



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

01153

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

"EXPLOTACIÓN GRAVITACIONAL EN EL TERCIARIO DEL
CAMPO VERNET"

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

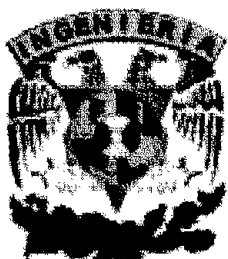
PRESENTA:

ING. MARTINIANO QUIROZ GARAY

DIRECTOR DE PROYECTO :

ING. SALVADOR I. NÁJERA ROMERO

NOVIEMBRE DE 2005



m340420



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

El suscrito, Director General de las Oficinas de la
Comisión de la Carta Laboral e Impreso el
domingo de mi trabajo excepcional.

NOMBRE: QUIROZ GARRY MARTINIANO

FECHA: 27-06-05

P.A.



HUO BECERIL TRUJEGUE

PROLOGO

El ser humano, como el elemento más importante en todo proceso productivo, debe ser atendido en sus requerimientos y expectativas, con la finalidad de que, en el desempeño de su trabajo, aporte su mejor esfuerzo productivo y creativo.

Una perspectiva fundamental del trabajador es el saberse apto para desempeñar las labores de su puesto, así como del puesto inmediato superior, lo que le dará una dimensión adecuada de su valor y trascendencia en su empresa.

La inversión más productiva que puede realizar una Institución, es la capacitación , adiestramiento y actualización de su personal, adicionalmente a la utilización adecuada de los recursos materiales, con la que se puede asegurar el desempeño óptimo del trabajador.

Convencido de las premisas expuestas y con certificación plena de los resultados de su aplicación. **Petróleos Mexicanos**, a través de la **Gerencia de Perforación y Terminación de Pozos**, han mancomunado esfuerzos , para obtener el la recta final Especialistas en la materia y áreas afines capaces de enfrentar y resolver las diferentes adversidades que se presentan el los campos petroleros del país.

INDICE

Resumen.....	5
Introducción.....	6
Capitulo 1.- Comportamiento de producción campo Vernet	
1.1. Posición geográfica.....	8
1.2. Historia de explotación.....	9
1.3. Ritmo de producción.....	10
1.4. Estructura.....	11
Capitulo 2.- Tecnología gravitacional	
2.1. Tecnología gravitacional.....	12
2.2. Incremento de la capacidad del yacimiento.....	13
2.3. Determinación de producción.....	15
Capitulo 3.- Sistema gravitacional integral (proyecto)	
3.1. Aparejo de producción y equipo de fondo.....	17
3.2. Sistema superficial.....	20
3.3. Operación del sistema.....	22
3.4. Sistema de automatización y control	25
3.5. Equipo recuperación de gases de baja presión.....	29
3.6. Empacador de control.....	30
3.7. Condiciones del Pozo.....	32
Capitulo 4.- Factibilidad de aplicación campo Vernet	
4.1. Factibilidad de aplicación.....	34
Capitulo 5.- Análisis de rentabilidad	
5.1. Modelación del gasto obtenido.....	37
5.2. Obtención de indicadores económicos.....	38
Capitulo 6.- Programa de aplicación.....	41
Conclusiones.....	44
Recomendaciones.....	45
Anexos.....	48
Bibliografía.....	62

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo incrementar la recuperación de hidrocarburos en campos maduros depresionados como es el caso del campo Vernet: utilizando el sistema de aporte gravitacional.

El sistema de aporte Gravitacional radica en comunicar el yacimiento a la presión atmosférica durante toda la vida productiva del pozo, con el objetivo de eliminar la contrapresión ejercida en la cara de la formación, incrementando con ello la capacidad de aporte del pozo en un 30 al 50 % de su producción,.

otro aspecto benéfico del sistema consiste en recuperar en superficie el gas liberado por el aceite al entrar al pozo , efecto provocado por la diferencial de presión entre la presión de fondo fluyendo y prácticamente la presión atmosférica (presión ejercida por la columna de gas),

INTRODUCCIÓN

Objetivo

Implantar el sistema de aporte gravitacional, así como la aplicación de un aparejo artificial de producción para el campo Vernet.

Antecedentes

En la vida productiva de un yacimiento, es función directa de la presión en su interior, dado que dicha función es la que gobierna a los diferentes mecanismos que harán que los fluidos fluyan por energía propia del interior del yacimiento a la zona de disparos del pozo, y de esta zona a la superficie, dependiendo de la magnitud de la misma.

Mientras exista una diferencia de presión suficiente y necesaria entre la presión del yacimiento y la presión superficial, se garantiza el flujo de fluidos a la superficie.

A medida que la explotación del yacimiento avanza, dicha presión va declinando, esta declinación se refleja directamente en la producción de los pozos que explotan dicho yacimiento, debido a que con el paso del tiempo los diferentes mecanismos que actúan en el interior del yacimiento gradualmente dejan de actuar, lo que ocasiona que los fluidos ya no puedan llegar a la superficie por falta de energía.

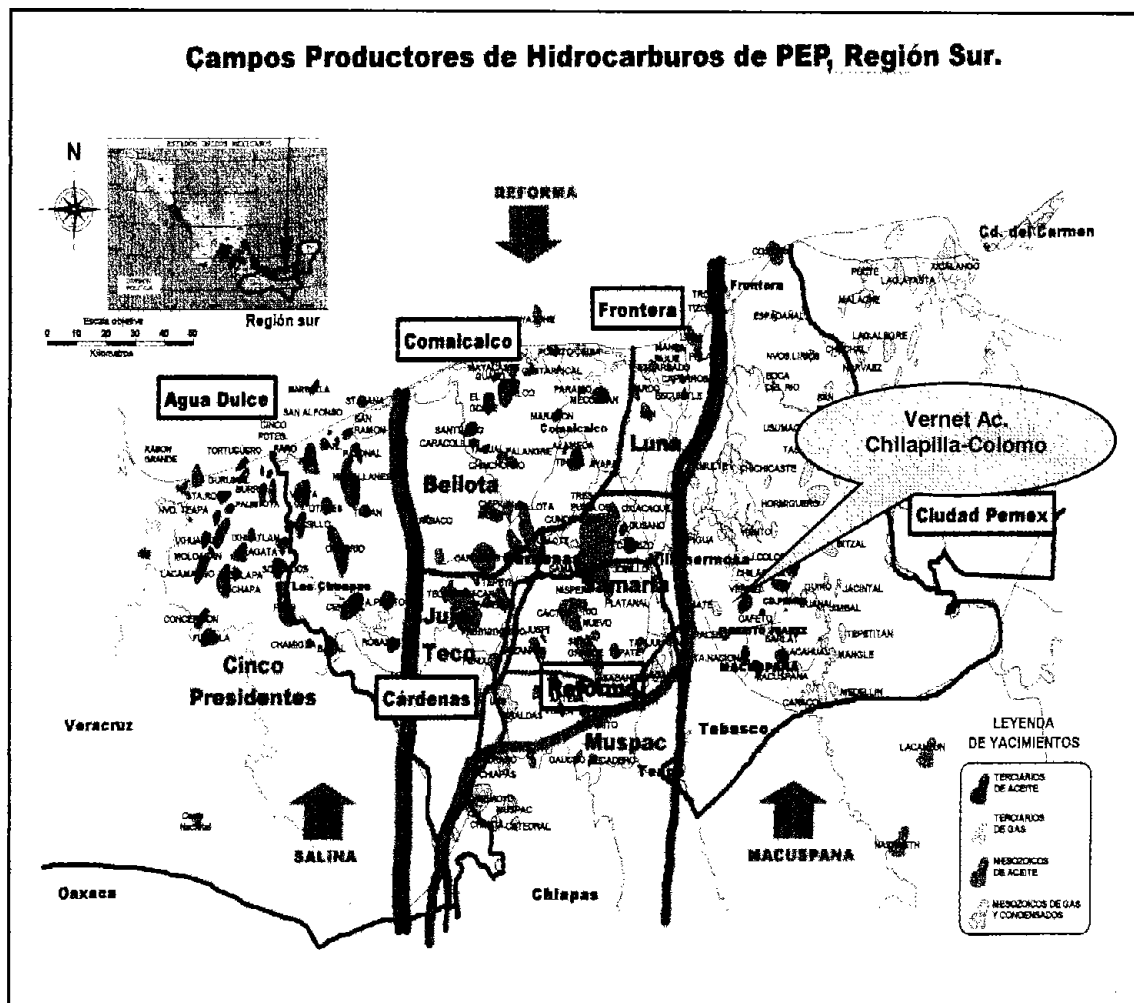
La falta de energía en ocasiones genera que los fluidos no puedan al menos trasladarse a la zona de disparos del pozo, y es entonces cuando un pozo alcanza las condiciones de abandono, o fin de la energía primaria de explotación, dado que los fluidos no entran al pozo.

Antes de que un pozo llegue a la presión de abandono, este tiene la característica de continuar recibiendo fluidos provenientes de la formación, si se reduce su valor correspondiente de presión de fondo fluyendo, en estas condiciones se recomienda instalar un sistema artificial de producción con el objetivo de incrementar la producción.

Para resolver la problemática de la explotación de yacimientos con baja energía, se propone un sistema artificial de producción con aporte gravitacional, planteándose como objetivo incrementar la recuperación de hidrocarburos en campos de presionados.

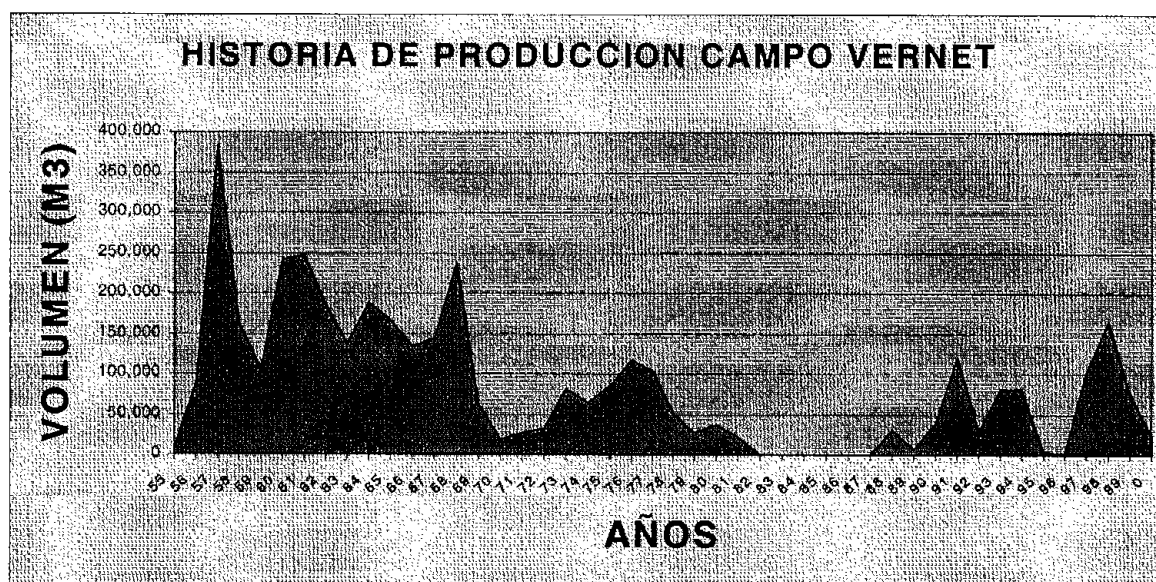
1.- Comportamiento de producción campo Vernet.

1.1.- Posición geográfica Campo Vernet, Activo Chilapilla- Colomo



1.2.- Historia de producción campo Vernet.

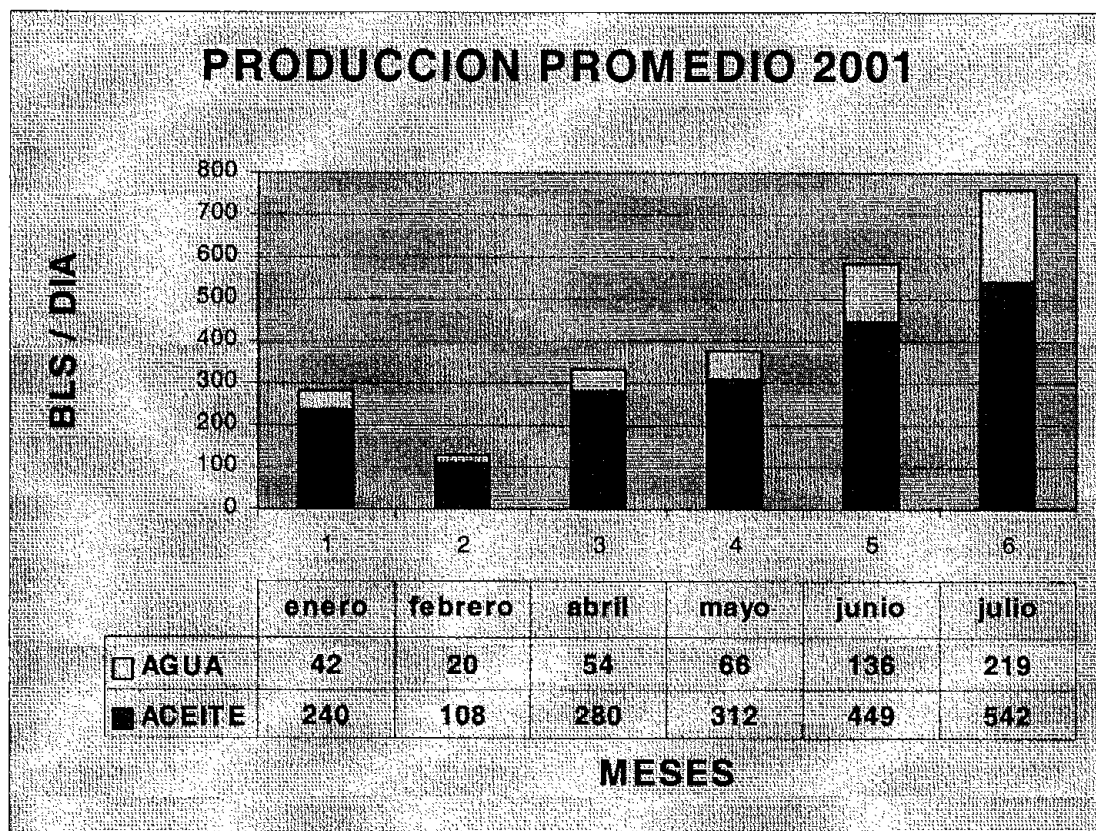
El Campo Vernet es productor de aceite, agua y gas asociado desde los principios del año 1955, con el inicio de la explotación del pozo Vernet no. 7 con una producción anual de 7,567.0 m³ en volumen, incrementándose y alcanzando su producción record anual de 383,310.0 m³ en volumen en el año 1957 con los pozos: vernet no. 10,11,15,18,27,32,7,9,16 y 33;



De los años 1970 a 1981 se considera una situación crítica para el campo por su baja productividad de 55,377 m³ en volumen, debido a la baja presión de fondo fluyente propiciado en parte al aumento del corte de agua, ocasionando el cierre del campo en los años 1981 al 1987, posteriormente de 1988 al 2000 el campo se abre con el aporte de nuevos intervalos con un total de 24 pozos activos, con la gran mayoría con flujo intermitente, con presión de 4 – 10 kg/ cm² en superficie y una producción promedio anual de 68,954.0 m³ en volumen. (grafica siguiente)

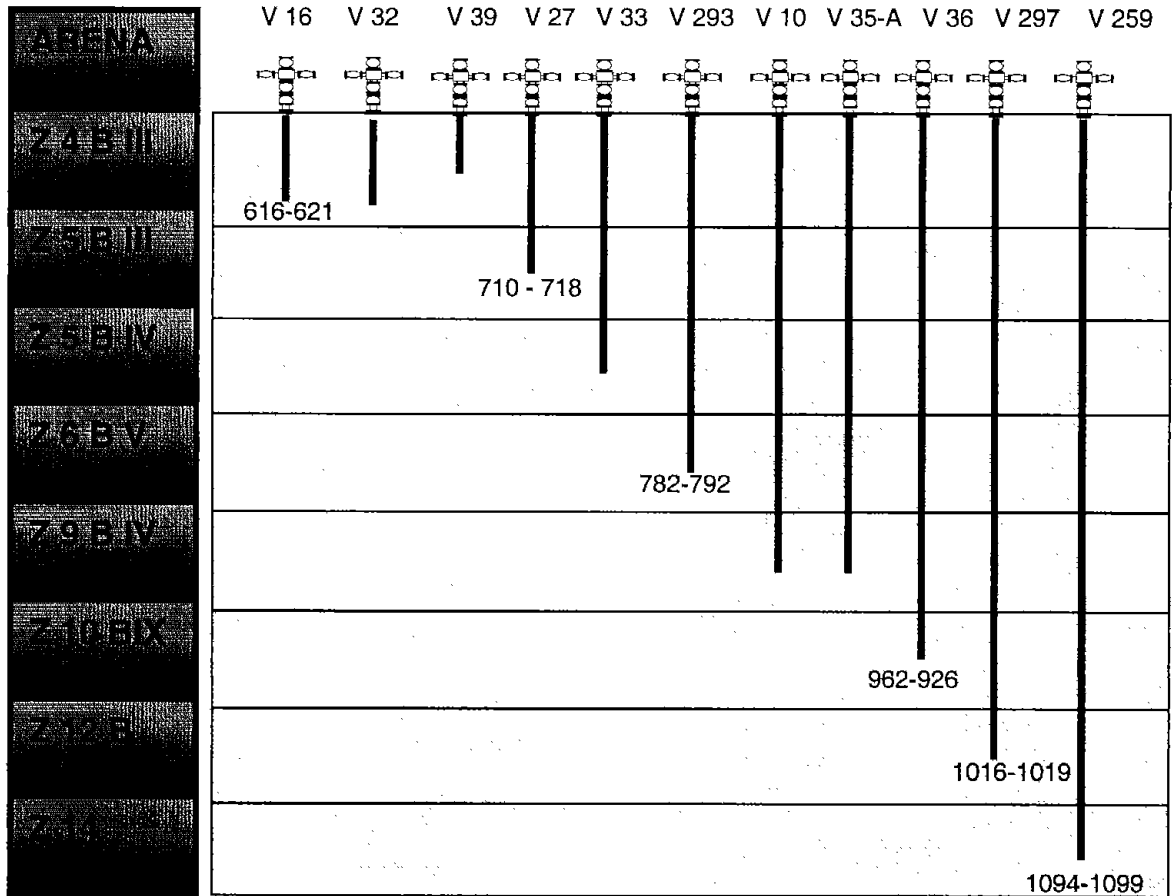
1.3.- Ritmo de producción.

En la actualidad el campo Vernet la producción anual acumulada al segundo trimestre es de 9,208 m³ de aceite, 2,562 m³ de agua y 14,138.6 m³/100 gas asociado, cuya explotación se concentra en tan solo 4 pozos Vernet (27,33,36 y 259) nota: Vernet 27 y 36 con Sistema de Recuperación artificial B.M.



1.4.- Estructura Campo Vernet

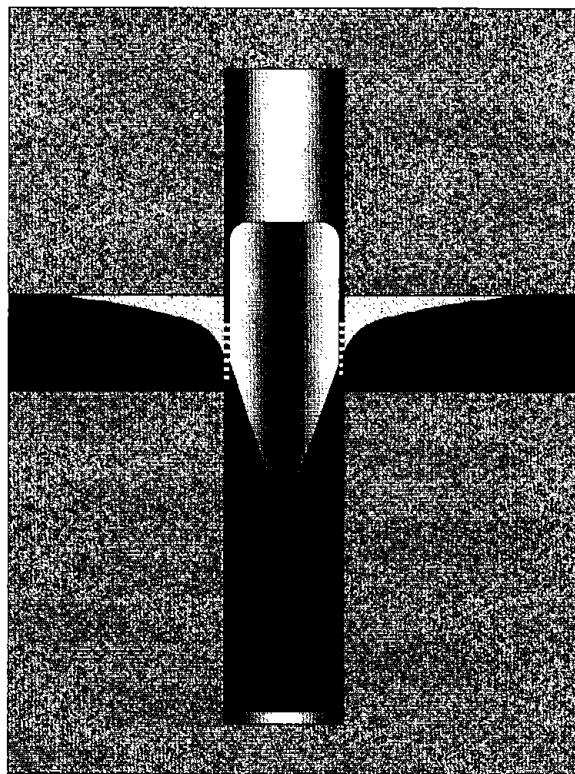
ESTRUCTURA VERNET



2.-TECNOLOGIA DE APORTE GRAVITACIONAL

2.1.- Tecnología gravitacional

La explotación gravitacional se define como la utilización de la energía del yacimiento para acumular hidrocarburos en el pozo, y no para llevar estos a la superficie. Figura 2.1



Aporte gravitacional fig. 2.1

Básicamente la tecnología de aporte gravitacional en un pozo de presionado consiste en mantener el yacimiento a la presión atmosférica durante toda la vida productiva del pozo, para eliminar la contrapresión ejercida en la cara de la formación, incrementando con ello la capacidad y el gasto de producción de aporte del pozo.

2.2 Incremento de la capacidad del yacimiento al pozo.

Para visualizar que la capacidad de aporte de hidrocarburos del yacimiento al pozo se incrementa al eliminar la contrapresión ejercida en la cara de la formación se presenta el siguiente análisis.

Manteniendo abierto el pozo, la presión de fondo fluyendo formara un nivel de columna hidrostática, **para el caso I** mostrado en la figura 3.2, se tendrá:

$P_{wf} = P_c + P_{ho} + P_{hg}$, , donde:

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

P_c = Presión en la cabeza del pozo (T.P.)

P_{ho} = Presión ejercida por la columna de aceite

P_{hg} = Presión ejercida por la columna de gas.

Sustituyendo valores y considera una presión en cabeza de 3 kg/cm^2 , y un aceite de 0.9 gr/cm^3 de densidad ,se tendrá:

$$P_{wf} = 3 \text{ kg/cm}^2 + ((0.9 \times (1280-1260))/10) + ((0.3 \times 1260)/10)$$

$$P_{wf} = 42.6 \text{ kg/cm}^2$$

Para el caso II:

$$P_{wf} = P_{hg}$$

Para este caso se considera que no existirán contrapresiones ejerciendo en la formación.

Por se tendra:

$$P_{wf} = ((0.3 \times 1280)/10)$$

$$P_{wf} = 38.4 \text{ kg/cm}^2$$

Por lo que se tiene una diferencia de presión de 4.2 kg/cm^2 por lo que la diferencia de columnas de I y II, será de 46.6 metros a favor al caso II, con lo que

se demuestra que la capacidad de aporte del yacimiento en el sistema gravitacional será mayor respecto a los sistemas convencionales de explotación.

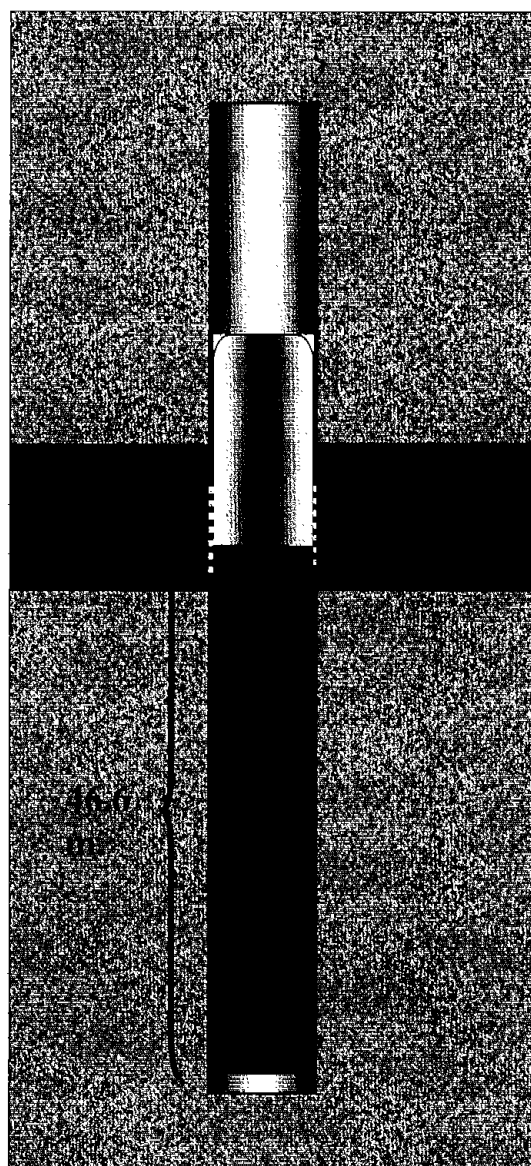
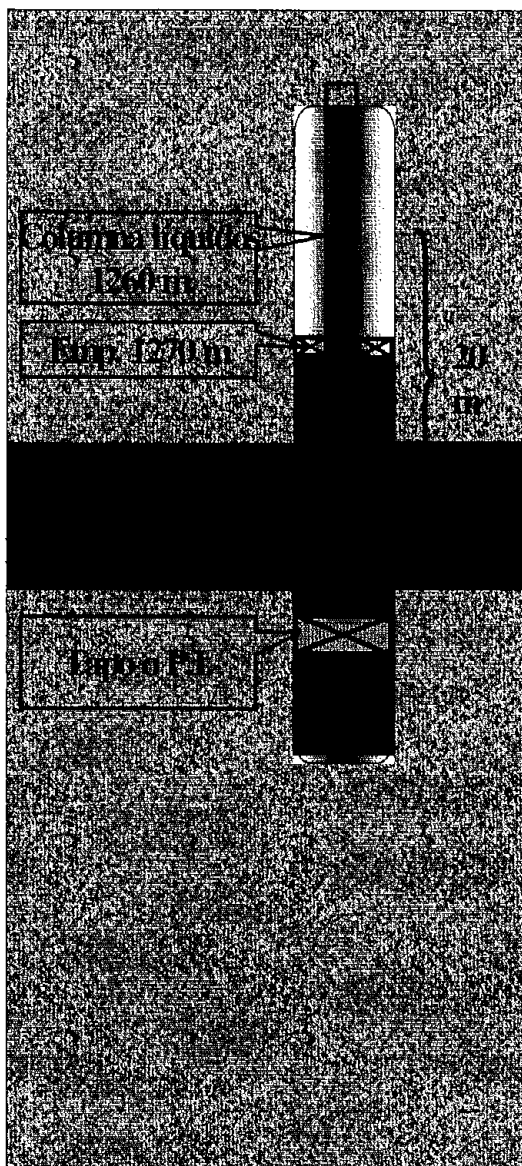


Fig. 2.2 CASO I Sistema Convencional

Fig. 2.3. CASO II Sistema Gravitacional

2.3 Determinación del incremento de producción.

El incremento del aporte del pozo se ejemplifica y simula mediante la ecuación de Darcy, sostiene que el Gasto es Proporcional a la Permeabilidad del aceite, la diferencia de presiones de flujo (fondo y fondo fluyente) y al espesor del intervalo, e inversamente proporcional a la viscosidad de los fluidos, al factor de volumen de los fluidos y a la relación existente entre las geometrías del radio de drene y del radio del pozo.

Lo que maximizando la diferencia de presiones dentro del pozo, se incrementa sustancialmente el gasto, ya que es directamente proporcional al mismo.

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(0.472 r_e / r_w)}$$

Donde:

q_o = gasto BPD

K_o = Permeabilidad mdarcy

h = Espesor del yacimiento ft.

P_r = Presión Fondo estático PSI

P_{wf} = Presión de Fondo fluyendo

U_o = viscosidad aceite cp.

B_o = factor de volumen aceite

R_e = Radio de drene ft.

R_w = Radio pozo ft.

otro aspecto benéfico del sistema consiste en recuperar el gas liberado por el aceite al depositarse en la parte inferior del pozo (cámara de producción), efecto provocado por la presión entre la presión de fondo fluyente y prácticamente la presión atmosférica (presión ejercida por la columna de gas), ya que como se ilustra en la figura no 2.3. la cámara de producción estará comunicada a la superficie.

3.- SISTEMA INTEGRAL GRAVITACIONAL

En este capítulo se evidencian el proyecto sistema integral gravitacional contemplando aparejo de producción y equipo de fondo, equipo superficial, operación del sistema, automatización y control, recuperación de gas a baja presión

3.1.- Descripción del aparejo de producción y equipo de fondo.

- a) Yacimiento. Aportará aceite a la cámara de producción, dependiendo de los mecanismo de empuje, presión, temperatura, espesor del yacimiento, porosidad, permeabilidad, propiedades de los fluidos, factor de daño, diámetro, etc. El aporte de fluidos del yacimiento al pozo, puede ser ejemplificado con la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{K * H * (P_{ws} - P_{ws})}{141.2 * \mu_o * Bo * \left(\ln \frac{RD}{RW} - 0.75 + S \right)}$$

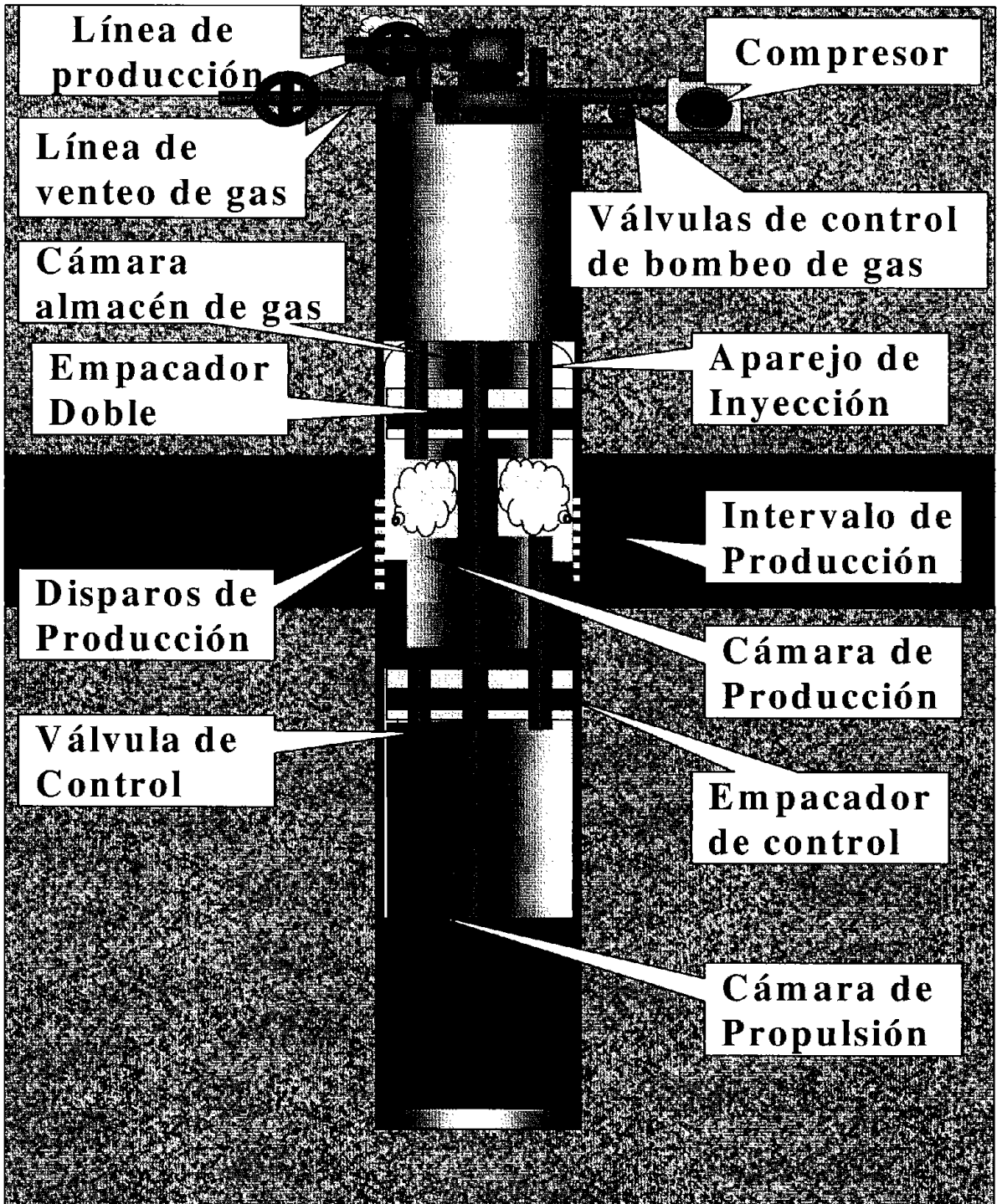
- b) La cámara de producción. Su función es almacenar el aceite que aporta el yacimiento el tiempo que la válvula de control esté cerrada y transferirlo a la cámara de propulsión cuando la válvula se abre al alcanzar la carga predeterminada (de diseño).

Comunica al yacimiento con la superficie a través del espacio anular entre la tubería de inyección y tubería de revestimiento, misma que se mantiene a presión atmosférica cuando su válvula superficial permanece abierta hacia el recuperador de gas a baja presión.

- c) Válvula de control. Está alojada en el empacador, a través de esta válvula se tiene conexión con la cámara de propulsión que solo permite el flujo de líquidos en esta dirección.
- d) Cámara de propulsión. Su función es captar el aceite almacenado en la cámara de producción, y cuando alcanza un nivel determinado, permitirá el desplazamiento del aceite a la superficie a través de la inyección de gas a alta presión por el espacio anular entre las tuberías de inyección y producción.
- e) Detector de interfase aceite-agua, aceite-gas. Su función es monitorear el nivel de aceite y gas en la cámara de propulsión, mediante el envío de una señal a la superficie el sistema de instrumentación y control, efectuará automáticamente el paro o arranque del compresor, así como la apertura y cierre de válvulas de control.

- f) Empacador de control. Aísla a las cámaras de producción y propulsión, permitiendo el paso de las tuberías de producción e inyección, además de la válvula de control inferior de la cámara de producción.
- g) Tubería de producción. Permitirá el desplazamiento de aceite hacia la superficie mediante la inyección de gas alta presión.
- h) Tubería de inyección. Permitirá la inyección de gas alta presión hacia la cámara de propulsión.
- i) Compresor . Suministrarán presión al gas para desplazar el aceite de la cámara de propulsión a la superficie.
- j) Sistema de instrumentación y control. Conjunto de elementos electrónicos y neumáticos que mantendrán automatizado el sistema.

SISTEMA INTEGRAL GRAVITACIONAL



3.2.- Descripción del sistema superficial propuesto (figura 3).

- a) Recuperador de gas a baja presión. Su función es separar los líquidos arrastrados por la corriente gas proveniente de la línea de venteo, enviando el gas y los líquidos a la línea de descarga. Se tendrá la opción de desfogar la cámara de propulsión hasta la presión atmosférica vía tubería de producción-línea de descarga.
- b) Compresor . Su función es suministrar presión al gas de inyección, con la finalidad de desplazar el aceite en la cámara de propulsión hacia la superficie.
- c) Sistema de Instrumentación y control. Conjunto de elementos electrónicos y neumáticos que mantendrán automatizado el sistema, es decir, controlarán la inyección de gas al fondo del pozo mediante el arranque y paro del **APAREJO DE PRODUCCIÓN Y EQUIPO DE FONDO** desfogue de la Cámara de producción.
- d) Árbol de válvulas. Estará diseñado para alojar las tuberías de inyección y producción y mantener en condiciones controladas la producción de hidrocarburos e inyección de gas.
- e) Línea de venteo de gas. Su función es comunicar a la cámara de producción con el sistema recuperador de gas a baja presión, mismo que mantendrá durante la etapa productiva del pozo a la cámara de producción, a presión atmosférica.
- f) Línea de descarga. Su función es transportar los fluidos producidos, del árbol de válvulas al cabezal de recolección y/o separador.
- g) Sensor de flujo en línea de descarga. Su función será el monitoreo continuo del flujo mediante el envío de una señal al sistema de instrumentación y control, determinando la finalización de desplazamiento de los líquidos de la tubería de producción.

SISTEMA SUPERFICIAL DE PRODUCCIÓN

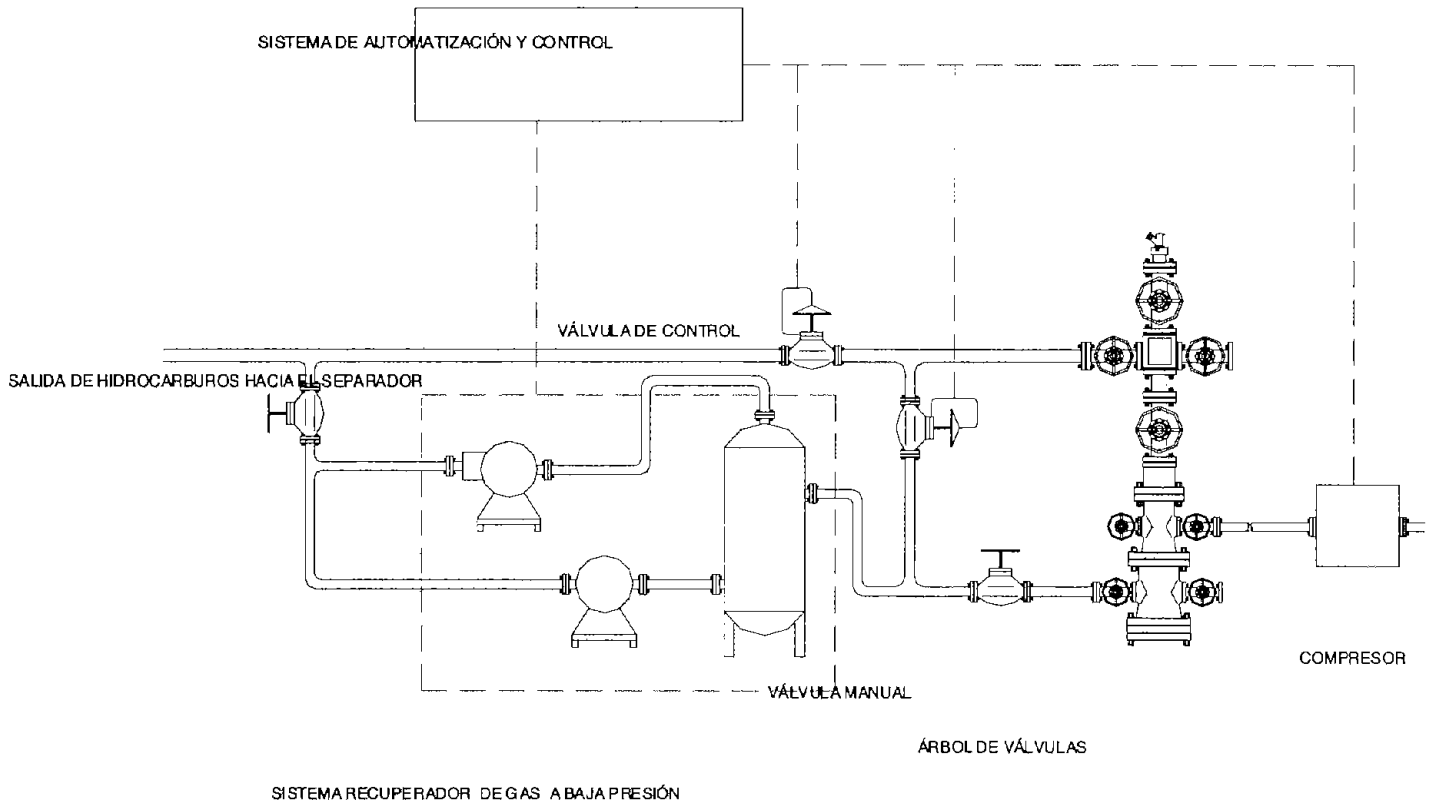


FIGURA 3

3..3.- Operación del sistema:

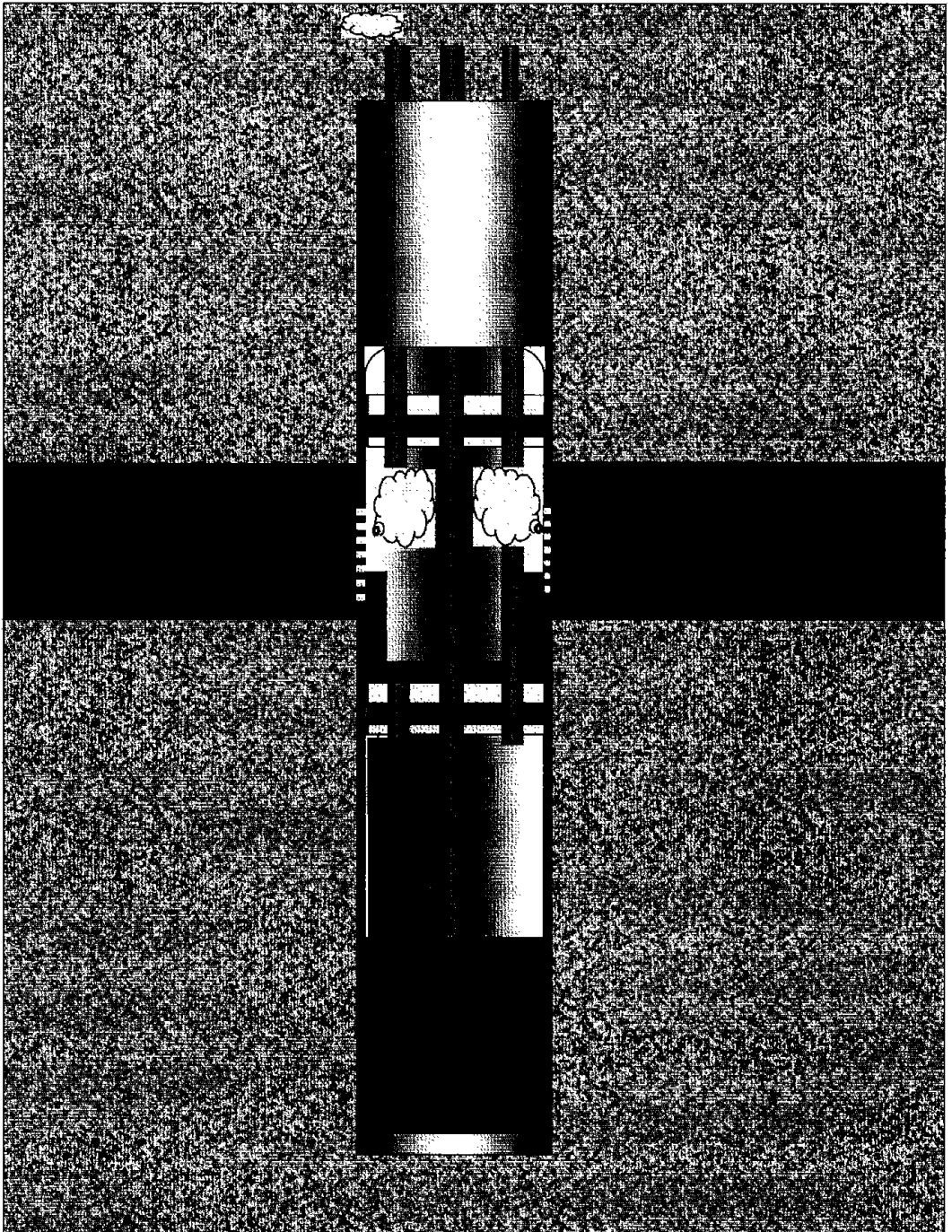
A. Desplazamiento de los líquidos alojados en las cámaras de propulsión y propulsión después de la instalación del aparato de producción.

Una vez que se ha instalado el aparato de producción, una parte de los fluidos de control penetrarán a la formación y otra formará una columna de líquido en las cámaras de producción y propulsión por lo que será necesario realizar el barrido de estos líquidos hacia la superficie mediante el mismo procedimiento que se emplea para la operación normal del sistema descrito a continuación (ver figura 5):

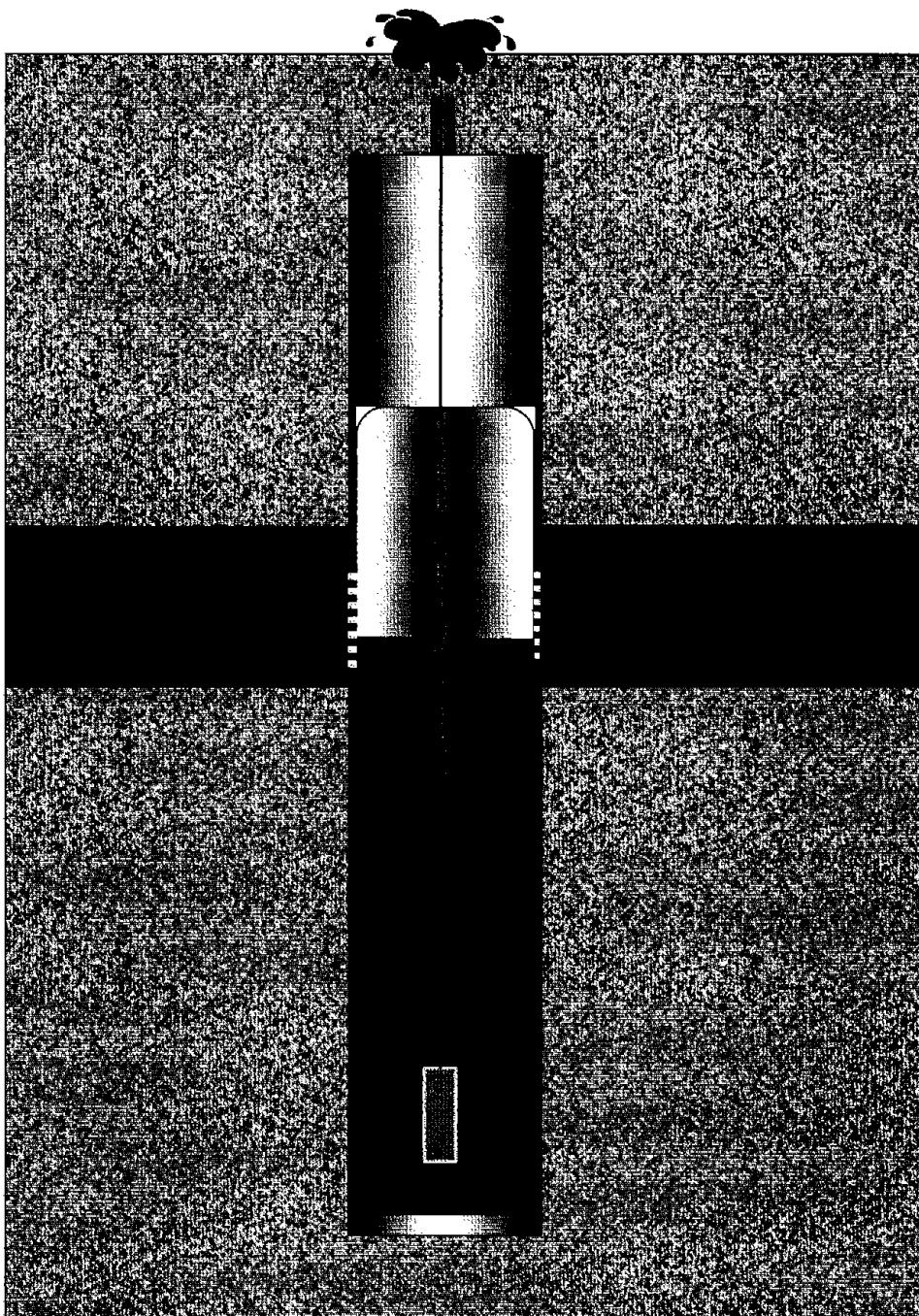
- 1) Poner en operación el sistema de instrumentación y control.
- 2) Abrir válvula de control a la salida de la línea de descarga hacia batería.
- 3) Abrir la válvula manual a la entrada del sistema recuperador de gas a baja presión.
- 4) Poner en operación del sistema de recuperación de gas a baja presión.
- 5) Poner en operación el compresor de gas, para dar inicio al desplazamiento de los fluidos acumulados en la cámara de propulsión.
- 6) Monitorear nivel en la cámara de propulsión y tubería de producción (operando el detector de interfase).
- 7) Verificar la detección de flujo de líquido en la superficie.
- 8) Una vez que el sistema de control ha detectado que los líquidos han sido desplazados, efectuará el paro del compresor, así mismo realizará ajuste de parámetros de acuerdo a los tiempos de desplazamiento programados.
- 9) La presión en la cabeza del pozo, después del paro del compresor alcanzará la presión de separación.
- 10) Proceder a depresionar la tubería de producción hasta la presión atmosférica, mediante el cierre de la válvula a la salida de la línea de descarga hacia batería y la apertura de la válvula a la salida de la misma hacia el recuperador de gas a baja presión.
- 11) En este momento se inicia la transferencia de líquidos contenidos en la cámara de propulsión, con la apertura de la válvula control.
- 12) Al alcanzar el nivel deseado (calculado de acuerdo a la capacidad de aporte del pozo o bien determinado por el detector de interfase), se inicia un nuevo ciclo de producción de hidrocarburos, repitiéndose el procedimiento a partir del paso 5.

La capacidad de aporte del pozo, la presión de inyección, capacidad del compresor , longitud y diámetros de tuberías válvulas de control, capacidad del recuperador de gas a baja presión, profundidad del pozo y las propiedades de los fluido afectarán directamente la rentabilidad del sistema.

En la figura se observa un proceso de Bombeo Neumático que se puede emplear.



El efecto se puede dar en muchas formas, en la figura se muestra el mismo efecto pero con Bombeo Electro centrífugo, Mecánico, o con cualquier sistema artificial que reúna las características necesarias.

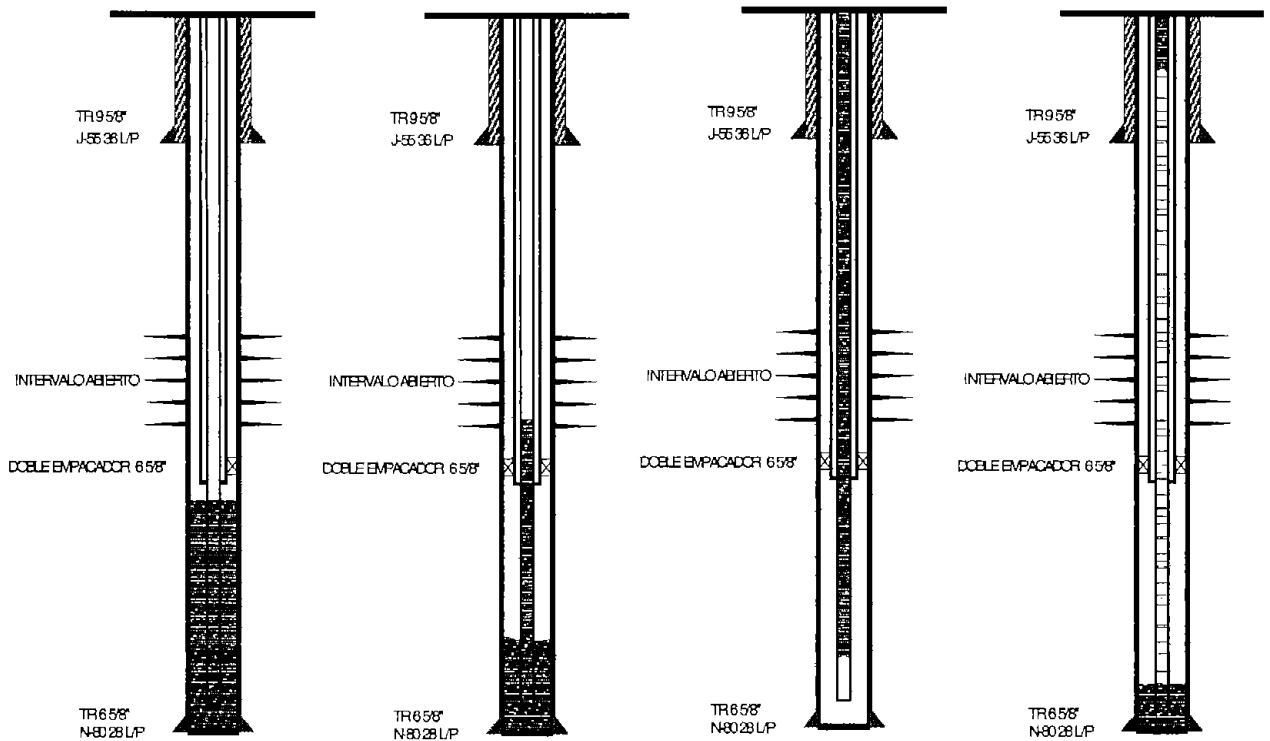


3.4.- SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

La presión y volumen de gas necesario para inyección en cada ciclo, será calculado de tal forma que sea suficiente para desplazar el aceite acumulado en la cámara de propulsión y pueda vencer las caídas de presión por fricción, columna de aceite y presión de separación, evitando al máximo el resbalamiento de líquido.

La frecuencia del ciclo de inyección de gas, debe ser el necesario para que tanto las gotas formadas en la tubería de producción (ver figura 6) y el aporte del aceite de la cámara de producción se acumulen en la cámara de propulsión, en el tiempo que dependerá del aporte del yacimiento y del tiempo de depresionamiento de la tubería de producción hasta alcanzar la presión atmosférica.

El ajuste de parámetros deberá efectuarse en campo por un riguroso análisis estadístico del sistema.



Este sistema realizará el monitoreo de las condiciones de operación del sistema gravitacional para pozos, así como la adecuación de las mismas en caso necesario para que la operación se realice de manera automática.

Medidor de densidad superficial:

Aunque existen en el mercado una gran cantidad de medidores para densidad en tiempo real, en esta aplicación no es necesario conocer la densidad exacta del fluido, sino más bien determinar si hay fluido y en el mejor de los casos si el fluido presente es aceite, agua o gas.

Este tipo de sensores, y debido al hecho de que no determinan el valor de la densidad del fluido en cuestión, serían más bien interruptores de flujo más que densitómetros.

La determinación de flujos puede determinarse ya sea por métodos mecánicos o eléctricos, el método mecánico se ejemplifica en la figura 1.

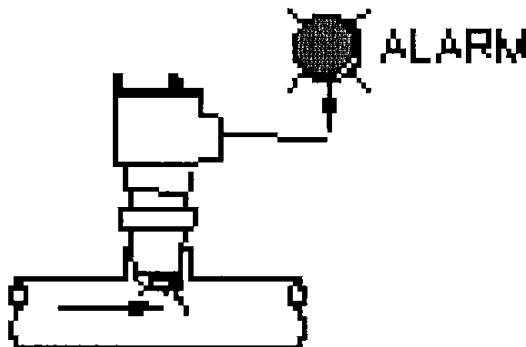


Figura 1. Interruptor mecánico de flujo

Este tipo de interruptores está constituido por una palanca la cual está expuesta al flujo, esta palanca está adaptada a un interruptor eléctrico, su principio de operación es el siguiente: la fuerza del flujo empuja la palanca hasta que esta alcanza una posición tal que activa el interruptor eléctrico. Las características generales de estos sensores son;

Otro método usa la propagación de una señal eléctrica de baja frecuencia, su configuración se muestra en la figura 2.

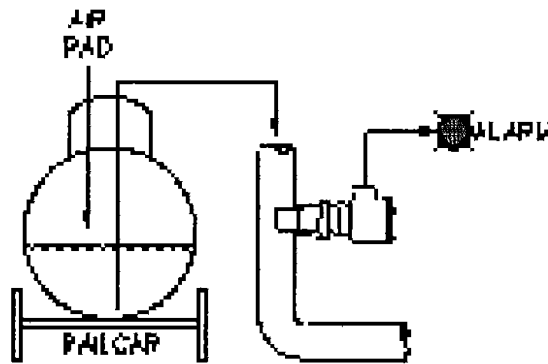


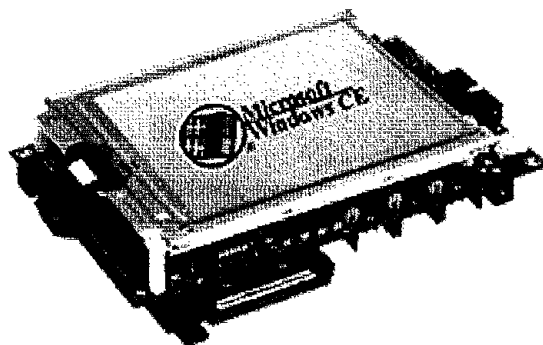
Figura 2. Interruptor eléctrico de flujo

Este tipo de interruptores es completamente electrónico y no tiene partes móviles en contacto con el proceso. Tiene un sensor que se inserta en la línea, la presencia o ausencia de flujo se determina por la facilidad con que una señal de baja frecuencia se propaga desde el sensor a la pared de la línea, esta señal viaja más fácilmente a través de un líquido que por gas. Así mismo viaja más fácilmente por agua o ácido que por hidrocarburo.

En esta aplicación específica existirá siempre un flujo, que puede ser gas o aceite, el cual podría, dependiendo de sus características, accionar el interruptor mecánico generando así una señalización falsa, porque aún cuando existe flujo, el propósito del sistema gravitacional es producir aceite con el menor volumen de gas de desplazamiento (inyección). Es por esta razón que se recomienda el uso del segundo método, el cual producirá siempre una señalización adecuada.

Dadas estas condiciones, se han considerado: un módulo CE-SBC-SC400 de la compañía R.L.C. Enterprises, Inc. y la terminal inteligente OP6700 de la compañía Zworld.

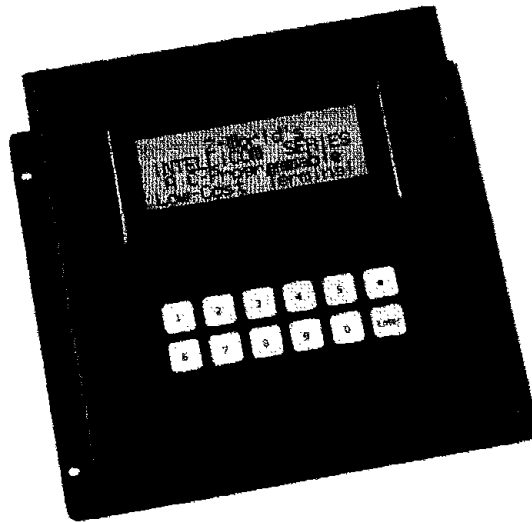
Módulo CE-SBC-SC400



Es una computadora en una sola tarjeta que viene cargado con el sistema operativo Microsoft Windows CE incluye: un controlador compatible con un procesador 486, lector de disco flexible, 3 puertos seriales, un puerto paralelo,

Pantalla de LCD a color equivalente a una pantalla de 1/4 VGA, pantalla sensible al tacto, interface PCMCIA, 16 líneas digitales de entrada salida, 6 entradas analógicas. El software se desarrolla en Visual C++ o Visual Basic, lo cual le da una gran versatilidad para generar una interface muy amigable al usuario en un corto tiempo. Costo aproximado: 1000 USD que incluye el software de desarrollo.

Terminal inteligente OP6700



Esta terminal inteligente de gran desempeño es programable en C e incluye terminales de entrada salida así como conexión a Ethernet, esta basado en un microprocesador Rabbit 2000 que opera a 18.5 MHz.

Como puede observarse ambos sistemas son adecuados para aplicarse puesto que tienen suficientes puertos para que en el sistema gravitacional, la selección dependerá de la interface que desee desarrollarse, Windows o por texto (similar a MS-DOS), así como la consideración de la robustos propia de cada uno de ellos.

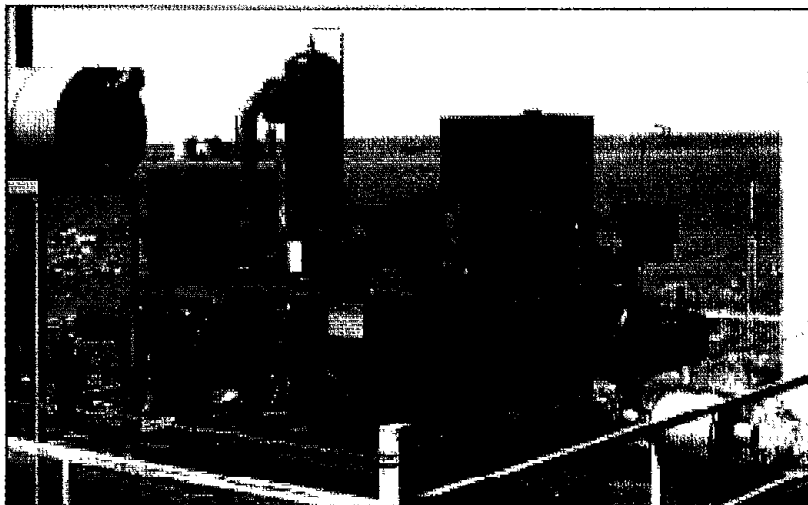
3.5.- SISTEMA RECUPERADOR DE GAS A BAJA PRESIÓN

Con el objetivo de evitar el venteo o la quema del gas liberado por el aceite acumulado en la cámara de producción y recuperado a través de la línea de venteo por el espacio anular, tiene como finalidad evitar a toda costa la contaminación ambiental y el desperdicio del gas, aprovechando su valor económico y hacer productivo el Sistema Gravitacional.

La unidad recuperadora de gas a baja presión fabricada por la Compañía Hy-Bon, es completamente automática y confiable, requiriendo un mínimo de atención y mantenimiento.

Principales componentes de la unidad recuperadora de gas a baja presión:

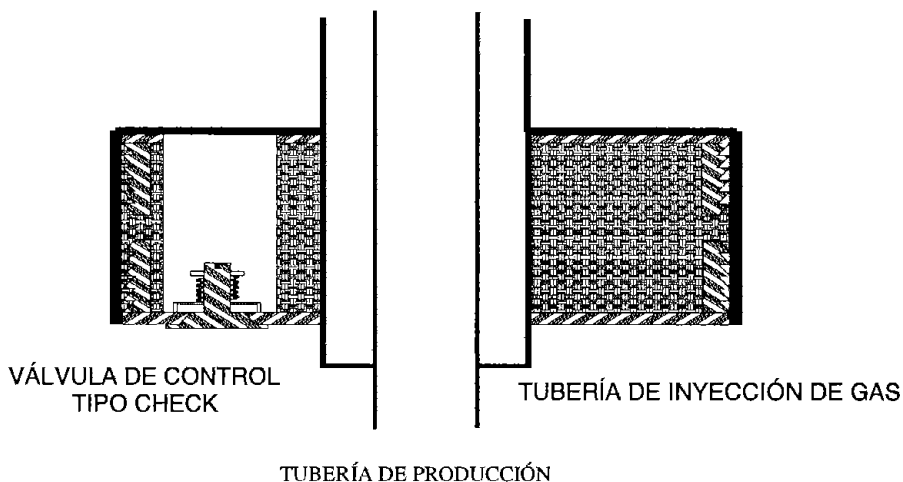
- Compresor Rotativo, de una fase, de paletas múltiples y opera con el principio de desplazamiento positivo. Puede trabajar con gas húmedo y/o gas amargo, con un contenido de líquido hasta de 3,500 BTU/pie³ y también permitir el paso de pequeñas cantidades de líquido libre. Puede ser impulsado por un motor eléctrico o gas.
- Combinación de Depurador (Scrubber)/Sistema de transferencia de líquido. Efectúa la separación del líquido del gas y automáticamente lo descarga en cualquier lugar determinado.
- Piloto de Control de Presión. Es el componente clave de esta unidad, los controles eléctricos son sellados y colocados en un gabinete a prueba de explosión.
- Panel de control. Su gabinete es fabricado en cualquier especificación NEMA.



3.6.- Empacador de Control

Un empacador es un dispositivo que se usa en el fondo del pozo para suministrar un aislamiento entre la Tubería de Producción (TP) y la Tubería de Revestimiento (TR), o una TR corta. El aislamiento del empacador es creado por elementos elásticos que se expanden desde la TP a la pared de la TR al aplicar una fuerza. Cuando es anclado, este sello previene la presión en el espacio anular y la comunicación a través del empacador.

En el sistema gravitacional propuesto, el “Empacador de Control” tendrá la función de aislar a las cámaras de producción y propulsión, permitiendo el paso de las tuberías de producción e inyección, además de la válvula de control inferior de la cámara de producción.



Existen dos tipos de empacadores que cumplen con los requerimientos del Sistema Gravitacional que bien pueden ser dobles o triples.

Las especificaciones técnicas que debe cumplir el empacador seleccionado, están en función de las condiciones de presión y temperatura máximas de a las que será sometido este dispositivo, diámetro de las tuberías de revestimiento, de inyección y producción, espacio disponible para la conexión de la válvula de control mismo que será determinante para el empleo de un empacador doble o triple

Una vez que se ha determinado el tipo de empacador requerido para la terminación, se deben especificar ciertos atributos físicos del empacador. Estos incluyen entre otros: el tipo y tamaño del empacador, el número de entradas requeridas, la manera en que será corrido y anclado, y como será removido posteriormente.

Tipos de empacadores:

Los empacadores permanentes son aquellos que no pueden ser completamente recuperados e instalados nuevamente. Este tipo de empacador normalmente se corre y se ancla separadamente, con la sarta de trabajo o tubería de producción con manipulación mecánica, o la aplicación de presión hidráulica. Para desanclarlos, se recurre generalmente a la molienda.

Los empacadores recuperables son aquellos empacadores que se diseñan para ser recuperados del fondo del pozo e instalarse nuevamente. Normalmente se corren de manera conjunta con el aparejo de producción y se anclan por medio de manipulación mecánica o la aplicación de presión hidráulica. Estos empacadores se anclan aplicando un tirón vertical, o por una combinación de rotación y un tirón vertical, o bien, con una herramienta recuperable especial instalada en la tubería de perforación.

Tipos comunes de empacadores :

Varias compañías fabrican empacadores, y cada fabricante incluye frecuentemente sus propias innovaciones sobre determinadas características de diseños básicos, es útil reconocer los diferentes tipos de empacadores de acuerdo a su uso y el campo de aplicación.

- Empacadores recuperables de anclaje mecánico:
- Empacadores recuperables de anclaje hidráulico:
- Empacadores de producción recuperables:
- Empacadores permanentes y sus accesorios:

UNIDADES SELLDORAS.

Unidades de sello. El sello es creado mediante la compresión de los elastómeros, plásticos (no elastómeros), o configuraciones de goma entre las superficies lisas de metal de la unidad de sello y el receptáculo de unión.

Existen varios tipos de unidades de sello diseñadas para soportar las variaciones de presión, temperaturas y fluidos que pueden ser encontrados en un pozo.

Las unidades de sello Premium, son sistemas de sello de empaquetamiento tipo "V" y son diseñadas para altas temperaturas y presiones, y medios hostiles en el

pozo. Se encuentran disponibles unidades de sello para 20,000 psi (1,406.2 Kg/cm²) y temperaturas del orden de 450 °F (232.22 °C).

➤ Extensión de sello del pozo:

Una extensión de sello es un miembro tubular separado, el cual es colocado en la parte inferior de un empacador recuperable o permanente. El propósito de esta extensión es sobresalir más allá de la parte inferior del empacador para proveer un receptáculo mayor y que pueda acomodar unidades de sello más largas. Los empacadores equipados con extensiones de sello pueden acomodar conjuntos de sello de 30 pies (9.144 m) o más.

3.7.- CONDICIONES DEL POZO

Desviación:

El término agujero recto o vertical define a un pozo con una desviación muy ligera y que generalmente no presenta problemas con el asentamiento del equipo de terminación. En pozos con desviación elevada, los cambios agudos en el fondo del pozo referidos como pata de perro pueden ocurrir, creando así un área reducida para el asentamiento de ensambles largos y rígidos. La misma situación puede ocurrir en pozos horizontales donde el punto de desviación a partir de la vertical progresa continuamente en un radio corto, provocando problemas con el asentamiento de los ensambles de la terminación.

➤ Condiciones del agujero y fluidos de terminación:

Para facilitar el asentamiento en la terminación de un pozo, las restricciones del diámetro interno de la TR deben ser minimizados o eliminados, y los fluidos del pozo deben ser circulados y acondicionados antes de que se corra el equipo de terminación.

➤ Restricciones por diámetro interno de la tubería de revestimiento:

La formación del enjarre se forma por los sólidos que se adhieren sobre la superficie interna de la TR. El enjarre puede desarrollar una capa semisólida, evitando así la instalación exitosa del equipo de terminación; Una capa de cemento puede causar el mismo problema.

Un torque excesivo en las uniones roscadas de las TR's puede causar que la conexión del piñón avance demás hacia el centro de la TR con conexión de caja, reduciendo así el diámetro interior de la TR. Un calibrador debe ser corrido antes de asentar el equipo de terminación para detectar este problema.

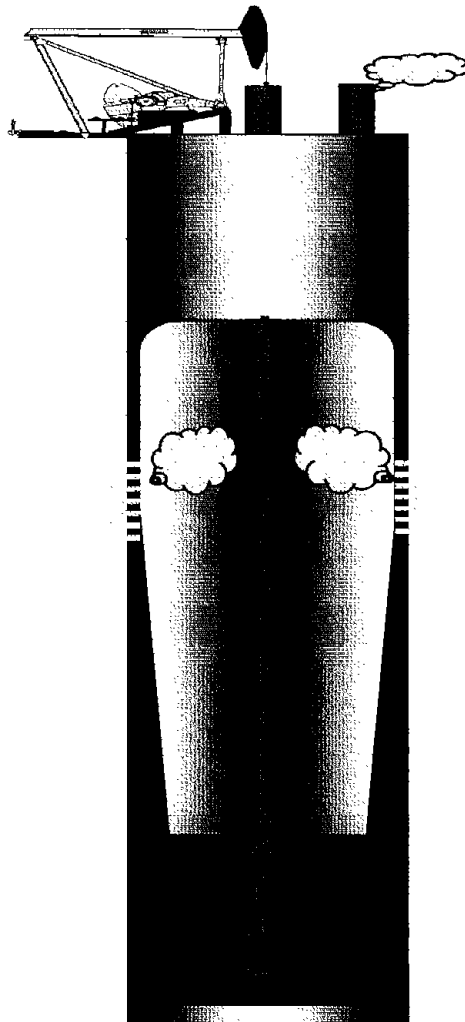
➤ Fluidos del pozo:

Los fluidos del pozo que no han sido acondicionados pueden desarrollar resistencia de gel o a la inversa, no serán capaces de mantener los sólidos en suspensión. En cualquier caso, se formará un fluido semisólido y viscoso en el fondo del pozo, haciendo sino imposible, difícil asentar el equipo de terminación. Para reacondicionar los fluidos del pozo y circularlos es necesario correr un sarta de perforación con barrena y escariador.

4.- Factibilidad de aplicación

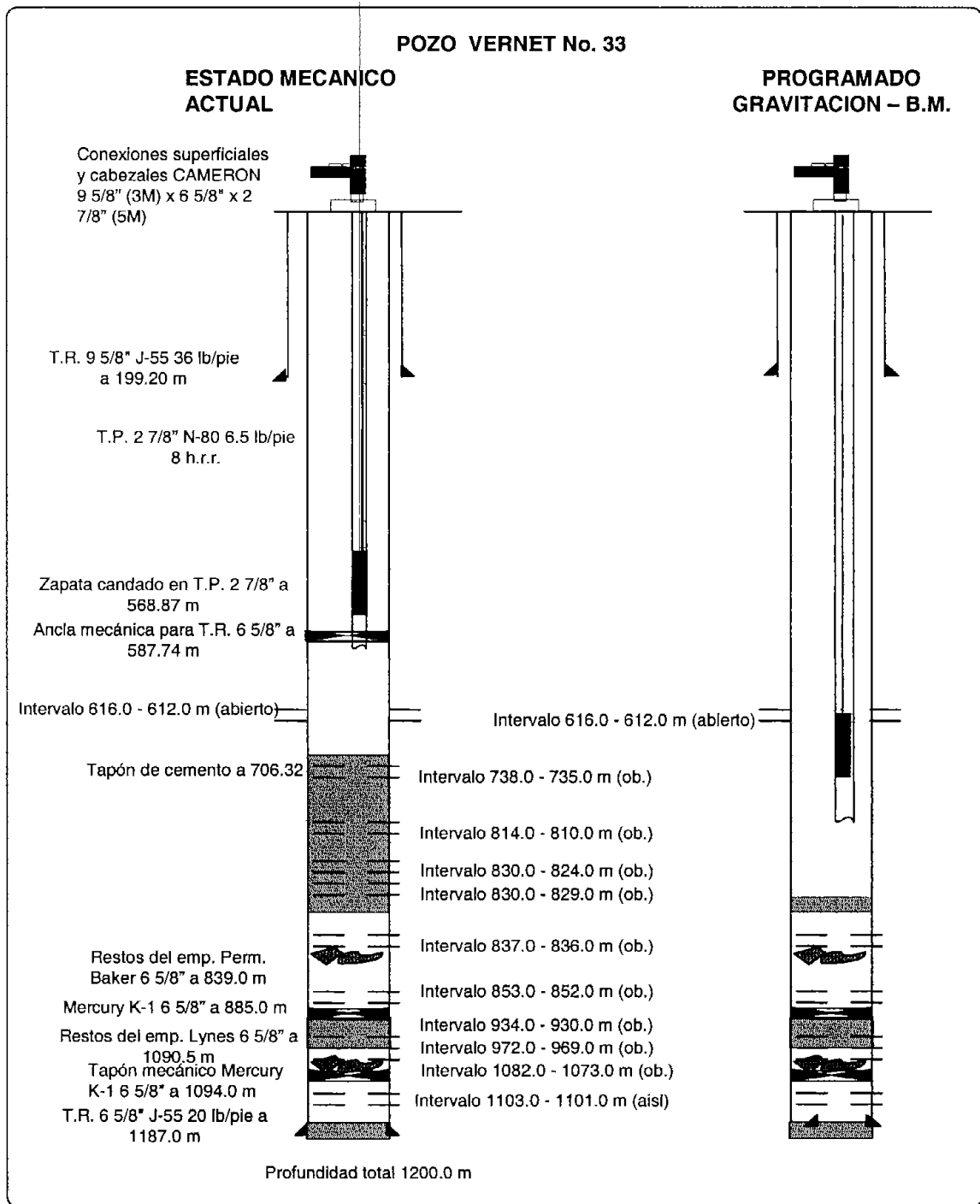
4.1 Factibilidad de Aplicación

La factibilidad de aplicación en el campo vernet se propone su aplicación en los pozos cuyo sistema de recuperación artificial se tiene contemplado **bombeo mecánico, como el pozo vernet 32,33, 293 etc.** Debiendose programar reconocer la P.I. original, con el objeto de tener el espacio suficiente para la depositación gravitacional, con aparejo de producción contemplado con la única diferencia del ancla mecánica que debe ser alojado en la parte inferior del intervalo disparado,. Ver esquema.



Propuesta de Explotacion gravitacion y sistema de recuperacion artificial

Estado mecanico programado



Características del yacimiento y estructura del campo vernet:

- Productor de Aceite
- Baja presión
- Estructura del yacimiento (Arenas someras)
- Estado mecánico de pozos
- Facilidad de para reconocer el espacio requerido para el sistema gravitacional
 - Aprovechamiento del sistema de recuperación actual (Bombeo mecánico)

Factibilidad de utilizar el mismo aparejo de producción actual, con la única diferencia de bajar el extremo (ancla mecánica) en la parte inferior del intervalo disparado.

5.- Análisis de rentabilidad

5.1. Modelación del gasto obtenido

En una simulación realizada para determinar el incremento el gasto de producción, se utilizo el sistema Montecarlo para variar las condiciones de permeabilidad, radio de drene, y condiciones de presión de fondo, se obtuvo un incremento del 30 al 50 % de producción, únicamente reduciendo la presión de fondo fluyente de 1 a 2.5 kg/cm2.

EFFECTO DE RECUPERACION CON UN APORTE GRAVITACIONAL CON UNA DISMINUCION DE PERSION DE FONFO FLUYENTE DE 1 A 2 KG/CM2

Q = Gasto BPD	Ko = Permeabilidad al aceite en Milidarcys	h = Espesor del Yacimiento en Pies	Pr = Presión de fondo estático en psi	Pwf = Presión de fondo fluyendo en psi	re = Radio de drene en pies	rw = Radio del pozo en pies	Q = Gasto BPD	Pr = Presión de fondo estático en psi	Pwf = Presión de fondo fluyendo en psi
3.16	41	13	503	403	984	0.33333	17.11	503	372.560
4.32	52	9	597	478	984	0.33333	18.61	597	441.688
2.45	42	11	537	429	984	0.33333	16.19	537	397.022
8.93	57	10	311	249	984	0.33333	11.60	311	230.471
8.21	45	9	429	343	984	0.33333	10.67	429	317.349
5.60	37	12	251	200	984	0.33333	7.28	251	185.421
5.59	47	11	213	171	984	0.33333	7.26	213	157.780
8.89	68	15	583	466	984	0.33333	37.56	583	431.191
5.84	68	9	524	419	984	0.33333	20.59	524	387.63
4.37	42	12	596	477	984	0.33333	18.68	596	441.261
8.32	53	8	407	325	984	0.33333	10.81	407	301.026
7.58	69	11	459	367	984	0.33333	22.85	459	339.607
8.95	42	10	435	348	984	0.33333	11.63	435	321.731
0.79	65	7	481	385	984	0.33333	14.03	481	356.264
9.03	58	8	409	327	984	0.33333	11.73	409	302.780
6.13	36	12	300	240	984	0.33333	7.97	300	222.346
1.88	51	13	371	296	984	0.33333	15.44	371	274.250
5.54	39	8	384	307	984	0.33333	7.20	384	284.395
6.31	64	13	403	322	984	0.33333	21.20	403	297.948
1.88							288.44		

% DE RECUPERACION CON UNA VARIACION A FAVOR DEL YACIMIENTO DE 1 - 2 KG/CM2

30

5.2.- Obtencion de indicadores economicos.

PREMISAS

RME VERNET 33

	aceite	gas	condensado
cuota =	150	0	0
declinación=	0.10%	mensual	
fecha de terminación=	30/11/01		
° API=	32		
condensado (A,D,S)=			
gas (A,D,S)=			

tipo de cambio (\$/dl)	10.5		aceite de exportación	58%
tasa de descuento (anual)	10%	0.83% mensual	aceite nacional	42%
horizonte (meses)	20		1 bpce=4117 pc	
impuestos:				
DEP	60.8%	[ingresos - egresos]		
ARE	39%	[volumen de exportacion *precio de venta - 9.25]		

costos			
oper. y mantto. (dl/bpce)	0.42	factor:	
transporte:		operación	70%
aceite (dl/bl)	0.386	mantto.	30%
gas (dl/bl)	0.554		
condensado (dl/bl)	0.386		

precios						
aceite (dl/bl)						
	TIPO	RANGO	°API	EXP.	NAC.	
	MAYA :	[10,23]	23	9.23	8.34	
	ISTMO :	[24,38]	38	18.00	16.00	
	OLMECA :	[39 ó mas]	39	13.27	13.16	
						del proyecto: EXP. 18.00 NAC. 16.00
condensados (dl/bl)						
	AMARGO :	[10,23]	23	7.43		
	DULCE :	[24,38]	38	8.75		
	SECO :	[39 ó mas]	39	8.75		
						del proyecto: 0.00
gas (m\$/mmpc)						
	TIPO					
	AMARGO :	18.540				
	DULCE :	20.240				
	SECO :	21.530				
						del proyecto: 0.00

PARA:

Costo de intervención de 2.6 MM\$ y una cuota de 100 bls/ día.

RME VERNET 33 ANÁLISIS FINANCIERO

millones de pesos

MESES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9-20
COSTO DE INTERVENCIÓN	2.600									
COSTO DE OPERACIÓN		0.025	0.026	0.026	0.024	0.026	0.025	0.026	0.025	0.305
INGRESOS		0.541	0.558	0.557	0.503	0.556	0.538	0.555	0.537	6.489
IMPUESTOS		0.108	0.356	0.355	0.313	0.354	0.340	0.354	0.339	4.107
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-2.600	0.515	0.532	0.531	0.479	0.530	0.513	0.529	0.512	6.184
FLUJO DE EFECTIVO DESCONTADO	-2.600	0.511	0.523	0.518	0.464	0.509	0.488	0.500	0.479	5.493
FLUJO DE EFECTIVO DESCONTADO ACUMULADO	-2.600	-2.089	-1.566	-1.048	-0.584	-0.075	0.413	0.913	1.392	6.884

INDICADORES ECONÓMICOS

VALOR PRESENTE NETO (MM\$):	6.88
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES):	6
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO :	3.24
TASA INTERNA DE RETORNO (%):	19.36
RELACIÓN VPN/VPI :	2.65

PARA:

Costo de intervención de 2.8 MM\$ y una cuota de 150 bls/ día.

RME VERNET 33 ANÁLISIS FINANCIERO

millones de pesos

MESES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9-20
COSTO DE INTERVENCIÓN	2.800									
COSTO DE OPERACIÓN		0.038	0.039	0.039	0.035	0.039	0.038	0.039	0.038	0.457
INGRESOS		0.811	0.837	0.836	0.754	0.834	0.807	0.833	0.805	9.733
IMPUESTOS		0.162	0.567	0.566	0.503	0.565	0.543	0.564	0.542	6.562
FLUJO DE EFECTIVO NETO	-2.800	0.773	0.798	0.797	0.719	0.795	0.769	0.794	0.767	9.276
FLUJO DE EFECTIVO DESCONTADO	-2.800	0.766	0.785	0.777	0.696	0.763	0.732	0.749	0.719	8.239
FLUJO DE EFECTIVO DESCONTADO ACUMULADO	-2.800	-2.034	-1.249	-0.471	0.224	0.988	1.720	2.469	3.187	11.427

INDICADORES ECONÓMICOS

VALOR PRESENTE NETO (MM\$):	11.43
PERIODO DE RECUPERACIÓN (MESES):	4
RELACIÓN BENEFICIO/COSTO :	4.26
TASA INTERNA DE RETORNO (%):	27.57
RELACIÓN VPN/VPI :	4.08

INDICADORES ECONOMICOS

	CASO A	CASO B
\$ intervención (MM\$)	2.6	2.8
Cuota produc. (Bls/día)	100	150

VALOR PRESENTE NETO (MM\$)	6.88	11.43
PERIODO DE RECUPERACION (MESES)	6.00	4
RELACION BENEFICIO/COSTO	3.24	4.26
TASA INTERNA DE RETORNO (%)	19.36	27.57
RELACION VPN/VPI	2.65	4.08

CASO A: El pozo es intervenido para conversión a Bombeo Mecánico, con una cuota de producción de 100 bls/día, y un costo de intervención de 2,600,000.00 pesos

CASO B: Trabajos adicionales para Explotación gravitacional, se considera un incremento del 50 % en la producción y un incremento de 200,000 pesos de costo.

Para el caso "B" se tienen mayor indicadores económicos que para el caso "A", el valor presente neto es mayor, la recuperación es menor, la relación beneficio costo es mayor, la tasa interna de retorno es más rápida, y la relación de valor presente neto y valor presente inicial es mayor.

6.- PROGRAMA DE APLICACIÓN

1.- Seleccionar el campo para realizar la prueba tecnológica

- El campo será uno en donde los pozos no produzcan por baja presión de fondo, y no por estar invadidos de agua o bien aquellos que tengan baja aportación.

2.- Seleccionar el pozo candidato.

- El pozo candidato será el que tenga fondo 50 m. En Adelante.
- El que tenga la IPR mayor

3.- Acondicionamiento del pozo

- Recuperar aparejo de producción
- Meter tubería de producción franca con ancla mecánica hasta 20 mts. Arriba del fondo
- Meter sistema artificial de bombeo mecánico

4.-Inducir pozo a producción

- Abrir Pozo A La Atmósfera Y Observar
- Cerrar Pozo En El Tiempo Calculado Para Llenar
- Medir Niveles Del Pozo
- Abrir Pozo Y Medir Su Producción
- Regular Tiempos De Operación Del Pozo En Función Del Tiempo De Llenado Y Vaciado Del Mismo

5.- Evaluación de la prueba

- La Prueba Será Satisfactoria Si Se Obtiene Producción En El Pozo Y El Comportamiento Fue El Previsto

BENEFICIOS

- Reincorpora A Producción Pozo Cerrados Por Baja Presión De Fondo
- Maximizar la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos por explotación primaria
- Aprovechar los pozos existentes mediante una profundización en lugar de perforar nuevos
- Aplicar este enfoque en la terminación de pozos en yacimientos de baja productividad

Conclusiones.

EL sistema de aporte gravitacional, es aplicable en yacimientos maduros de aceite con baja presión y baja RGA ,cuya presión del yacimiento no es capaz de transportar los fluidos producidos a la superficie.

El sistema de aporte gravitacional no incrementa la presión del yacimiento ni mucho menos ayuda a transportar los fluidos producidos a superficie, por lo que se utiliza un sistema de energía artificial para tal fin, como Bombeo Mecánico, electro centrífugo o neumático etc., el sistema de recuperación artificial utilizado será el requerido de acuerdo a las necesidades y características técnicas de cada pozo, así como la rentabilidad del mismo.

Para el campo Vernet , se recomienda la aplicación del sistema de aporte gravitacional por el comportamiento de producción (Flujo intermitente) en la mayoría de los pozos del área, dicho sistema permitirá un incremento de aporte del yacimiento hacia el pozo.

Se recomienda utilizar un aparejo de producción con bombeo mecánico, como sistema de recuperación artificial , por la estructura de los pozos y resultados de análisis de rentabilidad

Recomendaciones

Para coadyuvar a la selección del pozo candidato a aplicación del sistema de aporte gravitacional , así como el tipo de sistema de explotación, a continuación se menciona los mecanismos de selección:

1.-Selección de los yacimientos depresionados candidatos

Información general del campos petroleros :

- •Estado De Pozos: Bombeo neumático, Bombeo mecánico, Taponados, Inyectores, Cerrados.
- •Producción Diaria Y Acumulada
- •Características Del Yacimiento Y Aceite: Análisis Composicional, Viscosidad, % De Agua, % Saturación De Agua, Permeabilidad, Porosidad, % De Co2, Densidad, RGA, Reserva Del Yacimiento.
- •Filosofía De Operación De Los Pozos: Programa De Apertura Y Cierre De Pozos

Información De Los Pozos:

- •Prototipo Del Estado Mecánico De Los Pozos, Nivel Estático, Numero, Profundidad Y Espesor De Los Yacimientos Perforados.
- •Registros De Variación De Presión Y De Temperatura
- •Columna Geológica
- Información De Instalaciones De Manejo Superficial:
- •Infraestructura (Red De Bn, Eléctrica, Baterías, Compresoras, Posición Geográfica Del Pozo E Instalación)

2.- Análisis De La Información Recopilada:

- •Aportación Del Yacimiento
- •Nivel Del Aceite
- •Capacidad De Nitrógeno
- •Buena Geometría Del Pozo (Sin Problemas Mecánicos)
- •Rentabilidad De Producción
- •Consideraciones Sobre Las Propiedades Del Fluido (Yacimentero)

- •Tendrán Preferencia Los Pozos Mas Cercanos A Las Instalaciones De Producción

3.- Decisión Campo Seleccionado

Pozo Perforado:

- • Estudio De Mercado Sobre Los Accesorios Para El Aparejo De Producción: Tuberías, Árbol De Producción, Cabezales, Válvulas, Empacadores, Censores De Nivel, Sistemas De Compresión Y De Monitoreo Y Control.
- •Diseño Del Aparejo Y Selección De Los Accesorios
- •Programa De Reparación Del Pozo

Pozo Por Perforar:

- •Programa De Perforación: Barrenas, Fluido De Perforación, Hidráulica, Herramientas Y Sartas De Perforación, Tuberías De Revestimiento, Conexiones Superficiales De Control.
- •Adquisición De Software
- •Programa De Terminación: Fluido De Terminación, Herramientas Y Sartas De Trabajo, Registros Geofísicos, Disparos, Aparejo De Producción.

Diseño Detallado Del Modelo Físico:

- •Definición De Componentes
- •Elaboración De Diagramas Y Planos
- •Instrumentación

Análisis Económico

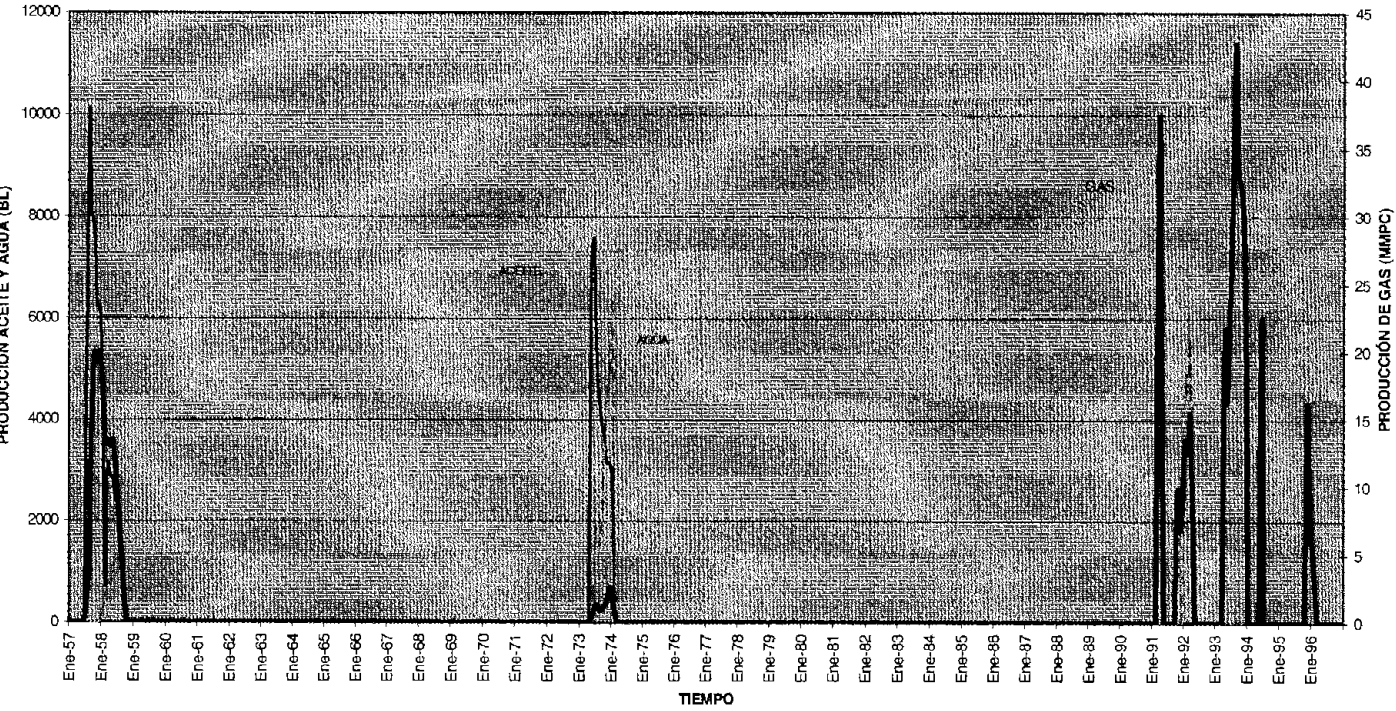
- •Presupuestación: Reparación O Perforación Del Pozo: Equipo De Superficie, Sistema De Control Y Censores De Fondo•Evaluación De La Producción
- •Rentabilidad Del Sistema

4.- Informe Final

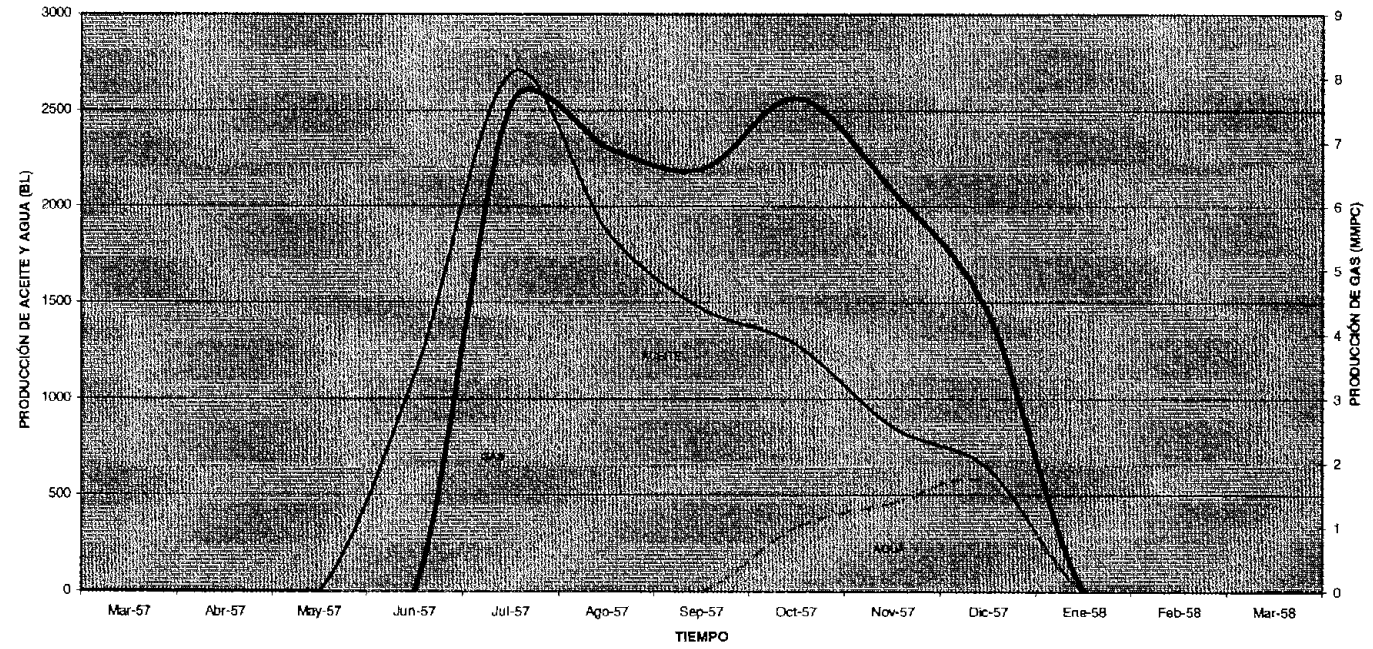
- •Conclusiones Del Proyecto
- •Propuesta Técnica De Implantación

ANEXOS

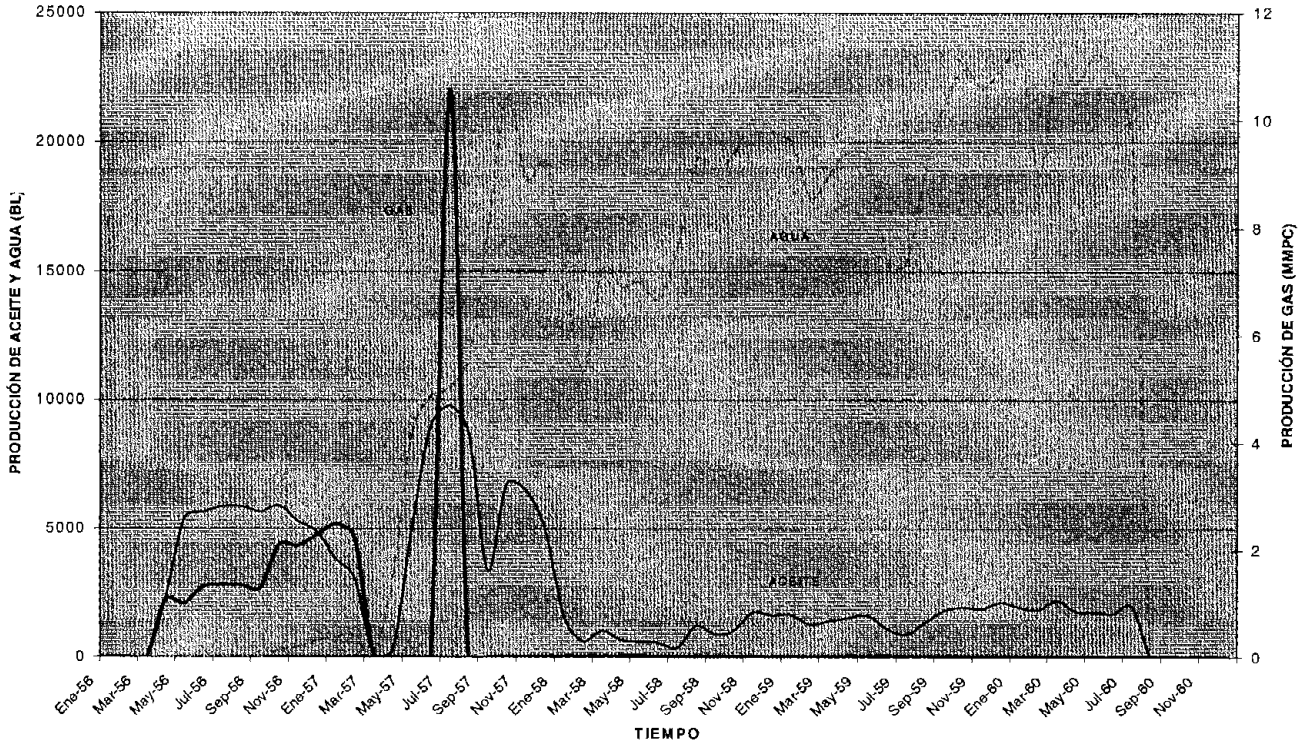
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET VERNET 10



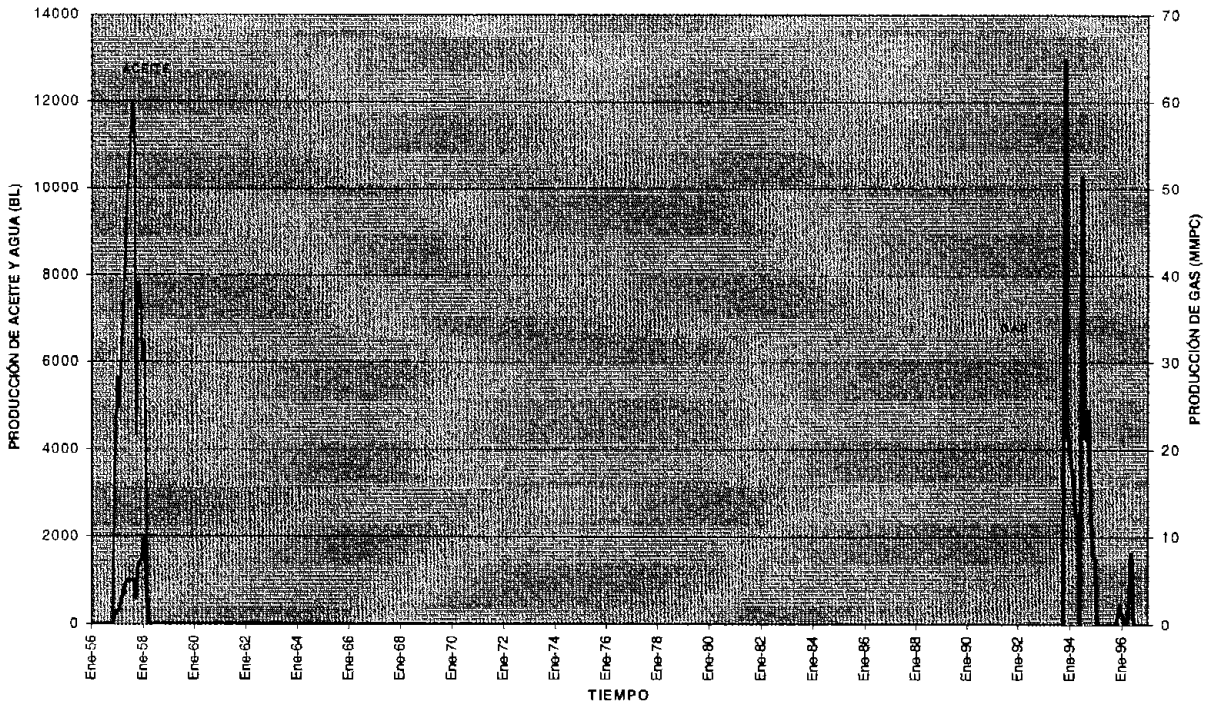
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET VERNET 11



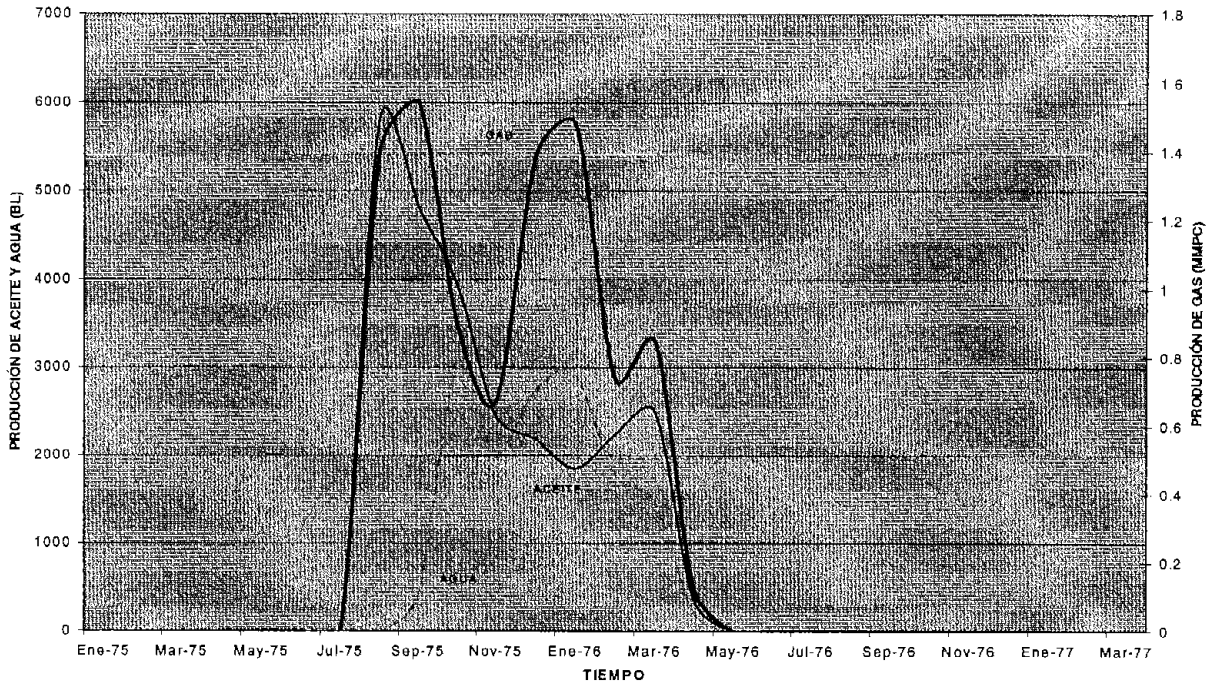
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 15



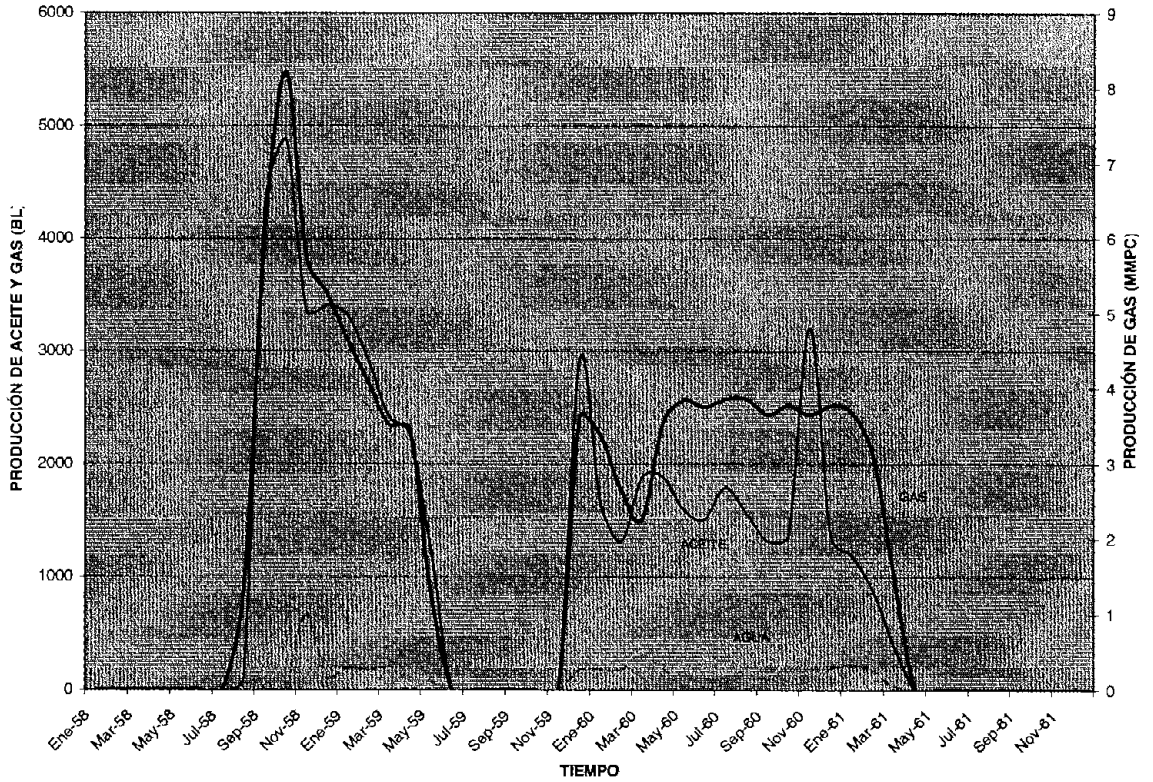
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 18



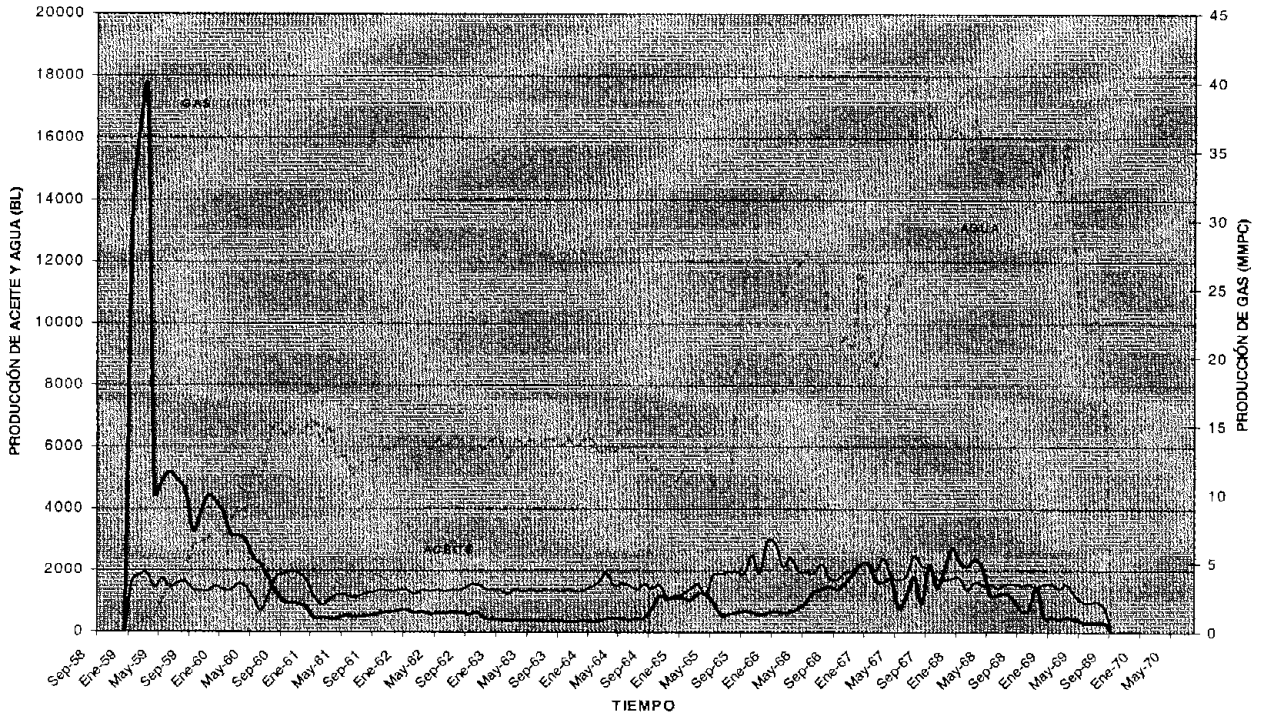
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 257



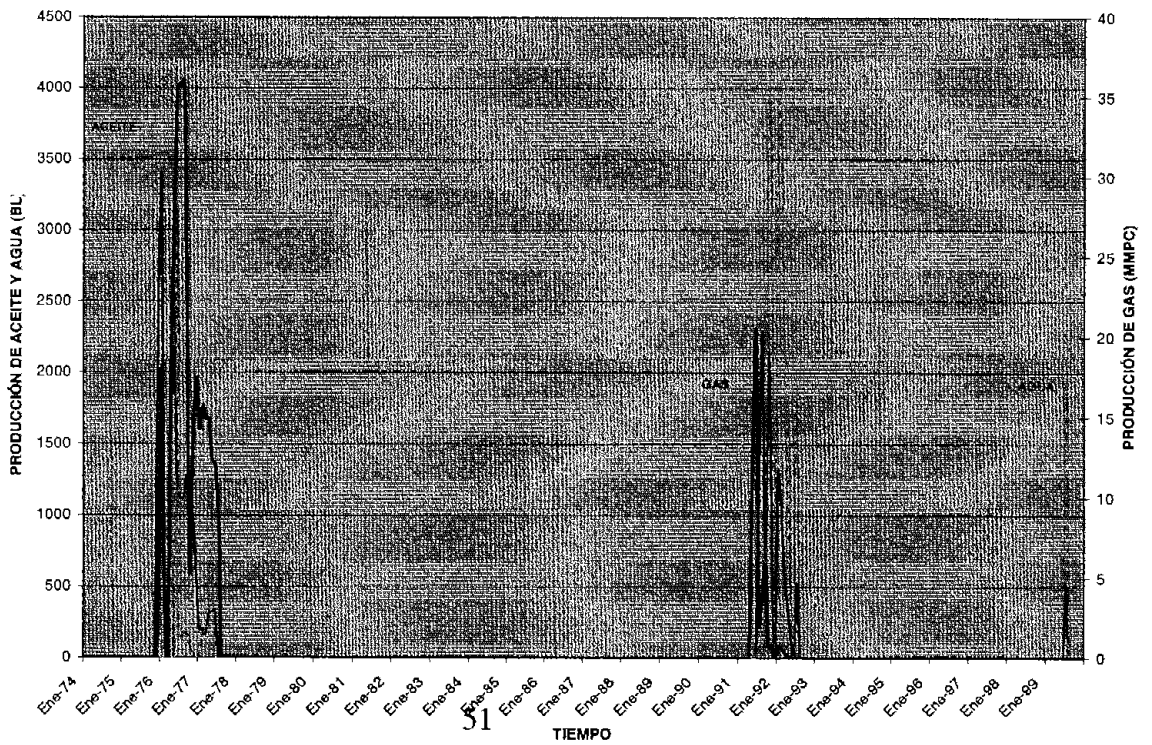
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 26



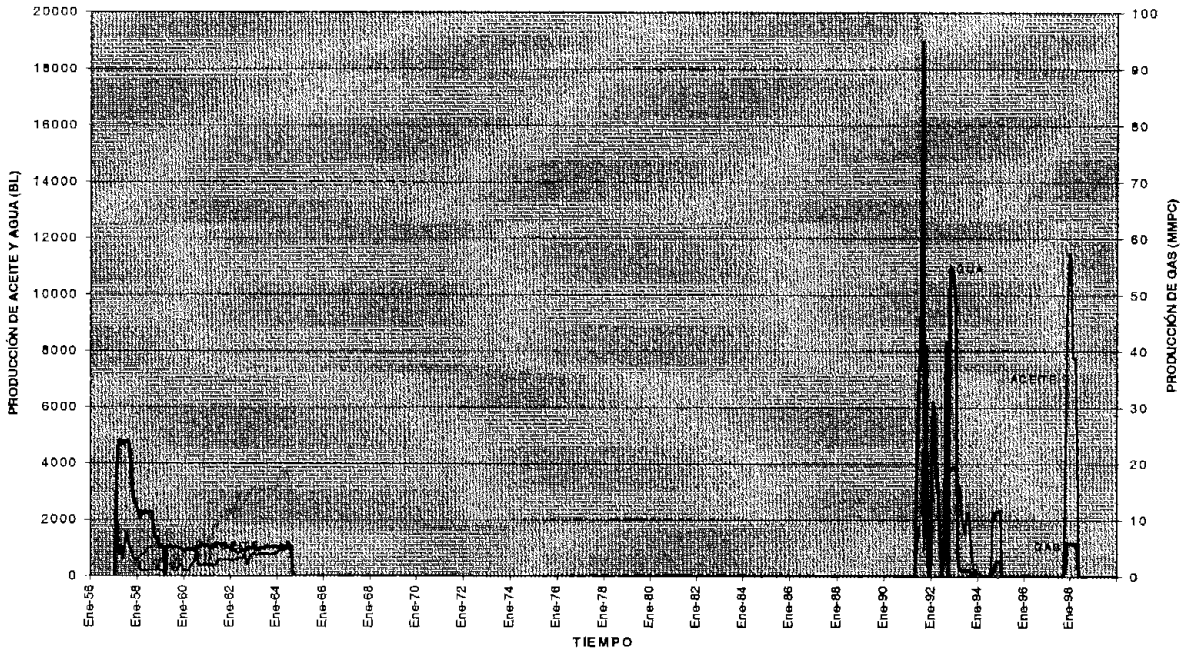
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 25



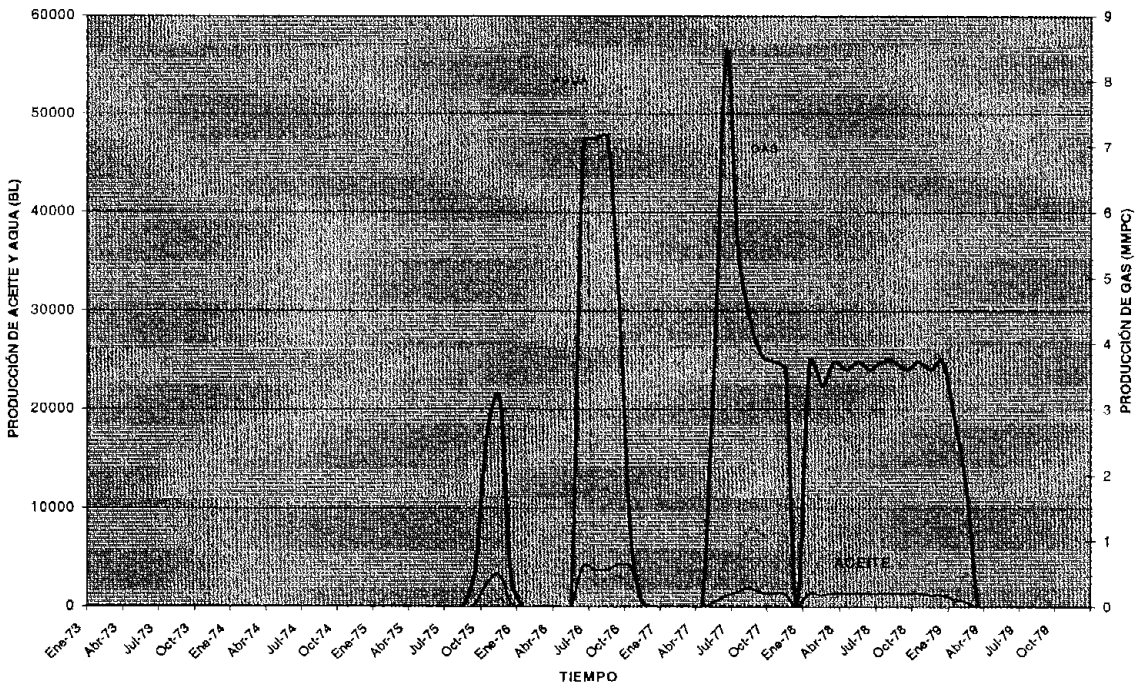
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 293



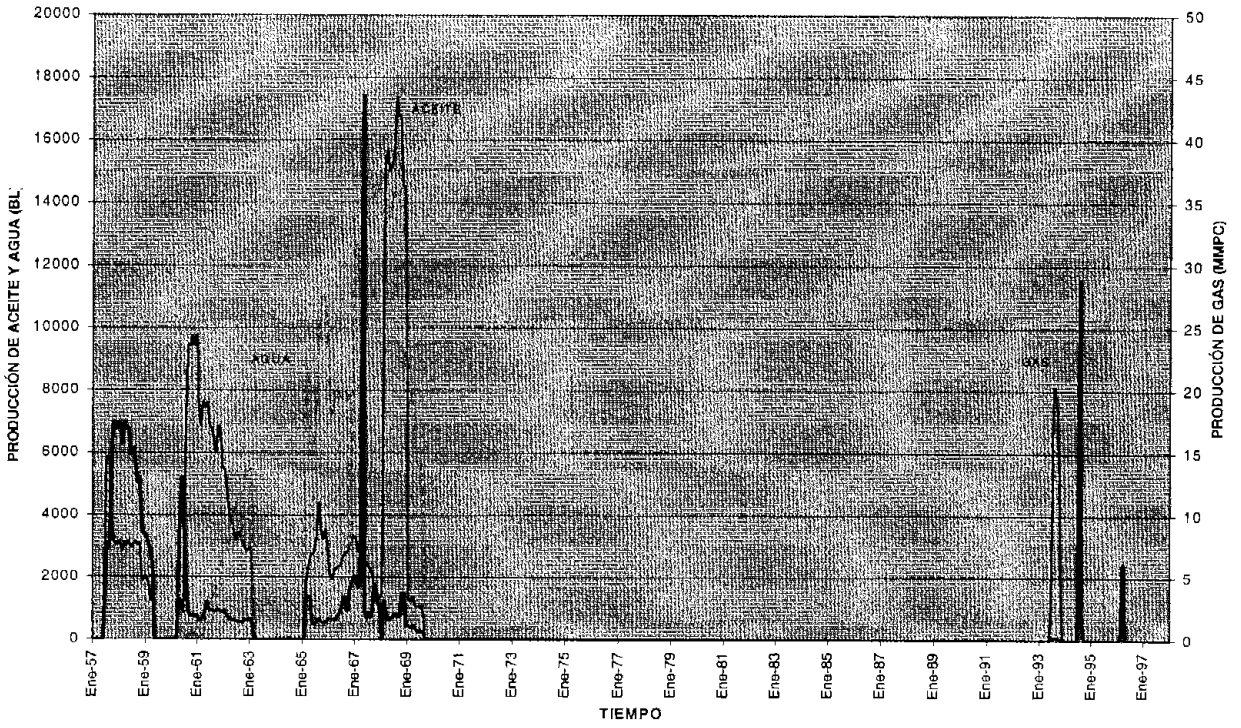
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 27



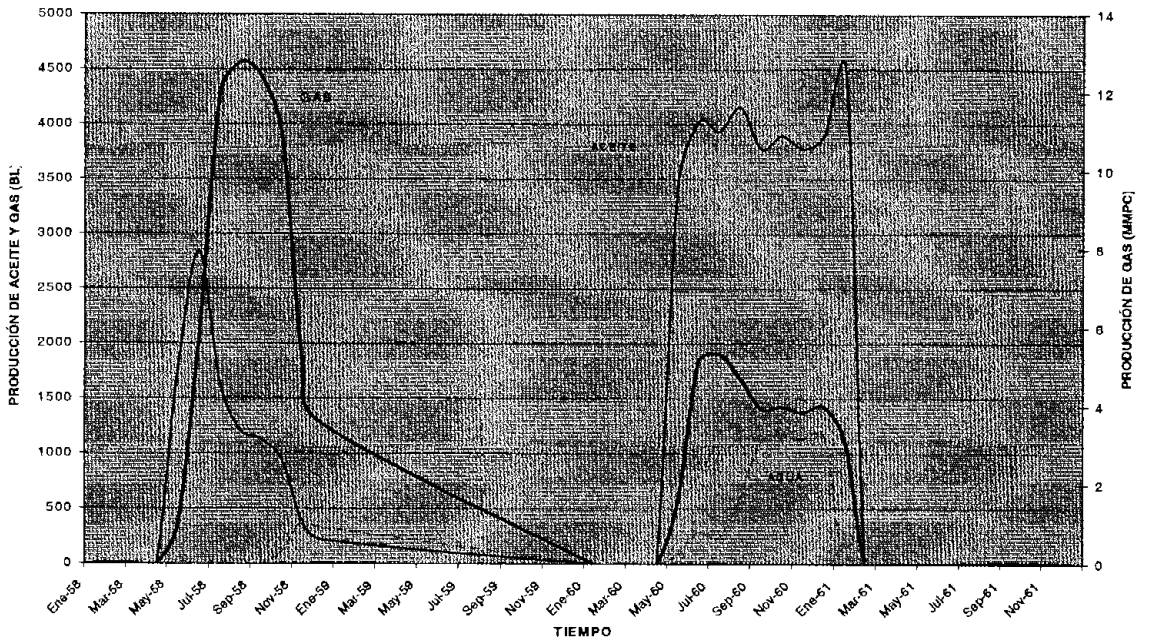
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 297



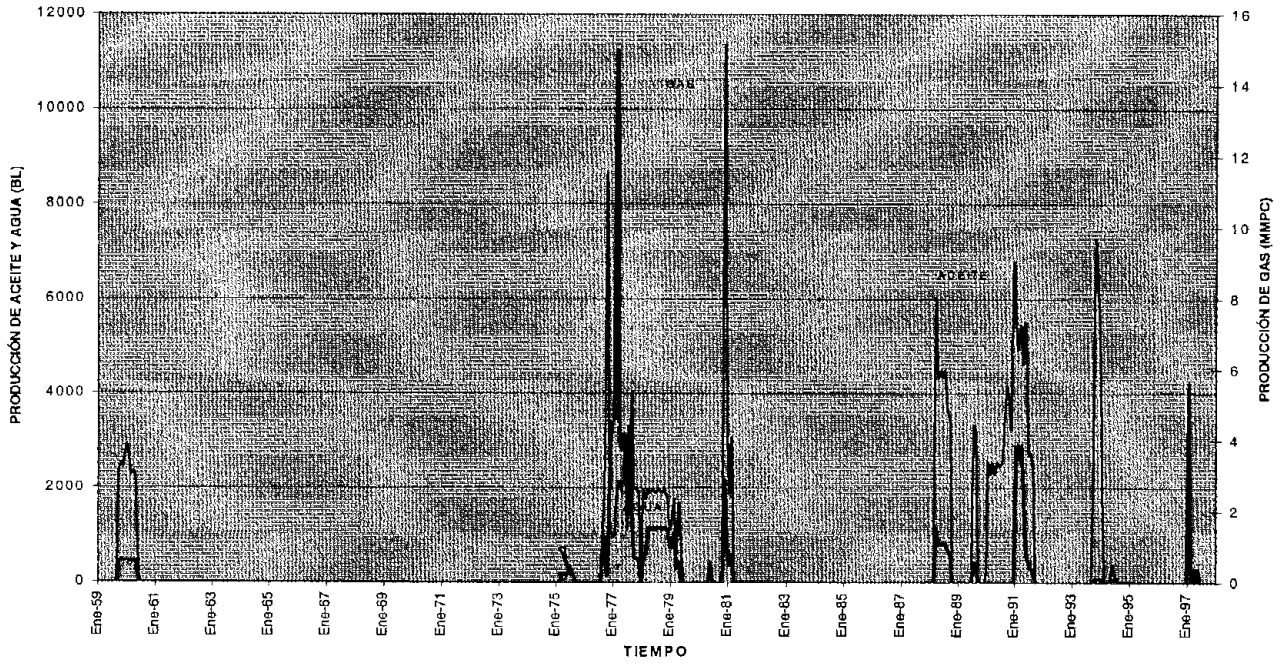
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 32



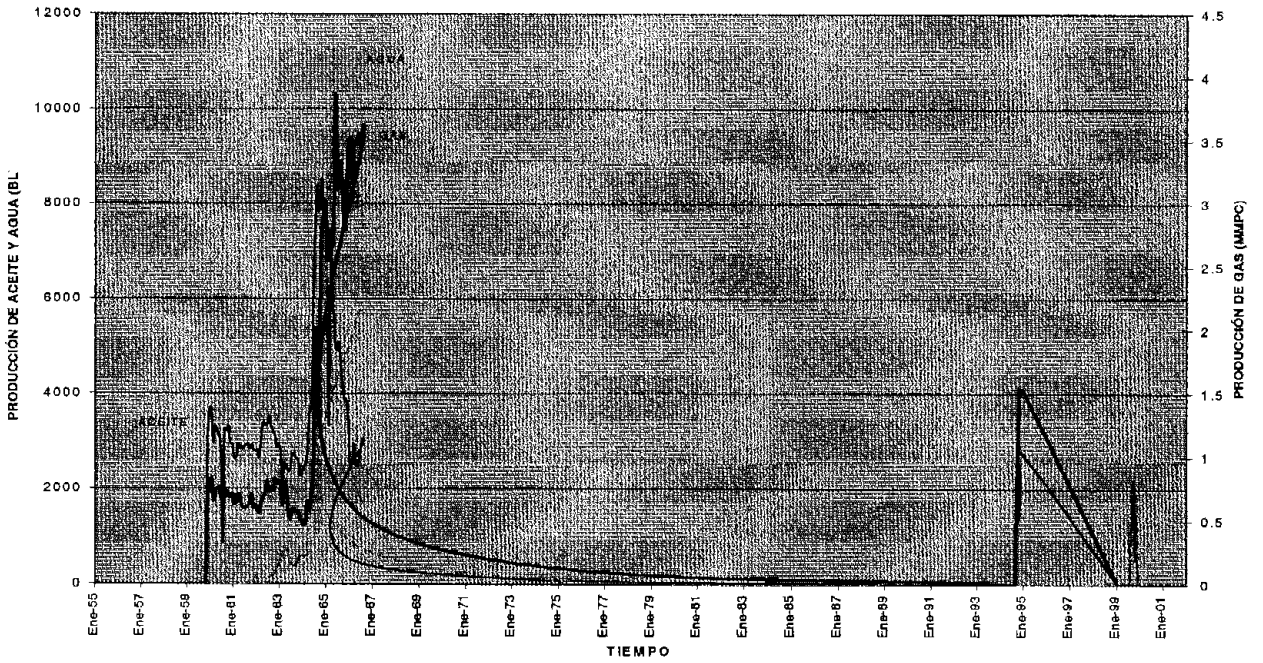
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 34



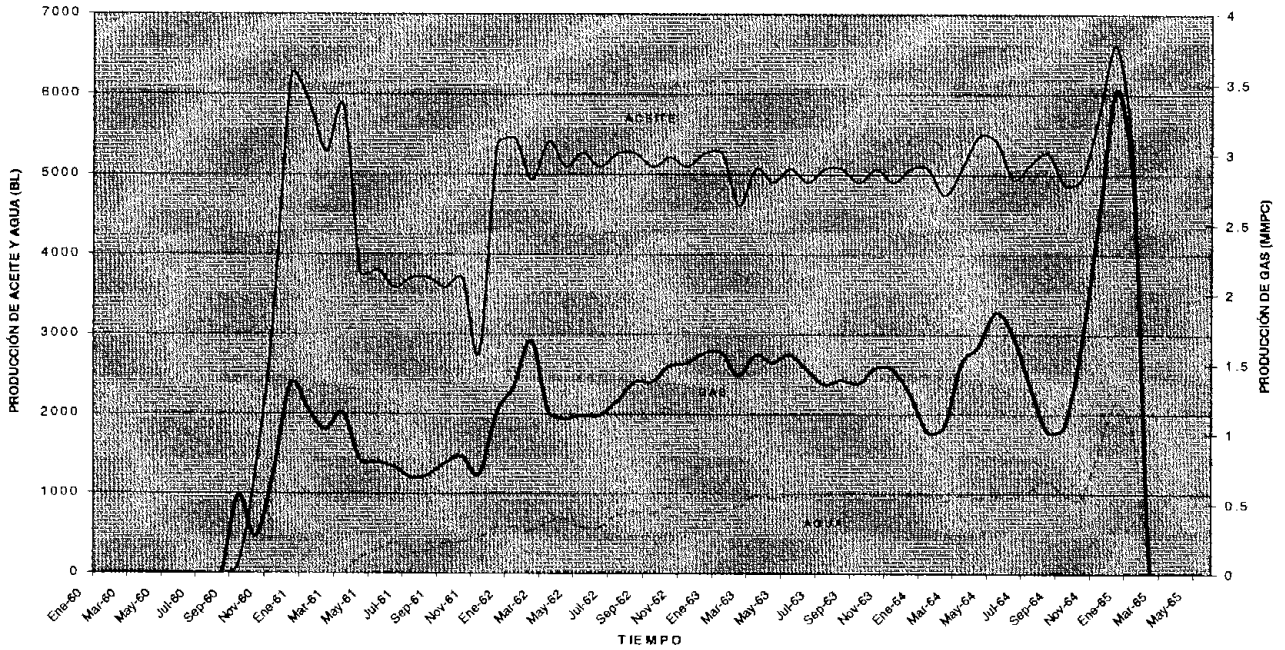
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 35-A



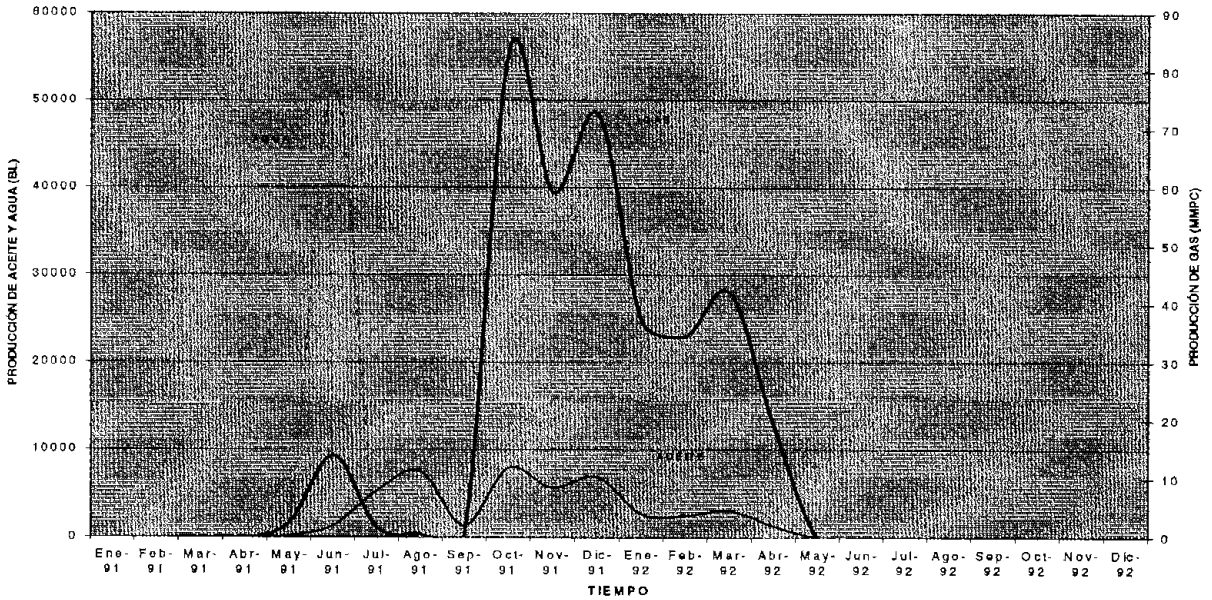
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 36



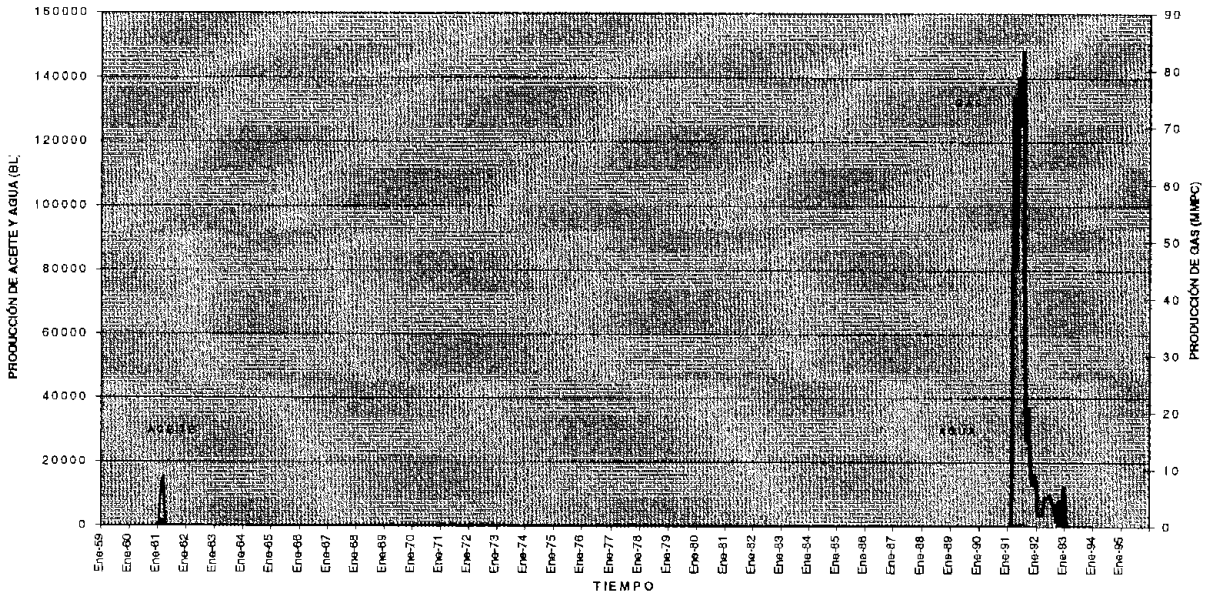
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 37



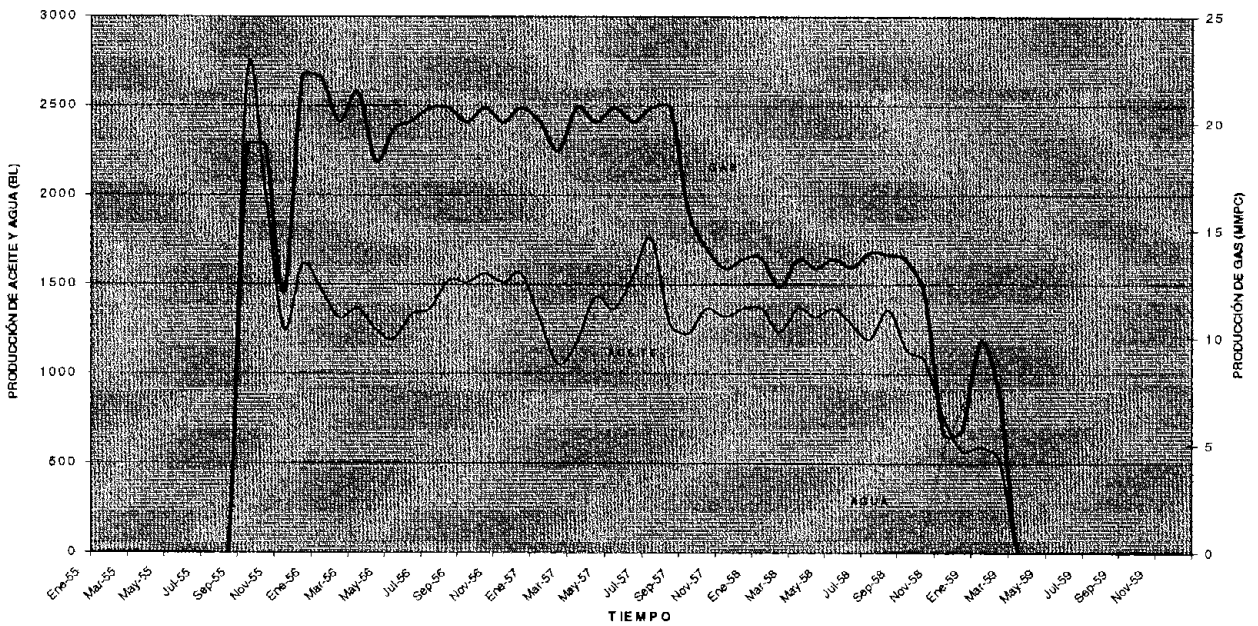
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 41-A



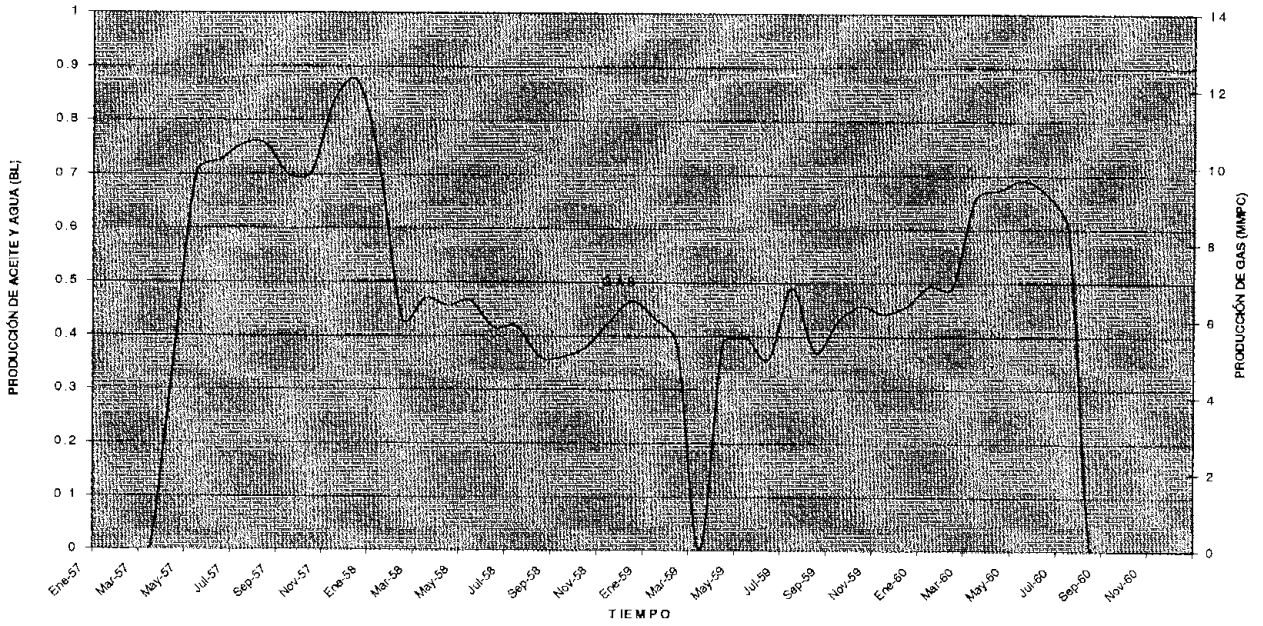
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 39



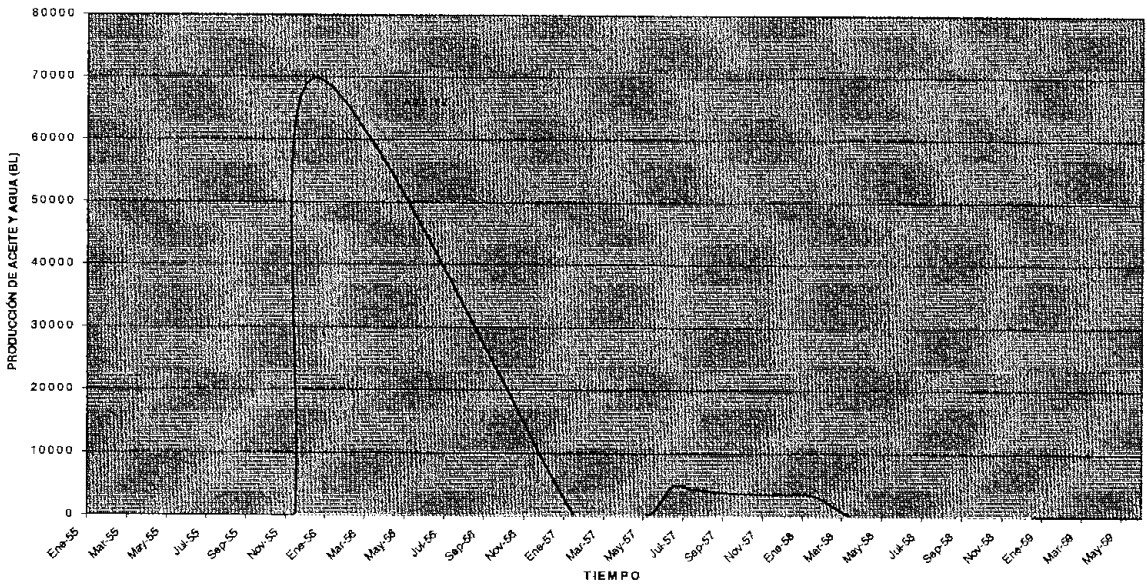
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 7



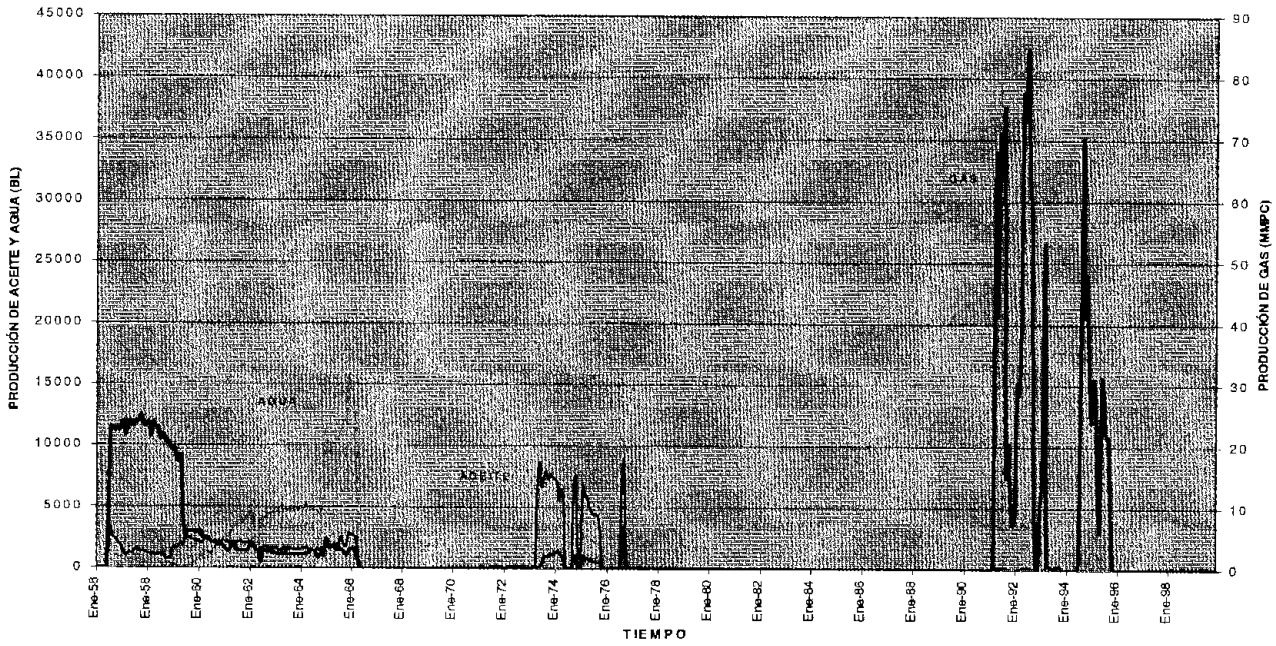
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 8



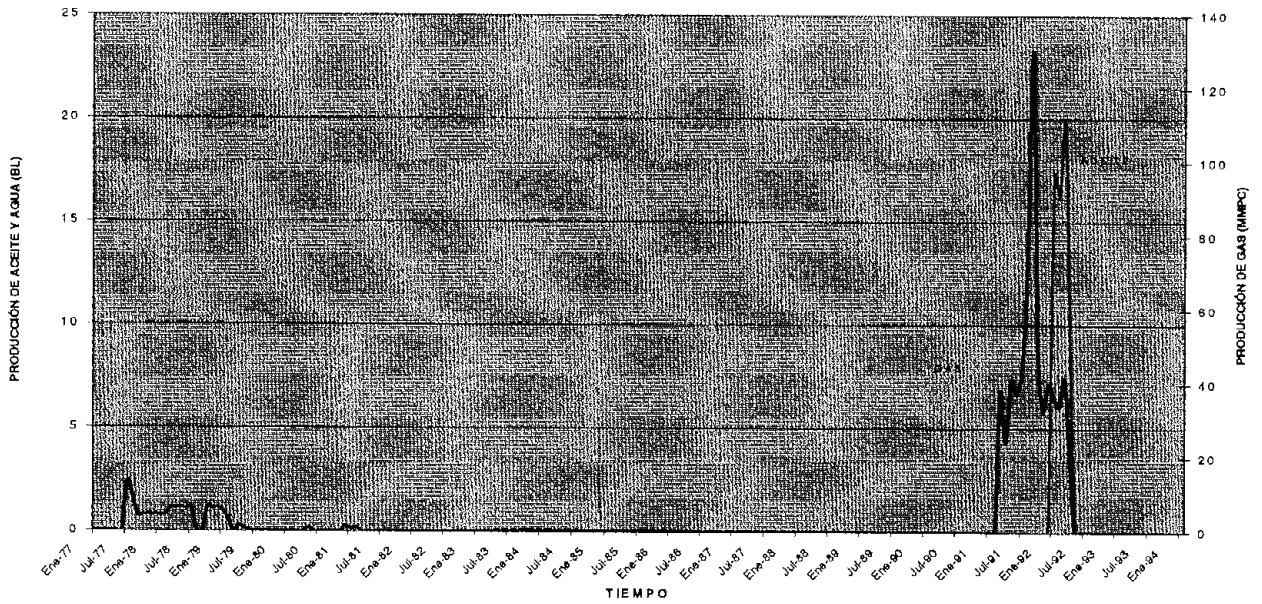
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 9



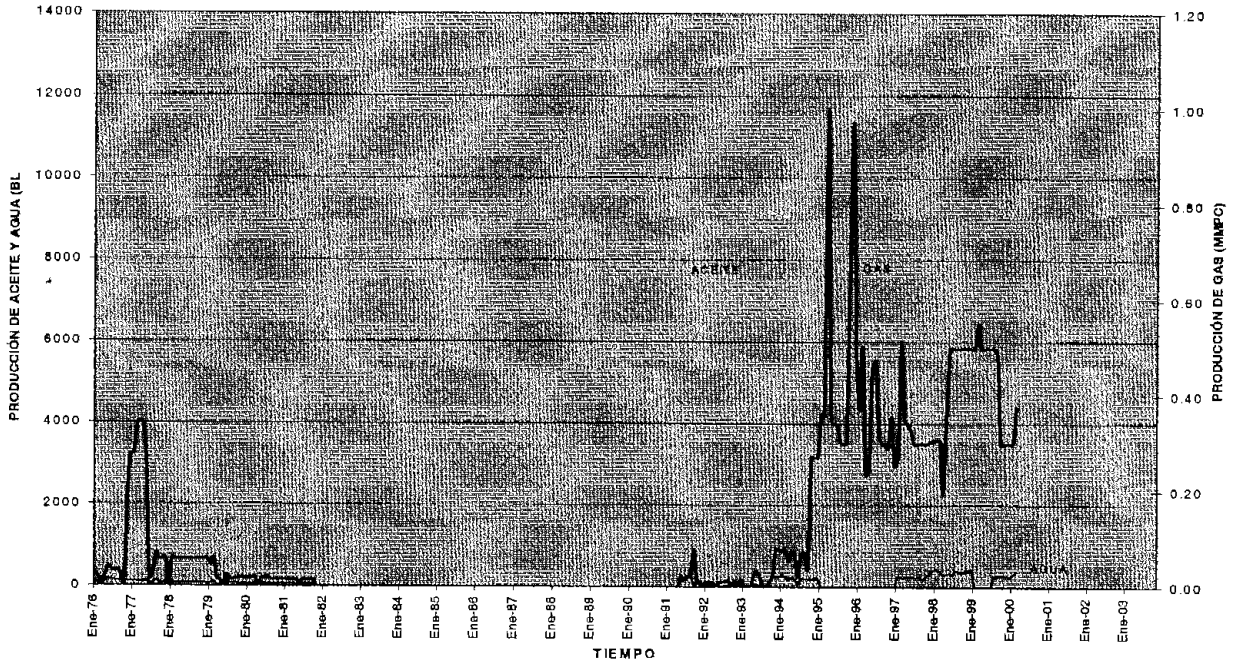
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 16



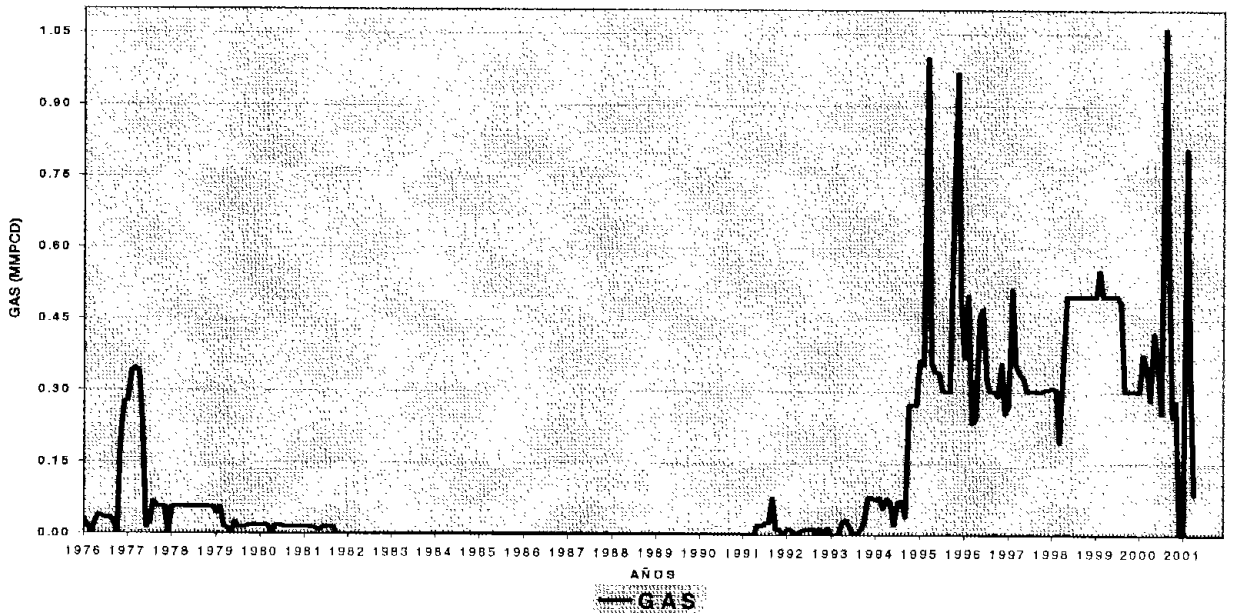
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET SUR-1



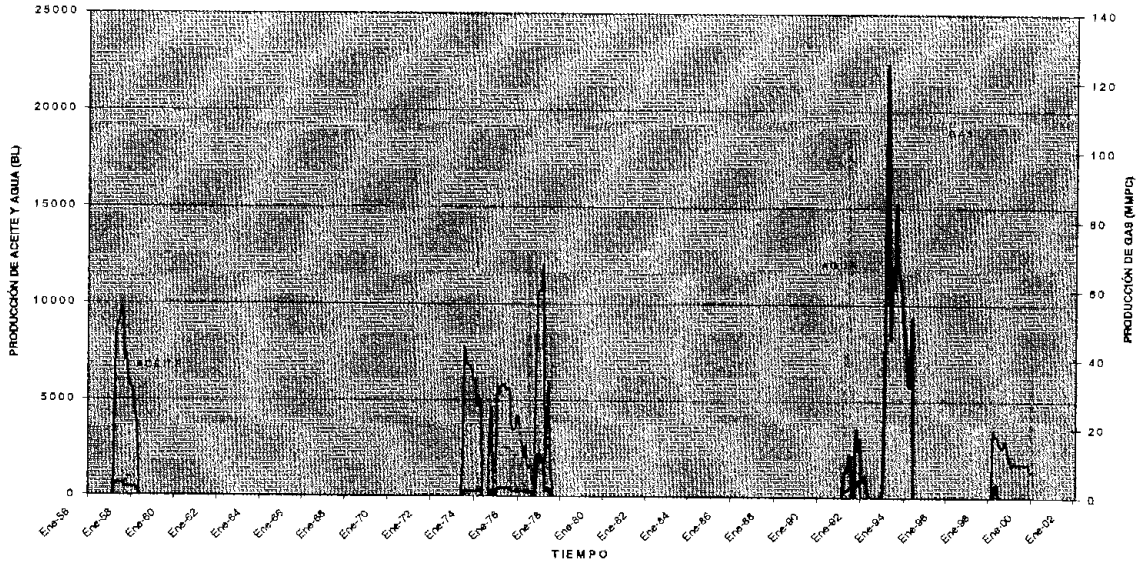
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 259



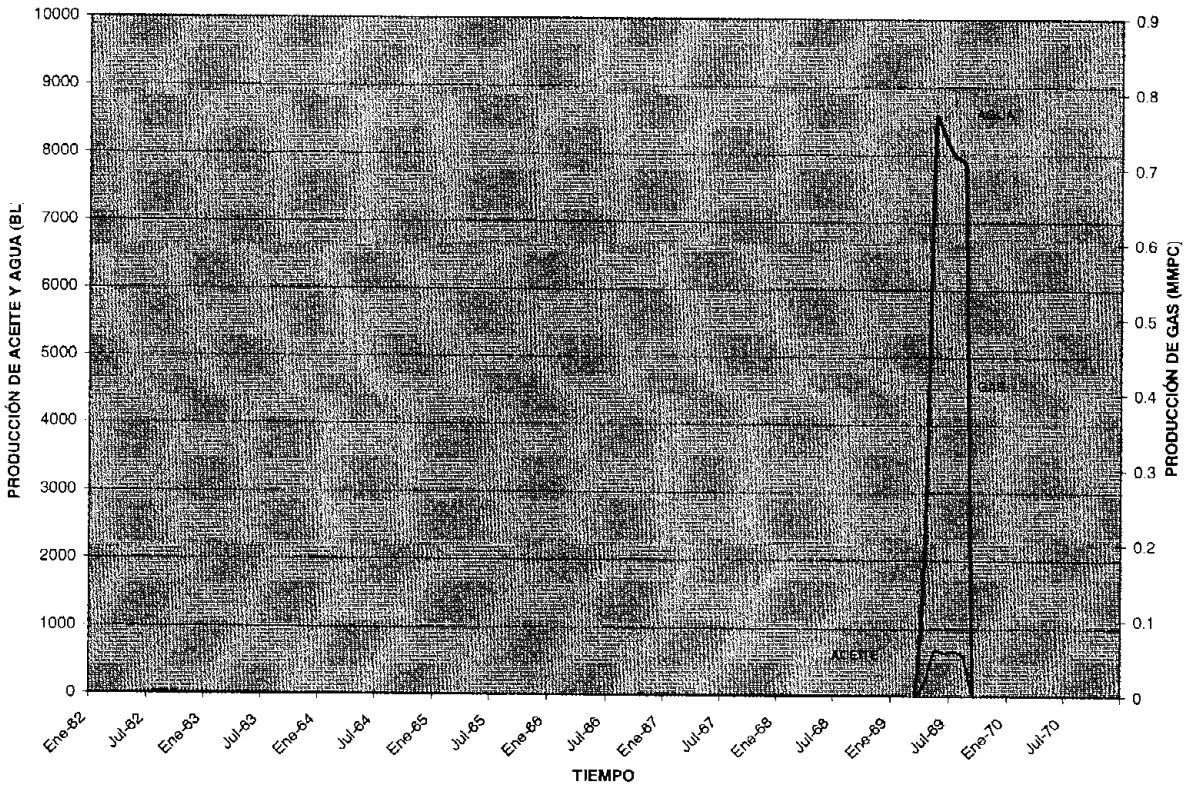
HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE GAS
POZO VERNET No. 259



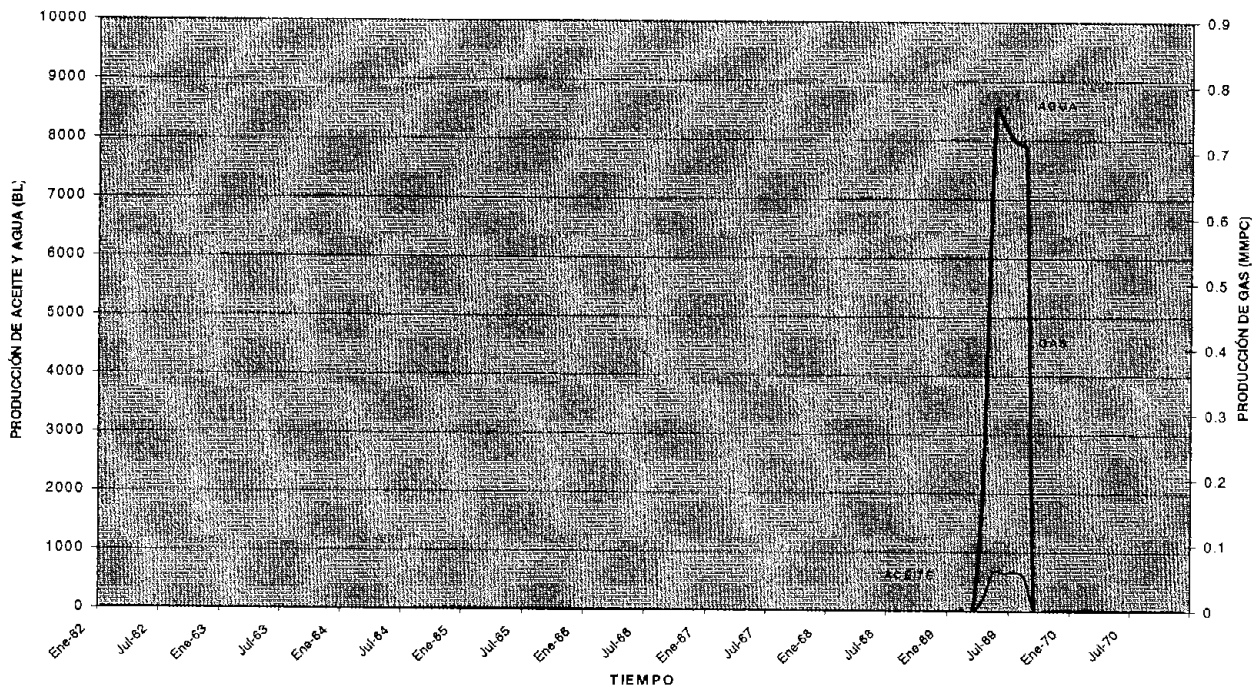
HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 33



HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 226



HISTORIA DE PRODUCCIÓN CAMPO VERNET
VERNET 226



Bibliografía:.

- Reseñas del Campo Vernet, Activo chilapilla-Colomo
- Proyecto I.M.P. modelación de un sistema gravitacional.
- Presentación explotación gravitacional XII colaper México 2000
- Trabajos desarrollados por UPMP