

16  
29

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERIA**



**COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE  
POZOS CON BOMBEO NEUMATICO CONTINUO**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
**I N G E N I E R O P E T R O L E R O**  
P R E S E N T A :  
**JOSE CARLOS PACHECO LEDESMA**

MEXICO, D. F.

1993

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



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 está 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.

## INDICE

	INTRODUCCION . . . . .	1
I.	ANTECEDENTES . . . . .	4
	↳ Fundamentos básicos del bombeo neumático . . . . .	5
	↳ Bombeo neumático continuo . . . . .	8
	↳ Bombeo neumático intermitente . . . . .	8
	↳ Clasificación de las instalaciones con bombeo neumático . . . . .	10
	↳ Instalación abierta . . . . .	11
	↳ Instalación semicerrada . . . . .	14
	↳ Instalación cerrada . . . . .	16
	↳ Instalación con cámara . . . . .	16
	↳ Instalación con cámara de dos empacadores	
	↳ Instalación con cámara de inserción	
	↳ Instalación con cámara de flujo inverso	
	↳ Instalación macarrón . . . . .	24
	↳ Instalación tipo "pack-off" o de válvula recuperable	24
	↳ Producción por espacio anular . . . . .	29
	↳ Instalación en dos etapas . . . . .	29
	↳ Información del campo en estudio . . . . .	33

<b>II. CORRELACION DE CALCULO</b>	39
↳ Correlaciones de flujo multifásico vertical	40
↳ Clasificación de las correlaciones	44
↳ Selección del método de cálculo	46
<b>III. METODOLOGIA DE ANALISIS</b>	56
↳ Metodología para el ajuste de aforos	58
↳ Metodología para la simulación	61
↳ Consideraciones	63
<b>IV. PARAMETROS QUE INFLUYEN SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN</b>	65
↳ Sensibilidad de la producción a la variación de la Pwh	67
↳ Sensibilidad de la producción a la variación del %W	77
↳ Sensibilidad de la producción a la variación de la RGA	81
↳ Sensibilidad de la producción a la variación de la geometría del aparejo de producción	86
↳ Sensibilidad de la producción a la variación de la Pws	90
↳ Sensibilidad de la producción a la variación del IPR	93
↳ Sensibilidad de la producción a la variación del gasto de gas de inyección	99
↳ Sensibilidad de la producción a la variación de la presión de inyección	103
<b>CONCLUSIONES</b>	106
<b>NOMENCLATURA</b>	110
<b>REFERENCIAS</b>	116

<b>APENDICE A</b>	•	•	•	•	•	•	•	•	•	<b>121</b>
<b>APENDICE B</b>	•	•	•	•	•	•	•	•	•	<b>136</b>
<b>INDICE DE FIGURAS</b>	•	•	•	•	•	•	•	•	•	<b>147</b>
<b>INDICE DE TABLAS</b>	•	•	•	•	•	•	•	•	•	<b>149</b>

# INTRODUCCION

Durante las últimas décadas del siglo veinte, se ha buscado y no se ha encontrado una fuente de energía económica y abundante substituta de los hidrocarburos. Esto permite identificar pródigamente la importancia de los yacimientos petrolíferos en la vida moderna de los seres humanos.

Una de las acciones que se llevan a cabo para la reducción del volumen de aceite remanente en los yacimientos, es la instalación de los sistemas artificiales de producción en los pozos petroleros, como lo es el bombeo neumático, consistente en la inyección de gas en la tubería de producción para aligerar la columna de líquido.

En el presente trabajo se analizan los comportamientos actual y futuro de la producción de los pozos que tienen una instalación de bombeo neumático continuo, con la finalidad de conocer mejores condiciones de explotación para dichos pozos. El análisis se elaboró con la información de los aforos realizados a diversos pozos del Complejo Cantarell, para los cuales se hizo un ajuste de los datos medidos con los calculados mediante correlaciones de flujo multifásico vertical, dicho ajuste se toma como condición actual de operación, para efectuar la simulación del comportamiento

de la producción de los pozos, con la variación de los parámetros que puedan alterarlo.

Además se ha elaborado un capítulo de conocimientos previos al análisis, que incluye una explicación breve de los sistemas de bombeo neumático continuo y bombeo neumático intermitente, con los diversos componentes que se utilizan para su instalación, así como información histórica y geológica de los campos en estudio

Se presenta un capítulo en el cual se establece la metodología utilizada para la simulación del comportamiento de la producción y su sensibilidad con la variación de los parámetros: presión en la cabeza del pozo, relación gas-aceite y porcentaje de agua.

El análisis del comportamiento de la producción con la variación de los diámetros de tuberías de producción, presión estática, índice de productividad, gasto de gas de inyección y presión del gas de inyección, se elaboró de manera teórica. Empero, se tienen ejemplos reales que corroboran el análisis teórico para algunos casos.



# **CAPITULO I**

## **ANTECEDENTES**

El presente capítulo expone el funcionamiento del sistema de bombeo neumático, su clasificación, así como las diferentes instalaciones que se pueden utilizar.

Por otra parte, se hace alusión al Complejo Cantarell, que es considerado como uno de los yacimientos supergigantes del mundo y que está integrado por tres campos: Akal, Nohoch y Chac<sup>(1)</sup>\*; debido a que será el objeto de estudio en cuanto al análisis de los parámetros que afectan el comportamiento de la producción, cuando se instala el sistema de bombeo neumático.

#### **FUNDAMENTOS BASICOS DEL BOMBEO NEUMATICO (BN).**

El bombeo neumático es un sistema artificial de producción de pozos petroleros, que tiene como objetivo incrementar los volúmenes de hidrocarburos aportados por el yacimiento. Este método se basa en el levantamiento de los fluidos que están en la TP, mediante la inyección de gas a presiones relativamente altas, como medio

---

\* Referencias al final

para impulsar la columna hidrostática del pozo<sup>(2)</sup>.

El gas que se inyecta, puede mover los fluidos hasta la superficie debido a una de las siguientes causas o su combinación:

- a. Reducción de la presión que ejerce la carga del fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido
- b. Expansión del gas inyectado y
- c. Desplazamiento del fluido.

La Figura 1.1 muestra los componentes básicos de una instalación de bombeo neumático. Se ilustran solamente los equipos esenciales para un pozos individuales productor con bombeo neumático y su operación.

El método de bombeo neumático para pozos se puede clasificar como bombeo neumático continuo o bombeo neumático intermitente, dependiendo del tipo de flujo al cual será sometido el pozo. La selección del tipo de flujo depende de las características del pozo, así como de su comportamiento futuro, considerando el índice de productividad y el decremento de la presión de fondo; además, depende de la posibilidad de producción de arena, conificación de agua y/o gas, del tipo de terminación, etc. Considerando estos factores, generalmente la selección se torna en la instalación de un sistema de bombeo neumático continuo o intermitente.

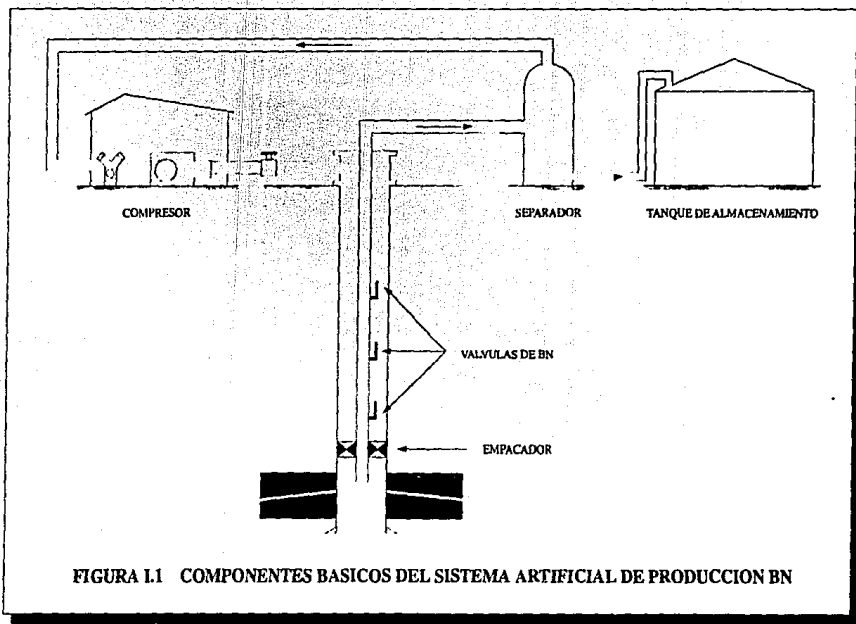


FIGURA I.1 COMPONENTES BASICOS DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION BN

**BOMBEO NEUMATICO CONTINUO (BNC).**

En el caso del bombeo neumático continuo, el gas se inyecta permanentemente en la sarta de producción, generalmente por medio de una válvula operante, resultando un flujo continuo en la sarta de producción hasta la boca del pozo<sup>(3)</sup>.

Comúnmente las válvulas que se utilizan en este tipo de instalación, se diseñan de manera que operen como un orificio de apertura variable, dependiendo de la presión en la tubería de producción. Este sistema tiene las características del método de flujo natural y se emplea en los campos de alto índice de productividad, donde la presión de fondo de los pozos es alta. Un estrangulador positivo o ajustable puede utilizarse para el control de la inyección del gas en el espacio anular.

La Tabla I.1, establece los gastos máximos y rangos mínimos de producción correspondientes a diferentes tamaños de tubería, para la obtención de una buena operación, mediante el sistema de bombeo neumático continuo.

**BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE (BNI).**

En el caso del bombeo neumático intermitente, se acumula cierto volumen de petróleo sobre la válvula operante de bombeo neumático entre los ciclos de inyección. La válvula operante, que generalmente es de asiento amplio, inyecta el

gas rápidamente en la sarta de tubería debajo del bache de líquido; el gas se expande e impulsa el volumen de líquido del fondo del pozo a la superficie.

Díámetro de T.P. ( pg. )	Gasto de producción máximo ( BPD )	Rango de producción mínimo ( BPD )
1	350	25 - 50
1 1/4	600	50 - 75
1 1/2	1,000	75 - 125
2	2,500	200 - 250
2 1/2	3,000	350 - 500
3	4,000	500 - 750
4	10,000	1000 - 1500
5 1/2	30,000	3000 - 5000
7	50,000	5000 - 7000

**TABLA I.1 GASTOS MAXIMOS Y RANGOS MINIMOS DE PRODUCCION PARA BNC**

Este sistema se emplea en los pozos de bajo índice de productividad y baja presión de fondo fluyendo, en pozos de bajo índice de productividad, con alta presión de fondo fluyendo y en pozos de alto índice de productividad con baja presión de fondo fluyendo. En este sistema se usa un mecanismo de relojería, el cual está instalado en la línea de inyección para controlar el tiempo de los ciclos de inyección de gas.

La Tabla I.2, que muestra los tamaños de tubería y los gastos máximos

correspondientes de producción, la cual establece los límites superiores del uso del método de bombeo neumático intermitente.

Díámetro de T.P. ( pg. )	Gasto de producción máximo ( BPD )
3/4	25
1	50
1 1/2	100
1 3/4	150
2	200
2 1/2	250
3	300

En el caso de mayores gastos de producción, deberá considerarse el BNC.

**TABLA I.2 GASTOS MAXIMOS DE PRODUCCION PARA BNI**

#### CLASIFICACION DE LAS INSTALACIONES CON BOMBEO NEUMATICO.

En general, los tipos de instalación que se presentan son:

- ◆ Instalación abierta
- ◆ Instalación semicerrada
- ◆ Instalación cerrada
- ◆ Instalación con cámara

- ◆ Instalación con tuberías macarrón
- ◆ Instalación doble
- ◆ Instalación de tipo "pack-off"
- ◆ Producción por espacio anular
- ◆ Instalación en dos etapas

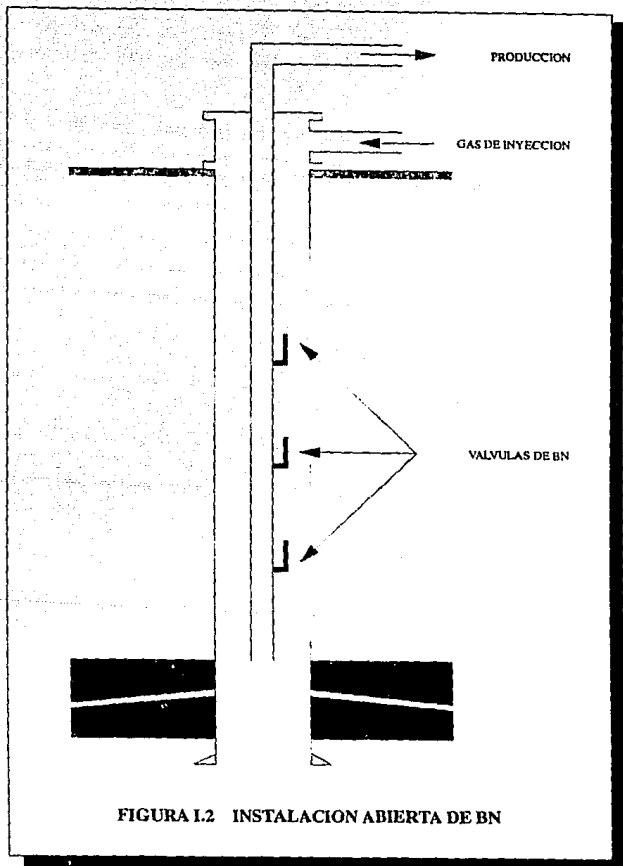
El tipo de instalación como el tipo de válvulas operantes a diseñar, depende en gran parte de si el pozo operará con flujo continuo o intermitente.

#### INSTALACION ABIERTA.

En la instalación abierta, el aparejo de producción se encuentra suspendido dentro del pozo sin empacador. El gas se inyecta al espacio anular formado entre la TP (tubería de producción) y la TR (tubería de revestimiento), pasa a la TP a través de la válvula operante y los fluidos son desplazados hacia la superficie (Figura I.2).

La instalación abierta permite la comunicación entre la TR y la TP, lo que significa que este tipo de instalación se restringe a pozos con condiciones especiales, que presenten un nivel dinámico alto de los fluidos, formando así un buen sello o tapón. La instalación abierta se emplea exclusivamente en los pozos de flujo continuo, aunque sea posible colocar una instalación de este tipo para un flujo intermitente, sólo deberá hacerse donde definitivamente no se pueda colocar un empacador. En estos casos el bombeo neumático continuo, es más eficiente que el





bombeo neumático intermitente. Se recomienda no utilizar una instalación abierta donde exista la posibilidad de liberación del gas alrededor del fondo de la tubería de producción.

En el caso de presentarse la liberación del gas alrededor del fondo de la TP, este tipo de instalación ofrece la desventaja de necesitar una alta presión del gas para arrancar el pozo a mayores profundidades. Aunque este método puede utilizarse para flujo continuo, es extremadamente difícil encontrar el punto de inyección adecuado. Por ello en la mayoría de las instalaciones el gas se inyecta arriba del fondo de la TP a través de las válvulas de bombeo neumático.

Otro problema con la instalación abierta, es que la variación de la presión de la línea superficial, ocasiona que el nivel del fluido en el pozo aumente, o disminuya en el espacio anular exponiendo por consiguiente a todas las válvulas situadas debajo del punto de inyección, a una erosión severa por el fluido. Una desventaja más que presenta este tipo de instalación, es que el pozo debe ser descargado y reacondicionado cada vez que se cierre; debido a que no hay empacador, el fluido incrementará su nivel durante el tiempo de cierre, este fluido deberá ser producido nuevamente por el espacio anular, también una porción de este fluido pasará a la TP a través de las válvulas, sometiéndolas a una erosión adicional.

Existe la posibilidad de que mientras el pozo produce, cierta cantidad de fluido se mueva del interior de la tubería de producción, al espacio anular a través de las válvulas inferiores, esto se debe a una menor resistencia al flujo en el espacio

anular, por la baja fricción, lo cual tiende a ocasionar que las válvulas más profundas sean cercenadas por la erosión que ocasiona el fluido.

Debido a las diversas desventajas citadas, es evidente que una instalación abierta no es normalmente recomendada. Sin embargo, hay casos donde colocar un empacador, no es deseable por las condiciones de corrosión, mala terminación del pozo o por una irregularidad interna de la TR. En estos casos, una instalación abierta con flujo continuo, proporcionará un trabajo satisfactorio, mientras que para flujo intermitente será muy ineficiente ya que probablemente se libere gas al rededor del fondo de la tubería de producción.

#### INSTALACION SEMICERRADA.

Este tipo de instalación, tal como se observa en la Figura I.3, es similar a la instalación abierta, con la única diferencia de que se adiciona un empacador, que sirve de aislamiento entre las tuberías de revestimiento y la de producción. Este tipo de instalación puede aplicarse en un sistema de producción por bombeo neumático continuo o bombeo neumático intermitente.

La ventaja que presenta este tipo de instalación respecto a la instalación abierta, es que no hay manera alguna de que el fluido regrese al espacio anular cuando se tenga un cierre del pozo por efecto del incremento del nivel, lo que evita el tener que descargar y reacondicionar el pozo cada vez que se cierre; por otra parte el

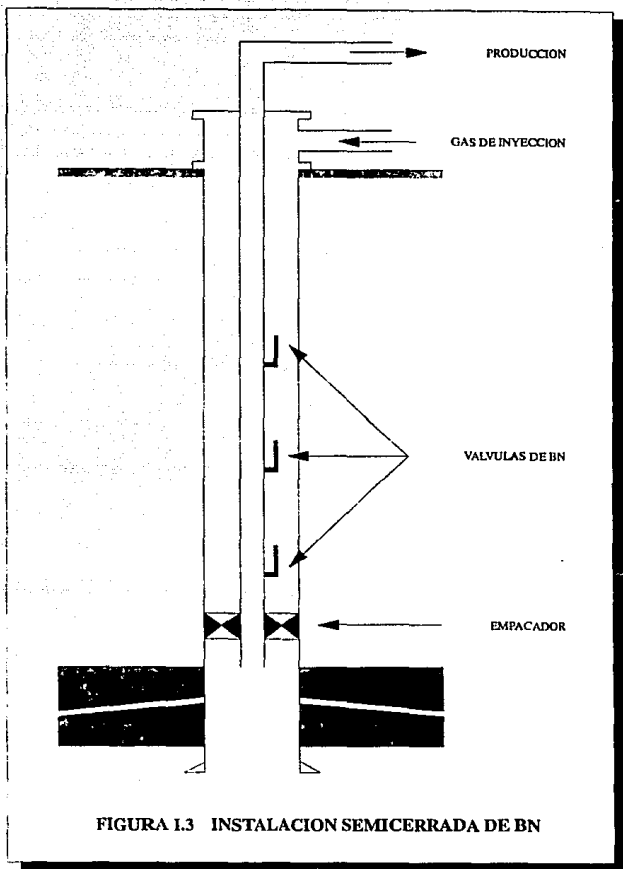


FIGURA I.3 INSTALACION SEMICERRADA DE BN

fluido no penetrará al espacio anular, ya que todas las válvulas tienen un dispositivo de retención "check" y el emparador aísla a la TR de cualquier fluido proveniente del fondo de la TP.

Sin embargo este tipo de instalación permite que la presión del gas en la tubería de producción actúe contra la formación.

#### INSTALACION CERRADA.

La instalación cerrada es aplicable para el BNC o para el BNI. Comparada con la instalación semicerrada, además de contar con un emparador, incluye una válvula de retención o también llamada válvula de pie y que se coloca normalmente en el fondo del pozo tal como se muestra en la Figura I.4. La válvula de retención puede colocarse inmediatamente abajo de la válvula de BN más profunda, lo que impide que la oleada de presión del gas actúe contra la formación productora durante los ciclos de bombeo. De otra manera el fluido podría entrar en la zona productora durante cada ciclo de inyección.

#### INSTALACION CON CAMARA.

Frecuentemente una instalación de bombeo neumático incrementa la producción total del aceite, cuando se hace uso de una cámara. Una cámara es una instalación

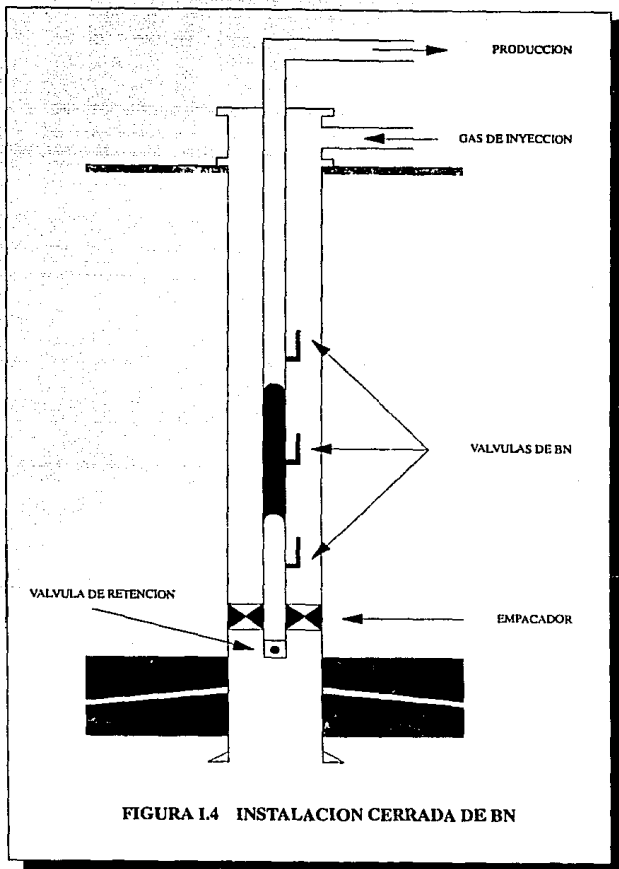


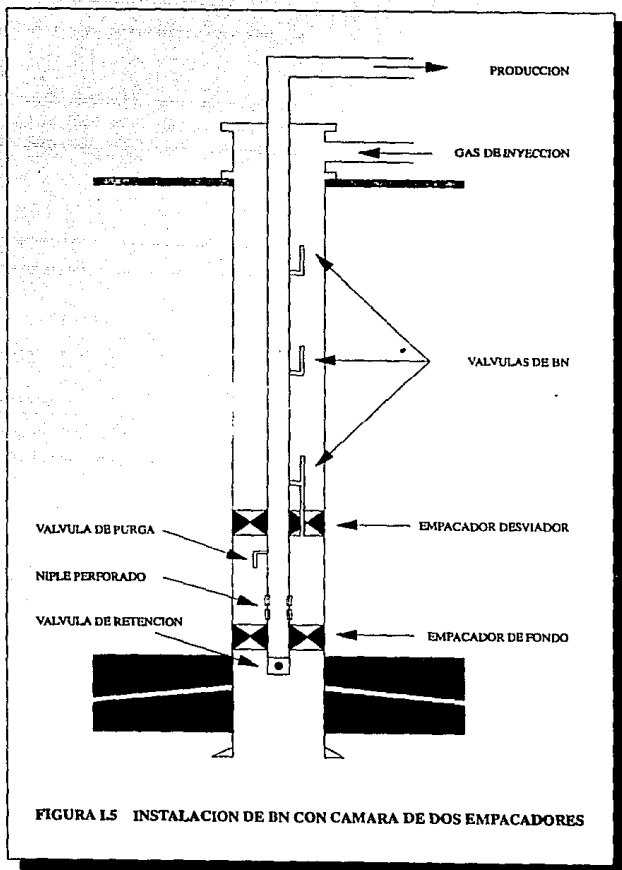
FIGURA I.4 INSTALACION CERRADA DE BN

ideal a colocar en pozos con baja presión de fondo y un alto índice de productividad. Existen básicamente dos tipos de instalación de bombeo neumático con cámara, que son el de dos empacadores y el de cámara de inserción.

#### **Instalación con cámara de dos empacadores.**

Este tipo de cámara como se muestra en la Figura I.5 se instala en un pozo con el objetivo de asegurar el almacenamiento de un volumen considerable de líquido, mediante una mínima cantidad de contrapresión en la formación. A continuación se presenta la secuencia que ocurre en una operación típica con cámara; considerando que el ciclo se inicia justo cuando un bache de líquido se desplaza a la superficie:

- 1) La presión de fondo fluyendo se incrementa, empujando a los fluidos del pozo por la válvula de retención a la TP, posteriormente a través del niple perforado y finalmente al espacio de la cámara.
- 2) La válvula de purga se encuentran abiertos, permitiendo que el gas libre escape a la TP en el punto cercano a la cima de la cámara. Este punto de purga es muy importante y debe presentar una apertura amplia, para permitir que el gas que se encuentra a baja presión escape, de otro modo este gas será comprimido en la porción superior de la cámara restringiendo la entrada de líquido.





- 3) La cámara continúa su llenado con fluido, hasta que se presente la acumulación de una cantidad considerable de líquido, de acuerdo al tamaño de la cámara.
- 4) El gas se inyecta al pozo desde la superficie, abriendo la válvula operante de bombeo neumático, que permite la inyección del gas a la parte superior del líquido acumulado en la cámara. La presión extra resultante, cierra el orificio de purga y la válvula de retención.
- 5) El bache de líquido acumulado se mueve de la cámara a la TP y de ahí a la superficie.
- 6) Una vez que el bache de líquido se produce, la válvula de pie y los orificios de purga se abren y el fluido inicia el llenado de la cámara nuevamente.
- 7) El ciclo se repite.

Como se puede inferir, la instalación de bombeo neumático con cámara de dos empacadores, opera sólo con flujo intermitente.

#### **Instalación con cámara de inserción.**

La cámara de inserción (Figura I.6), se utiliza normalmente en lugar de la cámara de dos empacadores, en pozos con terminación en agujero descubierto o con un intervalo disparado extenso. Esto permite aprovechar la presión de fondo fluyendo

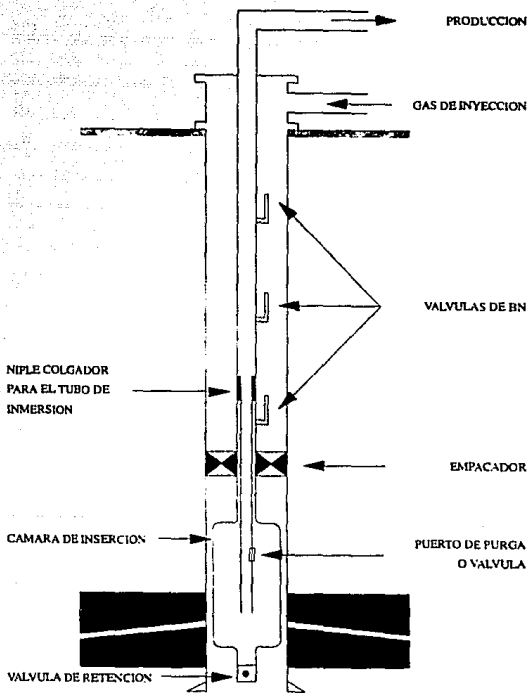


FIGURA I.6 INSTALACION DE BN CON CAMARA DE INSERCCION

existente. La secuencia de operación de este tipo de cámara es la misma que para la de dos empacadores.

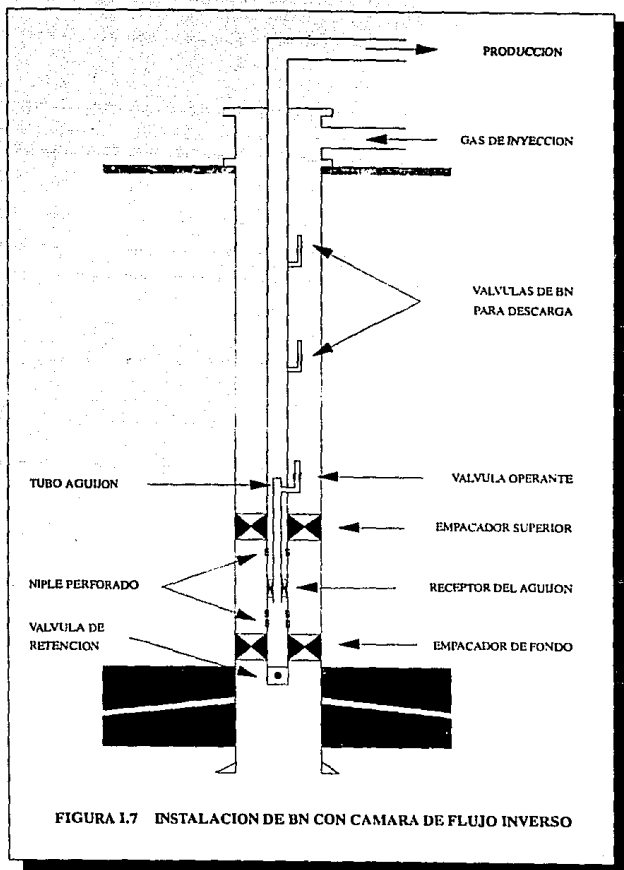
#### **Instalación con cámara de flujo inverso.**

La Figura I.7 muestra un concepto diferente de cámara, la instalación con cámara de flujo inverso, asegura el paso completo del gas de formación a la sarta de TP. En este caso el gas se inyecta hacia una pequeña sarta llamada tubo agujijón y los fluidos son desplazados a el espacio anular entre TP y TR, que posteriormente por el flujo inverso se concentran en la TP, por arriba del receptor del agujijón, siendo conducidos por ésta hasta la superficie. Una vez que la cámara está vacía, se llenará de manera normal. La cámara de flujo inverso tiene la ventaja de permitir el paso del gas de formación a la TP mediante el mismo niple perforado superior donde los fluidos son producidos, por lo que el método es una excelente elección para pozos con altas relaciones gas-aceite.

Existen otros tipos de instalación con cámara como:

- ◆ Instalación con cámara para ahorro de gas en el intervalo.
- ◆ Instalación especial de cámara para remoción de arena.
- ◆ Instalación de cámara en agujero descubierto.
- ◆ Instalación con cámara arriba del empacador.
- ◆ Instalación con sistema automático de abertura de cámara.

Estos y otros métodos se discuten por Kermit Brown.<sup>(4)</sup>



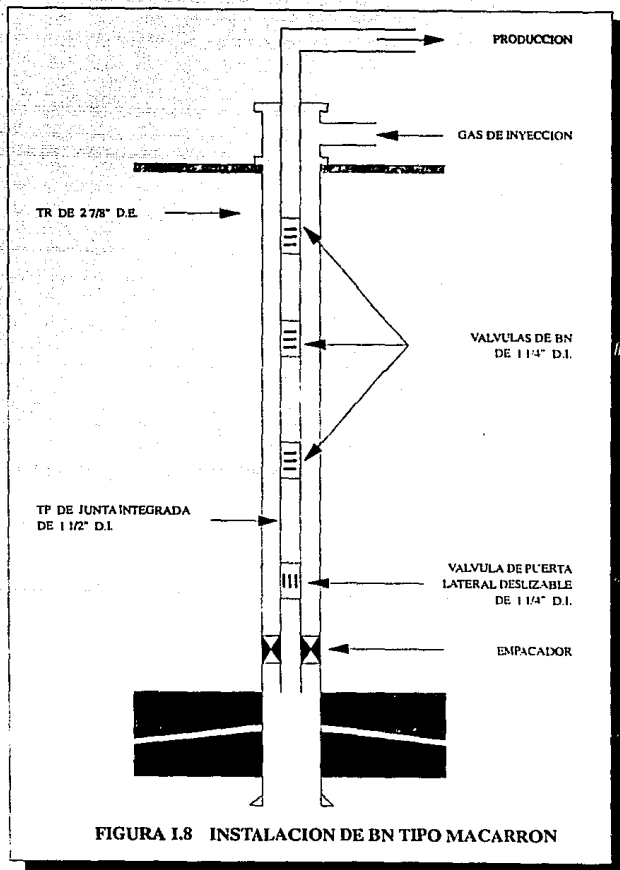
## INSTALACION MACARRON.

En la industria petrolera, con frecuencia se presenta la necesidad de utilizar tuberías de revestimiento de diámetro muy pequeño para la terminación de los pozos, es decir, tuberías de revestimiento de 2 3/8" a 3 1/2" de diámetro exterior, lo cual conduce a la explotación mediante una sarta de tubería de producción de un diámetro mucho menor (de 1" a 1 1/2"). Estas tuberías de diámetro minúsculo, son conocidas como tuberías macarrón. El diámetro más pequeño de una tubería macarrón, que puede instalarse en un pozo de terminación estrecha, dependerá del diámetro exterior máximo que pueda introducirse al pozo, así como del diámetro de las válvulas y mandriles del aparejo de bombeo neumático. La instalación de tuberías tipo macarrón, acepta tanto la producción del pozo mediante bombeo neumático continuo como intermitente.

La Figura 1.8 muestra un esquema de pozo con terminación sencilla, donde se tiene instalada una sarta de tubería de producción macarrón, equipada con válvulas de BN.

## INSTALACION TIPO "PACK-OFF" O DE VALVULA RECUPERABLE.

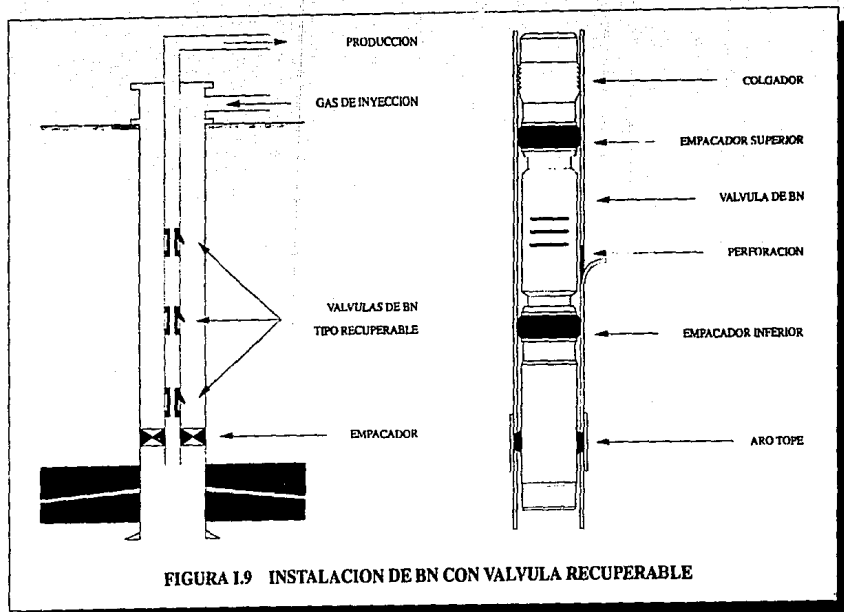
La técnica de bombeo neumático mediante válvula recuperable, incorpora a un pozo el método de bombeo neumático, sin perturbar la sarta de tubería de producción original, que inicialmente se terminó para un pozo fluyente; este tema



se discute por Brown, Donaldson y Canalizo<sup>(5)</sup>, de manera amplia.

Esta técnica consiste en la instalación de una válvula operante de bombeo neumático dentro de la tubería de producción entre un ensamble superior y uno inferior de la válvula recuperable, mediante la perforación de un agujero en la tubería de producción. El número de válvulas recuperables que puede instalarse o ensamblarse en un aparejo de producción no está limitado, y puede ser similar a el de una instalación normal de bombeo neumático. La Figura 1.9 muestra un ensamble típico de válvula recuperable. El siguiente procedimiento es una guía para la instalación de una válvula recuperable.

- 1) Una vez determinada la profundidad de colocación, el aro tope se coloca en la junta más cercana de TP.
- 2) Un perforador de TP se coloca en ese punto y se acciona, proporcionando un agujero perforado de manera mecánica y que quedará unas 15 pg. arriba del tope de la TP, normalmente éste es una abertura de  $3/16 \times 3/4$  pg. (con perforador de leva o álabe), o una abertura circular de  $5/16$  pg. de diámetro (con un perforador de pólvora).
- 3) Si existe lodo en el espacio anular, se circula o se bombea gas a través del nuevo orificio, o puede colocarse un bache de fluido limpiador antes de perforar y posteriormente circular, esto debe cumplirse para evitar el obturamiento del orificio.





- 4) Después de que el pozo ha sido limpiado, se inicia el ensamble completo de la válvula recuperable.
- 5) Los ensambles sucesivos se instalan de acuerdo a el espaciamiento predeterminado.
- 6) Se descarga el pozo y se utiliza de manera convencional, debe tenerse cuidado de descargar el pozo lentamente, para minimizar el daño a las válvulas por los fluidos.

A continuación se presentan algunas de las aplicaciones adicionales de las válvulas recuperables:

- 1) Descarga de agua en un pozo de gas.
- 2) Reemplazar una válvula operante de BN en mal estado.
- 3) Reparación de una fuga de gas.
- 4) Perforar un intervalo superior y poner en producción el pozo sin extraer la tubería de producción.
- 5) Extender la profundidad de las válvulas operantes originales.
- 6) Inyección de químicos.

Como se puede observar, la aplicación de una válvula recuperable es de mucha utilidad.

## PRODUCCION POR ESPACIO ANULAR.

La Figura I.10 muestra una instalación de bombeo neumático con producción por espacio anular o denominada también por flujo en tubería de revestimiento, inyecta el gas a la sarta de TP y produce los fluidos por el espacio anular. Este tipo de instalación se utiliza cuando es necesario desplazar grandes volúmenes de fluido, en especial cuando la capacidad de la TP se ha sobrepasado. La inconveniencia de este método de producción es el hecho de que las tuberías de ademe quedan expuestas a la acción de los fluidos y del gas, lo que puede producir corrosión, erosión, depósitos de parafina, escamas y arena en el espacio anular. Siempre que sea posible, se recomienda el uso de la sarta de producción en lugar del espacio anular.

Muchos pozos en el Medio Oriente, se encuentran bajo flujo anular y pueden producir tanto por TP como por espacio anular de manera simultánea, para obtener los gastos máximos. Los pozos de la Zona Marina se restringen generalmente a flujo por TP, debido a razones de seguridad.

## INSTALACION EN DOS ETAPAS.

Este es un nuevo método propuesto por Faustinelli<sup>(6)</sup>, que plantea el incremento de la producción de líquido preferentemente en aquellos pozos que producen con gastos muy bajos; se basa en la producción del líquido a una cierta altura por la

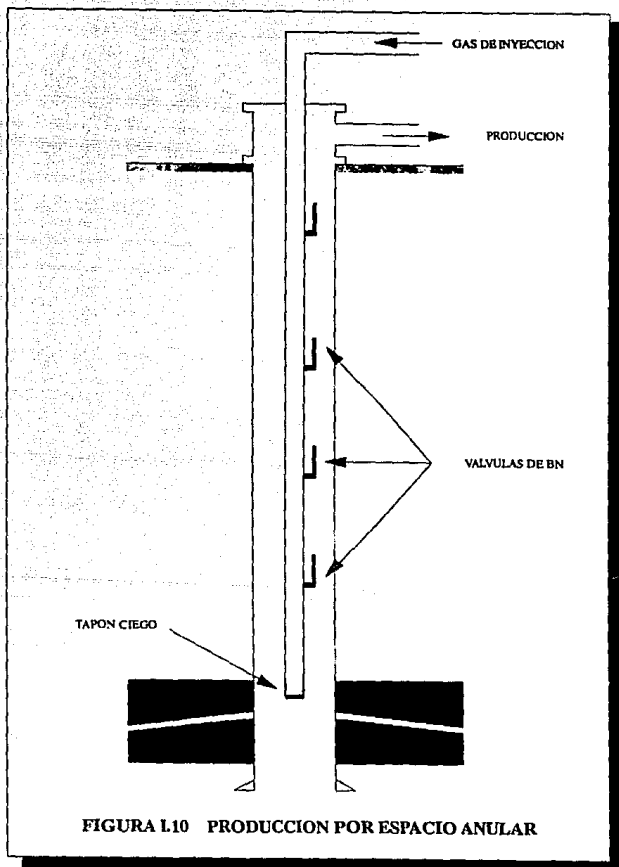


FIGURA L10 PRODUCCION POR ESPACIO ANULAR

sarta de tubería y utilizando otra sarta de tubería para llevar el fluido a la superficie. El propósito es crear una menor presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ), que la que es posible obtener mediante un diseño ordinario de BN. Cabe hacer mención que el flujo a través del espacio anular puede servir como una de las sargas.

Una desventaja de este método es lo complicado de su equipo de terminación del pozo, por lo que este método puede dar mejores resultados de uso si la última TR es de 7" ó de 9 5/8".

La Figura I.11 muestra el principio del método de BN en dos etapas. Los fluidos de la formación son elevados por la inyección del gas a través de la TP # 1 a una cierta altura donde la presión de transferencia es un poco mayor que la presión superficial ( $P_{wh}$ ). A este nivel, una ventana comunica la TP # 1 con el espacio anular de la TR, que funciona como un gran separador ya que el gas liberado a esa presión se produce, mientras el líquido escurre. Ahora el líquido habiendo liberado cierta cantidad de gas tiene un gradiente de presión mayor que produce una presión de fondo fluyendo ( $P_{wf2}$ ), mayor que la original ( $P_{wf1}$ ). Con esta  $P_{wf2}$  mayor el líquido puede producirse mejor a través de la TP # 2 a la superficie.

Es conveniente colocar la ventana que se encuentra en la TP # 1 a una profundidad mayor que la de diseño, ya que a futuro la  $P_{wf}$  se abatirán durante la vida del pozo. En estos casos los fluidos pasan a través de la ventana, con una presión considerable, pero que decrece rápidamente en el espacio anular de la TR debido a

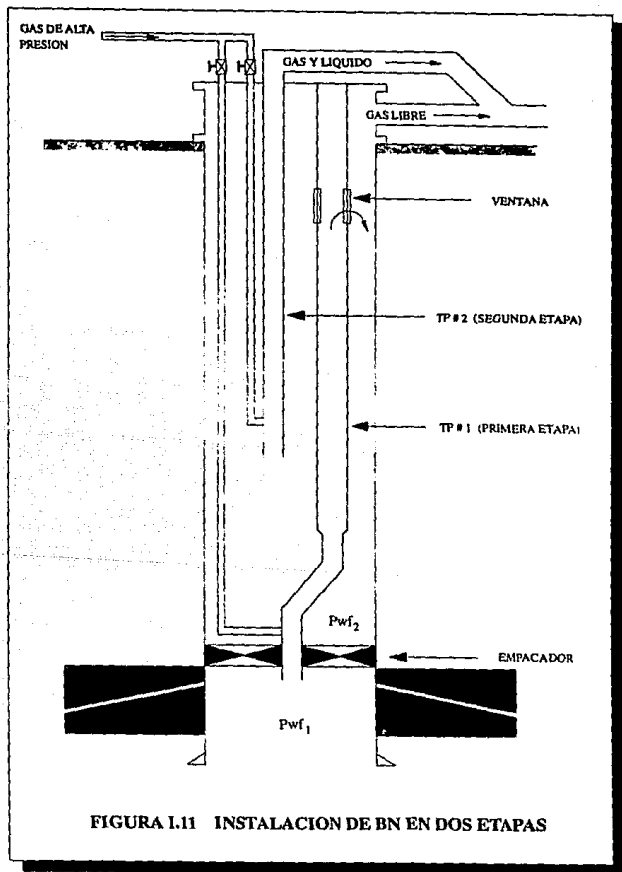


FIGURA I.11 INSTALACION DE BN EN DOS ETAPAS

considerable, pero que decrece rápidamente en el espacio anular de la TR debido a su gran diámetro.

La instalación de BN en dos etapas, contempla dos alternativas, la primera que es la más sencilla, es la Instalación en Paralelo, es decir se colocan las dos sartas de TP una al lado de la otra dentro de la TR; la segunda opción es la Instalación Concéntrica la cual es de mayor complejidad y en la cual se introduce una TP dentro de la otra que a su vez se meten dentro de la TR, lo cual proporciona un arreglo en forma concéntrica.

#### **INFORMACION DEL CAMPO EN ESTUDIO.**

Una provincia petrolera de México es la Sonda de Campeche, localizada en el Golfo de México hacia la porción occidental de la Península de Yucatán y frente a los estados de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 80 km. al norte de la línea costera. Queda situada en la Plataforma Continental, con una superficie aproximada de 15,000 km<sup>2</sup>. Geológicamente se ubica al occidente de la Plataforma Cretácica de Yucatán y tiene rasgos estructurales parecidos a la de Chiapas-Tabasco.

Las actividades exploratorias iniciadas en 1976, resultaron en su descubrimiento con el pozo productor de aceite Chac-1. En esta provincia, está ubicado el Complejo Cantarell, clasificado como uno de los yacimientos más grandes del

mundo, considerando el volumen de reservas, así como la producción de aceite; está integrado por los Campos Akal, Nohoch y Chac (Figura I.12), sus dimensiones aproximadas son de 30 km. de largo por 12 km. de ancho, la profundidad de la cima productora varía de 1100 a 3200 metros, con rocas almacenadoras de Brecha y Cretácico de espesores máximos de 290 y 835 metros respectivamente. El yacimiento está caracterizado por potentes espesores impregnados de hidrocarburos, bajas saturaciones de agua, sistemas secundarios de porosidad representados por cavernas y fracturas; además una gran transmisividad manifiesta por el hecho de que todos los pozos han tenido el mismo ritmo de depresionamiento independientemente de su ubicación y la profundidad a la que se han terminado.

Lo expuesto con anterioridad, permite visualizar ampliamente la importancia del Complejo Cantarell, por lo que todas las acciones orientadas al estudio de su comportamiento actual y futuro a fin de sostener sus mejores condiciones de explotación están plenamente justificadas; como lo es la predicción del comportamiento del Campo Akal para diferentes regímenes de explotación, que requieren del apoyo de tablas de simulación confiables, de diversas condiciones de operación en el pozo, como son la variación del volumen de gas de inyección, la presión en la cabeza del pozo, el porcentaje de agua, la relación gas-aceite, la geometría del aparejo de producción, etc.; a fin de poder simular las condiciones futuras de su comportamiento y determinar cual o cuales son las mejores condiciones de explotación de los pozos para dicho campo.

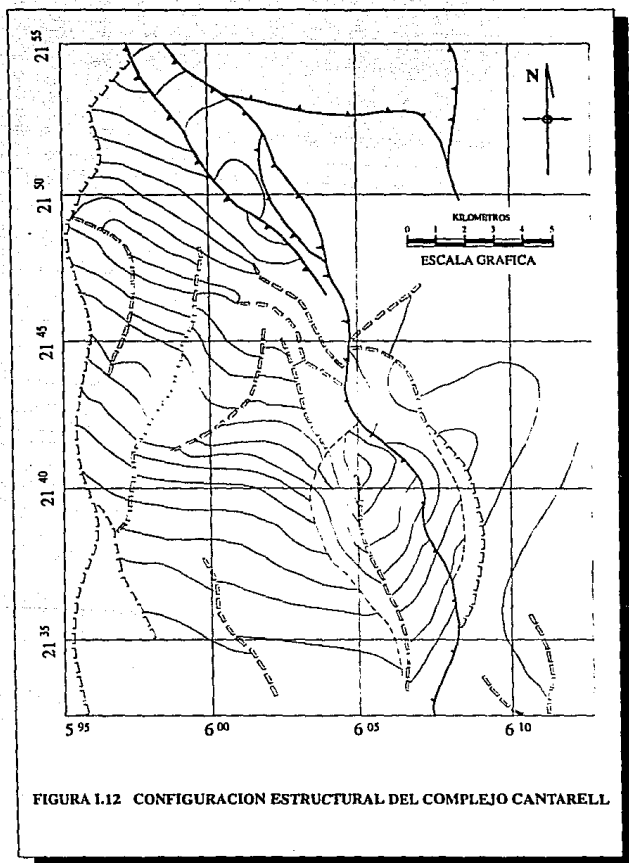


FIGURA I.12 CONFIGURACION ESTRUCTURAL DEL COMPLEJO CANTARELL



La información requerida para la elaboración del análisis, se clasificó en forma general, tal como se muestra en la Figura I.13. La información recopilada correspondiente a todos los pozos, se clasificó para identificar la plataforma en que se ubica cada pozo, la fecha en que se instaló el aparejo de producción, la profundidad del intervalo disparado, el ángulo promedio de desviación, la geometría de aparejo y los datos de un aforo incluyendo el punto de inyección de gas. En la Tabla I.3, que se presenta en el APENDICE A, se muestra esta clasificación, donde se encuentra que en la columna de geometría del aparejo, algunos casos están señalados con una o dos cruces, lo que indica que además de los diámetros mencionados, existen uno o dos diámetros adicionales de tuberías cuyas longitudes no son predominantes, pero sí fueron tomadas en cuenta para efectos de cálculo por caídas de presión.

Utilizando planos de localización, de índices de secciones y de columna tipo, se ubica la formación geológica en que está terminado cada pozo de acuerdo a la profundidad vertical del intervalo disparado. Así se encontraron pozos terminados en Brecha, Cretácico Superior, Medio, Inferior y Jurásico. Estos a su vez se agruparon por la geometría del aparejo, rango de gastos que aportan y profundidad desarrollada de la válvula operante de bombeo neumático. En las Tablas I.4, I.5, I.6, I.7 y I.8, que se presentan en el APENDICE A, se muestra esta información discretizada; donde se observa que algunos pozos están señalados con un asterisco, lo que indica que el pozo tiene información de un aforo completo, es decir, incluye presión de fondo fluyendo y estática, así como la profundidad de medición.

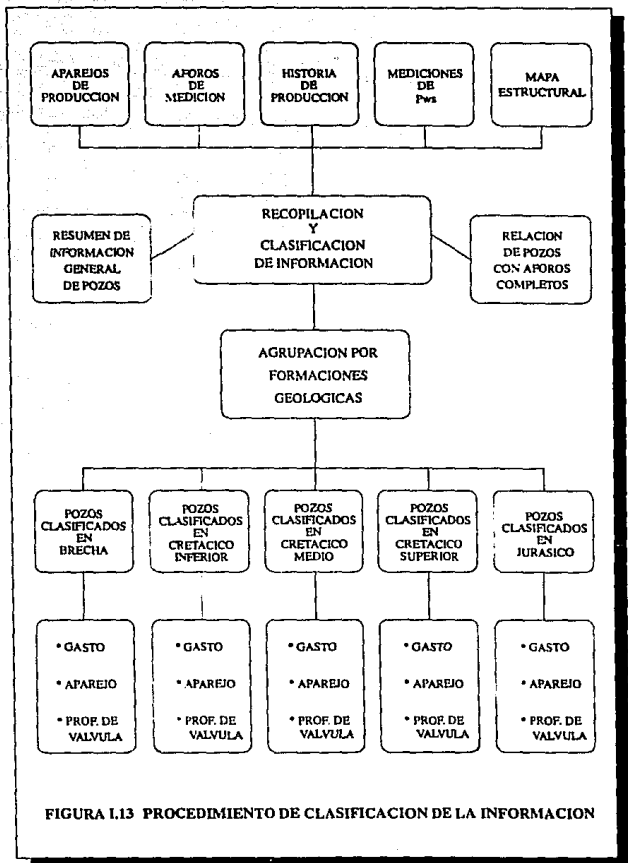


FIGURA I.13 PROCEDIMIENTO DE CLASIFICACION DE LA INFORMACION

La Tabla I.9, que se presenta en el APENDICE A, muestra los valores correspondientes a únicamente 22 pozos que cuentan con aforo completo. Obsérvese que las diferencias entre las presiones estática y fluyendo son mínimas y en algunos casos son iguales.

Utilizando programas de cómputo<sup>(7)</sup>, se efectuaron múltiples pruebas para el ajuste de información medida aplicando el método de flujo multifásico desarrollado por Orkiszewski y las correlaciones para el cálculo de las propiedades PVT específicas para hidrocarburos producidos en la Región Marina.

# **CAPITULO II**

## **CORRELACION DE CALCULO**

Es evidente la importancia de la evaluación de las caídas de presión en la tubería vertical de un pozo, ya que la mayor porción de la presión disponible para llevar los fluidos del yacimiento a los separadores, se consume en dicha tubería<sup>(8)</sup>.

Dada la magnitud de las pérdidas de presión en las tuberías de producción se hace indispensable su evaluación precisa, a fin de optimizar el sistema de producción de los pozos.

### **CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO VERTICAL**

Las correlaciones de flujo multifásico vertical, son la herramienta matemática para obtener el valor de las caídas de presión que los fluidos experimentan en tuberías verticales o inclinadas mediante diversos métodos, evaluando los tres componentes del gradiente de presión total:

**1. Elevación**

La caída de presión por elevación en tuberías verticales con flujo multifásico, depende de la densidad de las dos fases de la mezcla de los fluidos y se calcula utilizando un valor de colgamiento de líquido (HL). La mayor parte de las caídas de presión en flujo vertical depende de este componente, excepto para condiciones de alta velocidad.

**2. Fricción**

Este componente del gradiente total de caídas de presión requiere de la evaluación de un factor de fricción para ambas fases. Algunos autores suponen que tanto el líquido como el gas viajan a la misma velocidad para evaluar la densidad de la mezcla y calculan empíricamente el factor de fricción. Otros han desarrollado métodos para elaborar el cálculo del colgamiento y del factor de fricción; algunos más dividen las condiciones de flujo en patrones o regímenes desarrollando para cada patrón correlaciones separadas del colgamiento y el factor de fricción ( $f$ ).

**3. Aceleración**

Este componente generalmente se considera despreciable y se calcula únicamente en los casos de flujo con alta velocidad.

La determinación de la distribución de presión en las tuberías de producción, permite obtener el valor de la presión de fondo fluyendo sin necesidad de intervenir el pozo, esto será de mucha utilidad para hacer el ajuste de la correlación de flujo multifásico

vertical seleccionada con los valores obtenidos en la medición o aforo del pozo, que a su vez se utilizarán para el análisis del comportamiento de la producción de los pozos con bombeo neumático continuo.

Cuando fluyen simultáneamente aceite y gas a través de una tubería vertical, dependiendo de la porción de gas y de aceite dentro de ésta, se presentarán diversos regímenes de flujo (Fig.II.1), que son los que a continuación se mencionan:

1. Flujo Burbuja

La tubería se encuentra prácticamente llena con líquido y la fase gaseosa libre está presente en pequeñas burbujas. Las burbujas de gas se mueven a diferentes velocidades lo que ocasiona variación en el gradiente de presión. La pared de la tubería está siempre en contacto con la fase líquida.

2. Flujo Bache o Tapón

La fase gaseosa se hace más pronunciada aunque la fase líquida es aún continua, las burbujas de gas se unen y forman tapones o baches cuyo tamaño se aproxima al diámetro de la tubería de producción. La velocidad de las burbujas de gas es mayor que la del líquido; el líquido se encuentra alrededor de la burbuja en forma de película por lo que tenderá a caer a bajas velocidades. En este tipo de flujo, tanto el gas como el líquido tienen efectos significativos sobre el gradiente de presión.

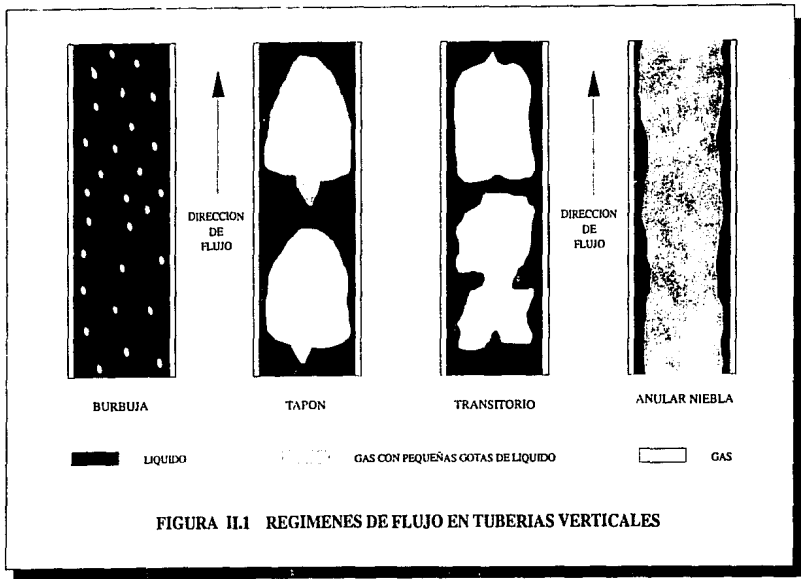


FIGURA II.1 REGIMENES DE FLUJO EN TUBERIAS VERTICALES



**3. Flujo Transitorio**

En este tipo de flujo se presenta un cambio de fase continua, es decir la fase gaseosa se convierte en la fase continua. Las burbujas de gas se unirán y el líquido entrará a las burbujas, aunque los efectos del líquido son significativos, los efectos de la fase gaseosa son predominantes.

**4. Flujo Anular Niebla**

La fase continua es gas y el líquido penetra a la fase gaseosa en forma de pequeñas gotas. La pared de la tubería está cubierta con una película de líquido, pero la fase gaseosa controla predominantemente el gradiente de presión.

Los límites para diversos regímenes de flujo, pueden estar definidos de manera diferente por diversos investigadores.

**CLASIFICACION DE LAS CORRELACIONES**

Las correlaciones de flujo multifásico vertical se clasifican en tres categorías esencialmente<sup>(9)</sup>:

- a) Las correlaciones de flujo multifásico vertical que corresponden a la primera categoría, no consideran el régimen de flujo y suponen que ambas fases viajan a la misma velocidad, es decir, no hay resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se calcula con base en la relación gas-líquido. Únicamente se

**requiere una correlación para el factor de fricción de las dos fases.**

**Las correlaciones desarrolladas que se ajustan a las condiciones anteriormente señaladas son:**

- i) Poettmann - Carpenter**
- ii) Baxendell - Thomas**
- iii) Fancher - Brown**

- b) La correlación de flujo multifásico vertical que se encuentra clasificada como segunda categoría, considera el resbalamiento entre fases y no considera el régimen de flujo. Este método requiere correlaciones tanto para el colgamiento del líquido como para el factor de fricción. Debido a que se considera que el líquido y el gas pueden viajar a diferentes velocidades, se requiere un método para predecir la porción de tubería ocupada por líquido en cualquier localización. Se utilizan las mismas correlaciones para el factor de fricción y colgamiento del líquido en todos los regímenes de flujo.**

**Esta correlación es la desarrollada por:**

- i) Hagerdorn - Brown**

- c) Finalmente las correlaciones de flujo multifásico vertical que cumplen con la clasificación de la tercera categoría consideran el resbalamiento entre fases y**

también el régimen de flujo. Además de las correlaciones para predicción del colgamiento de líquido y el factor de fricción, se requieren correlaciones para predecir el régimen de flujo existente. Una vez que se establece el régimen de flujo correcto, se determinan las correlaciones apropiadas para el colgamiento de líquido y el factor de fricción, que generalmente son diferentes para cada régimen de flujo. El método para el cálculo de gradiente de presión por aceleración también depende del régimen de flujo.

Las correlaciones que integran dicha categoría son:

- i) Duns - Ros
- ii) Orkiszewski
- iii) Aziz, Govier y Fogarasi
- iv) Beggs - Brill

## SELECCION DEL METODO DE CALCULO

Con la información de los datos de aforo de los pozos a dos diferentes fechas, será seleccionado el tipo de correlación que por equiparación se aproxime a los valores obtenidos en los aforos. Para ello se eligieron de manera aleatoria tres pozos, que fueron el TG7, el TB7 y el TH8.

El pozo TH8, destaca de los otros dos por el tratamiento que se le dio, el cual se menciona a continuación en forma abreviada.

Se realizaron diversos ensayos para poder ajustar el aforo completo del pozo utilizando el método de flujo multifásico vertical de "Orkiszewski", la correlación de "Mar A" para obtener los valores de "Rs" y la correlación de "Standing" para obtener los valores de "Bo"; que son las propiedades PVT de los fluidos del pozo.

Los datos del aforo se encuentran en la Tabla II.1.

POZO TH8
FECHA DEL AFORO: MAYO DE 1989
RG <sub>A</sub> = 66.7 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> (VALOR DE PRODUCCION)
RG <sub>A</sub> = 80.0 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> (HISTORIA DE PRODUCCION)
P <sub>wh</sub> = 21.4 kg/cm <sup>2</sup>
Q <sub>o</sub> = 6758 bl/día
P <sub>wf</sub> = 180.6 kg/cm <sup>2</sup>
P <sub>ws</sub> = 181.7 kg/cm <sup>2</sup>
DESVIACION DE 25 GRADOS
PROFUNDIDAD DE 2843 mD

**TABLA II.1 DATOS DEL POZO TH8**

Con la información anterior (Tabla II.1), se realizaron varias corridas en los programas de cómputo FLUPROD-PC<sup>(7a),(7b)</sup> y FLUMUL-ECLIPSE<sup>(7c)</sup> con el fin de obtener los resultados mediante las correlaciones y comparar con los del aforo.

Combinando la correlación de "Mar A" para la obtención del valor de "Rs", con tres

correlaciones de "Bo", que son la de "Standing, la de "Vázquez-Beggs" y la de "Glaso" se obtuvieron los valores de Pwf, que se observan en la Tabla II.2.

CORRELACION DE Bo	Pwf CALCULADA kg/cm <sup>2</sup>
STANDING	156.7
VAZQUEZ - BEGGS	159.0
GLASO	161.1

**TABLA II.2 CALCULO DE Pwf CON DIFERENTES Bo**

Como se puede observar en la Tabla II.2, todas las combinaciones se alejan del dato medido (180.6 kg/cm<sup>2</sup>). Por otra parte entre las combinaciones probadas se encontró que la correlación de "Lasater" para "Rs" y la correlación de "Glaso" para "Bo", el valor de la Pwf resultó de 176.45 kg/cm<sup>2</sup>. Se modificó el ángulo de desviación a 23 grados y el valor calculado de presión fue de 180.43 kg/cm<sup>2</sup>.

A continuación se presenta la Tabla II.3, donde se encuentran otros resultados obtenidos con la correlación de flujo multifásico vertical, elaborada por "Orkiszewski", la correlación de "Lasater" para "Rs" y la correlación de "Glaso" para "Bo", variando el ángulo de desviación del pozo y la RGA para obtener diversos valores y ajustar los valores calculados con los medidos.

Nota : Dato medido Pwfm = 180.6 kg/cm<sup>2</sup>

RGA m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	ANGULO (°)	Pwfc (kg/cm <sup>2</sup> )
66.7	25.0	178.31
66.7	24.0	179.74
66.7	23.5	180.43
66.7	23.0	181.11
66.7	22.5	181.77
70.0	22.5	176.54
70.0	20.0	177.89
70.0	21.5	179.21
70.0	20.0	185.14
71.0	20.0	178.89
72.0	20.0	176.94
75.0	20.0	172.90
80.0	25.0	156.92
80.0	22.5	162.33
80.0	20.0	166.12

TABLA II.3 DIVERSAS COMBINACIONES PARA OBTENER Pwf

Se observa que con el aumento en RGA disminuye la presión de fondo fluyendo, mientras que una reducción en el valor del ángulo de inclinación la aumenta. Se tomó en cuenta al variar el ángulo, el cambio de la profundidad del punto de inyección y de

profundidad vertical para efectos de cálculo de presión estática.

Debido a las diferencias observadas en la relación gas-aceite, entre las mediciones de aforos y las de historia de producción, se utilizó el valor de historia de producción; efectuando previamente otro análisis del que se presenta un resumen de resultados en la Tabla II.4 y aplicando nuevamente el método de "Orkiszewski", haciendo una combinación de todas las correlaciones PVT para valores de RGA =  $66.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$  y  $80 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

CORRELACION PVT		Pwfe (kg/cm <sup>2</sup> )	
Rs	Bo	RGA = $66.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$	RGA = $80.0 \text{ m}^3/\text{m}^3$
LASATER	GLASO	174.24	155.86
LASATER	VAZQUEZ	172.25	153.25
LASATER	STANDING	170.00	151.41
VAZQUEZ	GLASO	161.87	145.00
VAZQUEZ	VAZQUEZ	159.00	142.81
VAZQUEZ	STANDING	157.78	141.90
STANDING	GLASO	166.22	147.50
STANDING	VAZQUEZ	163.94	145.57
STANDING	STANDING	162.02	144.13
MAR A	GLASO	161.43	143.57
MAR A	VAZQUEZ	159.41	142.59
MAR A	STANDING	157.08	140.59

**TABLA II.4 DIVERSAS COMBINACIONES PARA OBTENER Pwfe**

Con los resultados mostrados en la tabla anterior, se puede deducir que todos los valores de presión de fondo fluyendo calculada con RGA de historia de producción están demasiado alejados del valor medido ( $180.6 \text{ kg/cm}^2$ ).

En vista de las dificultades para efectuar el ajuste requerido con el método de "Orkiszewski" y correlaciones marinas, se efectuaron cálculos con todas las correlaciones de flujo multifásico vertical y combinaciones de las correlaciones para "Rs" y "Bo", considerando  $RGA = 80 \text{ m}^3/\text{m}^3$  y  $Pwfm = 180.6 \text{ kg/cm}^2 @ 2843 \text{ mD}$  con los resultados que se muestran en la Tabla II.5, que incluye únicamente la mejor aproximación de cada método y en su caso el ajuste realizado.

METODO	Rs	Bo	Pwfc	Pwfc ( $\text{kg/cm}^2$ ) @ RGA = $74 \text{ m}^3/\text{m}^3$
BEGGS - BRILL	MAR A	GLASO	175.20	180.73
POETTMANN - CARPENTER	LASATER	GLASO	160.90	-
DUNS - ROS	MAR A	GLASO	170.97	178.18
ORKISZEWSKI	LASATER	GLASO	155.86	-
BAXENDELL - THOMAS	LASATER	GLASO	169.80	-
FANCHER - BROWN	LASATER	GLASO	164.97	-
HAGERDORN - BROWN	MAR A	GLASO	174.99	180.50

**TABLA II.5 DIVERSAS COMBINACIONES PARA OBTENER Pwfc**



Como se puede apreciar, las dos mejores aproximaciones son las calculadas con los métodos de flujo multifásico vertical desarrollados por Beggs-Briül y por Duns-Ros. Mediante el uso de dichos valores de  $P_{wf}$  y el cálculo adicional de otros a diferentes gastos de producción, se obtuvo una serie de valores. Al graficar la  $P_{wf}$  contra su gasto correspondiente, se obtiene la curva de capacidad de transporte, para ese pozo; y que se muestra en la Fig.II.2 y Fig.II.3 que corresponden a cada correlación respectivamente.

Por otra parte, las curvas de capacidad de transporte que se grafican mediante valores calculados a través de las correlaciones de flujo multifásico vertical desarrollada por Baxendell-Thomas, la desarrollada por Poettmann-Carpenter y la desarrollada por Fancher-Brown, siempre presentaron un perfil ascendente, por lo que únicamente se graficó como muestra la curva de capacidad de transporte calculada mediante el método de Fancher-Brown que se ilustra en la Fig.II.4.

Es imprescindible mencionar que las correlaciones de flujo multifásico vertical son expresiones matemáticas creadas de manera empírica, por lo que de acuerdo al arreglo de los parámetros incluidos y las constantes asignadas por cada autor, se obtiene un resultado diferente. Lo anterior conduce a que los valores de presión de fondo fluyendo obtenidos mediante cada una de las correlaciones de flujo multifásico vertical, sean diferentes entre sí y en consecuencia no proporcionen los valores que se miden en los aforos del pozo. Una de dichas correlaciones dará como resultado la mejor aproximación a los valores medidos y por lo tanto será seleccionada para efectuar las simulaciones.

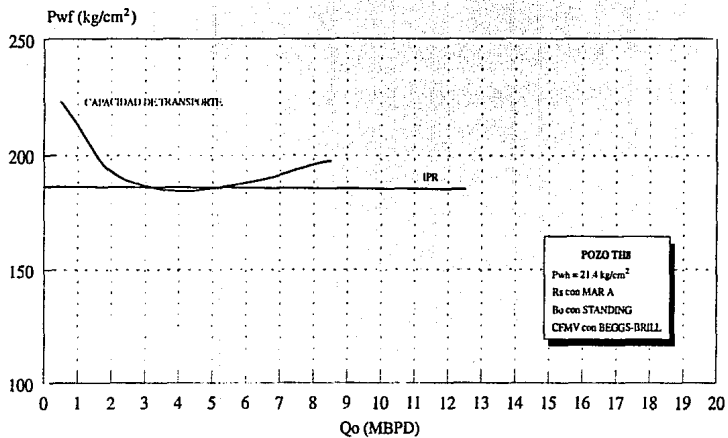


FIGURA II.2 AJUSTE DE AFORO AL POZO TH8 CON BEGGS-BRILL

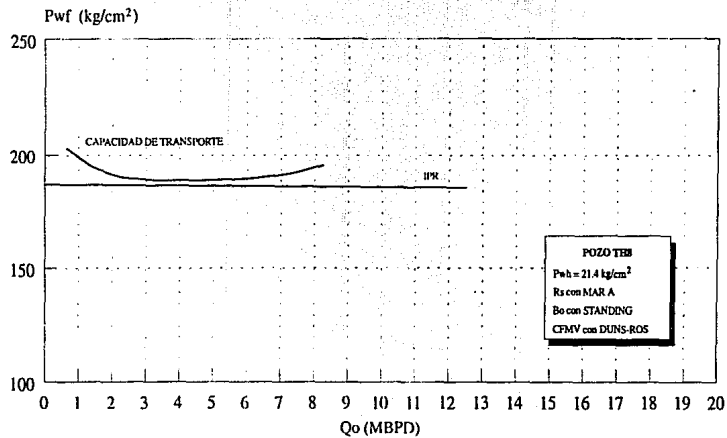


FIGURA II.3 AJUSTE DE AFORO AL POZO TH8 CON DUNS-ROS

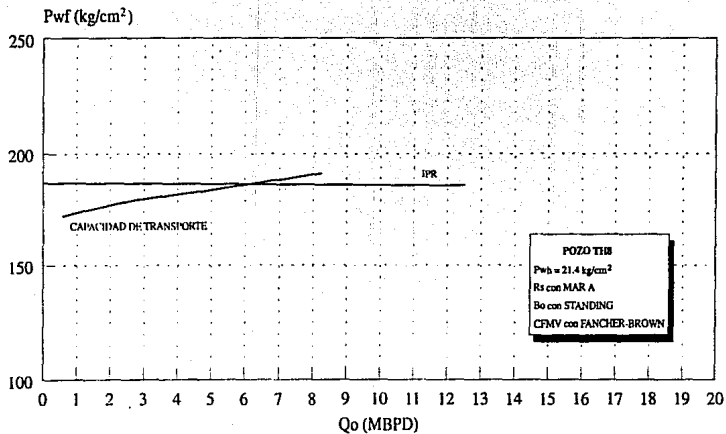


FIGURA II.4 AJUSTE DE AFORO AL POZO TH8 CON FANCHER-BROWN

# **CAPITULO III**

## **METODOLOGIA DE ANALISIS**

La metodología de análisis que se presenta a continuación, se ha dividido en dos secciones; la primera denominada metodología para el ajuste de aforos, se refiere al procedimiento establecido para la realización del ajuste de los valores que se obtienen de las diversas correlaciones de flujo multifásico vertical, con los valores medidos en los aforos. La segunda sección llamada metodología para la simulación, es la referida a la secuencia para generar las tablas de simulación del comportamiento de la producción con la variación de diversos parámetros, así como la elaboración de las curvas de capacidad de transporte, que son de utilidad para llevar a cabo el análisis del comportamiento de la producción de los pozos que incluyen el bombeo neumático continuo.

Con el propósito de uniformizar el criterio de ajuste de los aforos de los pozos, se formó para cada pozo, un expediente que contiene la descripción de su estado mecánico; las profundidades y cambios de diámetro interno y externo de la tubería de producción; datos de los aforos para la elaboración del ajuste y correlaciones PVT; registro de valores de RGA, Twf y ángulo de desviación del pozo, en caso de haberse modificado alguno de dichos parámetros para el ajuste; valores de presión estática y de fondo fluyendo, referidos al nivel medio del intervalo productor; finalmente se

incluyen los datos que se utilizaron en el programa de cómputo para la generación de las tablas de simulación y los perfiles de  $Q_o$  vs  $P_{wf}$  de las curvas de capacidad de transporte.

Es conveniente señalar, que debido a los resultados obtenidos para los pozos TG7, TB7 y en especial para el TH8, que se presenta en el CAPITULO II en la Selección del Método de Cálculo, la correlación que mejor se ajusta a los datos de aforo de los pozos del Complejo Cantarell, es la de Beggs - Brill, por lo que para la elaboración de los ajustes de cada pozo, no se consideró pertinente probar la aproximación de ajuste con las otras correlaciones de flujo multifásico vertical.

#### **METODOLOGIA PARA EL AJUSTE DE AFOROS.**

Debido a que pudieran surgir situaciones imprevistas durante el ajuste de cada pozo, la metodología que a continuación se menciona quedó sujeta a cambios.

- ◆ Selección del pozo que se desea analizar.
  
- ◆ Recolección de la información del aparejo del pozo, haciendo uso de la figura que contempla su estado mecánico y su respectiva descripción; considerando las profundidades de cambio de diámetro, el peso por unidad de longitud de cada segmento de tubería y la fecha de instalación del aparejo.

- ◆ El diámetro interno que corresponde a cada segmento de la tubería de revestimiento y de producción, se obtienen de un manual especializado, de acuerdo al peso por unidad de longitud de dicha tubería.
- ◆ Se seleccionan dos fechas de aforo posteriores a la fecha de instalación del aparejo; de la información agrupada de los dos aforos, se anotan los datos del gasto de aceite, de la relación gas aceite y de la presión en la cabeza del pozo, para ambas fechas y considerando si en el pozo se tiene la instalación del sistema artificial de producción denominado bombeo neumático continuo o produce de manera natural.
- ◆ De la información generada como "Historia de Producción" del pozo, se anota el valor de la RGA, para las mismas fechas de aforo.
- ◆ De la lista de historia de presiones estáticas (referidas a 2300 mV), se anotan las correspondientes a las fechas de los aforos. Utilizando el valor del gradiente de presión, leído del consecutivo de presiones estáticas, se refieren dichas presiones de manera vertical, al nivel medio del intervalo productor del pozo en estudio. En caso de no tener el dato del gradiente, considerar aproximadamente un valor de  $0.076^{*}5 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ .
- ◆ Si el pozo en estudio tiene aforo completo utilizarlo para el cálculo del Índice de Productividad. En caso contrario elegir uno con aforo completo, que pertenezca al mismo grupo de pozos del pozo en estudio, de las Tablas 1.2 a 1.6, que se



muestran en el APENDICE A. Dicho aforo completo se considera representativo del grupo de pozos, por lo que se usa para el cálculo del Índice de Productividad y de la presión de fondo fluyendo del pozo en estudio, referida al nivel medio del intervalo productor. Si el valor de presión estática y de fondo fluyendo son iguales, elegir otro aforo, si no lo hay, referirse a aforos de pozos de otro grupo.

- ◆ Mediante la correlación de Vogel, que se presenta en el APENDICE B, efectuar la predicción de la presión de fondo fluyendo ( $P_{wfm}$ ) del pozo en estudio, utilizando el gasto medido en cada aforo.
- ◆ Con los datos de cada aforo procesar el programa de flujo multifásico vertical FLUPROD - PC, utilizando el método de Beggs-Brill y combinando con las correlaciones PVT para calcular la presión de fondo fluyendo ( $P_{wfc}$ ); comparar éstos con la  $P_{wfm}$  y elegir la mejor aproximación.
- ◆ Si la diferencia entre  $P_{wfm}$  y  $P_{wfc}$  supera la tolerancia establecida de 0.25  $\text{kg}/\text{cm}^2$ , efectuar ensayos variando la RGA, la  $T_{wf}$  y sólo en caso necesario el ángulo de desviación del pozo. El rango de variación de la RGA no deberá superar el  $\pm 5\%$ ; el de la  $T_{wf}$  se establece de acuerdo a la lectura de temperaturas que aparece en el consecutivo de presiones estáticas medidas a diferentes profundidades, a partir de la temperatura de  $100^\circ\text{C} @ 2300 \text{ mV}$ , las variaciones del ángulo no deberán superar los  $\pm 3^\circ$ . Los ensayos se realizarán hasta lograr una diferencia menor o igual a 0.25  $\text{kg}/\text{cm}^2$  entre  $P_{wfm}$  y  $P_{wfc}$ , con lo que se considera logrado el ajuste del aforo.

- ◆ Se recomienda la elaboración de un formato, en el que se incluyan todos los parámetros a utilizar en la simulación de las condiciones de producción del pozo, los valores asignados en el ajuste del aforo y las consideraciones necesarias para que no se omita la condición del bombeo neumático continuo.
- ◆ Para cada pozo se elabora un formato en el cual se vaciará la información necesaria, que contiene los datos con los cuales se genera la tabla de simulación de las diversas condiciones de producción del pozo.
- ◆ Mediante el apoyo del programa FLUMUL, se elaboran las tablas de simulación, para ello deberán introducirse los datos del formato anteriormente mencionado en el programa de cómputo y posteriormente se deberá ejecutar, a fin de obtener los diversos valores de la presión de fondo fluyendo contra gasto de aceite, para las diversas condiciones dadas en variación de parámetros que influyen en el comportamiento de la producción de un pozo.

## **METODOLOGIA PARA LA SIMULACION.**

Como complemento para el ajuste de aforos, una vez que éste se logra haciendo uso de las correlaciones PVT que arrojaron la mejor aproximación, se calcula la curva de capacidad de transporte correspondiente, mediante el uso de la siguiente metodología.

- ◆ Los resultados de las presiones de fondo fluyendo se calculan para diferentes

gastos, a partir de diversos valores de presión fija en la cabeza del pozo, porcentaje de agua producida, relación gas aceite natural producida y para este caso especial del bombeo neumático continuo, diversos valores de gasto de inyección de gas. Lo que nos conduce a la generación de las tablas de simulación de las diferentes condiciones de operación de los pozos, habiendo establecido de manera previa y como información de entrada al programa, los valores que se quieren simular para cada parámetro; calculando los valores de la presión de fondo fluyendo, considerando diversos valores de gasto de aceite del pozo.

- ◆ Lo que a continuación se realiza, es la selección de un parámetro que puede ser: la presión en la cabeza del pozo, la relación gas aceite, o el porcentaje de agua; posteriormente se grafican los valores de presión de fondo fluyendo calculados, contra los valores de gasto de aceite, con ello se obtiene una curva que establece la capacidad de transporte de la tubería que conduce los fluidos a la superficie con los parámetros conocidos para la condición dada; a continuación se repite el procedimiento, con un valor diferente del parámetro seleccionado anteriormente; el procedimiento se realiza de manera secuencial hasta concluir la serie de valores proporcionados al programa para simular el comportamiento de la producción al variar dicho parámetro.
- ◆ Finalmente se tiene una gráfica con varias curvas de capacidad de transporte, que nos indicará si aumentar o disminuir el valor de cada uno de los parámetros, proporcionará mejores condiciones de operación y durante un mayor tiempo para la explotación adecuada de los fluidos del yacimiento.

**CONSIDERACIONES.**

La generación de tablas de simulación de diversos parámetros, considerando la condición de flujo con bombeo neumático continuo, hizo necesario fijar el punto de inyección del gas, lo más cercano posible del extremo inferior de la tubería de producción ó 100 metros arriba del mismo.

Los valores acordados de los parámetros a variar fueron los siguientes :

<b>Gastos de líquido :</b>	(bl/día)
	200
	1.000
	3.000
	5.000
	10.000
	20.000

<b>Porcentajes de agua producida :</b>	%
	0.0
	5.0
	10.0
	15.0

<b>Presiones fijas en la cabeza del pozo :</b>	(kg/cm <sup>2</sup> )	(lb/pg <sup>2</sup> )
	4	56.88
	8	113.76
	15	213.30
	20	284.40
	25	355.50

<b>Relación gas aceite producida :</b>	<b>(m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</b>	<b>(pie<sup>3</sup>/bl)</b>
	30	168.45
	50	280.75
	80	449.20
	120	673.80
	150	842.25
	200	1123.00

<b>Gasto de inyección de gas :</b>	<b>(pie<sup>3</sup>/día)</b>
	0.00
	50,000.00
	100,000.00
	200,000.00
<b>(Qgi del pozo)</b>	<b>249,800.58</b>
	300,000.00

## **CAPITULO IV**

### **PARAMETROS QUE INFLUYEN SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION**

En el presente capítulo se muestra la manera en que se analizó cada uno de los diferentes parámetros que modifican de alguna manera el comportamiento de la producción de los pozos con bombeo neumático continuo, como lo son: el gasto de gas de inyección, la presión de inyección, la relación gas aceite, la presión de fondo fluyendo, el porcentaje de agua, el Índice de Productividad y la geometría del aparejo de producción.

Cabe mencionar que la presión del gas de inyección se analizó de manera diferente, debido a que para este término, no se obtuvieron variaciones para su comportamiento en la simulación. Similarmente, el Índice de Productividad se analizó de manera diferente, mediante el uso de dos mediciones de aforos, para el mismo pozo y en diferentes fechas, sin cambiar las condiciones de producción, que afectarían su comportamiento en forma radical.

La manera en que varía la producción de los pozos que cuentan con BNC, al variar la geometría del aparejo de producción se analiza con la misma metodología utilizada para el Índice de Productividad del pozo.

### **Sensibilidad de la producción a la variación de la Pwh.**

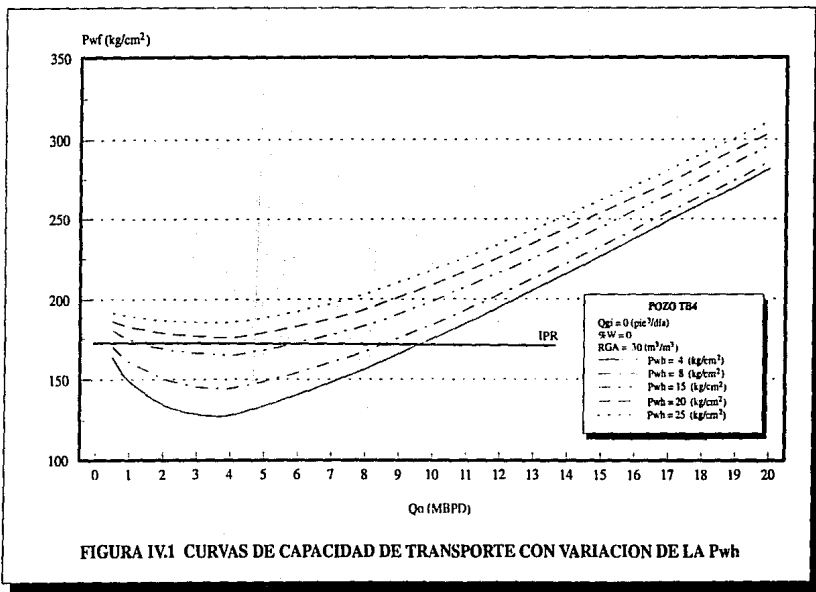
El análisis de la variación de la producción se lleva a cabo mediante la observación de las gráficas de gasto de aceite contra presión de fondo fluyendo en las cuales se tienen las curvas de capacidad de transporte para diferentes valores del parámetro a considerar: así como la curva de Índice de Productividad para cada pozo en especial.

Para el caso de la variación de la presión en la cabeza del pozo, se puede apreciar en la Figura IV.1, que a medida que se incrementa el valor de la presión en la cabeza del pozo, las curvas de capacidad de transporte son generadas con valores de presión de fondo fluyendo más altos, para el mismo valor del gasto de aceite.

Lo anteriormente expresado conduce a la siguiente deducción: para un mismo valor de presión de fondo fluyendo, al aumentar el valor de la presión en la cabeza del pozo, se conseguirá un menor gasto de aceite.

Así por ejemplo, se aprecia que para la presión de  $4 \text{ kg/cm}^2$  en la cabeza del pozo, y considerando constante el valor del Índice de Productividad para el aforo realizado a una fecha determinada, la curva de capacidad de transporte para este pozo, con su aparejo instalado, que se presenta en el Apéndice A, el pozo produciría 9500 BPD, mientras que si la presión en la cabeza del pozo se eleva a  $15 \text{ kg/cm}^2$ , produciría aproximadamente 6000 BPD.





Para el caso en el cual la presión en la cabeza del pozo es de  $8 \text{ kg/cm}^2$ , la producción del pozo también se encontrará en buenas condiciones, sólo que el pozo culminará su producción en menor tiempo que el primer caso.

En la curva de capacidad de transporte, que corresponde a una presión en la cabeza del pozo de  $15 \text{ kg/cm}^2$ , se puede apreciar que la curva del Índice de Productividad la interseca dos veces. La primera intersección es aproximadamente en  $Q_o = 5600$  BPD; un valor mayor de gasto de aceite no podrá proporcionar el pozo, debido a que en este punto es donde se tiene el gasto máximo que pueda producir con las condiciones que presenta. La segunda intersección se tiene aproximadamente en  $Q_o = 1500$  BPD; para este punto y en gastos con un valor inferior, el pozo también dejará de fluir, sólo que lo hará en la zona de producción inestable.

Aproximadamente en  $Q_o = 3700$  BPD, la curva de capacidad de transporte presenta su valor mínimo de presión de fondo fluyendo, de este punto de la curva hacia la derecha, es decir, con mayores gastos de aceite, el pozo se encuentra en la región de producción con flujo "estable", mientras que de ese mismo punto hacia la izquierda, lo que son gastos menores de aceite, el pozo tendrá una producción con flujo "inestable".

Finalmente para los casos en los cuales la presión en la cabeza del pozo se consideró de 20 y  $25 \text{ kg/cm}^2$ , las condiciones del pozo no le permiten fluir y ello se aprecia en la gráfica, debido a que la curva del Índice de Productividad se encuentra por debajo de las curvas de capacidad respectivas a dichos valores, por lo que no se tiene las

condiciones necesarias para que el pozo fluya con esos valores de presión en la cabeza del pozo.

La Figura IV.2, es un ejemplo más del comportamiento señalado, para el pozo TC8 que presenta un  $Q_{gi}=200,000$  (pie<sup>3</sup>/día), un 10% de agua en producción y una RGA de 120 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

Es preciso aclarar que la presión en la cabeza del pozo, es aquella que se tiene corriente arriba del estrangulador y que este parámetro de análisis, es un aspecto que se puede controlar para cada pozo, en la superficie mediante el uso de diferentes diámetros en el estrangulador. El valor que se obtiene de la presión en la cabeza del pozo, es inversamente proporcional a el diámetro del estrangulador, esto es, si el diámetro del estrangulador se amplía, el valor de la presión en la cabeza del pozo se abatirá; e inversamente, si el diámetro del estrangulador se reduce, la presión en la cabeza del pozo aumentará su valor, siempre y cuando el valor del gasto de aceite se encuentre entre en la zona de flujo estable.

La comprobación física del comportamiento de la producción a la variación de la presión en la cabeza del pozo es fácil de comprender, ya que el hecho que origina la reducción de la producción de aceite del pozo es la disminución del diámetro del orificio de flujo que se presenta en el estrangulador, ocasionando que se genere un represionamiento corriente arriba de éste, por lo que el resultado será la obtención de un menor volumen de aceite, de manera análoga si el diámetro del estrangulador se incrementa, se tendrá una menor presión corriente arriba del mismo, es decir una

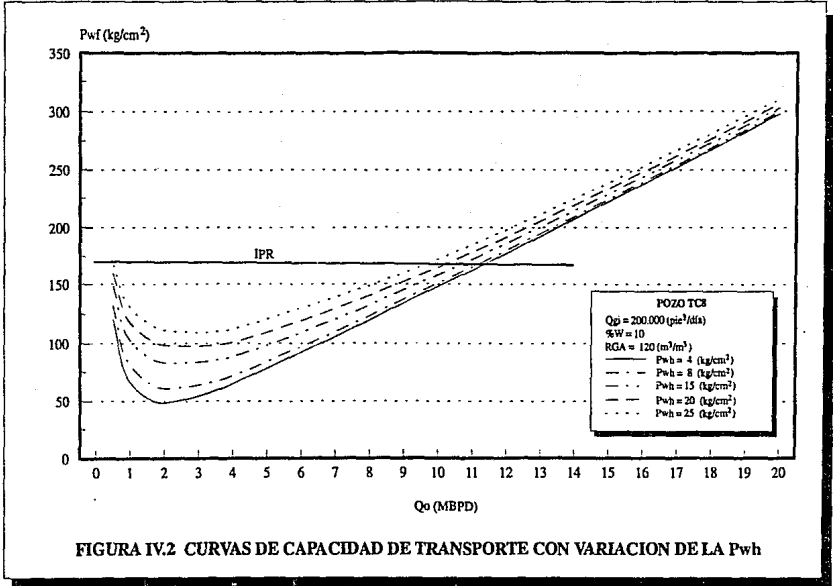


FIGURA IV.2 CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA  $P_{wh}$

menor presión en la cabeza del pozo, lo que conlleva a la obtención de un mayor volumen de aceite que podrá proporcionar el pozo.

La secuencia de las gráficas IV.2A, IV.2B y IV.2C; son el ejemplo que comprueba el efecto del abatimiento adicional de la presión en la cabeza del pozo.

La Figura IV.2A, muestra que para el pozo TD7, con presión de  $2 \text{ kg/cm}^2$  en la cabeza, una  $\text{RGA} = 200 \text{ m}^3/\text{m}^3$  y un gasto de gas de inyección para el BNC de  $100.000 \text{ pie}^3/\text{día}$ , la curva de capacidad de transporte cruza a todas las curvas de mayor presión, iniciando con la que corresponde a  $\text{Pwh} = 8 \text{ kg/cm}^2$  aproximadamente a  $7000 \text{ BPD}$ . El comportamiento descrito, obedece a un régimen de flujo en la tubería de producción, donde predomina el gas, cuando los fluidos se aproximan a la superficie.

La Figura IV.2B, se elaboró con el fin de evitar dicha circunstancia, por lo que la  $\text{Pwh}$  se elevó a  $4 \text{ kg/cm}^2$ ; sin embargo, se presenta un comportamiento similar, con la excepción de que ahora no cruza la curva que corresponde a  $\text{Pwh} = 25 \text{ kg/cm}^2$ , y el cruce con la curva de  $\text{Pwh} = 8 \text{ kg/cm}^2$  lo hace cuando se tienen  $8000 \text{ BPD}$  en producción. Esto se debe a que el cambio de régimen de flujo que se presenta dentro de la TP, está a una menor profundidad.

Finalmente, cuando se incrementa el valor de la  $\text{Pwh}$  a  $6 \text{ kg/cm}^2$  (Figura IV.2C), la curva de capacidad de transporte no interseca a ninguna otra, que corresponda a valores superiores de  $\text{Pwh}$ . Dicho comportamiento se debe a que el cambio de

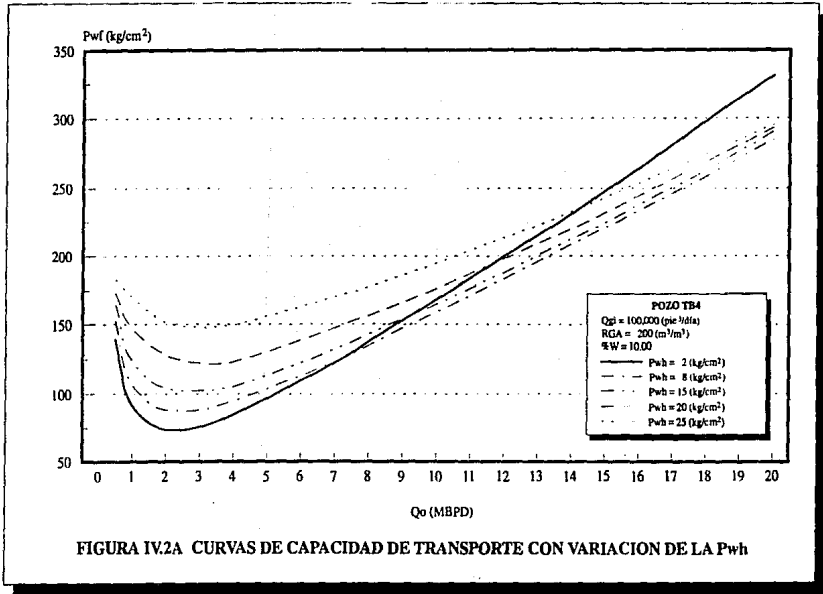


FIGURA IV.2A CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA Pwh

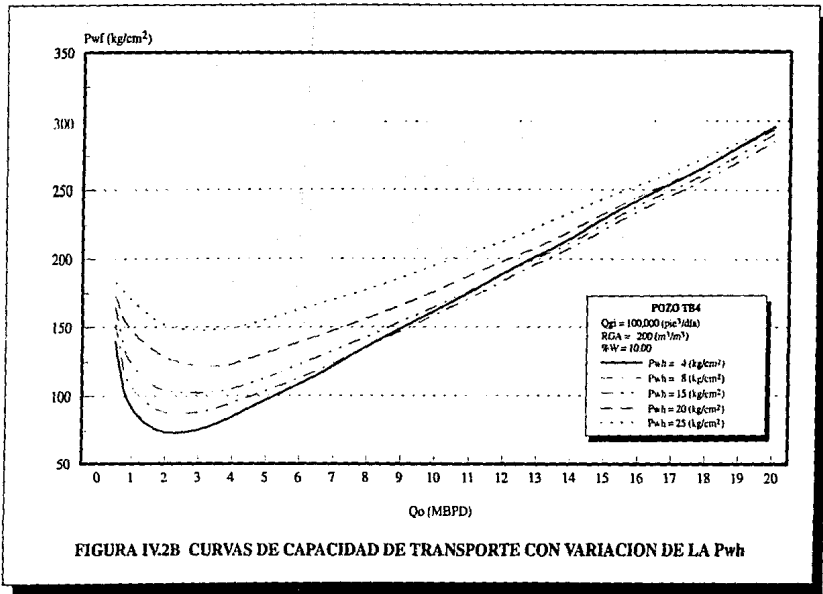


FIGURA IV.2B CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA Pwh

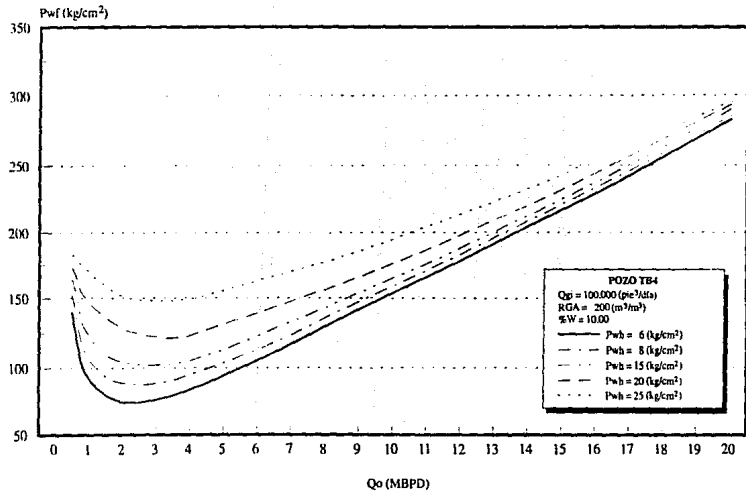


FIGURA IV.2C CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA  $P_{wh}$



régimen de flujo, ya no se presenta en la tubería de producción.

La secuencia del comportamiento descrito, indica que para las condiciones establecidas, no es recomendable la explotación del pozo, debido a que la inyección del gas para BNC agregada a la alta RGA, con bajas presiones en la cabeza y altos gastos de producción, ocasiona el cambio en el régimen de flujo, dando como resultado la inversión de los gradientes de presión en el pozo<sup>(10)</sup>.

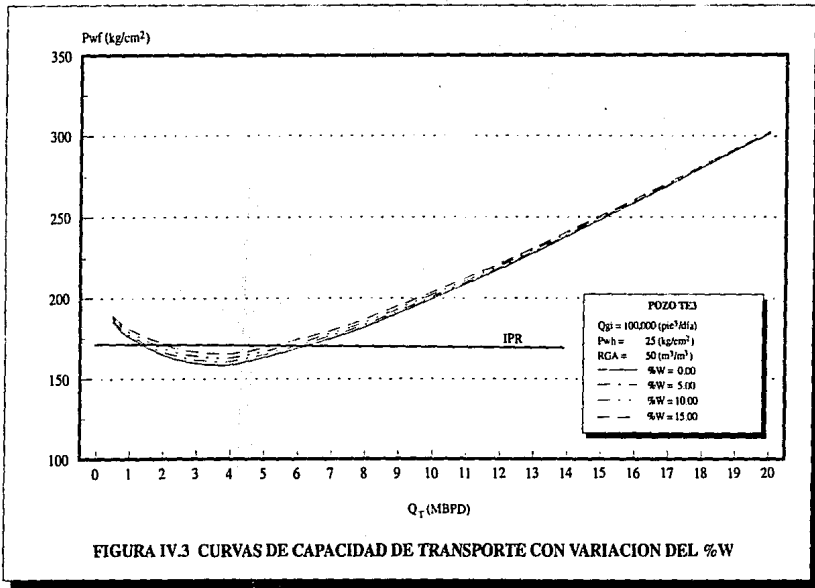
### **Sensibilidad de la producción a la variación del %W.**

Para la elaboración del análisis del comportamiento de la producción de los pozos que cuentan con la instalación de bombeo neumático continuo, con respecto al incremento del porcentaje de agua, se considera la Figura IV.3. Como se estableció en el Capítulo III, la variación del porcentaje de agua, se hace con cuatro valores que son de 0, 5, 10 y 15%.

Si se observa la Figura IV.3, se puede decir que conforme el valor del porcentaje de agua se incrementa en el pozo, para un mismo gasto, el valor de la presión de fondo fluyendo que se requiere, es necesariamente mayor, en menor grado que para el analizado en la Pwh, pero que puede variar hasta  $10 \text{ kg/cm}^2$  en gastos bajos de aceite e incluso ser casi nulo, cuando los gastos de producción del pozo son altos.

Si se observa la intersección de las curvas de capacidad de transporte con la del Índice de Productividad en la zona de producción estable, se puede expresar que cuando se presenta un incremento en el valor del porcentaje de agua correspondiendo a cada incremento una curva de capacidad de transporte, la producción de aceite se verá afectada de manera tal que su valor se reducirá.

Así por ejemplo para este pozo TE3 de la Figura IV.3, encontrándose con una producción de 6530 BPD y cero por ciento de agua, al presentarse el aumento a un 15 por ciento de agua, la producción de aceite se abatiría un poco más de 1000 BPD, por lo que la producción del pozo se encontraría aproximadamente en unos 5200 BPD.



La fracción de agua que se encuentra en producción, no es un parámetro que se pueda controlar, pero que conforme se tiene la explotación de un pozo, éste tiende a incrementar y ello se debe al desplazamiento continuo del contacto agua aceite. Lo que si se puede hacer en beneficio de la producción de aceite es, tratar de evitar las conificaciones de agua a los pozos, mediante la explotación racional de los yacimientos.

Lo que sucede dentro del pozo, que ocasiona la disminución de la producción de aceite al incrementar el porcentaje de agua en la producción total, es el hecho de que al contener mayor cantidad de agua, la mezcla de fluido se torna más densa, creando un aumento en la carga hidrostática, es decir, existe un incremento en el gradiente de presión del pozo, ocasionando la reducción de la velocidad de flujo y en consecuencia la disminución de la producción.

La Figura IV.4 muestra un ejemplo adicional de un pozo del Complejo Cantarell respecto a la variación de la producción de aceite cuando el porcentaje de agua se modifica.

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

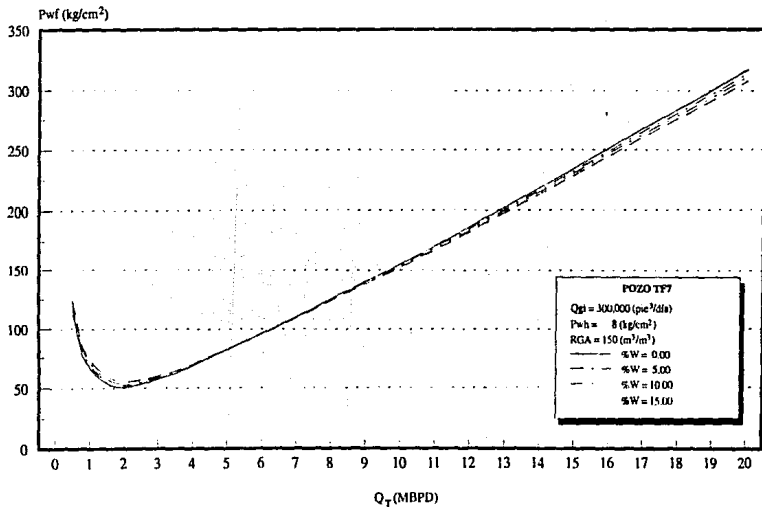


FIGURA IV.4 CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DEL %W

### **Sensibilidad de la producción a la variación de la RGA.**

Para llevar a cabo el análisis del comportamiento de la producción de los hidrocarburos de un pozo, cuando la relación gas aceite sufre variaciones, fue necesario elaborar la Figura IV.5, que nos muestra las curvas de capacidad de transporte del pozo TH2, cuando se considera tiene un volumen de gas de inyección para el BNC de 50.000 (MMPCD), una presión en la cabeza de 15 kg/cm<sup>2</sup> y un 5 por ciento de agua en producción; se conservó el mismo aparejo en el pozo y se consideró constante el valor del Índice de Productividad. Los valores de la relación gas aceite que se consideraron son seis, los cuales se muestran en la misma gráfica.

Al apreciar en la Figura IV.5, se expresa que cuando en el pozo se presenta un incremento en el valor de la RGA, se tiene que para un mismo gasto de producción de aceite, la presión de fondo fluyendo de acuerdo a las curvas de capacidad de transporte toma un valor menor. De ello se deduce que para el valor de presión de fondo fluyendo con el cual cuenta el pozo, a medida que se incrementa el valor de la relación gas aceite en él, se obtendrán mayores gastos de producción de aceite.

Para llevar a cabo el análisis se consideró constante el volumen de gas de inyección utilizado para el BNC por lo que si se tiene un incremento en el valor de la relación gas aceite, este incremento se deberá considerar como el producto de la existencia de un casquete de gas en el yacimiento del cual produce el pozo y en donde se presenta una conificación de gas, que por el incremento en el volumen de gas y la prioridad en permeabilidad del gas al aceite se obtendrán con el tiempo, mayores gastos de

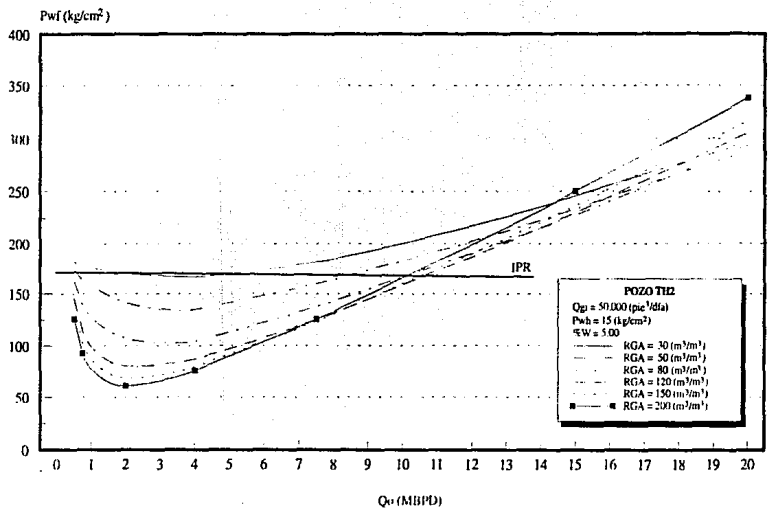


FIGURA IV.5 CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA RGA

producción de gas y en consecuencia un aumento en la RGA, hasta el momento en el que sólo se produzca gas.

Como se dijo, es benéfico el incremento de la relación gas aceite, pero es conveniente no permitir la canalización de gas en los pozos, debido a que esto conservará el casquete de gas del yacimiento y en consecuencia la conservación por un tiempo más prolongado de la presión estática ayudando con ello a una mayor recuperación de aceite que el yacimiento almacena.

Sin embargo cuando el volumen de gas se incrementa en exceso, se presenta un cambio en el patrón de flujo, siendo éste del tipo anular niebla, sobretodo muy cerca de la cabeza del pozo.

El cambio de patrón de flujo es el resbalamiento entre la fase gaseosa y la líquida, esto es el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Las causas del resbalamiento son diversas y se deben a:

- a) La resistencia por fricción al flujo es mucho menor en la fase gaseosa que en la líquida.
- b) La diferencia en compresibilidad entre el gas y el líquido permite que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido.
- c) El líquido por gravedad se moverá con mayor lentitud que el gas en el flujo ascendente por la diferencia de densidades.

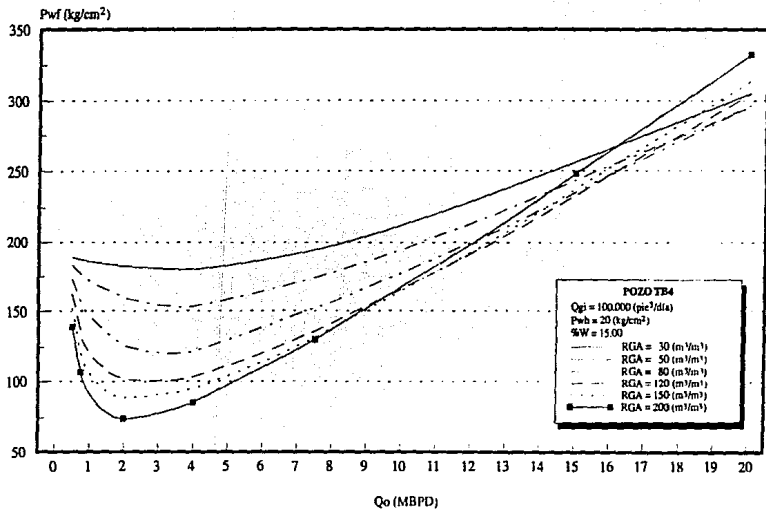


Dichos efectos se observan claramente en la Figura IV.5. en la curva de capacidad de transporte que corresponde a una  $RGA=200 \text{ m}^3/\text{m}^3$  cuando se observa un gasto de aceite aproximado de 10,000 BPD.

La curva de capacidad de transporte mencionada, cruza las otras curvas que corresponden a un valor menor de relación gas aceite, por lo que las condiciones del análisis anteriormente expuestas se invierten.

Con lo anterior se puede decir que cuando el pozo presenta altos valores de RGA, y éste se explota con grandes gastos, se presentará un cambio en el patrón de flujo que ocasionará la reducción de la producción del aceite.

La Figura IV.6 muestra un ejemplo adicional respecto al comportamiento de la producción de los pozos con bombeo neumático continuo, cuando varía la relación gas aceite en el pozo.



**FIGURA IV.6 CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA RGA**

**Sensibilidad de la producción a la variación de la geometría del aparejo de producción.**

El cambio en aparejos de producción de los pozos, no es una práctica común, debido al costo que esto representa. Empero, si se tiene un caso de modificación de los aparejos de producción, es pertinente conocer el fenómeno que ello produzca en favor o en perjuicio de la producción que el mismo pozo pueda aportar. Por ello es insoslayable el análisis de la variación en los diámetros de las tuberías de producción respecto a la sensibilidad de la producción.

Para la justificación del cambio de los valores de producción a la variación de la geometría del aparejo de producción, se utilizó la información de dos mediciones de aforo para el mismo pozo, pero a diferentes fechas, con la diferencia de la variación del aparejo de producción. El pozo que se tomó como base para el análisis fue el pozo TC2, para el cual se elaboró el ajuste en dos fechas de aforo que fueron en Marzo de 1989 y en Julio de 1990. Para las cuales el pozo contaba con un aparejo de 4 1/2 - 5 1/2", y en el cual se operaba el sistema de bombeo neumático continuo, con un gasto de inyección de gas de 9117 m<sup>3</sup>/día. Posteriormente se realizó una intervención al pozo, para llevar a cabo una reparación mayor con cambio en el aparejo de producción a 4 1/2 - 7" y para el cual se obtuvieron datos de aforo actualizados a Octubre de 1990 sin incluir el sistema artificial de producción, mediante el BNC. En las Figuras IV.7 y IV.8 se muestra el cambio importante que experimentó el comportamiento de la producción, entre los aforos de Julio de 1990 y el de Octubre de 1990, de manera respectiva.

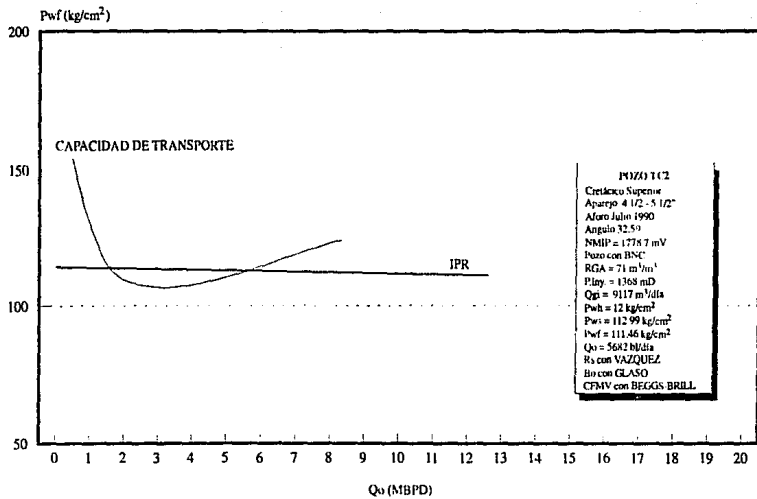


FIGURA IV.7 AJUSTE DE AFORO AL POZO TC2 CON BEGGS-BRILL

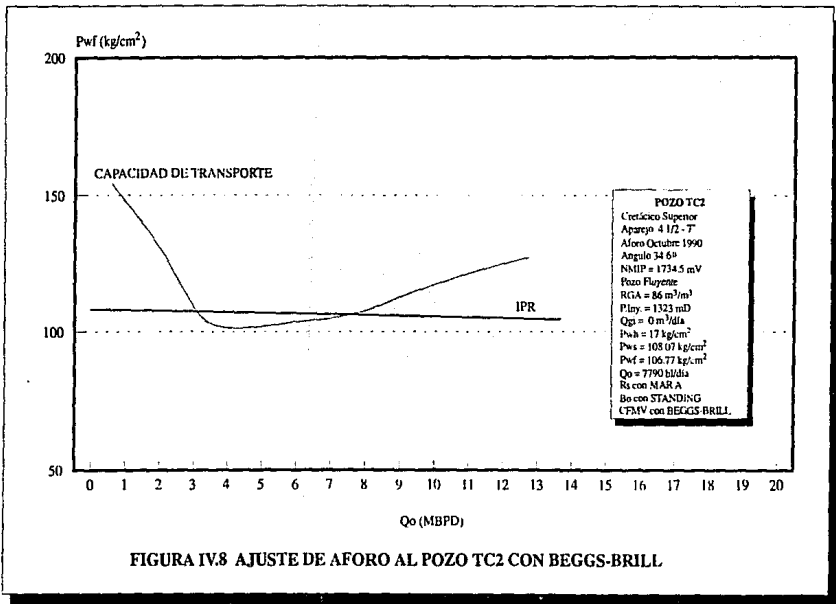


FIGURA IV.8 AJUSTE DE AFORO AL POZO TC2 CON BEGGS-BRILL

Debido a la ampliación del diámetro de TP en el aparejo de producción del pozo TC2, éste sufrió cambios en otros parámetros, que son innatos a dicha ampliación; por lo que se presentó un cambio en el valor de la presión en la cabeza del pozo de 12 a 17  $\text{kg/cm}^2$  , mientras que el gasto de aceite que aporta el pozo pasa de 5882 a 7790 bl/día. es decir, se incrementa en 1908 bl/día; cabe recalcar, que el gasto de gas de inyección que se utiliza para el BNC, se anuló por el hecho de que el pozo tornó su condición de producción a pozo fluyente, para el aforo de Octubre de 1990. La relación gas aceite natural también aumenta de 71 a 86  $\text{m}^3/\text{m}^3$  , que probablemente se deba al cambio dado en el nivel medio vertical del intervalo productor, el cual se ubicó 45m. más arriba después de la reparación.

Con las observaciones anteriormente ostentadas, es válido decir que a medida que se tenga un incremento en el diámetro de las tuberías de producción de un pozo, las curvas de capacidad de transporte se generarán con valores de  $P_{wf}$  menores para un mismo gasto, esto dicho de diferente manera, conduce a la conclusión de que para un mismo valor de presión de fondo fluyendo, a medida que incrementa el diámetro del aparejo de producción, el pozo proporcionará un mayor gasto de aceite que se genera por la reducción en las pérdidas de presión por fricción principalmente.

Sin embargo el hecho de aumentar los diámetros en los aparejos de producción, no es la panacea a los problemas de producción, debido a la existencia de un punto límite, en el cual proporcionar un diámetro de TP mayor, ocasiona la inversión de los gradientes de presión de los fluidos del pozo por lo que resulta contraproducente al gasto de producción de aceite del pozo.

### Sensibilidad de la producción a la variación de la Pws.

La presión estática es el concepto que se asigna al valor de la presión a la cual se encuentran los fluidos dentro del yacimiento y que mientras los pozos del yacimiento se encuentren en producción, su valor se abatirá dependiendo de manera directa de los gastos de producción con los cuales se explota el yacimiento.

Considerando el valor del Índice de Productividad constante, al obtener una reducción en el valor de la presión estática, implica la reducción tanto de la presión de fondo fluyendo como del gasto de aceite que proporciona el pozo.

Para analizar con mayor detalle la sensibilidad de la producción a la variación de la Pws, se tomó como ejemplo el pozo TF9, para el cual se ajustaron aforos de Enero de 1989 y de Mayo de 1990. Para el primer aforo el valor de la Pws es de 182.73 kg/cm<sup>2</sup> mientras que para el segundo aforo lo es de 175.93 kg/cm<sup>2</sup>, las gráficas que muestran las condiciones dadas son las Figuras IV.9 y IV.10 de manera respectiva.

Como se puede apreciar, los valores que pueden afectar el comportamiento de la producción son idénticos, con excepción de la relación gas aceite, ya que debido a la disminución de la Pws, se presentó mayor liberación del gas disuelto en el aceite, que aumentó su valor de 83 a 90 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>; la variación de la RGA, provocó que la curva de capacidad de transporte se desplazara hacia abajo, como se explicó en el análisis de la RGA.

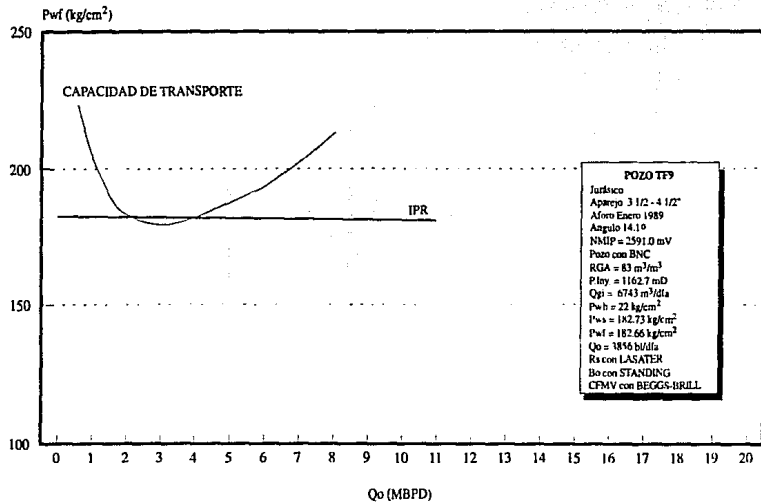


FIGURA IV.9 AJUSTE DE AFORO AL POZO TF9 CON BEGGS-BRILL



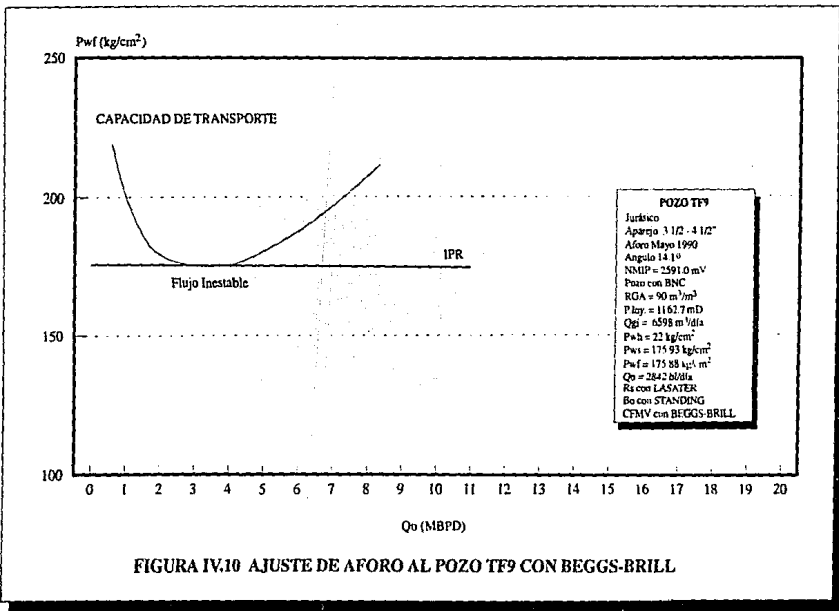


FIGURA IV.10 AJUSTE DE AFORO AL POZO TF9 CON BEGGS-BRILL

Como consecuencia de la reducción en la Pws, se puede apreciar que la producción de aceite disminuye de 3856 a 2842 bl/día, con la observación de que el flujo se torna inestable.

### Sensibilidad de la producción a la variación del IPR.

El Índice de Productividad de un pozo, es el parámetro mediante el cual se puede determinar el comportamiento de afluencia al pozo, existen diversas formas de evaluarlo, la más sencilla es la fórmula en forma de línea recta y que a continuación se presenta:

$$IPR = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Otra manera de evaluar el Índice de Productividad, es mediante la correlación que propuso Vogel (APENDICE B), para lo cual debe calcularse el gasto máximo de aceite con los datos de aforo y posteriormente hacer las predicciones del comportamiento para diferentes presiones de fondo fluyendo con el gasto de aceite máximo calculado y obtener así los valores correspondientes de gastos de aceite para sus respectivas presiones de fondo fluyendo, o evaluar diversos gastos de aceite del pozo encontrando sus correspondientes presiones de fondo fluyendo.

Sin embargo, el valor del Índice de Productividad solo sufre variación, cuando en la formación productora de hidrocarburos que rodea al pozo llamada zona de daño, se presenta la reducción o el incremento de la productividad de manera parcial o total, en

forma natural o inducida. La medición en proporción de cambio en la producción, se determina mediante el factor de daño a la formación (S).

Son dos las fuentes principales de daño a la formación. La primera y la más importante se origina por el contacto e invasión de materiales extraños al yacimiento, como pueden ser materiales provenientes de las operaciones de perforación, terminación, reparación o inclusive de la propia estimulación del pozo. La otra fuente se origina por el proceso natural de producción de los pozos al alterarse las características originales de los fluidos producidos o por la interacción entre el flujo de estos fluidos y los materiales sólidos que constituyen la roca. Ambas fuentes modificadoras de las condiciones originales del yacimiento, ocasionan por consiguiente la alteración en las características de flujo de la formación productora y de sus fluidos.

Existen acciones que pueden disminuir el daño de la formación o incluso reportar beneficios adicionales como son:

- a) Ampliación del intervalo disparado
- b) Incremento en la densidad de disparos
- c) Fracturamiento
- d) Acidificación

El factor de daño se evalúa mediante el uso de cuatro pseudofactores de daño los cuales incluyen cualquier parámetro modificador de las condiciones de productividad,

dichos pseudofactores se mencionan a continuación<sup>(11)</sup>, (12):

- a) SD - pseudofactor de daño por invasión de fluidos de perforación, terminación o reparación.
- b) SP - pseudofactor de daño por la densidad de los disparos en el frente de la formación productora.
- c) SC - pseudofactor de daño por convergencia, es decir, por la amplitud del intervalo disparado.
- d) SF - pseudofactor de daño por fracturamiento de la formación en la zona de daño.

La relación que existe entre los pseudofactores y el factor de daño, se puede apreciar mediante la siguiente ecuación:

$$S = [SD + SP] \frac{H}{H_c} + SC + SF$$

donde:

H - espesor neto de la formación productora.

H<sub>c</sub> - espesor del intervalo disparado.

Para mostrar el efecto que tiene sobre la producción la variación del Índice de Productividad, se presenta el ejemplo de un pozo que no pertenece al Complejo Cantarell, debido a que las características del yacimiento no presentan alteraciones, que sean consideradas como daño a la formación, por lo que el valor del factor de daño es prácticamente despreciable.

La Figura IV.11, muestra la curva de capacidad de transporte del aparejo de producción en intersección con la curva del Índice de Productividad, con las condiciones iniciales del pozo.

Una vez modificadas las condiciones de la zona de daño, los pseudofactores cambiaron de valor, en el pozo cambiaron las condiciones de producción lo que originó otra curva del Índice de Productividad, que se puede observar en la Figura IV.12.

Como se puede apreciar, la modificación de los pseudofactores de daño produce el incremento del valor del Índice de Productividad de 2.533 a 4.463 ( $\text{m}^3/\text{día}/\text{kg}/\text{cm}^2$ ). En consecuencia la producción del pozo, aumenta de 348 a 570 ( $\text{m}^3/\text{día}$ ) de aceite.

La deducción es trivial, de acuerdo a las gráficas, a medida que aumenta el valor del Índice de Productividad, la producción de aceite que aporta el pozo se incrementa.

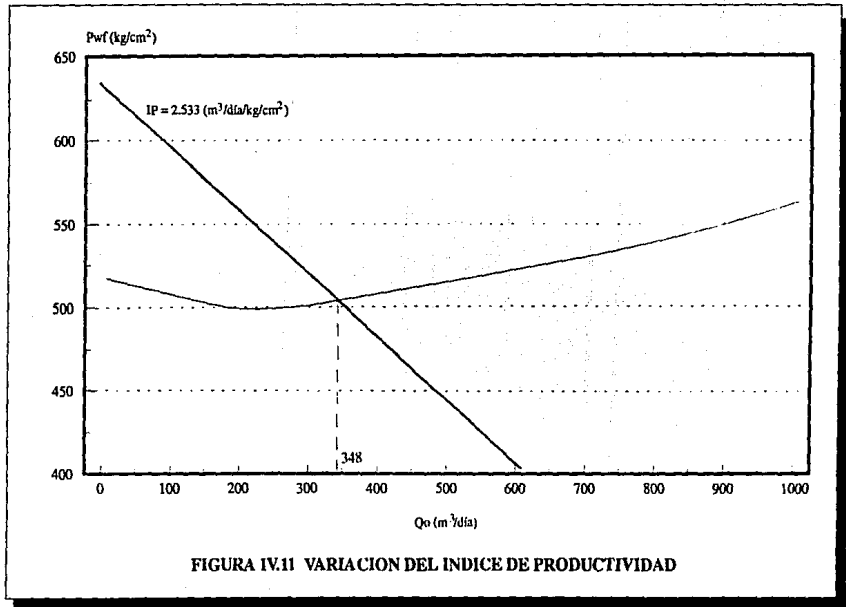


FIGURA IV.11 VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD

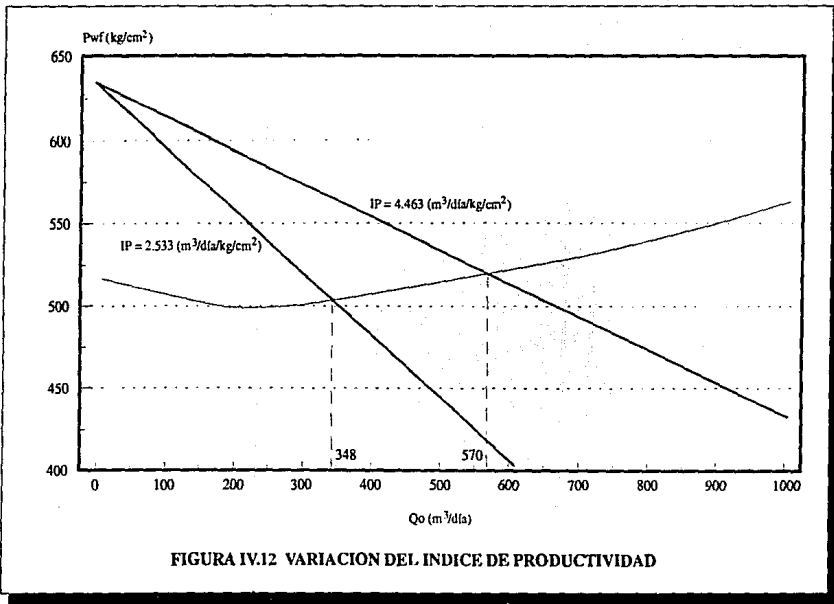


FIGURA IV.12 VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD

### **Sensibilidad de la producción a la variación del gasto de gas de inyección.**

El volumen de gas de inyección tiene un efecto decisivo sobre la eficiencia y operación de un pozo que cuenta con bombeo neumático continuo. El gas de inyección, tiene una doble función. La primera está referida a airear el fluido del pozo suficientemente para descargar la columna del pozo desde un punto de operación; mientras que la segunda, se debe a la reducción de la densidad de la columna del fluido, tal que permita a la presión del yacimiento, empujar el fluido hasta la superficie.

El análisis del comportamiento de la producción al variar el gasto de gas de inyección, se lleva a cabo mediante el uso de gráficas de profundidad del pozo vs. presión, en donde se muestran los gradientes de presión que en el pozo se presentan, ante las diversas condiciones impuestas a éste.

Obsérvese la Figura IV.13; al considerar que la presión del gas de inyección, permanece constante, el gradiente de presión del gas de inyección se representa mediante la curva que indica la presión en la TR, el gradiente de los fluidos del pozo también es constante y se presenta del fondo del pozo hasta el punto de inyección; si el gasto de gas de inyección inicial, produce una relación gas aceite con valor de 300 ( $\text{pie}^3/\text{bl}$ ), incluyendo la relación gas aceite natural, y posteriormente sin cambiar las condiciones y parámetros con los cuales produce el pozo, se aumenta el gasto de gas de inyección; se tendrá un gradiente menor de presión de los fluidos del pozo, desde el punto de inyección, hasta la boca del pozo, debido a que la relación gas aceite total



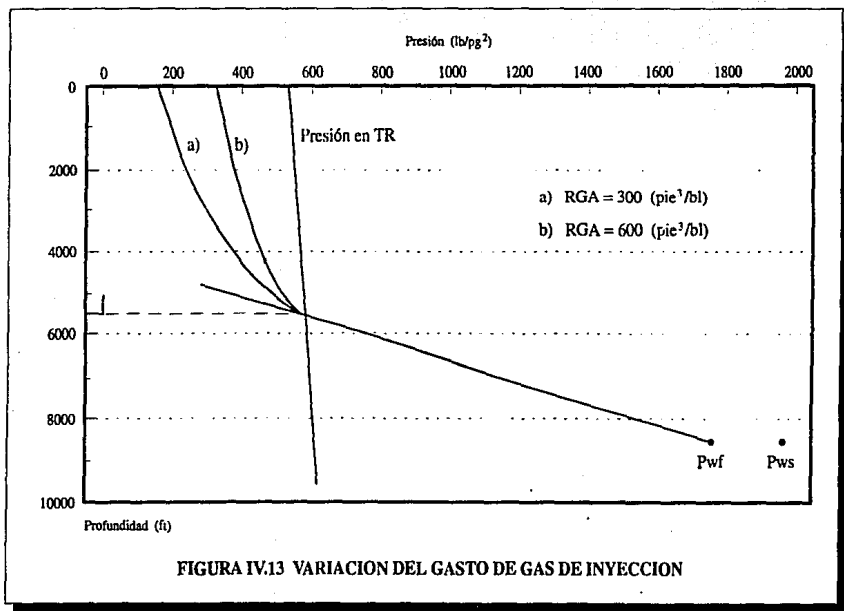
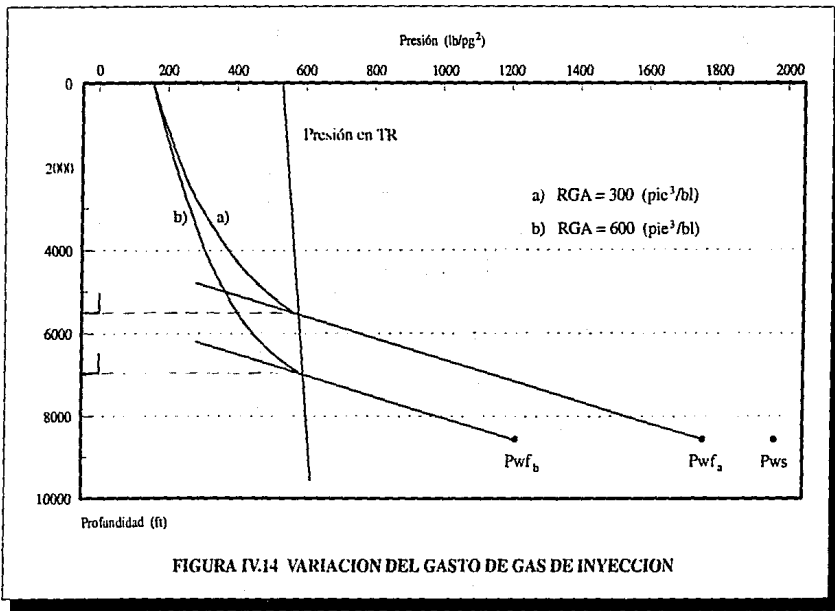


FIGURA IV.13 VARIACION DEL GASTO DE GAS DE INYECCION

se incrementó, al aumentar el gasto de gas de inyección, sin existir modificación en el punto de inyección. La consecuencia de incrementar el gasto de gas de inyección, es el incremento de la presión en la cabeza del pozo, conservando la misma producción de aceite.

Sin embargo se presenta otra alternativa que consiste, en la posible existencia de una válvula adicional de bombeo neumático, abajo de la que opera actualmente, con ello se puede pensar en mantener la presión en la cabeza del pozo constante, que al variar el gasto de gas de inyección junto con el nuevo punto de inyección de gas, proporcionará un aumento completo y único de la capacidad de transporte del aparejo instalado, que inherentemente disminuye el valor de la presión de fondo fluyendo y aumenta el gasto de aceite. Lo que con antelación se cita, se puede apreciar fácilmente en la Figura IV.14

En consecuencia las curvas de capacidad de transporte serán similares a las de la variación de la RGA (como se presenta en la Figura IV.6), que a medida que aumenta el gasto de gas de inyección, las curvas son generadas con valores de presión de fondo fluyendo menores para un mismo gasto de aceite.

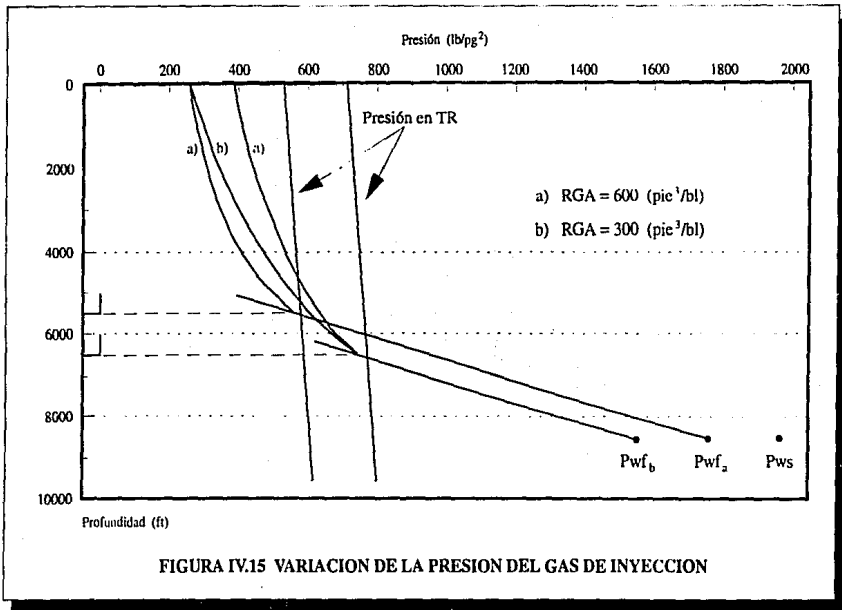


### **Sensibilidad de la producción a la variación de la presión de inyección.**

Cuando para los pozos de un campo petrolero, se ha tomado la decisión de instalar un sistema de producción artificial, en especial el bombeo neumático continuo, la presión a la cual se ha de inyectar el gas, deberá seleccionarse con los criterios adecuados, para elegir el valor apropiado, debido a que la selección de una presión de inyección muy alta para el gas, puede acarrear inversiones innecesarias en los equipos de compresión; mientras que presiones que sean muy bajas pueden ocasionar la operación ineficiente del bombeo neumático y en consecuencia el fracaso para producir un pozo a su máximo potencial<sup>(13), (14)</sup>.

El análisis de la sensibilidad de la producción a la variación de la presión de inyección del gas no se deja al margen, no obstante, una vez seleccionada la presión del gas de inyección y realizada la instalación del equipo de compresión con sus redes de ductos, es difícil hacer un cambio debido al costo que implica.

En la Figura IV.15, se puede observar una serie de curvas, considérese en primer término la presión del gas de inyección de menor valor, es decir, la línea de gradiente de la columna de gas que se encuentra en la TR, de menor valor. Para dicha presión de operación superficial de 520 lb/pg<sup>2</sup> y un gasto de gas de inyección determinado, que proporciona una RGA de 600 pie/bl, incluyendo la RGA natural que es constante, el pozo tendrá una presión en la cabeza de 260 lb/pg<sup>2</sup> aproximadamente. Si se incrementa el valor de la presión de inyección del gas a 710 lb/pg<sup>2</sup>, se tiene la posibilidad de poder inyectar el gas, en una válvula inferior a la que actualmente es la



operante, con ello se presentan dos alternativas, la primera es inyectar el mismo volumen de gas, que implica el aumento de la presión en la cabeza del pozo con mayor producción, debido a que ocasionará una mayor caída de presión al yacimiento, por la variación de la presión de fondo fluyendo. La segunda alternativa se debe al hecho de reducir el gasto de gas de inyección a manera de mantener constante el valor de la presión en la cabeza del pozo, reduciéndose el valor de la relación gas-aceite pero con el mismo aumento de la producción que en el primer caso.

Como se puede apreciar, el aumento en el valor de la presión del gas de inyección, incrementa la producción siempre y cuando se tenga la oportunidad de inyectar el gas en un punto inferior, sin embargo, dicho aumento, implica el cambio del equipo de compresión y las instalaciones relacionadas con él, lo cual necesariamente con lleva a una inversión económica fuerte, que habrá que evaluar para conocer con certeza si el cambio es rentable.



## CONCLUSIONES

El análisis elaborado para conocer el comportamiento de la producción de pozos petroleros con bombeo neumático continuo como sistema artificial de producción, permite establecer las siguientes conclusiones:

- a. En el caso de la variación de la presión en la cabeza del pozo, si su valor se reduce mediante la ampliación del diámetro del estrangulador la producción se incrementa, e inversamente, si el valor de la presión en la cabeza del pozo se incrementa mediante la reducción del diámetro del estrangulador, el volumen de aceite en producción disminuye, siempre que la producción del pozo permanezca en flujo estable.
  
- b. Cuando se tiene un incremento en el porcentaje de agua, la producción de aceite se verá afectada de manera tal que su valor se reducirá. Esto se debe a que conforme la columna hidráulica contiene más agua, su densidad es mayor, ocasionando la reducción de la velocidad de flujo y en consecuencia de la producción.



- c. El incremento de la relación gas aceite en la producción de los pozos, permite obtener mayores gastos de producción de aceite, empero, si el incremento de la RGA es excesivo, se presenta un cambio en el patrón de flujo de los fluidos donde predomina la fase gaseosa, que ocasiona la reducción de la producción del aceite.
  
- d. El cambio de los aparejos de producción, no es una práctica común, debido al costo que ello representa, sin embargo la ampliación del diámetro de las tuberías de producción, permite que el pozo proporcione un mayor gasto de aceite, generado por la reducción de las pérdidas de presión por fricción principalmente. Un aumento drástico en el diámetro de la TP, resulta contraproducente para el gasto de producción de aceite de los pozos.
  
- e. Considerando el Índice de Productividad constante, cuando se tiene reducción en el valor de la presión estática, implica la reducción tanto de la presión de fondo fluyendo como del gasto de aceite que proporciona el pozo.
  
- f. El aumento en el valor del Índice de Productividad, mediante una estimulación o una reparación mayor realizada a un pozo, permite que la producción de aceite, se incremente, así como la reducción del índice de productividad por daño a la formación, provoca la reducción de la producción.
  
- g. El aumento del gasto de gas de inyección, provoca el incremento de la presión en la cabeza del pozo, sin embargo, si existe una válvula adicional de bombeo

neumático, abajo de la que opera actualmente, el incremento del gasto de gas de inyección permitirá el aumento del gasto de aceite del pozo.

- h. El incremento de la presión del gas de inyección, permitirá el aumento de la producción de los pozos, si se tiene la posibilidad de inyectar el gas en una válvula inferior a la que actualmente es operante. Con la alternativa de inyectar el mismo volumen de gas para aumentar la presión en la cabeza del pozo, o de reducir el gasto de gas de inyección a manera de mantener constante el valor de la presión en la cabeza.

## **NOMENCLATURA**

---

<i>Símbolo</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidades</i>
antilog	Función antilogarítmica	
API	Densidad relativa del aceite	°API
BN	Bombeo neumático	
BNC	Bombeo neumático continuo	
BNI	Bombeo neumático intermitente	
Bob	Factor de volumen del aceite saturado	b1/b1
Bob'	Número de correlación para el cálculo de Bob	
CFMV	Correlación de flujo multifásico vertical	

DE	Diámetro externo	pg
DI	Diámetro interno	pg
f	Factor de fricción	
HI	Colgamiento	
IPR,IP	Indice de productividad	$m^3/dfa/kg/cm^2$
log	Función logarítmica	
mD	Metros considerando la desviación del pozo	m
M <sub>o</sub>	Peso molecular efectivo del aceite de tanque	
mV	Metros de profundidad vertical sin desviación	m
NMIP	Nivel medio vertical del intervalo productor	m
P	Presión del yacimiento	lb/pg <sup>2</sup> abs
Pb	Presión de burbujeo	lb/pg <sup>2</sup> abs

$P_r$	Número de correlación para el cálculo de $P_b$	
$P_I$	Punto de inyección	m
$P_{sep}$	Presión de separación	lb/pg <sup>2</sup> abs
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyendo	lb/pg <sup>2</sup> abs
$P_{wfc}$	Presión de fondo fluyendo calculada	lb/pg <sup>2</sup> abs
$P_{wfm}$	Presión de fondo fluyendo medida	lb/pg <sup>2</sup> abs
$P_{wh}$	Presión del pozo en la cabeza	lb/pg <sup>2</sup> abs
$P_{ws}$	Presión de fondo estática	lb/pg <sup>2</sup> abs
$P'$	Número de correlación para el cálculo de $R_s$	
$P_b'$	Número de correlación para el cálculo de $P_b$	
$Q_{ig}$	Gasto de inyección de gas	MMPCD

$Q_o, q_o$	Gasto de aceite	MBPD
$Q_T$	Gasto total	MBPD
$q_{omax}$	Gasto máximo de aceite	MBPD
RGA	Relación gas aceite instantánea	pie <sup>3</sup> /bl
$R_s$	Relación gas disuelto - aceite	pie <sup>3</sup> /bl
T	Temperatura del yacimiento	°F
TP	Tubería de producción	
TR	Tubería de revestimiento	
$T_{sep}$	Temperatura de separación	°F
$Y_g$	Fracción molar de gas	
%W	Porcentaje de agua	%
$\bar{\gamma}_g$	Densidad relativa promedio del gas total obtenido en la superficie, (aire=1)	

$\gamma_{gr}$  Densidad del gas obtenido a una presión de separación  $p_s$ , (aire=1)

$\gamma_g$  Densidad relativa del gas que se obtendría de una separación a 100 lb/pg<sup>2</sup> y 60 °F, (aire=1)

$\gamma_o$  Densidad relativa del aceite, (agua=1)



## REFERENCIAS

- 1) Ayala N.S.R., Granados G.J.L., Pineda A.C. y Villalobos L.M.: "Explotación Petrolera en México", Evaluación de Formaciones en México. Petróleos Mexicanos, Septiembre 1984.
- 2) Traducción al Castellano por Stacy O. Carlos Miguel.  
Davis, Jerry B.: "Producción del Petróleo Mediante Bombeo Neumático: Diseño y Operación", Otis Engineering Corporation, 1970.
- 3) Brown, Kermit E. y Thrash, Purvis J.: "Field Operation Handbook For Gas Lift", Otis Engineering Corporation, 1965.
- 4) Brown, K.E., et al.: "The Technology of Artificial Lift Methods", volumen 2a "Introduction of Artificial Lift Systems Beam Pumping: Design and Analysis Gas Lift Penn Well Books", Penn Well Publishing Company, 1977.
- 5) Brown, K.E., Donaldson, R.W. y Canalizo, C.R.: "Pack Off Assembly Cuts Gas-Lift Installation Cost", Petroleum Engineer, Enero 1960.

- 6) Faustinielli, Juan L.: "A New Gas Lift Concept - Two Step Gas Lift Installation"  
M.S. Thesis, The University of Tulsa, 1974
  
- 7) Referencias de programas de cómputo.
  - a) Dfiaz, Z.H., González, Ch.M.A.: "Simulador Numérico para Analizar el Comportamiento de la Producción de Pozos", División de Producción, Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP, Diciembre 1985.
  
  - b) Lucero, A.F., Martínez, G.J., Dfiaz, Z.H.: "Modificaciones al Programa de cómputo FLUPROD e Instructivo Complementario para su Manejo", División de Producción, Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP, Julio 1988.
  
  - c) Dfiaz, Z.H., García, H.C.: "Modificaciones al Programa de Cómputo FLUMUL: Tablas Hidráulicas para el Simulador de Yacimientos ECLIPSE", Proyecto de Servicio D-3905, División de Producción, Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP, Junio 1989.
  
- 8) Garaicochea, P.Francisco.: "Apuntes de Transporte de Hidrocarburos", DICT, Facultad de Ingeniería UNAM, 1985.
  
- 9) Brill P.J., Beggs D.H.: "Two Phase Flow in Pipes (Capítulo III), Tulsa University, Febrero 1984.

- 10) "Informe Complementario: Tablas Hidráulicas para Pozos del Campo Akal", Proyecto CBO-9990. División de Producción, Subdirección de Tecnología de Explotación, I.M.P.. Abril 1991.
- 11) C.S. Matthews y D.G. Russell (Capítulo III, pag. 19), "Pressure Buildup and flow test in wells". SPE of AIME, New York, 1967.
- 12) Silva L.P. y Poblano O.R., "Análisis del efecto de los disparos sobre la productividad de los pozos", División de Producción, Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP, Junio 1978.
- 13) "Temas Selectos Sobre Bombeo Neumático Continuo", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., IMP, 1984.
- 14) Copyright 1984. Society of Petroleum Engineers.  
Blann, J.R. y Williams, J.D.: "Determining The Most Profitable Gas Injection Pressure For a Gas Lift Installation", JPT, Agosto 1984.
- 15) Gómez Cabrera, J. Angel.; "Apuntes de Pozos Fluyentes, Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico". Facultad de Ingeniería UNAM, 1986.
- 16) Santamaría G.N., Hernández P.M.: "Desarrollo de Correlaciones para Determinar las Propiedades Físicas de los Hidrocarburos de los Principales Campos Petroleros de México", Revista IMP, Vol XXI, No. 1, Enero 1989.

- 17) Santamaría Guevara, Noel E. y Hernández Punte, Mario A.: "Evaluación y Desarrollo de Correlaciones para Determinar las Propiedades Físicas de los Hidrocarburos Producidos de los Campos Petroleros del Area Marina de Campeche", Proyecto D-3049, División de Producción, Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP, Enero 1987.

## APENDICE A

POZO	FECHA DEL APAREJO	INTERVALO PRODUCTOR				ANGULO DESVIADO (GRADOS)	GEOMETRIA DEL APAREJO			AFOROS			
		PROFUNDIDAD CIMA (mV)	PROFUNDIDAD MEDIA (mD)	PROFUNDIDAD CIMA (mV)	PROFUNDIDAD MEDIA (mD)		DIAMETRO (Pg)	PUNTO DE INYECCION (mV)	PUNTO DE INYECCION (mD)	FECHA	Q <sub>o</sub> (bpd)	RGA (m <sup>3</sup> /hr)	
TA1	21 MAY 89	2117.0	2320.0	2163.0	2330.0	21.8	4 1/2 - 7	1000.2	1105.3	02 JUN 90	11149	69	
TA2	31 AGO 89	1910.0	2271.0	1915.0	2277.0		4 1/2 - 7	1238.0	1471.1	13 JUN 90	3129	36	
TA3	MAY 89	2116.5	2116.5	2183.5	2183.3		4 1/2 - 7			10 JUN 90	15195	66	
TA4	16 OCT 89	2195.0	2195.0	2210.0	2210.0	0.0	4 1/2 - 7	1032.7	1032.7	10 JUN 90	9364	52	
TA5	21 AGO 84	2312.0	2708.0	2323.5			4 1/2 - 7	+	1261.3	1478.2	21 MAY 90	13011	65
TA6	12 JUL 87	2239.0	2239.0	2250.0	2301.5	13.3	4 1/2 - 7	+	1598.5	1634.9	01 JUN 90	11772	65
TA7	02 ABR 90	2093.0	2650.0	2112.0	2675.0	37.8	4 1/2 - 7		1131.3	1131.3	05 JUN 90	7312	56
TA8	26 FEB 89	2192.0	2950.0	2201.5	2965.0	42.0	4 1/2 - 7	++	1243.0	1672.6	12 JUN 90	4654	55
TA9	08 ABR 90	2084.0	2580.0	2093.5	2593.0	41.0	3 1/2 - 5 1/2	++	980.7	1218.4	01 FEB 90	7782	64
TB1	14 NOV 89	2051.0	2560.0	2061.0	2572.5	40.0	4 1/2 - 7	+++	977.0	1218.6	23 JUN 90	5533	56
TB2	MAY 89	2222.0	2372.0	2267.5	2424.5	20.7	3 1/2 - 7	++	1274.1	1363.8	01 MAR 90	11472	70
TB3	30 JUN 88	2401.0	2540.0	2413.0	2552.5	19.0	4 1/2 - 7	++	1248.6	1320.5	14 JUN 90	6756	66
TB4	09 MAY 89	1795.0	2111.0	1815.5	2136.0	30.0	4 1/2 - 5 1/2	++	1536.3	1808.2	11 JUN 90	4676	60
TB5	30 ENF 87	2311.0	2355.0	2222.0	2370.0	18.0	4 1/2 - 7		1258.2	1342.6	11 JUN 90	6599	53
TB6	02 MAR 89	2231.0	2340.0	2246.5	2356.5		4 1/2 - 5 1/2	+	1275.0	1336.8	01 MAY 90	7436	54
TB7	13 JUN 90	1985.0	2135.0	1998.5	2150.0	21.6	4 1/2 - 7	+	1520.6	1520.6	13 JUN 90	6794	80
TB8	09 JUN 86	2027.0	2450.0	2038.0	2465.0	34.2	4 1/2 - 7		975.5	1180.8	01 MAY 90	8064	48
TB9	11 JUL 89	1825.0	2221.0	1838.0	2239.5	34.8	4 1/2 - 7	+	951.0	1162.4	18 MAR 90	6234	51

(+) NUMERO DE DIAMETROS ADICIONALES

TABLA I.3 CLASIFICACION GENERAL DE LA INFORMACION

POZO	FECHA DEL APAREJO	INTERVALO		PRODUCTOR		ANGULO DESVIADO (GRADOS)	GEOMETRIA DEL APAREJO			FECHA	AFOROS	
		PROFUNDIDAD CIMA (mV)	PROFUNDIDAD MEDIA (mD)	PROFUNDIDAD CIMA (mV)	PROFUNDIDAD MEDIA (mD)		DIAMETRO (pg)	PUNTO DE INYECCION (mV)	(mD)		Q <sub>o</sub> (bpd)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
TC1	06 AGO 89	2044.0	2320.0	2104.0	2347.5	24.5	4 1/2 - 7	991.4	1128.1	03 JUN 90	7397	63
TC2	03 MAR 89	1766.0	2094.0	1777.0	2109.0	32.5	4 1/2 - 5 1/2 +	1152.5	1368.0	01 JUL 90	5682	51
TC3	20 MAR 89	2185.0	2355.0	2197.5	2370.0	22.0	4 1/2 - 5 1/2 +	1434.4	1547.0	14 MAY 90	7722	65
TC4	31 MAR 89	1961.0	2473.0	1961.0	2513.0	38.7	4 1/2 - 5 1/2 +++	1073.3	1375.3	15 JUN 90	7760	69
TC5	DIC 88	2229.0	2655.0	2240.3	2670.0	32.9	4 1/2 - 7	1379.4	1648.9	08 JUN 90	4142	45
TC6	19 JUN 87	2055.0	2565.0	2063.0	2580.0	35.0	4 1/2 - 7 +	1082.7	1382.0	08 JUN 90	6105	43
TC7	07 OCT 87	2164.7	2350.0	2211.0	2400.0	22.9	4 1/2 - 7	1176.0	1276.5	09 JUN 90	10874	61
TC8	26 JUN 88	1797.0	2062.0	1824.5	2094.8	29.5	4 1/2 - 7 ++	1285.0	1475.6	11 JUN 90	10010	61
TC9	01 JUN 90	1849.3	2403.5	2051.3	2670.0	39.8	4 1/2 - 7	1354.8	1761.1	06 AGO 87	6349	79
TD1	13 NOV 89	2278.0	2410.0	2289.0	2422.5	19.1	4 1/2 - 7 +	1283.8	1375.1	09 JUN 90	9260	64
TD2	22 ABR 89	2140.0	2140.0	2155.0	2155.0	0.0	4 1/2 - 7 ++	1026.2	1026.2	01 FEB 90	3220	58
TD3	09 JUL 89	1978.0	2186.0	1991.0	2198.0	25.1	4 1/2 - 7	953.4	1052.2	01 JUN 90	7170	55
TD4	27 NOV 89	1994.0	2175.0	2008.0	2190.0	23.5	4 1/2 - 7 ++	1046.9	1141.2	07 JUN 90	7467	61
TD5	30 SEP 89	1984.0	2390.0	1944.5	2402.5	29.9	4 1/2 - 7	1044.4	1206.8	06 JUN 90	4803	60
TD6	13 JUL 89	1765.0	1765.0	1771.0	1771.0	0.0	4 1/2 - 7 +	1486.5	1486.5	15 MAR 90	7903	54
TD7	25 FEB 89	2104.0	2560.0	2114.5	2575.0	34.8	4 1/2 - 5 1/2 ++	1044.3	1285.0	04 FEB 90	8795	70
TD8	19 FEB 90	2104.0	2285.0	2024.0	2297.0	28.2	4 1/2 - 7	1495.8	1624.5	01 MAY 90	6443	58
TD9	02 NOV 87	2155.0	2520.0	2163.0	2532.5	31.7	4 1/2 - 7 +	1448.6	1709.5	07 JUN 90	4760	65

(N) NUMERO DE DIALECTOS ADICIONALES

TABLA I.3 CLASIFICACION GENERAL DE LA INFORMACION

(CONTINUACION)



POZO	FECHA DEL APAREJO	INTERVALO		PRODUCTOR		ANGULO DESVIADO (GRADOS)	GEOMETRIA DEL APAREJO			AFOROS		
		PROFUNDIDAD (mV)	CISMA (mD)	PROFUNDIDAD (mV)	MEDIA (mD)		DIAMETRO (ppg)	PUNTO DE INYECCION (mV)	(mD)	FECHA	Qo (bpd)	RGa (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
TE1	29 ABR 88	2902.0	3115.0	2913.0	3127.5	21.3	4 1/2 - 7	1475.6	1647.4	10 JUN 90	1683	49
TE2	14 NOV 89	2185.0	2185.0	2396.5	2396.5	0.0	3 1/2 - 4 1/2	1864.6	1864.6	06 JUN 90	3247	50
TI-1	08 NOV 90	1663.1	1891.0	1997.1	2300.0	21.0	4 1/2 - 7			29 ABR 89	6491	58
TI-4	16 FEB 88	2099.0	2099.0	2294.5	2294.5	0.0	4 1/2 - 7	1618.6	1618.6	18 SEP 89	15400	69
TE5	11 NOV 88	1896.0	2132.0	1951.5	2192.0	27.1	4 1/2 - 7	1212.7	1359.9	06 JUN 90	8094	67
TE6	16 OCT 89	1721.0	2007.0	1737.5	2024.0	31.0	4 1/2 - 7	1152.2	1340.7	19 MAY 90	2637	42
TE7	28 FEB 89	1998.0	2360.0	2006.5	2372.5	32.2	4 1/2 - 5 1/2	1031.4	1218.8	09 MAR 90	4109	52
TE8	25 JUN 89	1992.0	2265.0	2003.5	2277.5	28.4	4 1/2 - 7	953.0	1081.0	01 MAY 90	5089	47
TE9	07 JUN 90	2021.0	2810.0	2029.0	2925.0	44.1	4 1/2 - 5 1/2	1004.9	1413.7	29 JUN 90	6468	64
TF1	09 MAY 89	1959.0	2335.0	1969.0	2350.0	32.9	4 1/2 - 3 1/2	918.2	1102.4	23 MAY 90	4249	51
TF2	05 JUN 89	2257.0	2610.0	2257.0	2637.5		3 1/2 - 5 1/2	1276.0	1491.8	04 JUL 90	8444	67
TF3	08 JUN 90	1897.0	2022.0	1983.5	2121.0	20.7	4 1/2 - 7	1356.1	1454.3	09 JUN 90	7133	80
TF4	15 MAY 90	2380.0	2520.0	2403.0	2545.0	19.2	3 1/2 - 7	1517.2	1609.5	10 FEB 90	7092	71
TF5	12 OCT 88	2650.0	2650.0	2689.5	2689.5	0.0	4 1/2 - 7	1174.8	1174.8	04 JUN 90	7193	42
TF6	12 SEP 88	2394.0	2507.0	2405.0	2519.5	18.0	4 1/2 - 7	1569.1	1650.8	11 JUN 90	7168	52
TF7	17 OCT 86	1910.0	2035.0	1931.5	2052.5	18.3	4 1/2 - 7			18 MAY 90	7748	60
TF8	11 AGO 88	2573.0	2877.0	2672.0	2883.5	24.1	4 1/2 - 7	1134.5	1265.9	15 FEB 90	10991	67
TF9	ENE 86	2570.0	2650.0	2591.0	2672.5	14.1	3 1/2 - 4 1/2	1127.2	1162.7	18 MAY 90	2842	45

(\*) NUMERO DE DIAS DE TRAZO ADICIONALES

TABLA I.3 CLASIFICACION GENERAL DE LA INFORMACION  
(CONTINUACION)

POZO	FECHA DEL APAREJO	INTERVALO PRODUCTOR				ANGULO DESVIADO (GRADOS)	GEOMETRIA DEL APAREJO			AFOROS		
		PROFUNDIDAD CIMA (mV)	PROFUNDIDAD CIMA (mD)	PROFUNDIDAD MEDIA (mV)	PROFUNDIDAD MEDIA (mD)		DIAMETRO (ppg)	PUNTO DE INYECCION (mV)	PUNTO DE INYECCION (mD)	FECHA	Qo (bpd)	RGA (m <sup>3</sup> /m)
TG1	14 MAR 89	1967.0	2247.0	1995.5	2281.0	30.0	4 1/2 - 7	660.5	755.2	24 MAY 90	7584	90
TG2	11 AGO 87	2215.0	2470.0	2175.5	2482.5	28.8	4 1/2 - 7	1061.2	1240.0	05 JUN 90	8892	56
TG3	11 JUN 89	1768.0	2546.0	1768.0	2515.0	46.0	4 1/2 - 7	790.4	1162.2	01 MAY 90	5201	44
TG4	24 NOV 89	2250.0	3104.0	2275.0	3137.5	31.6	4 1/2 - 7	1475.7	2019.8	10 MAY 90	8821	75
TG5	22 ABR 89	2294.0	2590.0	2305.5	2605.0	27.7	4 1/2 - 7	1212.7	1374.0	04 FEB 90	7707	65
TG6	15 ENE 89	2497.0	2614.0	2344.0	2664.0	17.3	4 1/2 - 7	1355.4	1419.7	10 FEB 90	8145	54
TG7	11 OCT 88	2135.0	2135.0	2160.0	2160.0	0.0	4 1/2 - 7	1484.4	1484.4	11 FEB 90	6285	54
TG8	30 FEB 89	2298.0	2818.0	2366.5	2916.6	36.1	4 1/2 - 5 1/2	1228.6	1521.2	01 MAR 90	10217	68
TG9	20 ENE 89	1872.0	2330.0	1904.5	2372.5	36.6	4 1/2 - 7	1326.9	1652.8	25 MAY 90	9231	51
TH1	31 MAY 89	2213.0	2335.0	2227.0	2350.0	8.6	3 1/2 - 7	1296.8	1370.7	15 FEB 90	12367	50
TH2	21 JUL 87	2531.0	2980.0	2579.0	2990.0	31.9	4 1/2 - 7	1495.6	1761.7	23 JUN 90	7619	59
TH3	22 MAY 89	2545.0	2735.0	2558.5	2750.0	24.0	3 1/2 - 7	1085.3	1174.7	11 JUN 90	10126	55
TH4	18 AGO 87	2122.0	2764.0	2343.0	2815.5	33.0	4 1/2 - 7	899.4	1072.6	13 FEB 90	7217	65
TH5	13 MAY 89	2573.0	2725.0	2584.0	2747.5	23.0	3 1/2 - 7	1263.2	1329.7	15 JUN 90	8356	60
TH6	28 JUL 88	2280.0	2280.0	2287.5	2287.5	0.0	4 1/2 - 7	1278.5	1278.5	10 MAY 90	9373	92
TH7	08 OCT 88	2496.0	2705.0	2507.5	2720.0	22.8	4 1/2 - 7	1456.8	1587.6	01 JUN 90	4906	78
TH8	08 ABR 89	2625.0	2895.0	2635.0	2906.5	25.0	4 1/2 - 5 1/2	996.4	1100.2	20 MAY 90	5194	70
TH9	06 JUN 87	2640.0	2760.0	2652.0	2772.5	16.9	4 1/2 - 7	1511.8	1581.5	12 JUN 90	11310	59

(+) NUMERO DE DIAMETROS ADICIONALES

TABLA I.3 CLASIFICACION GENERAL DE LA INFORMACION  
(CONTINUACION)

POZO	FECHA DEL APAREJO	INTERVALO		PRODUCTOR		ANGULO DESVIAION (GRADOS)	GEOMETRIA DE APAREJO		PUNTO DE INYECCION (m <sup>3</sup> )	FECHA	AFOROS Q <sub>0</sub> (ppd)	RGA (m <sup>3</sup> /a <sup>2</sup> )	
		PROFUNDIDAD CIMA (mV)	PROFUNDIDAD (mD)	PROFUNDIDAD CIMA (mV)	PROFUNDIDAD (mD)		DIAMETRO (pp)	PUNTO DE INYECCION (mV)					
T11	21 SEP 88	2283.0	2410.0	2283.0	2417.5	19.2	4 1/2 - 7	+	1131.9	1190.5	18 MAR 90	10641	72
T12	AGO 86	2332.0	2959.0	2350.5	2985.0	38.0	4 1/2 - 7		929.1	1180.9	04 MAR 90	8298	58
T13	06 SEP 87	2496.0	3010.0	2501.0	3022.5	36.0	4 1/2 - 7	+	1197.9	1464.7	MAY 90	14568	62.3
T14	21 MAY 88	2655.0	2785.0	2671.0	2802.5	17.6	4 1/2 - 5 1/2	+++	1384.7	1456.5	10 JUN 90	4905	65
T15	28 NOV 88	2670.0	2670.0	2685.0	2685.0	0.0	4 1/2 - 7		1478.7	1478.7	11 JUN 90	5296	55
T16	28 MAR 89	2453.0	2615.0	2464.5	2627.5	20.3	4 1/2 - 5 1/2	++	1386.9	1431.9	06 FEB 90	5036	72
T17	10 OCT 89	2699.0	3020.0	2712.5	3035.0	29.5	4 1/2 - 7		1444.3	1615.2	02 JUN 90	6625	61
T18	25 MAY 88	2680.0	2820.0	2694.5	2835.0	18.1	4 1/2 - 7	+	1440.0	1511.9	05 FEB 90	5048	58
T19	01 OCT 88	2490.0	2635.0	2495.0	2645.0	19.1	4 1/2 - 7	+	1214.9	1284.1	03 JUN 90	6817	51
T21	29 JUN 89	2208.0	2588.0	2181.7	2208.0	32.9	4 1/2 - 5 1/2	++	1061.4	1246.2			
T22	22 AGO 89	2289.0	2415.0	2300.5	2427.5	19.0	4 1/2 - 7		1280.5	1351.1	09 JUN 90	5189	55
T23				2970.4		26.1							
T24	30 OCT 88	2457.0	2970.0	2466.5	2985.0	35.0	4 1/2 - 7		1186.4	1462.6	10 JUN 90	5077	64
T25	30 SEP 88	2389.0	2625.0	2401.5	2640.0	24.5	4 1/2 - 7	+	1535.7	1693.0			
T26	18 OCT 88	2921.0	3200.0	2933.5	3215.0	24.1	4 1/2 - 7	+	1124.8	1242.1			
T27	31 ENE 88	2109.0	2535.0	2115.5	2550.0	33.9	4 1/2 - 7	+	887.4	1069.1	01 MAY 90	4690	52
T28	06 FEB 88	2149.0	2350.0	2161.0	2365.0	23.9	4 1/2 - 7	+++	1104.1	1208.6	01 MAY 90	5665	59
T29	24 DIC 87	2197.0	2375.0	2207.5	2387.5	22.9	4 1/2 - 7	++	1448.1	1585.9			

(+) NUMERO DE DIAMETROS ADICIONALES

TABLA I.3 CLASIFICACION GENERAL DE LA INFORMACION

(CONTINUACION)

POZO	FECHA DEL APAREJO	INTERVALO		PRODUCTOR		ANGULO DESVIADO (GRADOS)	GEOMETRIA DEL APAREJO		AFOROS		RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup> )		
		PROFUNDIDAD CIMA (mV)	(mD)	PROFUNDIDAD CIMA (mV)	PROFUNDIDAD MEDIA (mD)		DIAMETRO (pg)	PUNTO DE INYECCION (mV)	FECHA	Qo (bpd)			
TK1	27 OCT 89	2013.0	2510.0	2021.0	2522.5	36.7	4 1/2 - 7	+	1196.0	1491.7	23 MAY 90	6598	64
TK2	08 ABR 88	2160.0	2160.0	2187.5	2187.5	0.0	4 1/2 - 7	+	844.3	844.3	01 MAR 90	3387	73
TK3	13 JUL 87	2089.0	2280.0	2100.5	2295.0		4 1/2 - 7	++	1077.4	1176.6	02 FEB 90	7750	67
TK4	18 AGO 88	2502.0	2900.0	2523.0	2912.5	31.5	4 1/2 - 7	+	1081.3	1254.9	28 NOV 85	9616	52.3
TK5	03 ABR 89	2089.0	2370.0	2099.5	2382.5	28.2	4 1/2 - 5 1/2	++	1055.6	1197.8	04 FEB 90	2376	51
TK6	10 DIC 89	2066.0	2540.0	2074.0	2552.5	19.2	4 1/2 - 7		1585.7	1955.1			
TK7	08 SEP 89	2377.0	2580.0	2392.0	2567.5	21.3	4 1/2 - 5 1/2	+	1128.7	1242.3	17 JUN 90	6702	70
TK8	09 NOV 88	2275.0	2275.0	2285.0	2285.0	0.0	4 1/2 - 7	+	1139.9	1139.9	18 JUN 90	2478	64
TK9	13 NOV 89	2543.0	2933.0		2993.0				1165.6	1345.0	10 JUN 90	13864	52
TL1	02 MAY 88	2021.0	2160.0	2048.0	2190.0	21.0	4 1/2 - 7	+	1407.9	1508.9	16 JUN 90	8725	64
TL2	NOV 88	2592.0	2750.0	2596.5	2755.0						21 JUN 82	5565	75
TL3	28 OCT 89	2543.0	2950.0		2900.0				1417.5	1666.6	11 JUN 90	12175	54
TL4	28 OCT 89	2708.0	3535.0	2408.8	3539.0	38.0	4 1/2 - 7	+	1025.9	1380.4	27 AGO 90	8177	150
TL5		2652.0	2840.0	2663.0	2855.0	-40.0							
TL6	02 NOV 89	2010.0	2345.0	2042.5	2386.5	31.1	4 1/2 - 7		1597.6	1871.7	10 MAR 90	8525	69
TL7	07 OCT 89	2449.0	2675.0	2491.5	2772.5	23.8	4 1/2 - 7		1649.5	1811.2	19 FEB 90	9035	67
TL8											11 JUN 90	13673	58
TL9	04 SEP 87	2633.0	3275.0	2645.0	3292.5	36.5	4 1/2 - 3 1/2	+++	904.9	1143.7	01 JUN 90	7560	66

(+) NUMERO DE DIAMETROS ADICIONALES

TABLA 1.3 CLASIFICACION GENERAL DE LA INFORMACION

(CONTINUACION)

POZO	FECHA DEL APAREJO	INTERVALO		PRODUCTOR		ANGULO DESVIATA (GRADOS)	GEOMETRIA DEL APAREJO		AFUEROS				
		PROFUNDIDAD CIMA (mV)	PROFUNDIDAD CIMA (mD)	PROFUNDIDAD MEDIA (mV)	PROFUNDIDAD MEDIA (mD)		DIAMETRO (pg)	PUNTO DE INYECCION (mV)	PUNTO DE INYECCION (mD)	FECHA	Q <sub>a</sub> (bpd)	RGA (m <sup>2</sup> /m <sup>2</sup> )	
TM1	05 JUL 87	2013.0	2510.0	2021.0	2522.5	36.7	4 1/2 - 7	+	1196.0	1491.7	23 MAY 90	6598	64
TM2	28 OCT 88	2160.0	2160.0	2187.5	2187.5	0.0	4 1/2 - 7	+	844.3	844.3	03 MAR 90	3387	73
TM3	31 MAR 90	2087.0	2280.0	2100.5	2295.0		4 1/2 - 7	++	1077.4	1176.6	02 FEB 90	7750	67
TM4	01 DIC 90	2502.0	2900.0	2521.0	2912.5	31.5	4 1/2 - 7	+	1081.3	1254.9	28 NOV 85	9616	52.3
TM5	13 AGO 87	2089.0	2770.0	2099.5	2382.5	28.2	4 1/2 - 5 1/2	++	1055.6	1197.8	04 FEB 90	2476	51
TM6		2066.0	2540.0	2074.0	2552.5	19.2	4 1/2 - 7		1585.7	1955.1			
TM7	10 SEP 87	2377.0	2550.0	2392.0	2567.5	21.3	4 1/2 - 5 1/2	+	1128.7	1242.3	17 JUN 90	6702	70
TM8		2275.0	2275.0	2285.0	2285.0	0.0	4 1/2 - 7	+	1139.9	1139.9	18 JUN 90	2478	64
TM9	11 JUN 87	2543.0	2933.0		2993.0				1165.6	1345.0	10 JUN 90	13864	52
TM1	21 ENE 88	2021.0	2160.0	2048.0	2190.0	21.0	4 1/2 - 7	+	1407.9	1508.9	16 JUN 90	8725	64
TM2	30 JUN 89	2592.0	2750.0	2596.5	2755.0						21 JUN 82	5565	75
TM3	21 XXX 87	2543.0	2950.0		2900.0				1417.5	1666.6	11 JUN 90	12375	54
TM4	13 NOV 89	2708.0	3535.0	2408.8	3539.0	38.0	4 1/2 - 7	+	1025.9	1300.4	27 ACO 90	8177	150
TM5	11 ENE 89	2652.0	2840.0	2663.0	2855.0	40.0							
TM6	22 ABR 89	2010.0	2345.0	2042.5	2386.5	31.1	4 1/2 - 7		1597.6	1871.7	10 MAR 90	8525	69
TM7	04 JUL 88	2449.0	2675.0	2491.5	2772.5	23.8	4 1/2 - 7		1649.5	1811.2	19 FEB 90	9035	67

(+) NUMERO DE DIAMETROS ADICIONALES  
XXX - MES DESCONOCIDO

TABLA I.3 CLASIFICACION GENERAL DE LA INFORMACION  
(CONTINUACION)

POZOS			Qo		APAREJOS						VALVULA						
					A	B	C	D	E	F	SIN	BAJA	INT.	ALTA			
TA6	TG7*	TI9*	TK8	BAJO			TK8								TK8		
TB4	TG9	TJ2															
TB7	TH2*	TK6															
TC8	TH5*	TK8*															
TC9	TH6	TL9	TB4 TN3	MEDIO			TN3	TB4				TB4		TN3			
TD6	TH8*	TM1															
TE3	TI1	TM7															
TE5	TI2	TN3															
TF7	TI6*	TN5		INTERMEDIO		TC9	TB7		TH8	TL9		TF7	TD6	TB7	TE3		
			TB7	TG7	TJ2	TE3	TD6		TI6					TC9	TH2		
			TC9	TH2	TL9	TF7	TI9							TG7	TI6		
			TD6	TH8	TM1	TG7								TH8	TI9		
			TE3	TI6		TJ2								TM1	TI2		
			TF7	TI9		TM1									TI9		
				ALTO		TE3	TA6	TC3				TH5		TE5	TA6	TH5	
			TA6	TH6	TN5	TG9	TH6							TC8	TI1		
			TC8	TI1		TI2	TI1							TC9	TI2		
			TE5	TI2		TK6	TM7							TH6	TK6		
			TG9	TK6			TN5								TM7		
			TH5	TM7											TN5		

A ⇒ 4 1/2 - 7

B ⇒ 4 1/2 - 7 \*

C ⇒ 4 1/2 - 7 \*\*

D ⇒ 4 1/2 - 5 1/2 \*\*

E ⇒ 4 1/2 - 3 1/2 \*\*\*

F ⇒ 3 1/2 - 7 \*

(\*) NUMERO DE DIAMETROS ADICIONALES

(\*\*) POZOS CON AFORO COMPLETO

TABLA L4 POZOS TERMINADOS EN BRECHA

POZOS	Qo	APAREJOS							VALVULA		
		A	B	C	D	E	F	G	BAJA	INT.	ALTA
TB2 TH7 TL6 TC2* TH9 TM3 TC3 TI3 TM5 TD1* TM4 TM9 TE1 TI5 TE4 TI7 TF3 TI8* TGS* TJ1 TH1* TK7	BAJO		TE1								TE1
	MEDIO		TH7 TI8		TJ1	TK4					TH7 TI4 TI8 TI1
	INTERMEDIO	TF3 TI5 TI7	TM9	TC2 TC3 TK7					TF3	TC2 TC3	TI5 TI7 TJ1 TM9
	ALTO	TB2 TH9 TD1 TI3 TE4 TL6 TGS TM3 TH1 TM5	TE4 TH9 TI3 TL6	TD1 TM3 TM5	TGS			TH1	TB2	TE4 TL6 TM3	TB2 TI3 TI1

A ⇒ 4 1/2 - 7  
 B ⇒ 4 1/2 - 7 +  
 C ⇒ 4 1/2 - 5 1/2 +  
 D ⇒ 4 1/2 - 5 1/2 ↔  
 E ⇒ 4 1/2 - 5 1/2 ↔↔  
 F ⇒ 3 1/2 - 7  
 G ⇒ 3 1/2 - 7 ↔

(+) NUMERO DE DIAMETROS ADICIONALES  
 (\*) POZOS CON AFORO COMPLETO

TABLA I.5 POZOS TERMINADOS EN CRETACICO SUPERIOR

POZOS	Qo	APAREJOS							VALVULA			
		A	B	C	D	E	F	G	BAJA	INT.	ALTA	
TA1* TB8 TB6* TG4 TB9 TJ13* TC4 TJ3 TC3 TJ4* TC7 TJ6 TD9 TL4 TE6 TM2 TF6	BAJO				TE6				TE6			
	MEDIO	TC3 TD9 TJ3	TC3 TJ3	TD9						TC3 TD9	TJ3	
	INTERMEDIO	TB6 TB9 TC4 TF6 TJ4	TJ4	TB9 TF6 TJ6			TB6	TC4		TB6 TB9 TC4 TF6		TJ4 TJ6
	ALTO	TA1 TC7 TF6 TG4 TH3	TL4	TG4					TH3		TG4 TM2	TA1 TC7 TF6 TH3 TL4

A ⇒ 4 1/2 - 7

B ⇒ 4 1/2 - 7 \*

C ⇒ 4 1/2 - 7 \*\*

D ⇒ 4 1/2 - 7 \*\*\*

E ⇒ 4 1/2 - 5 1/2 \*

F ⇒ 4 1/2 - 5 1/2 \*\*\*

G ⇒ 3 1/2 - 7 \*

(\*) NUMERO DE DIAMETROS ADICIONALES

(\*\*) POZOS CON AFORO COMPLETO

TABLA I.6 POZOS TERMINADOS EN CRETACICO MEDIO



POZOS			Qo	APAREIOS								VALVULA					
				A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	BAJA	INT.	ALTA	
TA4	TD5	TC6*	BAJO		TK2					TK5						TK2	
TA7	TD7*	TH4		TK2												TK5	
TA8	TD8	TI5		TK5													
TA9	TI7	TJ7	MEDIO														
TB1	TE8*	TJ9															
TB3	TE9	TK1		TD5	TI7	TA8		TE7							TA8	TF1	TF1
TB5	TF1	TK2		TD5											TD5	TJ7	
TB8	TF4	TK5		TE7											TE7		
TC1	TF5	TL1		TF1													
TC6	TG1*	TL7	TJ7														
TD3	TG3		INTERMEDIO	TA7	TC6	TB3	TB1		TE9			TF4	TA9		TB5	TA7	
TD4	TG5*			TA7	TK1	TD4									TC6	TC6	TA9
				TA9		TG3									TD4	TD4	TB1
				TB1											TD8	TD8	TB3
				TB3											TF4	TF4	TC1
				TB5											TC3	TC3	TD3
				TC1											TJ9	TJ9	TE8
				TC6											TK1	TK1	TE9
				TD3													TF5
				TD4													TG1
			TD8													TG5	
																TH4	
			ALTO	TA4	TL1					TD7					TI5	TA4	
				TA4											TL1	TB8	
				TB8											TL7	TD7	
				TD7													TG6
				TG6													
			TI5														

A ⇒ 4 1/2 - 7

B ⇒ 4 1/2 - 7\*

C ⇒ 4 1/2 - 7\*\*

D ⇒ 4 1/2 - 7\*\*\*

E ⇒ 4 1/2 - 5 1/2

F ⇒ 4 1/2 - 5 1/2\*

G ⇒ 4 1/2 - 5 1/2\*\*

H ⇒ 4 1/2 - 3 1/2\*\*

I ⇒ 3 1/2 - 7\*\*

J ⇒ 3 1/2 - 5 1/2\*\*

(\*) NUMERO DE DIAMETROS ADICIONALES

(\*\*) POZOS CON AFORO COMPLETO

TABLA I.7 POZOS TERMINADOS EN CRETACICO INFERIOR

POZOS	Q <sub>0</sub>	APAREJOS					VALVULA		
		A	B	C	D	E	BAJA	INT.	ALTA
TD2 TE2 TF9 TG2 TH6 TK4	BAJO TD2 TE2 TF9		TD2		TH9	TH2	TH2		TD2 TF9
	INTERMEDIO TH8			TH8					TH8
	ALTO TG2 TK4	TG2 TK4							TG2 TK4

A ⇒ 4 1/2 - 7  
 B ⇒ 4 1/2 - 7 \*\*  
 C ⇒ 4 1/2 - 7 \*\*\*  
 D ⇒ 3 1/2 - 4 1/2  
 E ⇒ 3 1/2 - 4 1/2 +

(+) NUMERO DE DIAMETROS ADICIONALES

(\*) POZOS CON AFORO COMPLETO

TABLA 1.8 POZOS TERMINADOS EN JURASICO

POZO	FECHA DEL AFORO	PROFUNDIDAD ** (mD)	P w s		P w f (kg/cm <sup>2</sup> )	Qo (M <sup>3</sup> /d)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	P w h (kg/cm <sup>2</sup> )
			INC. (kg/cm <sup>2</sup> )	DEC. (kg/cm <sup>2</sup> )				
TA1	MAY 89	2270.0	134.5	134.8		13686.0	66.4	17.9
TD6	MAR 89	2290.0	142.2	142.8	142.2	10330.0	64.6	17.0
TC2	MAR 89	2044.0	111.8	112.3	110.3	5531.0	64.9	19.0
TD1	FEB 89	2360.0	152.3	152.1	152.0	6432.0	74.2	22.9
TD7	FEB 89	2510.0	139.7	139.3	143.7	8460.0	62.6	19.2
TE8	JUN 89	2215.0	130.1		130.0	2276.0	71.6	20.5
TG1	MAR 89	2281.0	133.5		133.0	3138.0	79.8	24.5
TG5	DIC 88	2540.0	157.1	157.1	156.9	18732.0	67.7	18.9
TC6	ENE 89	1479.0	88.6	88.6	178.6	9181.0	69.3	20.3
TD7	ABR 89	2085.0	138.9	138.5	138.5	6054.0	68.3	17.4
TC8	MAR 89	1701.0	89.4	89.4	89.4	9395.0	67.6	19.5
TH1	NOV 89	2235.0	132.5	133.3	132.2	10999.0	80.0	22.0
TH2	ABR 89	2930.0	171.6	171.9	171.5	9261.0	68.9	18.9
TH3	MAY 89	2685.0	173.2	173.2	173.1	9373.0	65.1	20.8
TH5	MAY 89	2677.0	175.2	175.2	175.2	11072.0	69.3	21.2
TH8	MAY 89	2843.0	181.7	181.7	180.6	6758.0	66.7	21.4
TI6	ABR 89	2565.0	164.6	165.9	170.4	4086.0	63.0	23.8
TI8	MAY 89	2770.0	180.8	180.8	179.6	8380.0	73.3	21.7
TI9	ENE 89	2585.0	169.7	169.7	169.2	8808.0	68.8	24.5
TI4	ABR 89	2920.0	165.4	165.5	164.5	5718.0	67.5	25.2
TK3	JUL 89	2310.0	143.3		137.3	2190.0	65.0	23.0
TK8	ABR 89	2230.0	146.5	146.9	135.5	2441.0	73.5	19.0

\*\* => PROFUNDIDAD DE MEDICION.

TABLA I.9 POZOS CON AFORO COMPLETO

**CLASIFICACION POR PROFUNDIDAD MEDIA DEL INTERVALO PRODUCTOR**

PROFUNDIDAD MEDIA INTERVALO PRODUCTOR (mV)	NUMERO DE POZOS
1601 - 1800	4
1801 - 2000	14
2001 - 2200	23
2201 - 2400	27
2401 - 2600	20
2601 - 2800	16
2801 - 3000	2

**CLASIFICACION POR POSICION GEOLOGICA**

POSICION GEOLOGICA	NUMERO DE POZOS
BRECHA	27
CRETACICO SUPERIOR	22
CRETACICO MEDIO	17
CRETACICO INFERIOR	34
JURASICO	6

**CLASIFICACION POR TIPO DE APAREJO**

TIPO DE APAREJO (pg)	NUMERO DE CAMBIOS	NUMERO DE POZOS
3 1/2 - 4 1/2	-	1
	+	1
3 1/2 - 5 1/2	++	1
	-	1
3 1/2 - 7	+	2
	++	2
	-	1
4 1/2 - 3 1/2	++	1
	+++	1
	-	1
4 1/2 - 5 1/2	+	6
	++	6
	+++	2
	-	45
4 1/2 - 7	+	25
	++	8
	+++	3
	-	3

**CLASIFICACION DE COLOCACION DE VALVULA OPERANTE CON RESPECTO A LA PROFUNDIDAD VERTICAL DEL INTERVALO PRODUCTOR**

PROFUNDIDAD (mV)	NUMERO DE POZOS
Válvula Baja de 200 a 600	14
Válvula Intermedia de 600 a 1000	32
Válvula Alta 1000 ó más	60

**CLASIFICACION POR CUOTAS DE ACEITE**

CUOTA DE ACEITE (bbl/día)	NUMERO DE POZOS
Gasto Bajo de 0 a 3500	8
Gasto Medio de 3501 a 5000	14
Gasto Intermedio de 5001 a 8000	47
Gasto Alto de 8001 a 15000	37

**TABLA I.10 RESUMEN DE CLASIFICACION**

## **APENDICE B**

### METODO DE VOGEL

J.M. Vogel presentó en 1968 una solución al problema de la determinación de la curva de comportamiento de flujo al pozo, para un yacimiento con empuje por gas disuelto fluyendo por abajo de su presión de saturación(15).

El error máximo que se encuentra en el uso de la curva ocurre cuando las pruebas en los pozos se realizan a gastos de producción bajos y abatimientos de presión pequeños, que establecen un error máximo no mayor del 10%.

La ecuación de la curva desarrollada por Vogel es:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.2 \left[ \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right] - 0.8 \left[ \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right]^2$$

Para comparación, la relación para la ecuación de flujo del yacimiento al pozo en forma de línea recta sería:

$$\frac{q_0}{q_{\text{max}}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_{ws}}$$

Despejando  $P_{wf}$  de la ecuación original, en forma directa y conociendo  $P_{ws}$ ,  $q_0$  y  $q_{\text{max}}$ , es como sigue:

$$P_{wf} = 0.125 P_{ws} \left[ -1 + \sqrt{81 - 80 \left[ \frac{q_0}{q_{\text{max}}} \right]} \right]$$

#### CORRELACIONES DE STANDING.

En 1947, Standing presentó los resultados del comportamiento PVT de 22 muestras de crudo proveniente de los campos de California. Desarrollo correlaciones para predecir la presión de burbujeo y el factor volumétrico del aceite saturado, en función de: la relación gas disuelto-aceite, las densidades relativas del gas y del aceite, la presión y la temperatura. Para estas condiciones obtuvo errores promedio de 4.8% y 1.17% respectivamente<sup>(16)</sup>.

Aunque se ha determinado que la correlación para gas disuelto, derivada de la presión de burbujeo, es poco precisa para aceites ligeros, es todavía una de las más utilizadas en la industria petrolera, al igual que la correlación para el factor de volumen de aceite saturado.

Las expresiones para determinar estas propiedades son las siguientes:

**Presión de burbujeo:**

$$P_b = 18.2((R_s / \bar{\gamma}_g)^{0.83} \text{antilog}(0.00091T - 0.0125 \text{API}) - 1.4)$$

**Relación gas disuelto-aceite:**

$$R_s = \bar{\gamma}_g ((P / 18.2 + 1.4) \text{antilog}(0.0125 \text{API} - 0.00091T))^{1.2048}$$

**Factor de volumen del aceite saturado:**

$$B_{ob} = 0.972 + 1.47 \times 10^{-4} (R_s (\bar{\gamma}_g / \gamma_o)^{0.5} + 1.25T)^{1.175}$$

## CORRELACIONES DE LASATER.

Lasater presentó en 1958 una correlación para la presión en el punto de burbujeo, a partir de información de aceites de Canadá, Estados Unidos y Sudamérica. La correlación se basó en 158 presiones conocidas de 137 sistemas, y está expresada en términos de los parámetros de campo generalmente conocidos: densidad relativa del gas y del aceite, presión y temperatura.



Presentó una grafica del peso molecular efectivo, en función de la gravedad API del aceite. A partir del peso molecular se obtiene una fracción molar de gas, la cual fue correlacionada empíricamente con un factor función de la presión de burbujeo, a partir del cual se obtiene finalmente la presión de burbujeo.

Entre los valores medidos y calculados de la presión de burbujeo, Lasater obtuvo para su correlación un error promedio de 3.8%.

Se ha determinado que esta correlación es más precisa que la de Standing, cuando se aplica a crudos ligeros. Chierici y colaboradores recomiendan utilizar la correlación de Standing para aceites con densidad menor que 15 °API y la de Lasater para aceites más ligeros.

Aunque la correlación fue publicada en forma gráfica, puede representarse por las siguientes expresiones:

**Presión de burbujeo:**

$$P_b = P_r(T + 459.67) / \bar{V}_g$$

donde:

$$P_r = 0.2430747 - 4.149467E - 3Y_g + 6.660857Y_g^2 + 2.47269Y_g^3$$

$$Y_g = \frac{Rs/379.3}{Rs/379.3 + 350\gamma_o/M_o}$$

$$M_o = 646.383 - 9.716554 API - 6.912677E - 2 API^2 + 1.377761E - 3 API^3$$

**Relación gas disuelto-aceite:**

$$Rs = (132,755\gamma_o Y_g) / (M_o(1 - Y_g))$$

donde:

$$Y_g = 1.698995E - 2 + 0.3345174 Pr - 5.914237E - 2 Pr^2 + 4.195416E - 3 Pr^3$$

$$Pr = (P)\bar{\gamma}_g / (T + 459.67)$$

### **CORRELACIONES DE VAZQUEZ.**

En 1976, Vázquez presentó correlaciones para determinar la relación gas disuelto-aceite y el factor de volumen del aceite saturado; en éstas se utilizan diferentes coeficientes, según la densidad relativa del aceite sea mayor o menor que 30 °API.

Para aplicar estas correlaciones, es necesario obtener la densidad relativa del gas que se tendría, si la separación se efectuara a 100 lb/pg<sup>2</sup> y 60°F. Esto se logra utilizando la siguiente expresión, presentada también por el autor.

$$\gamma_{g1} = \gamma_{g(p)}(1 + 5.912E-5 \text{ API}(T_{sep}) \log(P_{sep}/114.7))$$

Los errores promedio obtenidos por las correlaciones de relación gas disuelto-aceite y factor de volumen del aceite, fueron de 0.7 y 4.7% respectivamente.

**Presión en el punto de burbujeo:**

$$P_b = (C_1 R_s / \gamma_{g1} \text{ antilog}(C_3 \text{ API} / T + 459.67))^{1/C_2}$$

Coefficiente	*API ≤ 30	*API > 30
C <sub>1</sub>	27.6400	56.060
C <sub>2</sub>	1.0937	1.187
C <sub>3</sub>	11.1720	10.393

**Relación gas disuelto-aceite:**

$$R_s = \gamma_{g1} P^{C_1} / C_1 \text{ antilog}(C_3 \text{ API} / (T + 459.67))$$

donde los coeficientes, son los mismos que los correspondientes a la presión de burbujeo.

**Factor de volumen del aceite:**

$$Bob = 1 + C_1 R_s + C_2 (T - 60)(API / \gamma_{gr}) + C_3 R_s (T - 60)(API / \gamma_{gr})$$

Coefficiente	*API ≤ 30	*API > 30
C <sub>1</sub>	4.677E-04	4.67E-04
C <sub>2</sub>	1.751E-05	1.10E-05
C <sub>3</sub>	-1.8106E-08	1.337E-09

**CORRELACIONES DE GLASO.**

En 1980, Glaso presentó sus correlaciones para calcular la presión de burbujeo y el factor de volumen del aceite saturado. Sus correlaciones fueron desarrolladas para aceites del Mar del Norte; sin embargo, para su utilización en otro tipo de crudos, sugiere aplicar como factor de ajuste, la gravedad API.

Para las correlaciones de la presión de burbujeo y del factor volumétrico del aceite, obtuvo errores promedio de 1.28 y -0.43%, respectivamente.

**Presión de burbujeo:**

$$P_b = \text{antilog}(1.7609 + 1.7447 \log(P_b') - 0.30218(\log(P_b'))^2)$$

donde:

$$P_b' = \left[ \frac{R_s}{\bar{\gamma}_g} \right]^{0.816} \left[ \frac{T^{0.172}}{API^{0.989}} \right]$$

considerando el exponente de T, como 0.13 si son aceites volátiles.

**Relación gas disuelto-aceite:**

$$R_s = \bar{\gamma}_g \left[ P' \frac{API^{0.989}}{T^{0.172}} \right]^{1.2255}$$

donde:

$$P' = \text{antilog}(2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log P)^{0.5})$$

**Factor de volumen del aceite saturado:**

$$B_{ob} = \text{antilog}(-6.5851 + 2.91329 \log(B_{ob}') - 0.27683(\log(B_{ob}'))^2)$$

donde:

$$Bob^* = R_s \left[ \frac{\bar{\gamma}_g}{\gamma_o} \right]^{0.526} + 0.968T$$

**CORRELACIONES MAR A(17).**

En 1985, el Instituto Mexicano del Petroleo por medio de sus investigadores elaboró diversas correlaciones para la determinación de las propiedades petrofísicas de los hidrocarburos producidos en los campos petroleros del Area Marina de Campeche. Para ello se revisaron 58 análisis PVT de los campos "Akai, Nohoch y Chac"; "Abkatún, Pol, Ixtoc, Chuc y Caan" y "Ku". Obteniendo un error promedio de -0.207, -0.13 y de -0.03 para el cálculo de la presión de burbujeo y de 0.164, -0.35, y -0.95 para la relación gas disuelto-aceite, siendo cada uno de estos valores, respectivos a los grupos de campos mencionados.

**Presión de burbujeo (denominada como IMPBMAR):**

$$P_b = \text{antilog} \left( A + B \log R_s + C \frac{API}{T} + D \log \gamma_g \right)$$

A	B	C	D	Campos de aplicación
2.2137	0.4307	-0.3026	-0.134	AKAL, NOHOCH, CHAC
1.7455	0.6139	-0.75959	-0.567	IIXTOC, ABKATUN, POL, CHUC, CAAN
2.898	0.1143	2.183	0.276	KU

**Relación gas disuelto-aceite (denominada como IMPRSMAR):**

$$R_s = \text{antilog}(A \log P + B(API/T) + C \log \gamma_k + D)$$

A	B	C	D	Campos de aplicación
2.3218	0.70258	0.31112	-5.13977	AKAL, NOHOCH, CHAC
1.6289	1.2373	0.9236	-2.8433	IXTOC, ABKATUN, POL, CHUC, CAAN
8.7489	-19.099	-2.4147	-25.3543	KU

**INDICE DE FIGURAS**

I.1.	UNIDADES BASICAS DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCION BN	7
I.2.	INSTALACION ABIERTA DE BN	12
I.3.	INSTALACION SEMICERRADA DE BN	15
I.4.	INSTALACION CERRADA DE BN	17
I.5.	INSTALACION DE BN CON CAMARA DE DOS EMPACADORES	19
I.6.	INSTALACION DE BN CON CAMARA DE INSERCCION	21
I.7.	INSTALACION DE BN CON CAMARA DE FLUJO INVERSO	23
I.8.	INSTALACION DE BN TIPO MACARRON	25
I.9.	INSTALACION DE BN CON VALVULA RECUPERABLE	27
I.10.	PRODUCCION POR ESPACIO ANULAR	30
I.11.	INSTALACION DE BN EN DOS ETAPAS	32
I.12.	CONFIGURACION ESTRUCTURAL DEL CAMPO CANTARELL	35
I.13.	PROCEDIMIENTO DE CLASIFICACION DE LA INFORMACION	37
II.1.	REGIMENES DE FLUJO EN TUBERIAS VERTICALES	43
II.2.	AJUSTE DE AFORO AL POZO TH8 CON BEGGS-BRILL	53
II.3.	AJUSTE DE AFORO AL POZO TH8 CON DUNS-ROS	54
II.4.	AJUSTE DE AFORO AL POZO TH8 CON FANCHER-BROWN	55
IV.1.	CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA P <sub>wh</sub>	68



IV.2.	CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA $P_{wh}$	71
IV.2A.	CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA $P_{wh}$	73
IV.2B.	CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA $P_{wh}$	74
IV.2C.	CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA $P_{wh}$	75
IV.3.	CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA $\%W$	78
IV.4.	CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA $\%W$	80
IV.5.	CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA RGA	82
IV.6.	CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE CON VARIACION DE LA RGA	85
IV.7.	AJUSTE DE AFORO AL POZO TC2 CON BEGGS-BRILL	87
IV.8.	AJUSTE DE AFORO AL POZO TC2 CON BEGGS-BRILL	88
IV.9.	AJUSTE DE AFORO AL POZO TF9 CON BEGGS-BRILL	91
IV.10.	AJUSTE DE AFORO AL POZO TF9 CON BEGGS-BRILL	92
IV.11.	VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD	97
IV.12.	VARIACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD	98
IV.13.	VARIACION DEL GASTO DE GAS DE INYECCION	100
IV.14.	VARIACION DEL GASTO DE GAS DE INYECCION	102
IV.15.	VARIACION DE LA PRESION DEL GAS DE INYECCION	104

**INDICE DE TABLAS**

I.1.	GASTOS MAXIMOS Y RANGOS MINIMOS DE PRODUCCION PARA BNC	9
I.2.	GASTOS MAXIMOS DE PRODUCCION PARA BNI	10
I.3.	CLASIFICACION GENERAL DE LA INFORMACION	122
I.4.	POZOS TERMINADOS EN BRECHA	129
I.5.	POZOS TERMINADOS EN CRETACICO SUPERIOR	130
I.6.	POZOS TERMINADOS EN CRETACICO MEDIO	131
I.7.	POZOS TERMINADOS EN CRETACICO INFERIOR	132
I.8.	POZOS TERMINADOS EN JURASICO	133
I.9.	POZOS CON AFORO COMPLETO	134
I.10.	RESUMEN DE CLASIFICACION	135
II.1.	DATOS DEL POZO TH8	47
II.2.	CALCULO DE $P_{wf}$ CON DIFERENTES $B_o$	48
II.3.	DIVERSAS COMBINACIONES PARA OBTENER $P_{wf}$	49
II.4.	DIVERSAS COMBINACIONES PARA OBTENER $P_{wf}$	50
II.5.	DIVERSAS COMBINACIONES PARA OBTENER $P_{wf}$	51