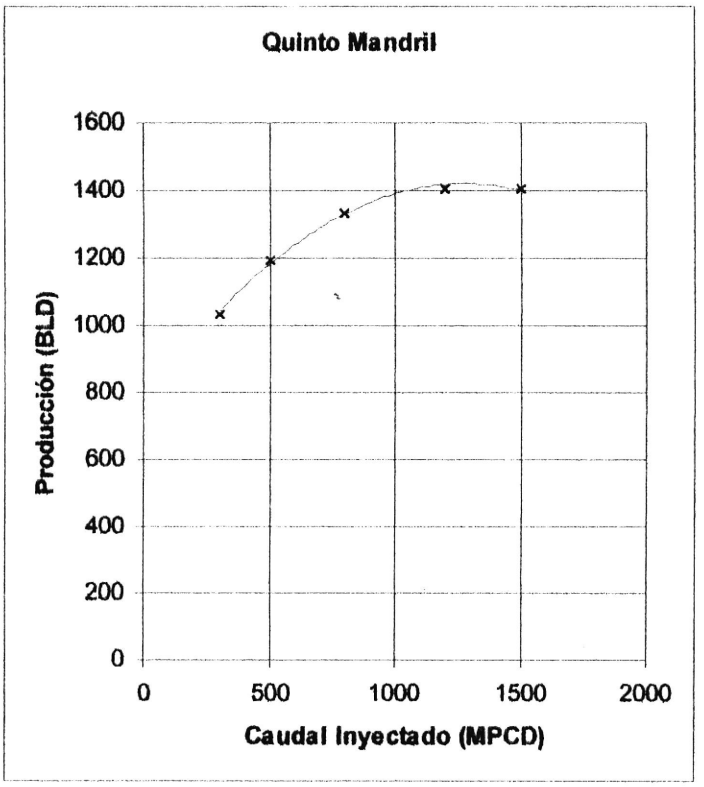
Pwf correspondiente para que se inyecte el gas por cada mandril y por cada caudal de inyección. La numeración de los mandriles es tomada desde el que está más cerca de la superficie

Qi (MPCD)	**6**	**5**	**4**	**3**
300	2050	2110	2270	2480
500	1880	2000	2160	2450
800	1760	1910	2115	2400
1200	1700	1860	2100	2420
1500	1720	1860	2080	2390

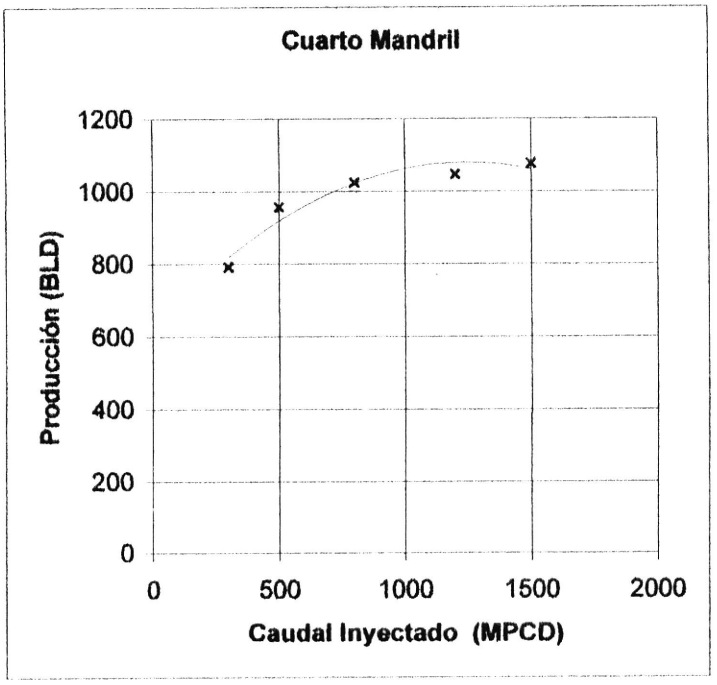
Caudal de líquido correspondiente a cada Pwf

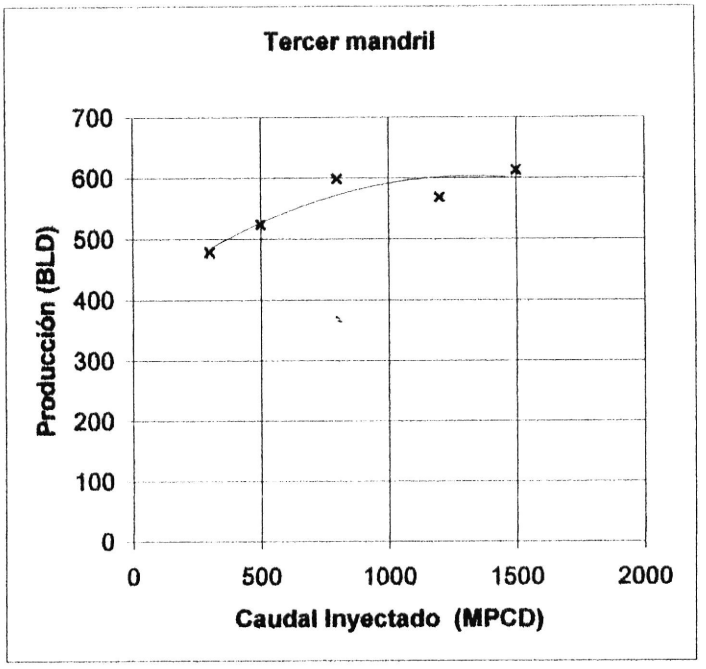
Qi (MPCD)	**6**	**5**	**4**	**3**
300	1122	1032	793	479
500	1377	1197	958	524
800	1556	1332	1025	599
1200	1646	1407	1047	569
1500	1616	1407	1077	614





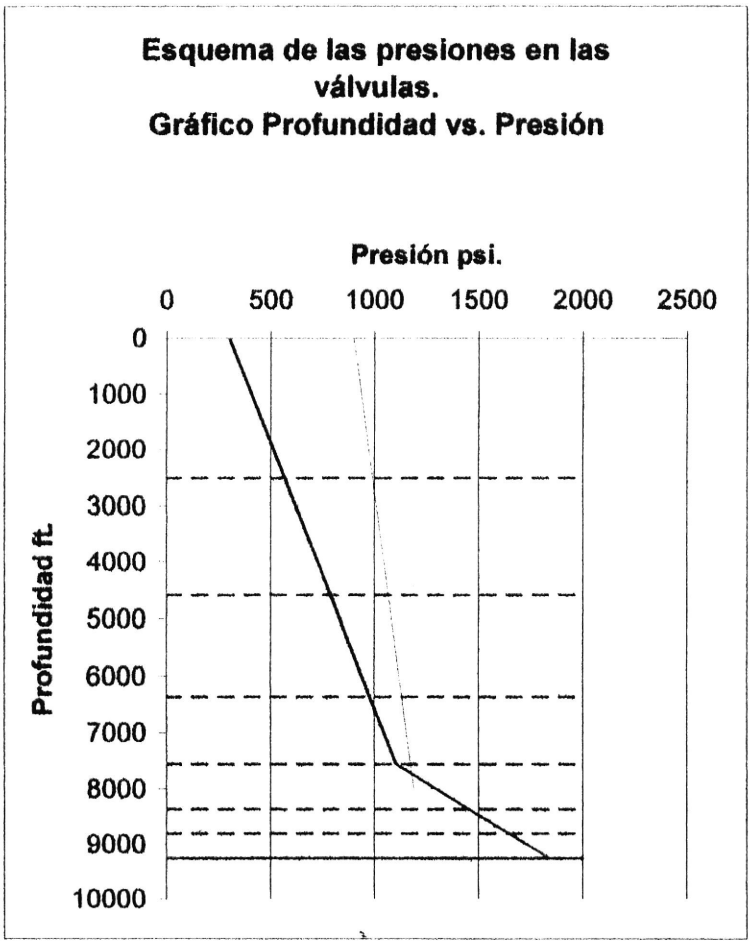
BIBLIOTECA FICT
ESPOL





BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Escogeremos inyectar 1250 MPCD desde el cuarto mandril, lo cual según nuestra curva nos producirá 1430 barriles de líquido diarios.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

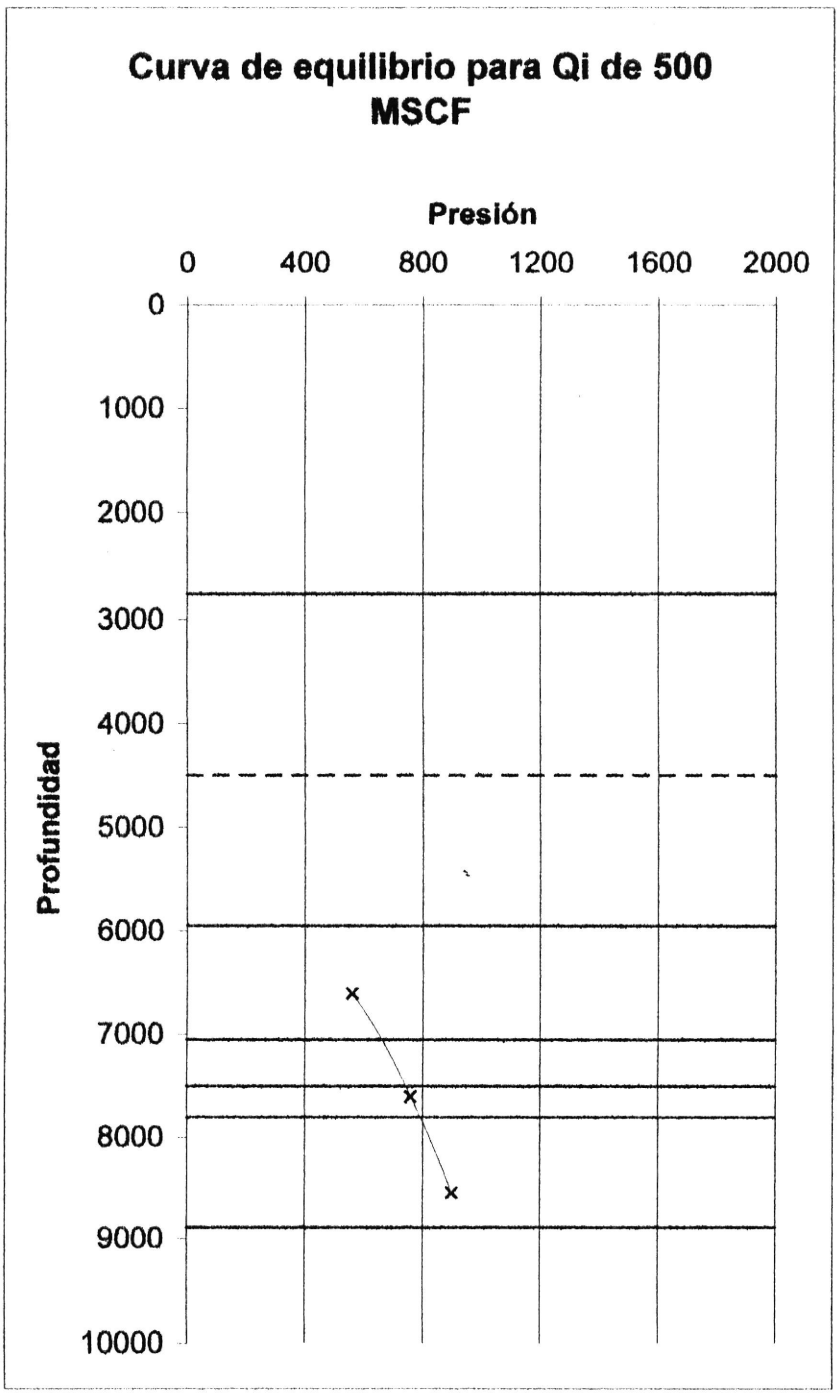
Cálculo de Gradiente de temperatura fluyente

Gradiente estático = $\frac{T_f - T_s}{profundidad} = \frac{240-86}{9252} = 0.0166 \frac{°F}{ft}$

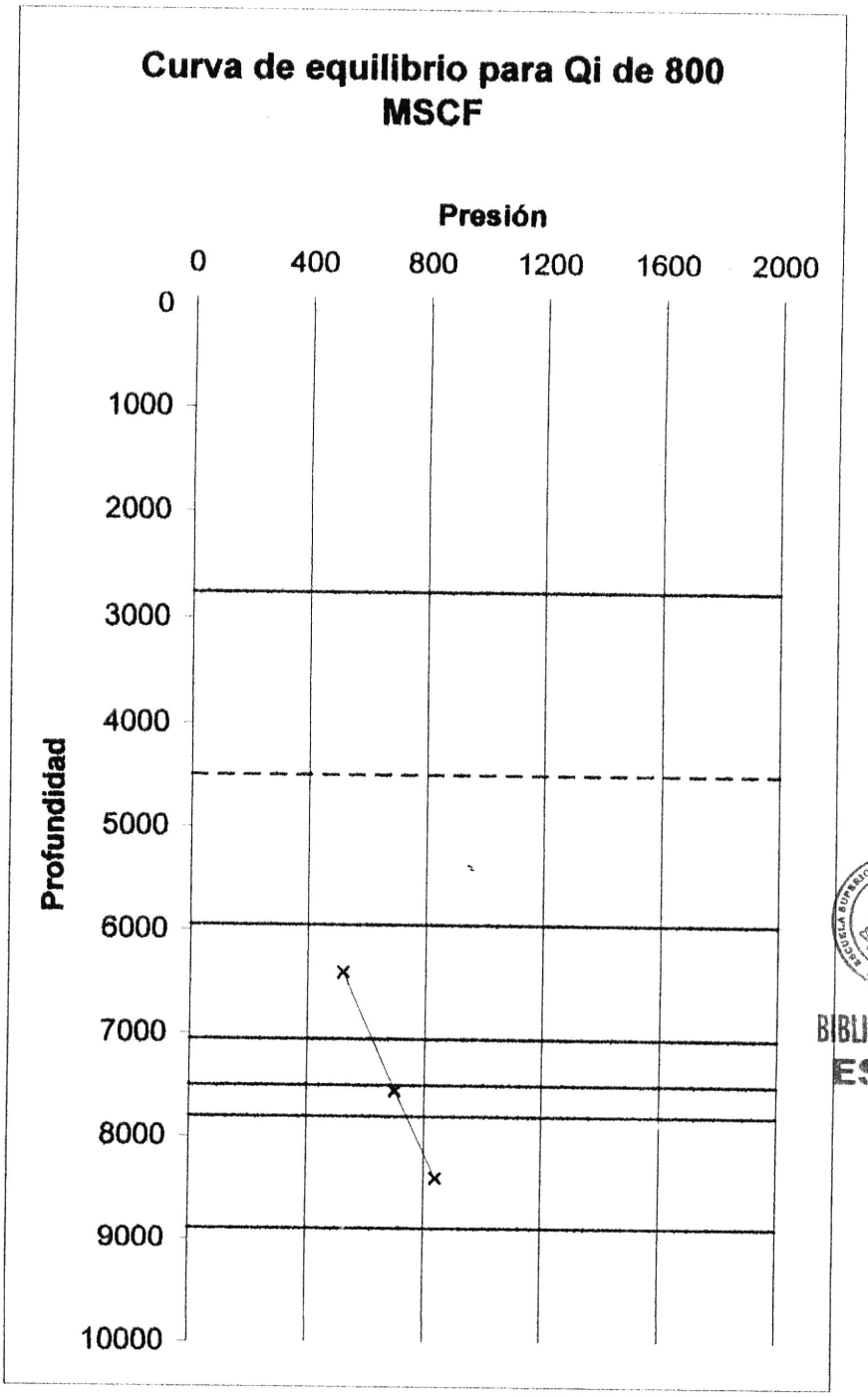
Según los datos de la tabla 3.3 el gradiente es 0.92 $\frac{°F}{100\,ft}$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

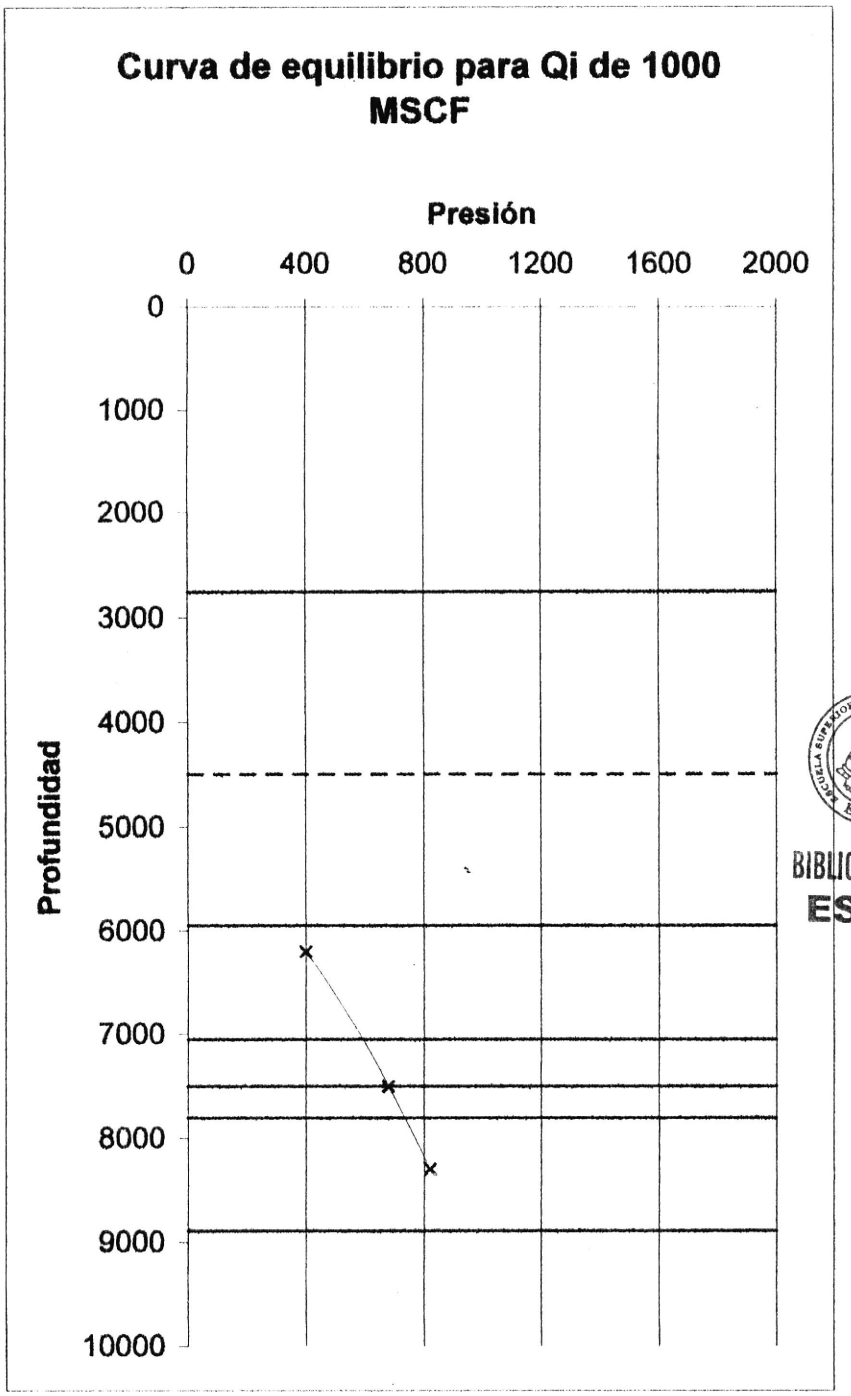
No. Válv.	Port Size Pulg.	Prof. Pies	Temp. ° F	Pso psi	Pvo	Pt tubbing dessing	R	Pd @ L	Ct	Pd @ 60°F	Ptro	Calib. final
1	5/16	2513	171	900	1091.22	567.8	0.0966	1040.65	0.819	853	944	945
2	5/16	4594	190	900	1166.76	789.5	0.0966	1130.31	0.796	900	996	995
3	5/16	6361	207	900	1230.90	977.8	0.0966	1206.45	0.778	939	1039	1040
4	5/16	7554	217	900	1274.21	1104.9	0.0966	1257.85	0.767	964	1067	1065
5	5/16	8361	225	900	1303.50	1190.9	0.0966	1292.62	0.759	982	1087	1085
6	5/16	8806	229	900	1319.65	1238.3	0.0966	1311.79	0.756	991	1097	1095



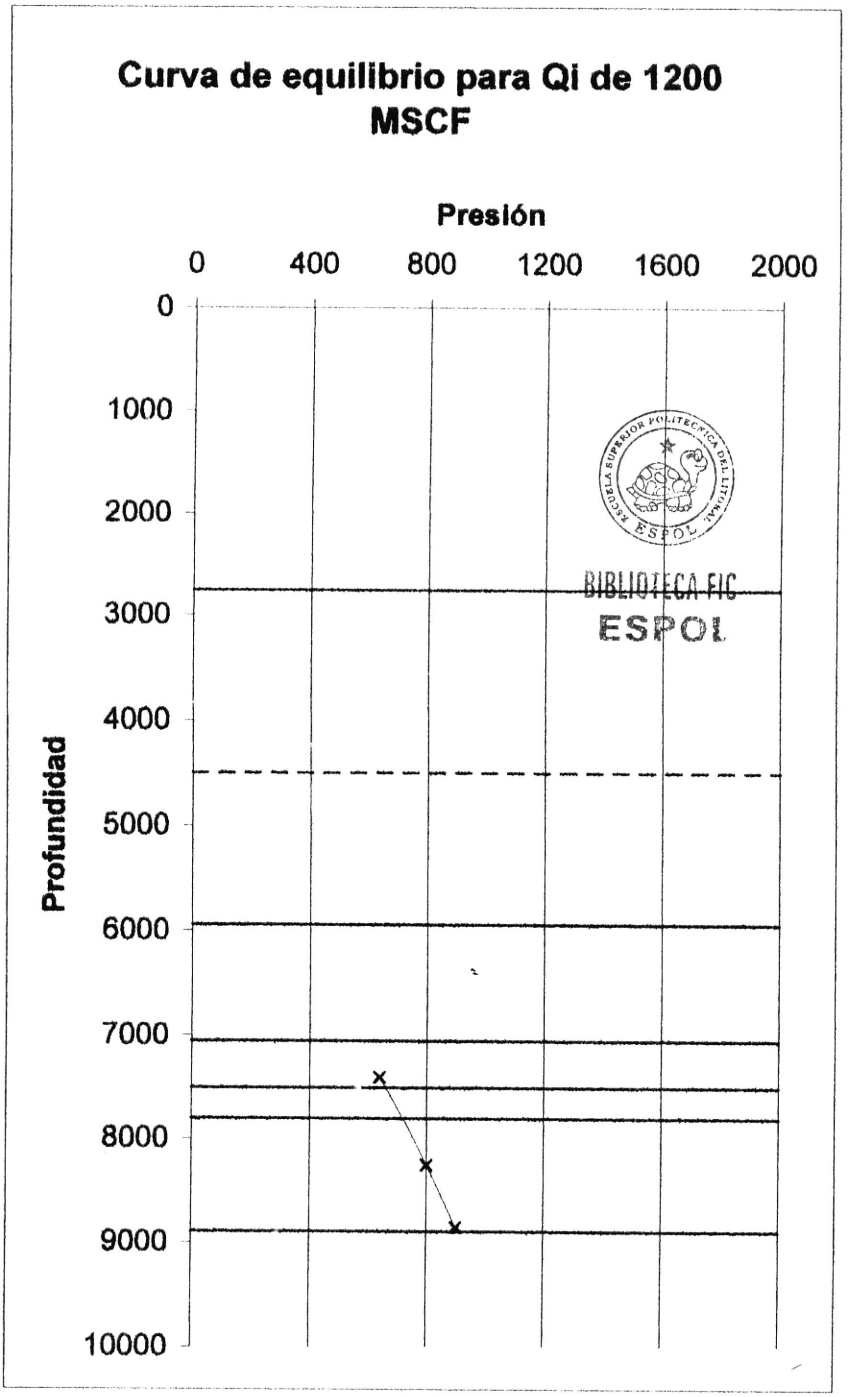
BIBLIOTECA FICT
ESPOL



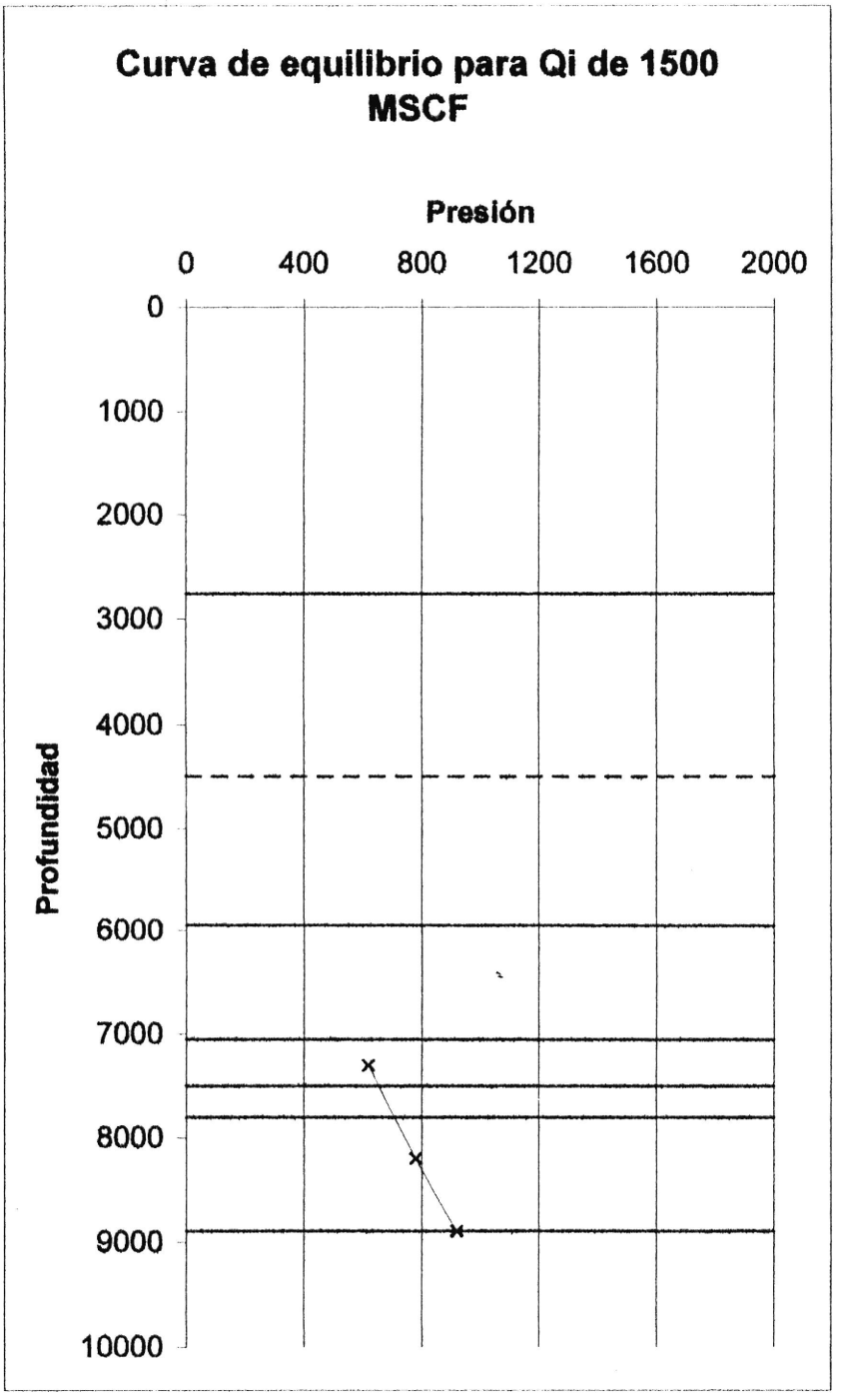
BIBLIOTECA FICT
ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



BIBLIOTECA FIC
ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Pwf correspondiente para que se inyecte el gas por cada mandril y por cada caudal de inyección. La numeración de los mandriles es tomada desde el que está más cerca de la superficie

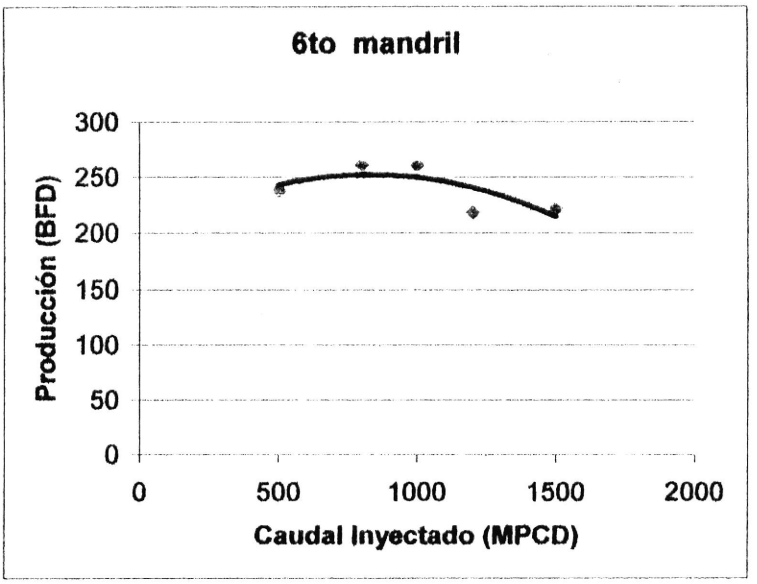
Qi (MPCD)	6	5	4
500	1135	1195	1275
800	1100	1150	1225
1000	1100	1140	1200
1200	1165	1125	1190
1500	1160	1110	1175

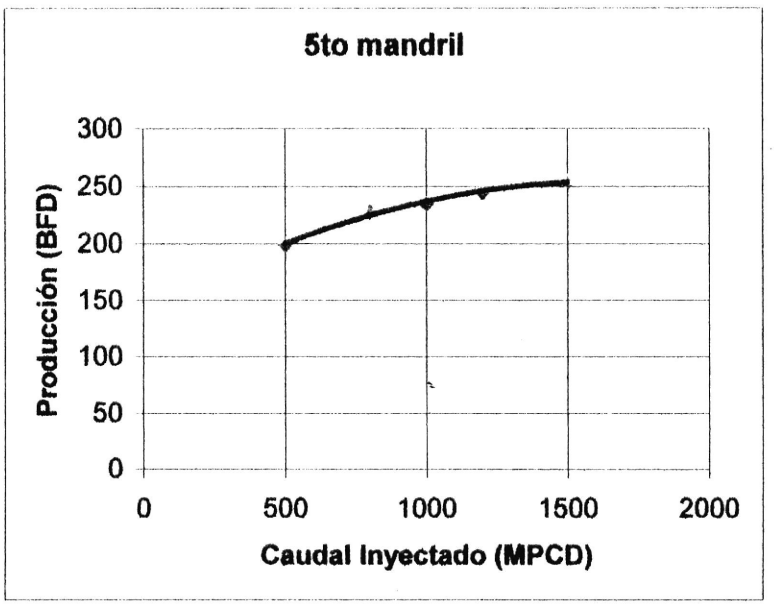
Caudal de líquido correspondiente a cada Pwf

Qi (MPCD)	6	5	4
500	238	199	147
800	261	228	180
1000	261	235	196
1200	219	245	202
1500	222	255	212

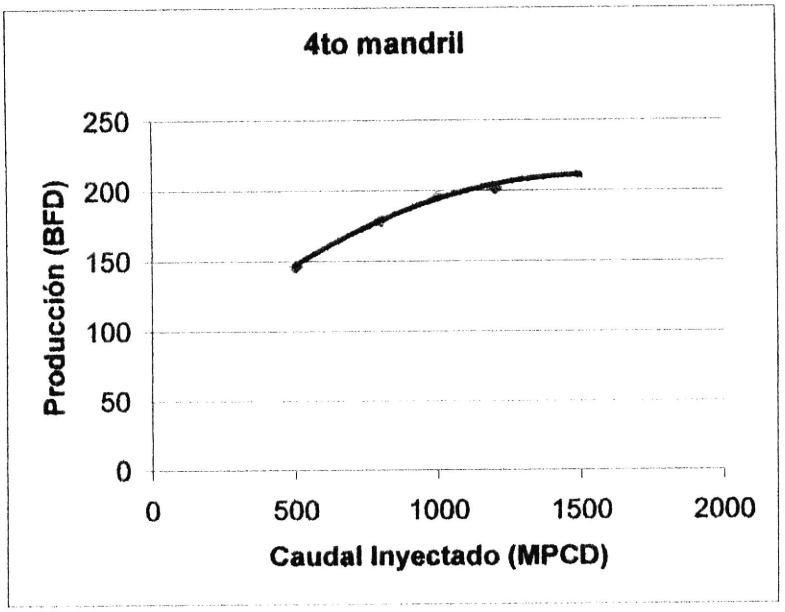


BIBLIOTECA FICT
ESPOL



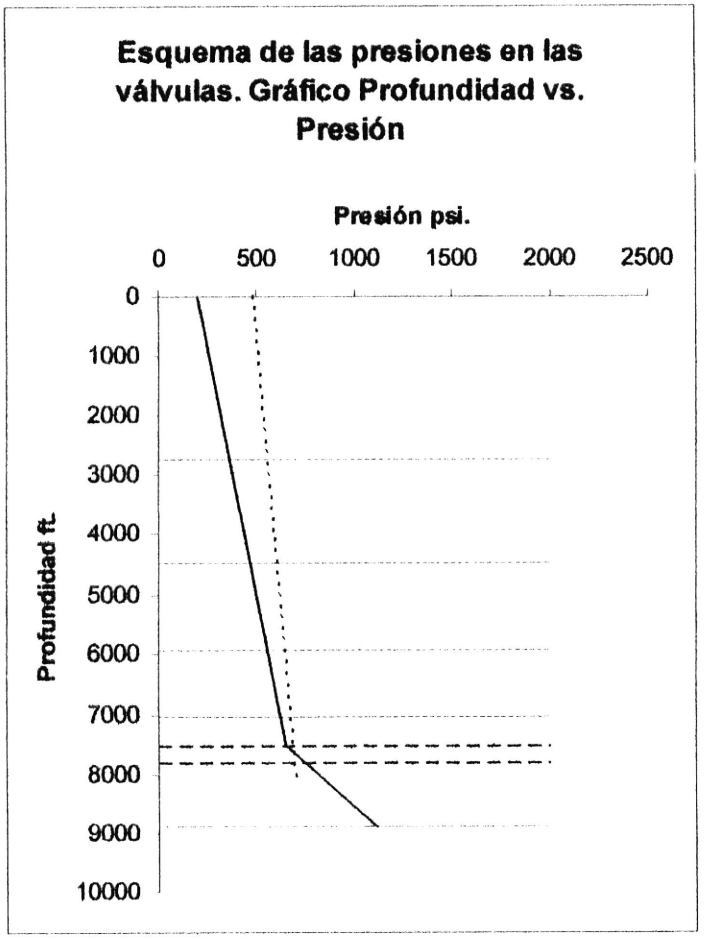


BIBLIOTECA FICT
ESPOL



Escogeremos inyectar 1300 MPCD desde el quinto mandril lo cual según nuestra curva nos producirá 250 barriles de líquido diarios.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Cálculo de Gradiente de temperatura fluyente

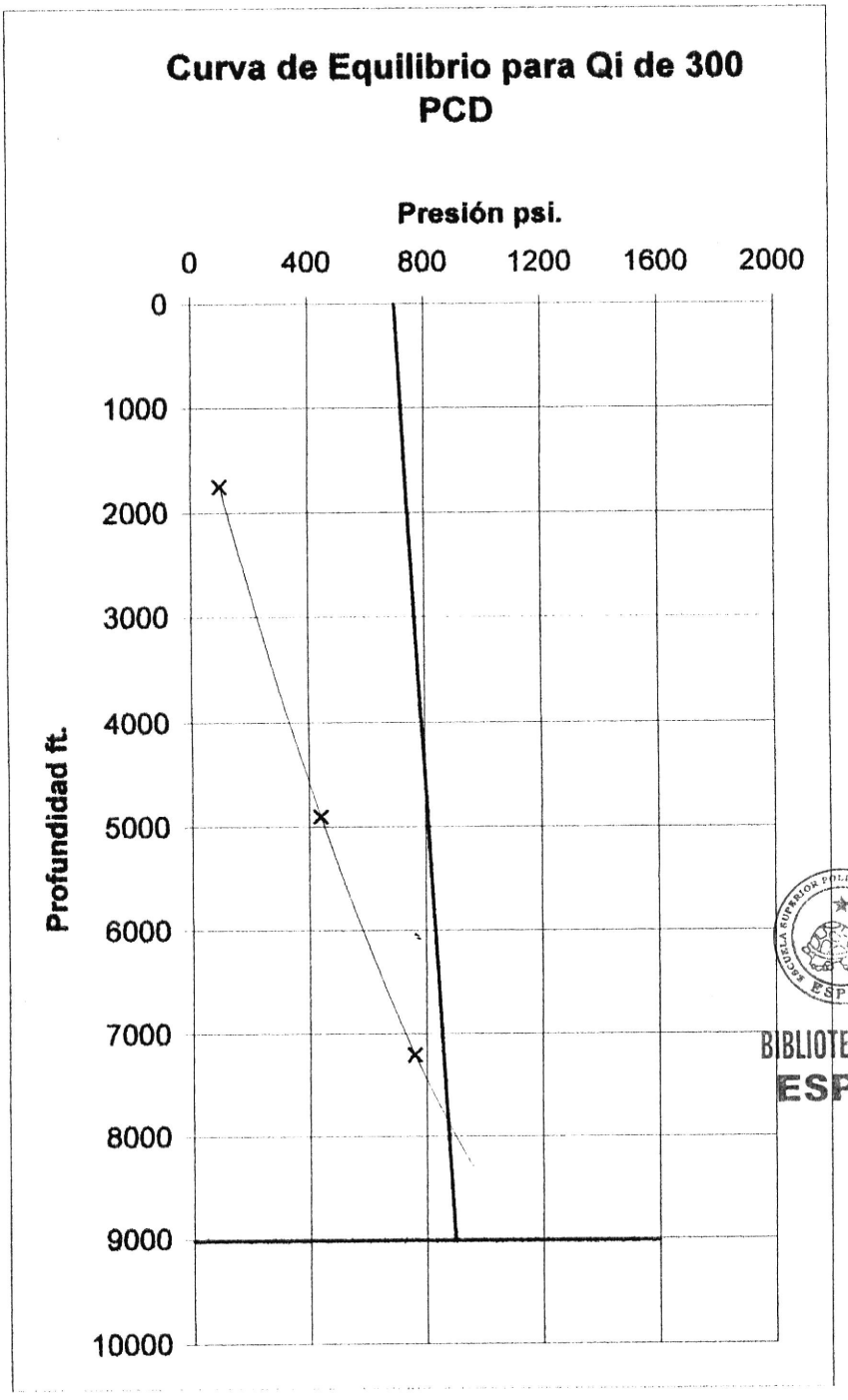
Gradiente estático = $\frac{T_f - T_s}{profundidad} = \frac{232 - 86}{9042} = 0.01614 \frac{°F}{ft}$

Según los datos de la tabla 3.3 el gradiente es 1.36 $\frac{°F}{100\,ft}$

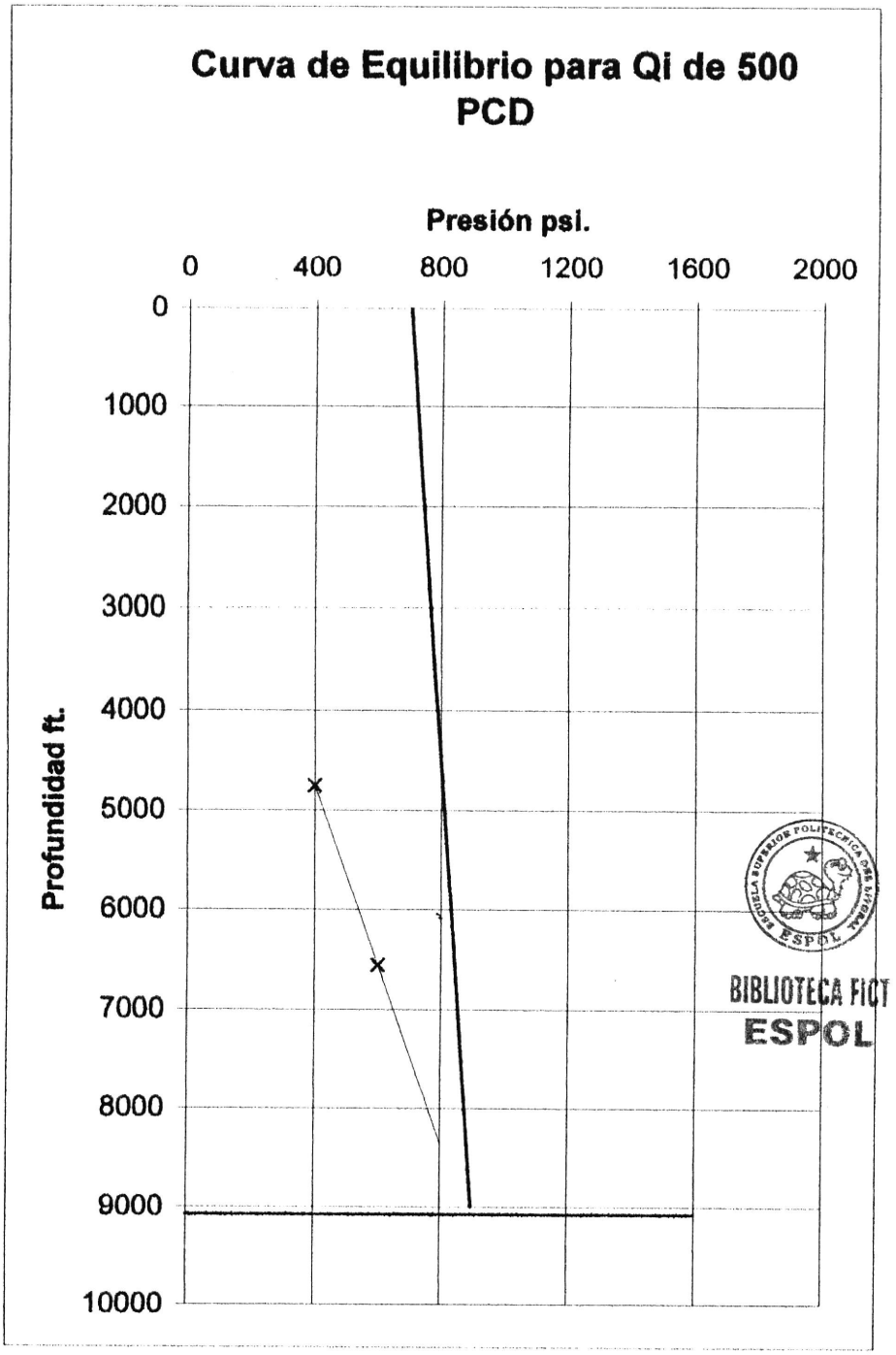
Shuara 03

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

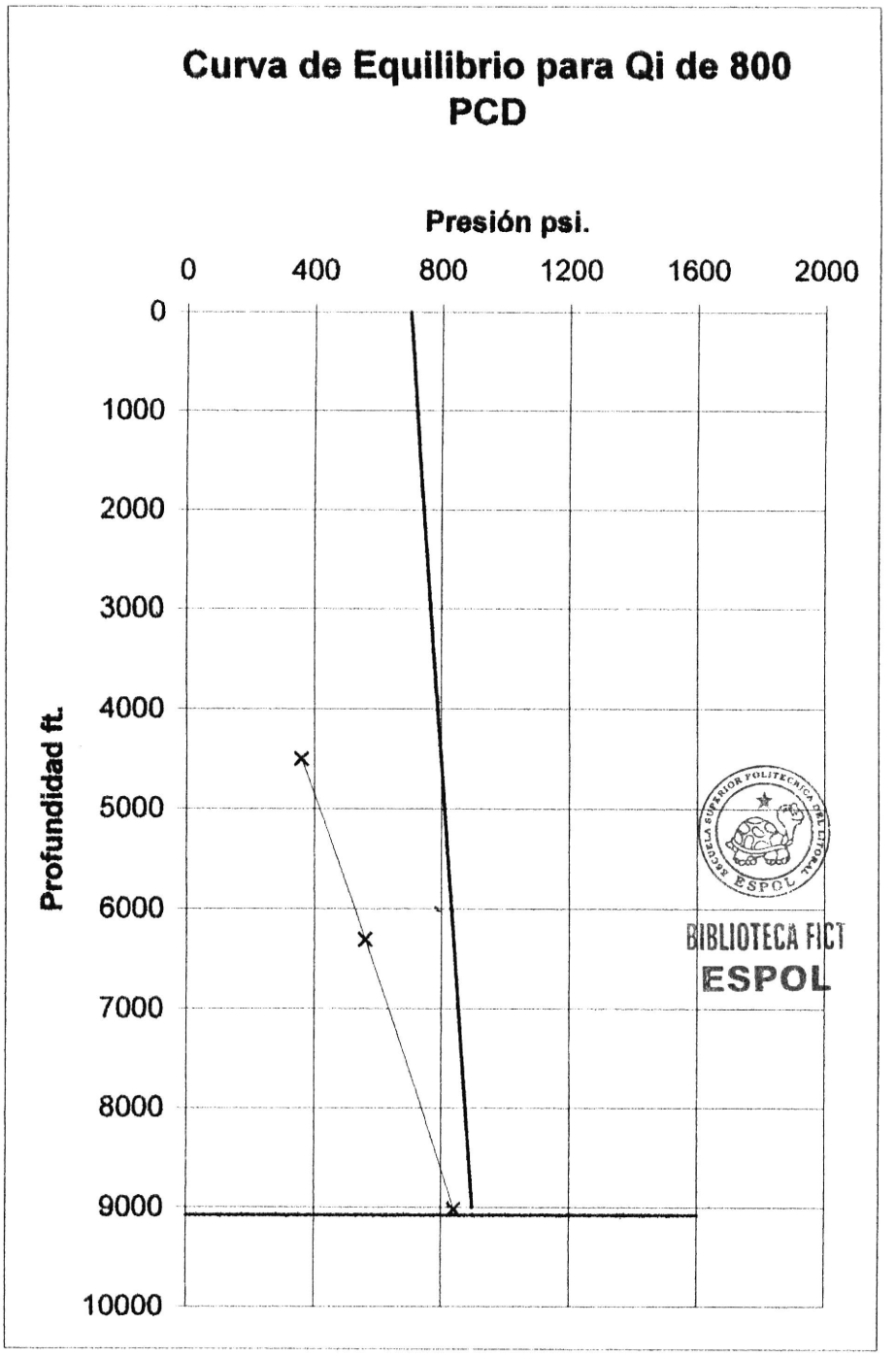
No. Válv.	Port Size Pulg.	Prof. Pies	Temp. ° F	Pso psi	Pvo	Pt tubbing dessing	R	Pd @ L	Ct	Pd @ 60°F	Ptro	Calib. final
1	7/16	2752	142	475	552	366.2	0.193	516	0.860	444	550	550
2	7/16	4495	165	475	601	471.5	0.193	576	0.827	476	590	590
3	7/16	5944	185	475	641	559.0	0.193	626	0.802	502	622	620
4	7/16	7053	200	475	672	626.0	0.193	664	0.785	521	645	645
5	7/16	7500	206	475	685	653.0	0.193	679	0.778	528	655	655
6	7/16	7800	210	475	693	671.1	0.193	689	0.774	533	661	660



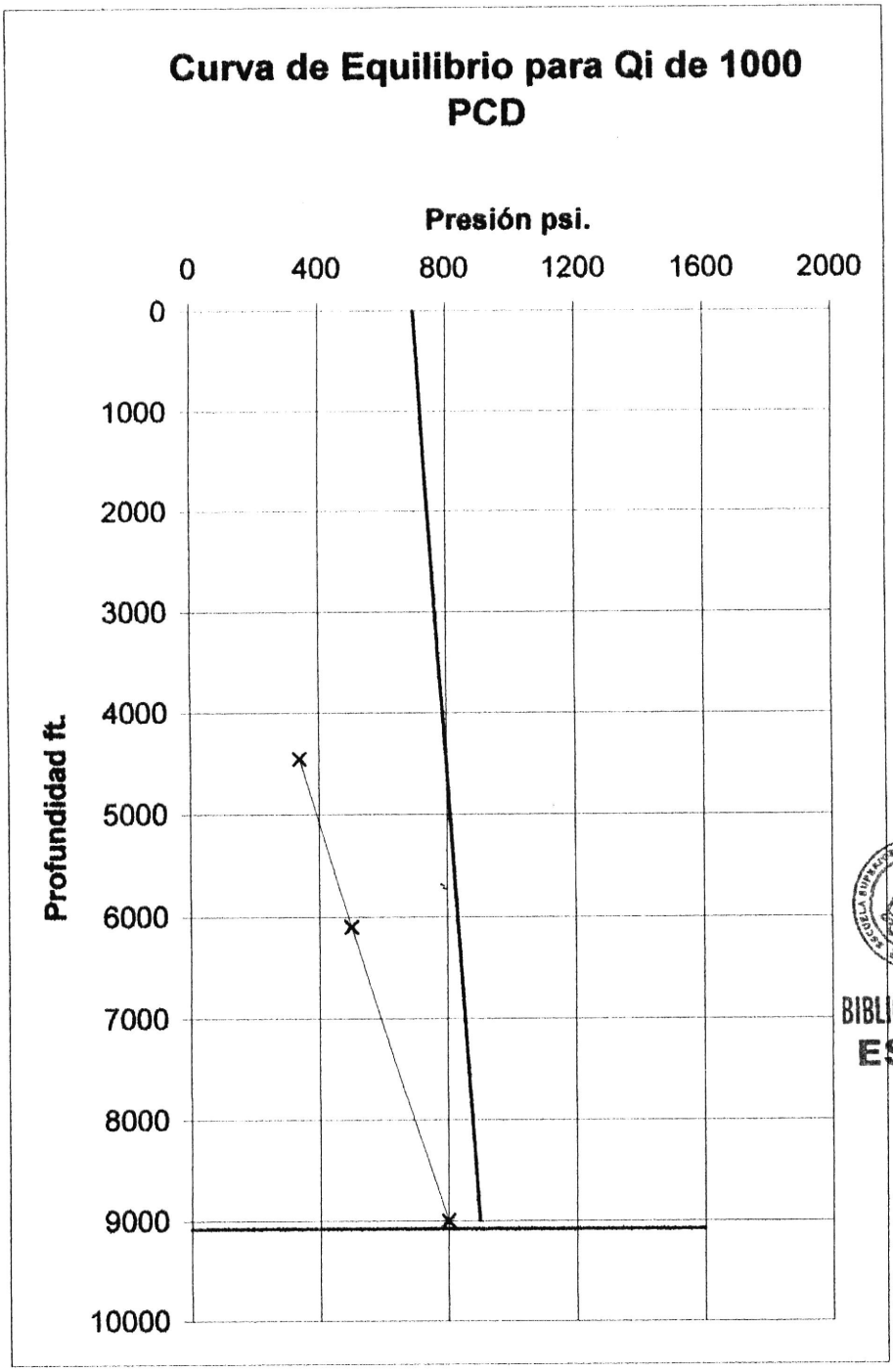
BIBLIOTECA FICT
ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



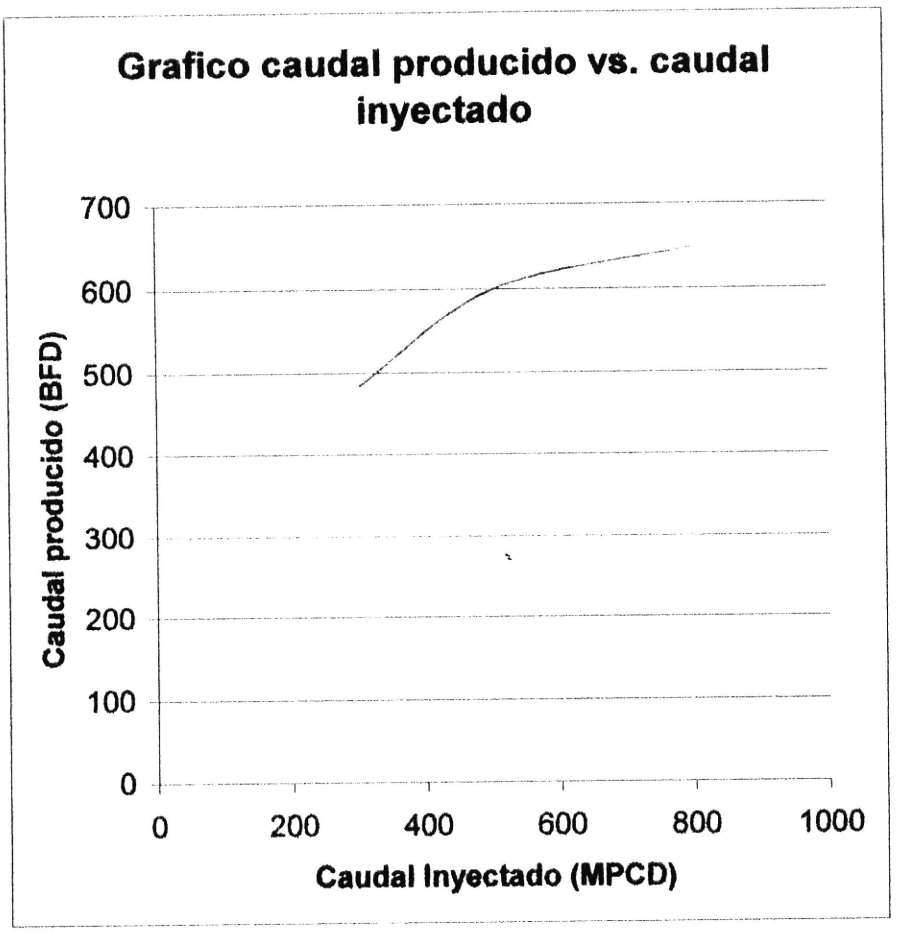
BIBLIOTECA FICT
ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Presión de inyección 800 psi.

Qi (MPCD)	Pwf (psi.)	QL(BFD)
300	1500	484
500	1243	600
800	1040	649

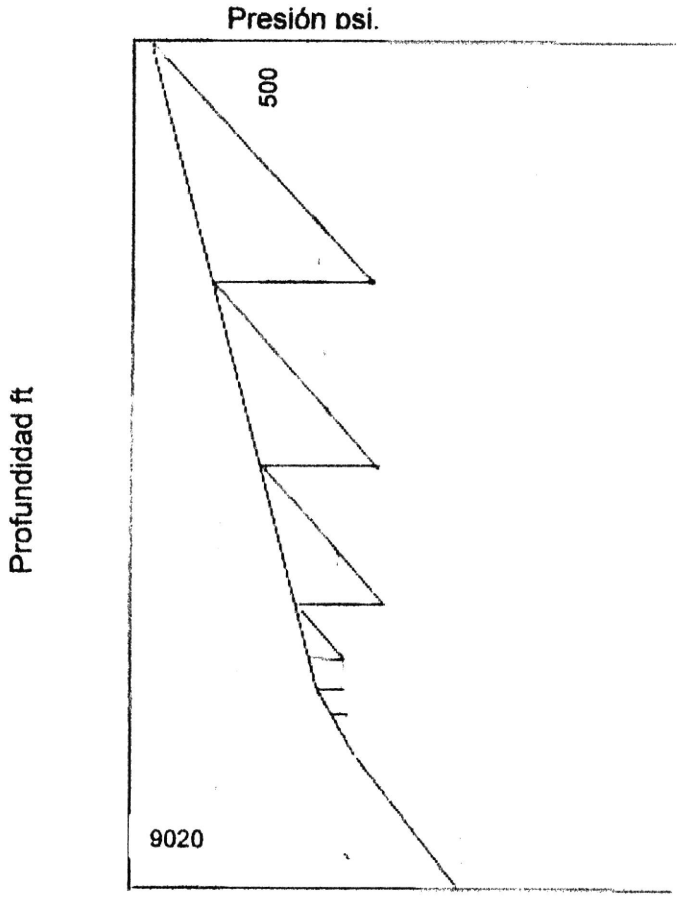


BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Escogeremos inyectar 750 MPCD lo cual según nuestra curva nos producirá 500 barriles de líquido diarios.

Diseño del espaciamiento de las válvulas.

Gráfico Profundidad vs. Presión



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Cálculo de Gradiente de temperatura fluyente

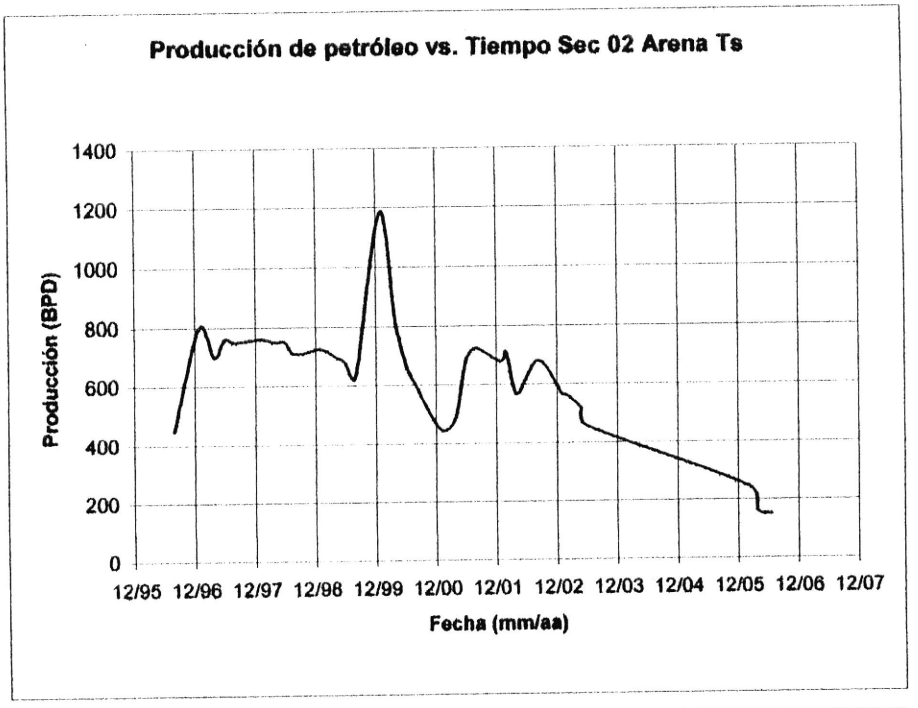
Gradiente estático = $\frac{T_f - T_s}{profundidad} = \frac{227-86}{9020} = 0.01563 \frac{°F}{ft}$

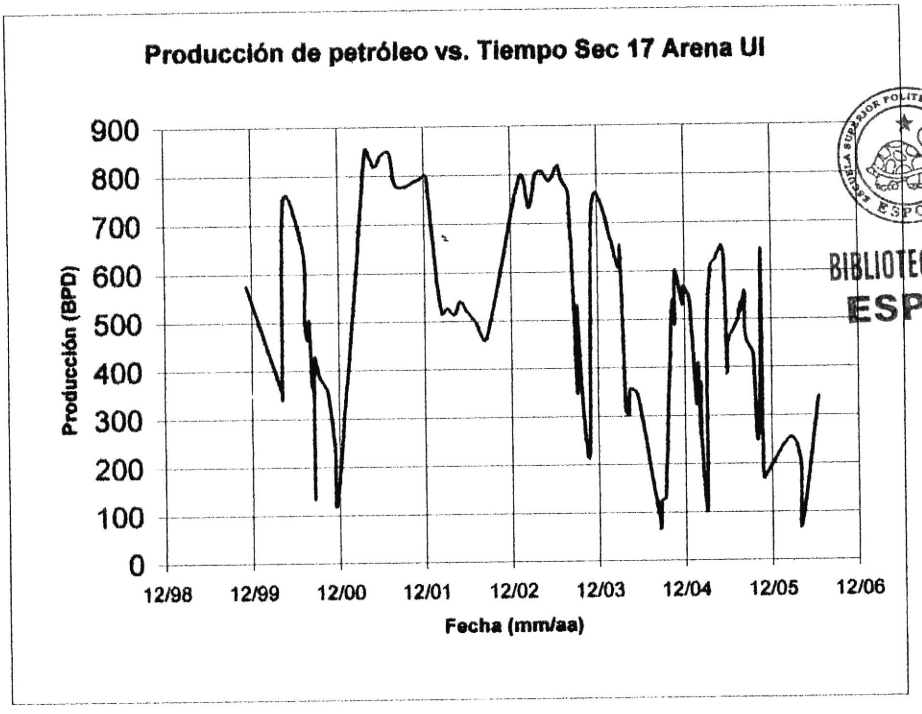
Según los datos de la tabla 3.3 el gradiente es 1.19 $\frac{°F}{100\,ft}$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

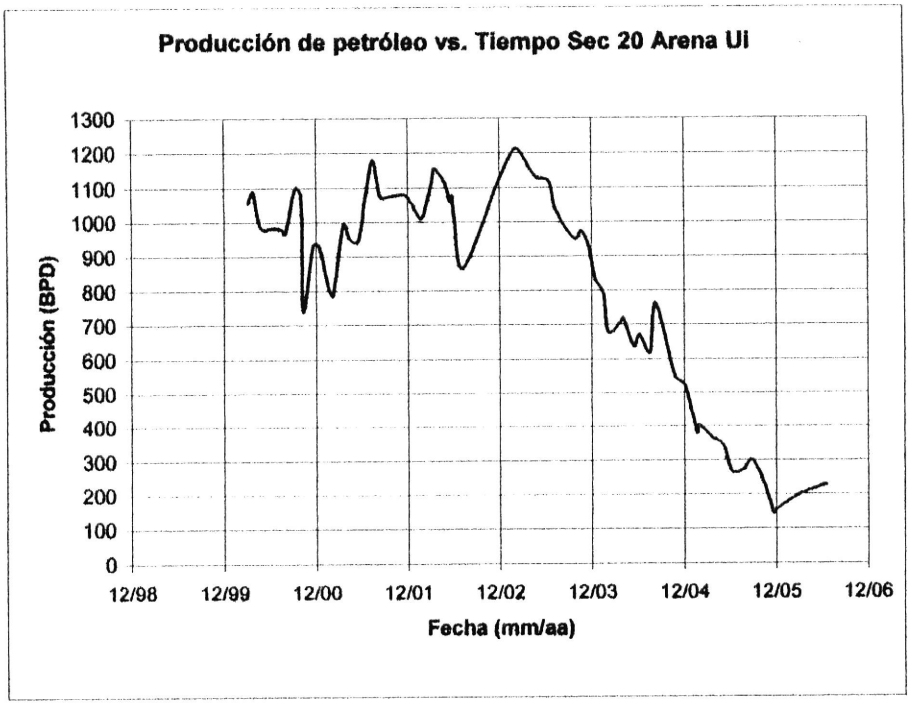
No. Válv.	Port Size Pulg.	Prof. Pies	Temp. ° F	Pso psi	Pvo	Pt tubbing dessing	R	Pd @ L	Ct	Pd @ 60°F	Ptro	Calib. final
1	1/4	2650	151	700	778	479	0.0638	759	0.846	642	686	685
2	1/4	4600	174	700	836	582	0.0638	819	0.815	668	714	715
3	1/4	6100	192	700	880	660	0.0638	866	0.794	687	734	735
4	1/4	6600	198	700	895	687	0.0638	881	0.787	694	741	740
5	1/4	6900	202	700	904	702	0.0638	891	0.783	697	745	745
6	1/4	7200	205	700	912	797	0.0638	905	0.779	705	753	755
7	1/4	7600	210	700	924	924	0.0638	924	0.774	716	764	765

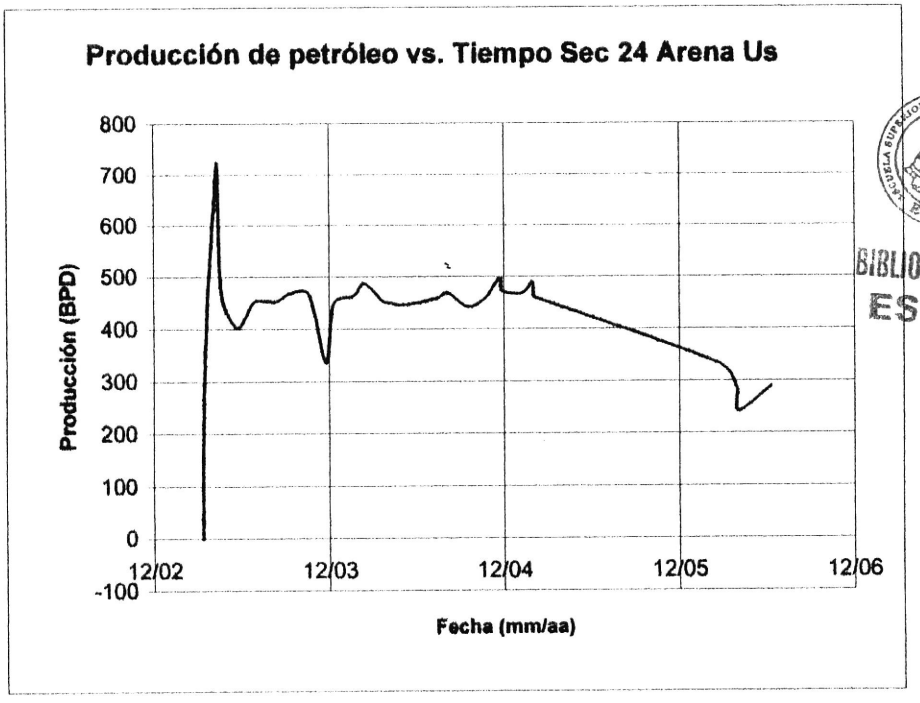
APÉNDICE C
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO



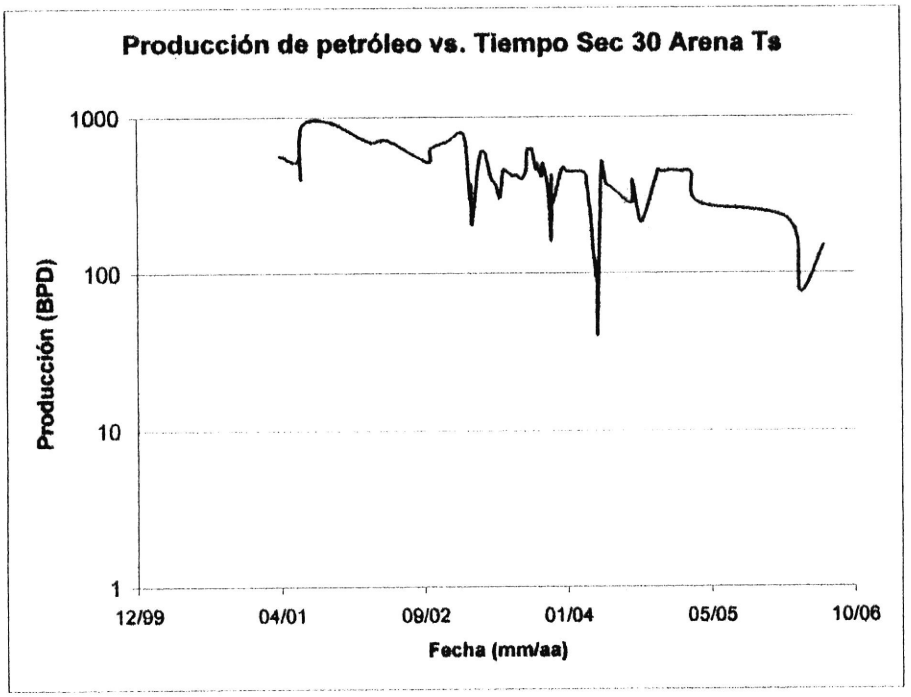


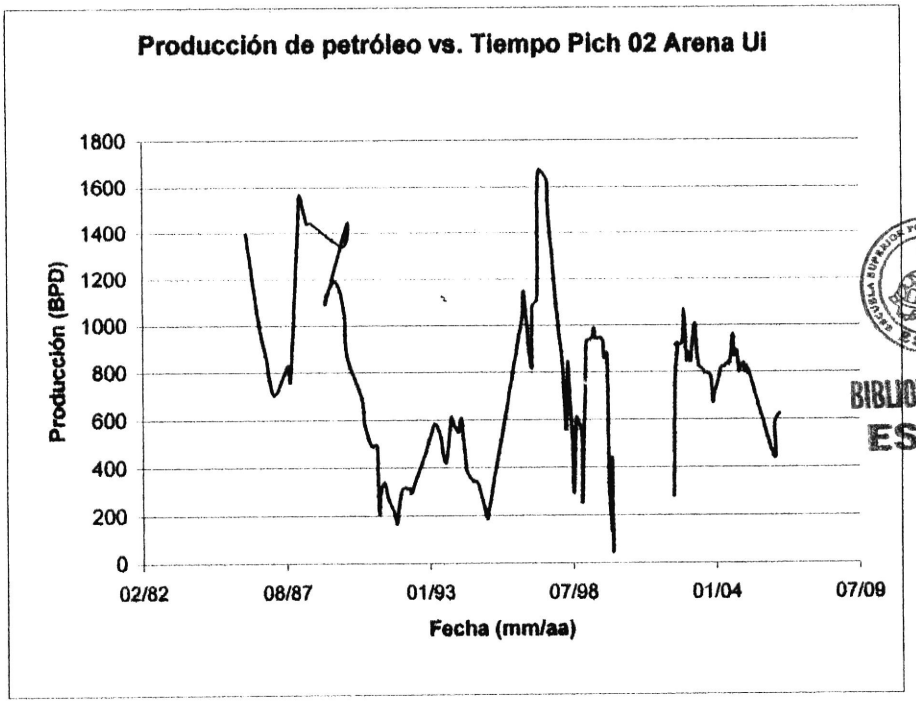
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
ESPOL
BIBLIOTECA FICT
ESPOL



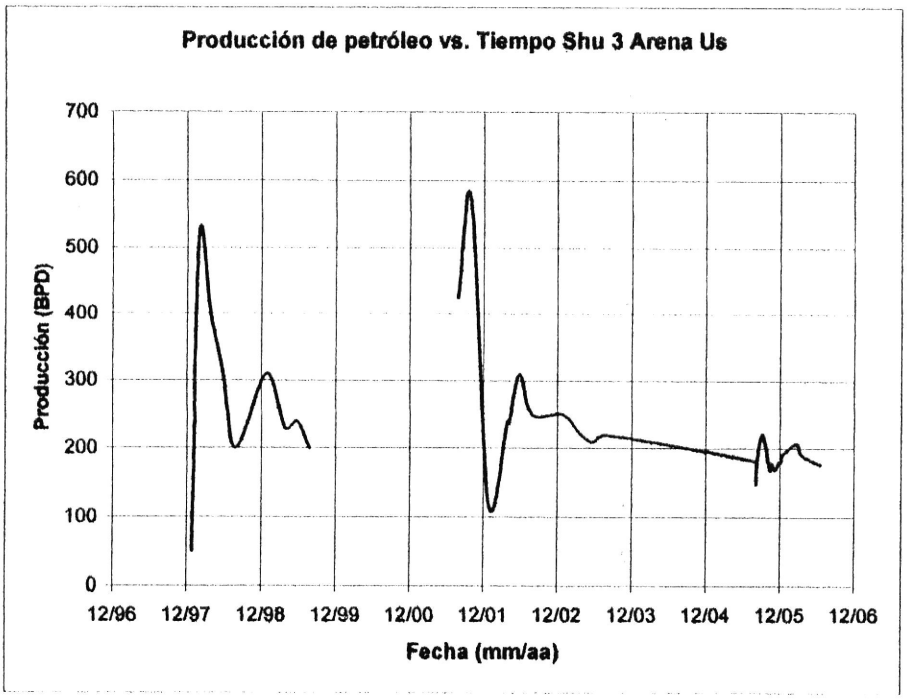


ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
ESPOL
BIBLIOTECA FIC
ESPOL



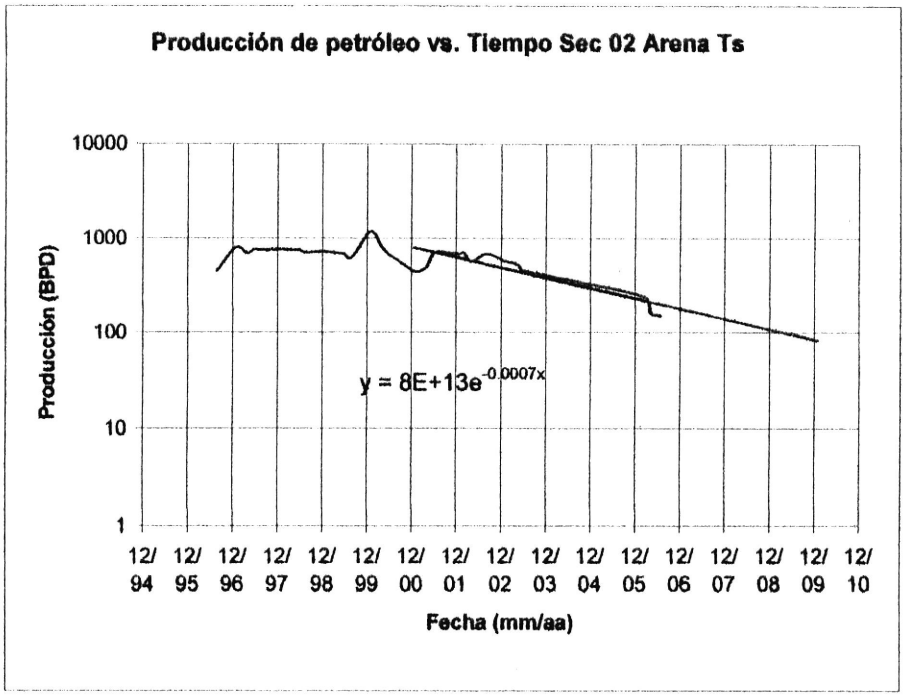


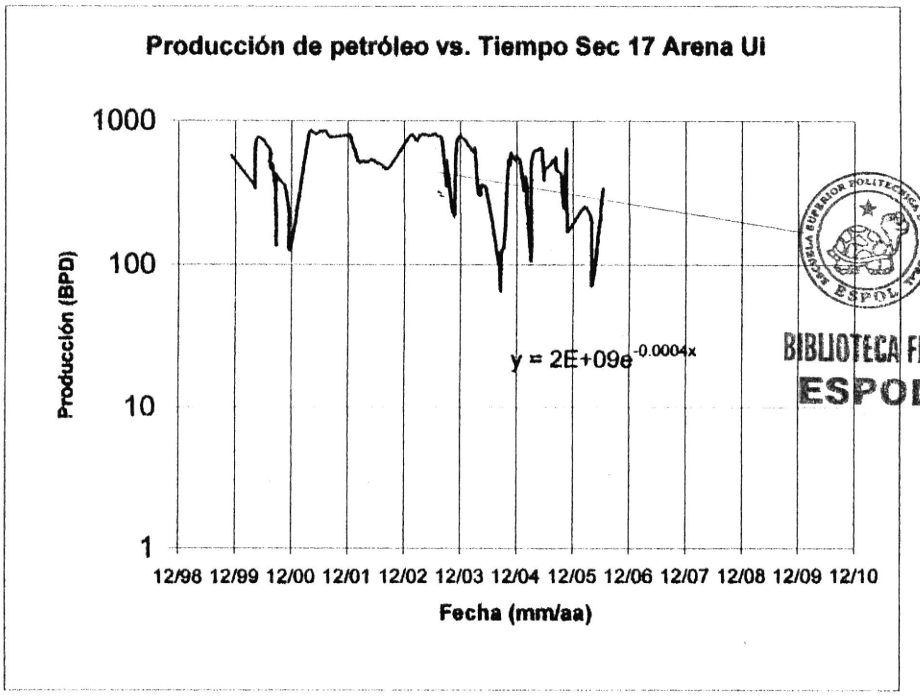
BIBLIOTECA FICT
ESPOL



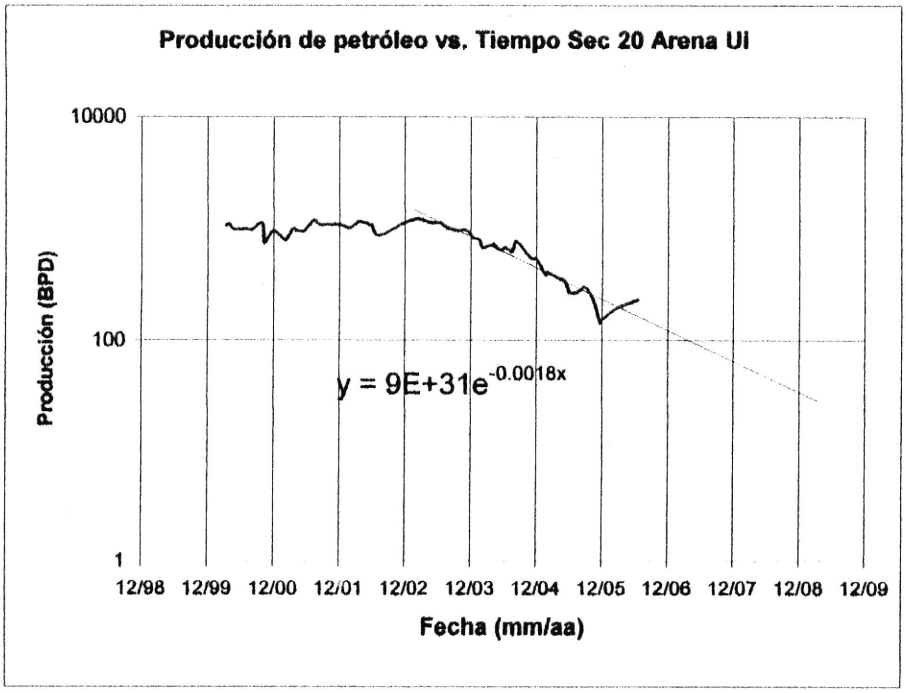
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

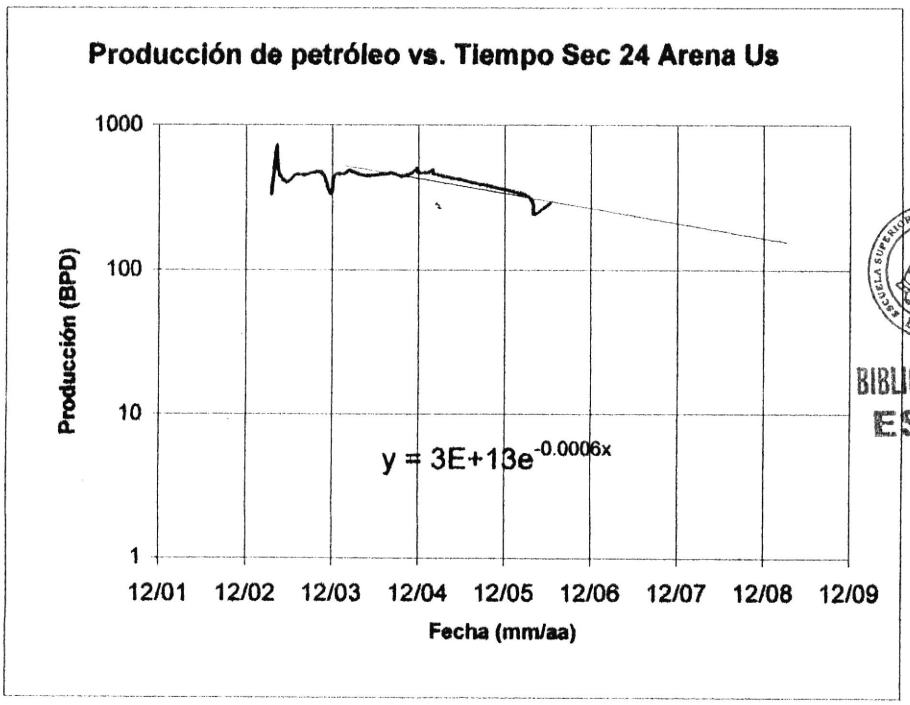
APÉNDICE D
TENDENCIA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO



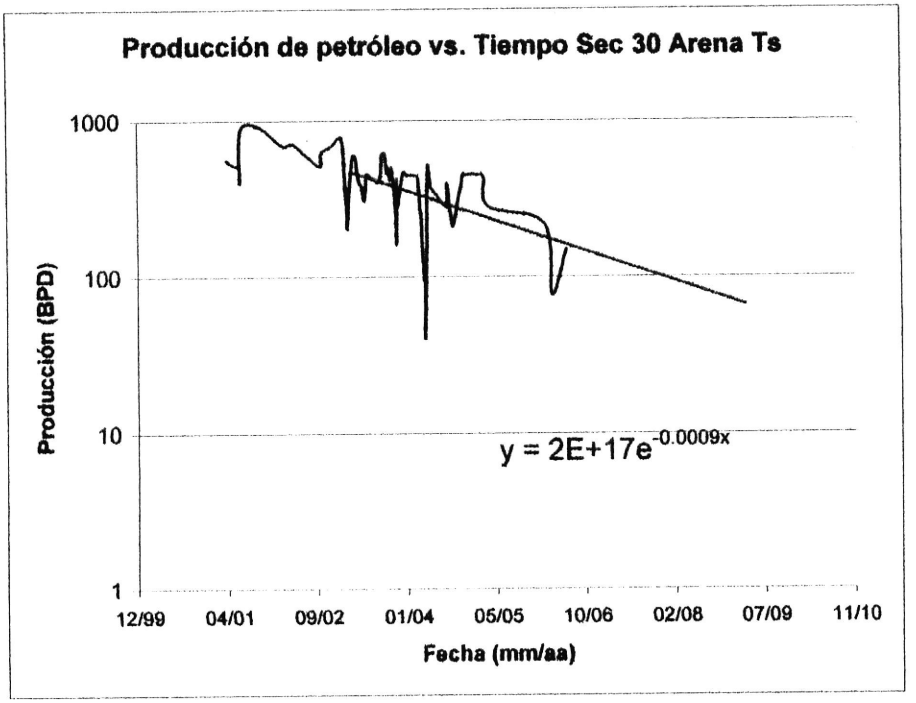


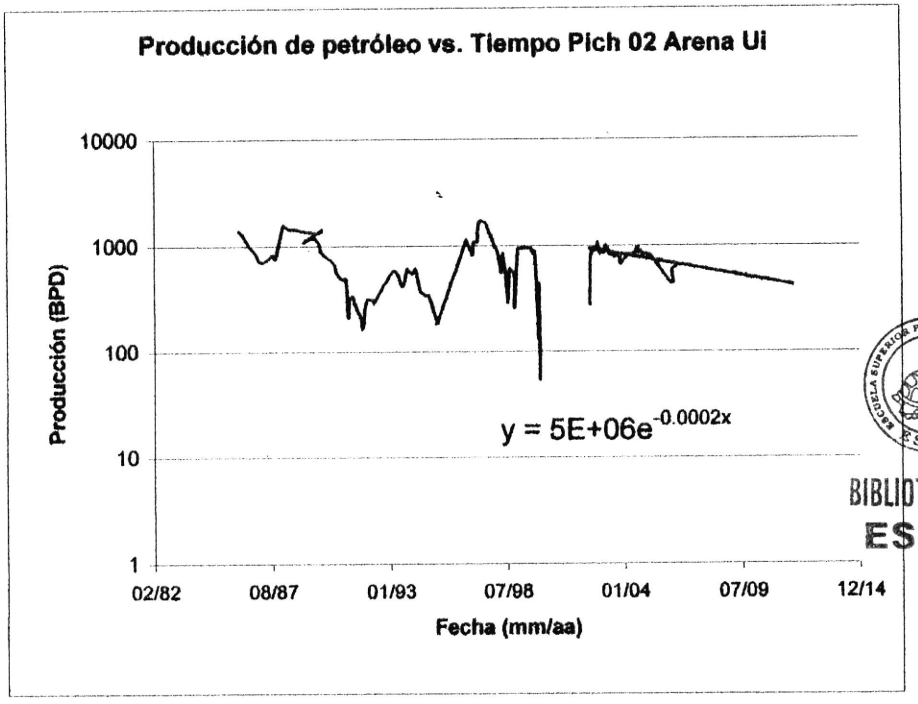
BIBLIOTECA FICT
ESPOL



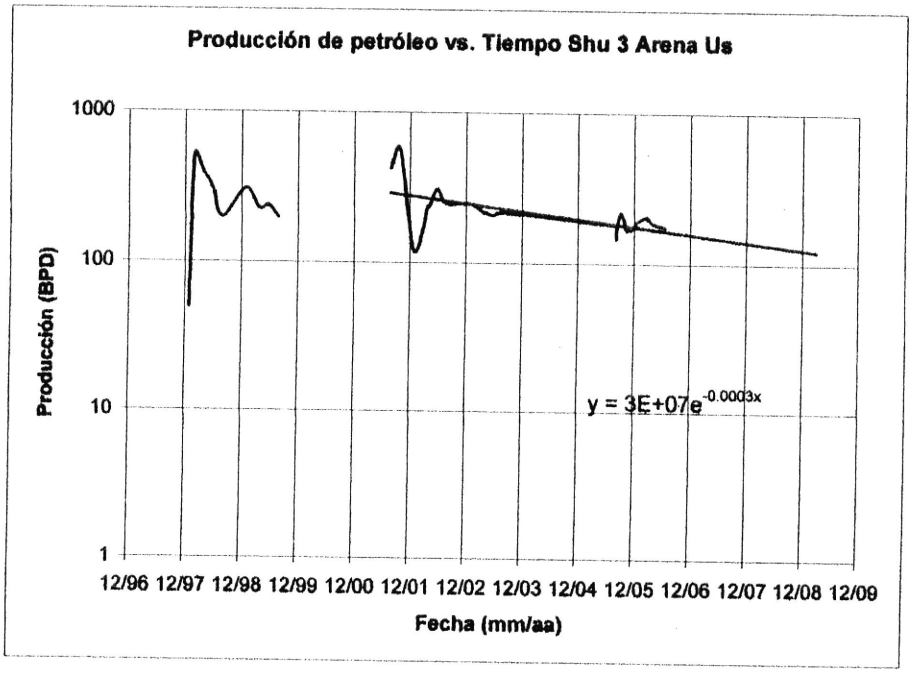


BIBLIOTECA FICT
ESPOL





BIBLIOTECA FICT
ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOGRAFÍA

1. BLANN JACK N. y MARTÍNEZ JOHN, Manual para Aumentar la Eficiencia del Levantamiento a Gas, Exxon Production Research Company, 1985.

2. BROWN KERMIT E., The Technology of Artificial Lift Methods. Volume 2a & Volume 3a, 1998.

3. CAICEDO HÉCTOR, Sistemas de Levantamiento Artificial, consorcio CEPE-TEXACO, 1985.

4. JACOBY R. H., A Method for Predicting Depletion Performance of a Reservoir Producing Volatile Crude Oil, Stanoil and Gas Co. Tulsa, Okla, 1956.

5. LUNAR FÉLIX, Curso: Gas-Lift para Operadores de Producción, 1989.

6. NÚÑEZ DEL ARCO EUGENIO, Geología Del Ecuador, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2003.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL