

14
2ej.



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

USO DE COMPRESORES A BOCA DE
POZO PARA BOMBEO NEUMATICO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N:

GLORIA LITZAXALLA NUÑEZ CARRIL
EDUARDO POBLANO ROMERO



DIRECTOR DE TESIS:
ING. RAUL POBLANO ORDOÑEZ

TESIS CON
México, D. F. FALLA DE ORIGEN

1994



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-066

SRES. EDUARDO POBLANO ROMERO Y
GLORIA LITZAXALLA NUÑEZ CARRIL
Presente.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Raúl Poblano Ordoñez, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrollen ustedes como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

USO DE COMPRESORES A BOCA DE POZO PARA BOMBEO NEUMATICO

- INTRODUCCION
- I ANALISIS PREVIO
- II OPTIMIZACION DEL BOMBEO NEUMATICO
- III APLICACIONES
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a ustedes cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo les recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

A t e n t a m e n t e
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 27 de septiembre de 1993.
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*EGLM*gggt*

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TITULO DE TESIS:

USO DE COMPRESORES A BOCA DE POZO PARA BOMBEO
NEUMATICO

DIRECTOR DE TESIS: ING. RAUL POBLANO ORDOÑEZ

REALIZADA POR: GLORIA LITZAXALLA NUÑEZ CARRIL
EDUARDO POBLANO ROMERO

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL

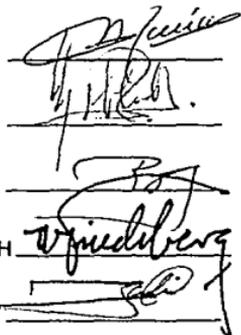
PRESIDENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

VOCAL: ING. RAUL POBLANO ORDOÑEZ

SECRETARIO: M.I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

PRIMER SUPL: ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACH

SEGUNDO SUPL: ING. JAVIER MOLINA OCAMPO



The image shows five handwritten signatures, each written over a horizontal line. From top to bottom, the signatures correspond to: Salvador Macias Herrera, Raul Poblano Ordoñez, Rafael Rodriguez Nieto, Walter Friedeberg Merzbach, and Javier Molina Ocampo. The signatures are in black ink and vary in style, with some being more cursive and others more blocky.

Ciudad Universitaria, Mayo de 1994

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCION	1
CAPITULO I. ANALISIS PREVIO	6
I.1. ANALISIS DEL DAÑO TOTAL Y DE LOS PSEUDOFACTORES QUE LO COMPONEN	7
I.2. INDICE DE PRODUCTIVIDAD (J) Y COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO (IPR)	10
I.3. CALCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS MEDIANTE CORRELACIONES	14
I.4. CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFASICO VERTICAL	21
I.5. PATRONES DE FLUJO	21
I.6. ENFOQUES EN EL DESARROLLO DE CORRELACIONES	23

I.7. SISTEMAS DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO (BNC)	25
I.8. APLICACIONES DONDE EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS ES MAS RECOMENDABLE	29
I.9. VALVULAS PARA BOMBEO NEUMATICO CONTINUO	32
CAPITULO II. OPTIMIZACION DEL BOMBEO NEUMATICO	34
II.1. DETERMINACION DE LA CANTIDAD DE ACEITE FACTIBLE DE PASAR DEL YACIMIENTO AL POZO	35
II.2. DETERMINACION DE LA TUBERIA DE PRODUCCION (DIAMETRO Y LONGITUD)	41
II.3. DETERMINACION DE LA RGA OPTIMA	48
II.4. GASTO DE GAS OPTIMO	51
II.5. DETERMINACION DE LA PRESION DE INYECCION DE GAS	55
II.6. APAREJO DE VALVULAS O TUBERIA FLEXIBLE	57

CAPITULO III. APLICACIONES	61
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFIA	113
NOMENCLATURA	116
APENDICE "A"	120

INTRODUCCION

A lo largo de la vida productiva de un yacimiento, ocurren diversos fenómenos que contribuyen a que la producción vaya disminuyendo a través del tiempo; algunos de estos fenómenos son: la pérdida o disminución de la energía propia del yacimiento, la presencia de daño que se genera en la formación, en los disparos o debido a la longitud disparada, y la disminución de la permeabilidad efectiva, principalmente.

En el primer problema mencionado, pérdida o abatimiento de la energía propia del yacimiento, se tiene que después de un periodo inicial de producción los fluidos contenidos en el yacimiento no podrán llegar a la superficie por sí solos. Para evitar que la producción de aceite y gas disminuya considerablemente y llegue a alcanzar niveles no deseables, es común que antes de que esto ocurra se implante al yacimiento algún sistema de recuperación secundaria o mejorada, complementado con sistemas artificiales de producción.

No obstante, existen yacimientos que por condiciones especiales, ya sea litológicas, estructurales o de otro tipo, no son apropiados para someterlos a algún sistema de recuperación secundaria o mejorada, por la incertidumbre en lograr resultados satisfactorios. Cuando esto sucede, es obvio que la única alternativa es explotarlos con sistemas artificiales de producción lo que implica la necesidad de realizar un análisis para determinar la o las

posibles causas que generan baja en la productividad. Si el resultado del análisis muestra que el yacimiento no es capaz de elevar los fluidos a la superficie, se hace necesario el uso de un sistema artificial de producción.

Se conocen básicamente cuatro sistemas de producción artificial; cada uno de ellos posee diferentes características de operación y ciertas restricciones de trabajo; éstos son: bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombeo electrocentrífugo sumergible y bombeo neumático.

El bombeo mecánico es el más antiguo de los métodos artificiales de producción y es aún uno de los más ampliamente utilizados, de 80 a 90% de todos los pozos con levantamiento artificial están siendo producidos mediante bombeo mecánico. El sistema de bombeo de Bimba es el más común, debido a que es mecánicamente simple y ha probado ser de larga vida y económico en operación.

A través de los años muchas modificaciones se han hecho en este sistema: los tamaños de las unidades y sus longitudes de carrera han sido incrementados, se han desarrollado aceros especiales para la resistencia y mayor duración de las varillas.

Actualmente existen motores de velocidad variable que permiten programar que la sarta de varillas baje a determinada velocidad y suba a otra; esto tiene gran aplicación en fluidos viscosos, en los que el descenso debe ser

lento y el ascenso rápido. Estas son algunas de las ventajas por las que el sistema de bombeo mecánico mantiene su popularidad.

El bombeo mecánico es ideal para gastos bajos de producción y para pozos someros. En México con este sistema se obtiene de 20 a 300 BPD por pozo. Por seguridad se utiliza este sistema en pozos que han quedado dentro de zonas urbanas.

El bombeo hidráulico se presenta en dos modalidades, bomba "Jet" y bomba de pistón de desplazamiento positivo; en ambos casos presenta la ventaja de poder trabajar en pozos profundos, 3000 m, sin que la temperatura los afecte; otra particularidad de este sistema es que existen bombas tanto de tipo "Jet", como de pistón llamadas libres, que se introducen al pozo a través de la tubería de producción, impulsadas por el fluido motriz. Cuando hay necesidad de recuperarlas, basta con invertir el sentido del flujo para desanclarlas y desplazarlas hasta la superficie; esto es factible siempre que las tuberías de producción sean adecuadas.

Si se toma en cuenta que con otros sistemas, al hacerse necesaria una reparación o sustitución del sistema de bombeo, se requiere controlar el pozo y extraer la tubería de producción con equipo de reparación, el bombeo hidráulico se asocia con un ahorro económico considerable. Sin embargo, el alto volumen de fluido motriz y el gran costo de la infraestructura que se requiere para su implantación son causa de que este

sistema no sea tan popular; además, la presencia de gas libre en la succión de la bomba reduce considerablemente su eficiencia.

El bombeo electrocentrífugo sumergible es un sistema que fue desarrollado para producir altos volúmenes de líquido; por lo que es adecuado para pozos con alto índice de productividad. La profundidad de colocación de la bomba varía de 1500 a 2000 m. La presencia de grandes volúmenes de gas libre es un factor adverso a la eficiencia de operación de una instalación de bombeo eléctrico. De hecho una bomba centrífuga no está diseñada para bombear gas, por lo que su presencia afecta considerablemente el funcionamiento de ésta.

El bombeo neumático es el sistema que Petróleos Mexicanos ha utilizado prácticamente en todos sus campos con explotación artificial. Una de las características sobresalientes de este sistema, es su gran flexibilidad para manejar un amplio rango de gastos. Este sistema presenta dos modalidades: bombeo neumático en flujo intermitente y bombeo neumático en flujo continuo. El primero es un sistema orientado a la producción de bajos volúmenes, 500 bl/día; el segundo puede producir volúmenes considerablemente altos, hasta de 20 000 bl/día.

En general la producción que puede obtenerse de un pozo con el sistema de bombeo neumático continuo depende de las siguientes variables: capacidad de aportación de fluidos de la formación al pozo (IPR), presión media del yacimiento, diámetro de la tubería de producción, profundidad del

pozo, contrapresión en la superficie, presión del gas de inyección y volumen de gas de inyección disponible.

Aun cuando el bombeo neumático es flexible, en la actualidad, su uso ha quedado limitado a pozos relativamente someros, en los que los puntos de inyección no rebazan los 2500 metros de profundidad, debido a que la presión en las líneas de distribución del gas para bombeo neumático varía de 800 a 1100 lb/pg².

El empleo de compresores a boca de pozo, tema de este estudio, se orienta al bombeo neumático continuo para pozos profundos de la Región Sur, tomando el gas de una red de bombeo neumático y elevando la presión mediante compresores a valores del orden de 2500 lb/pg², para inyectarlo a profundidades del orden de 5000 m.

CAPITULO I
ANALISIS PREVIO

I. ANALISIS PREVIO

ANALISIS DEL DAÑO TOTAL Y DE LOS PSEUDOFACTORES QUE LO COMPONEN

Al poner en producción un pozo petrolero es necesario conocer la cantidad de aceite que es factible pasar del yacimiento al pozo sin considerar dañada la formación productora, esto se determina empleando la ecuación de Darcy y comparando el gasto aludido con la producción que realmente aporta el pozo, si existe una diferencia sustancial ésta se debe a limitaciones al flujo que pueden ser: en la formación (S_d), a través del área de los orificios de los disparos (S_p) y por la longitud del intervalo disparado en relación con el espesor productor (S_c), además se deben considerar las pérdidas de presión excesivas en la tubería de producción cuando ésta no es la adecuada. El daño total (S) que incluye a (S_d), (S_p) y (S_c) se determina mediante pruebas de incremento o decremento de presión con las ecuaciones:

- Para prueba de incremento

$$S = 1.151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k_o}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (1.1)$$

- Para prueba de decremento

$$S = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k_o}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (1.2)$$

$$m = 162.6 q_0 B_0 \mu_0 / (K_0 h) ; \text{ lb/pg}^2 / \text{ciclo}$$

El daño total S puede expresarse como:

$$S = S_d \frac{h}{h_c} + S_p \frac{h}{h_c} + S_c \quad (1.3)$$

y se discretiza utilizando las ecuaciones:

$$S_d = \left(\frac{k_0}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (1.4)$$

$$S_p = 4.185 \cdot 10^{-9} \frac{\rho_0 q_0 k h}{A_0^2 \mu_0 B_0 N} \quad (1.5)$$

Para calcular el pseudo factor de daño por terminación (S_c), Odeh ⁽¹⁾ define la pérdida fraccional de productividad, f, como:

$$f = \left(\frac{q_r - q}{q_r} \right) = 1 - \left(\frac{q}{q_r} \right) \quad (1.6)$$

* Referencias al final del trabajo

Esta pérdida de productividad, es función directa del pseudo factor de terminación. Así:

$$f = 1 - \frac{q}{q_r} = \frac{S_c}{\ln(0.47 r_e/r_w) + S_c} \quad (1.7)$$

de donde :

$$S_c = \frac{\ln(0.47 r_e/r_w) (1 - q/q_r)}{(q/q_r)} \quad (1.8)$$

Una vez que se determina cual es la causa que afecta la producción, se corrige, ya sea efectuando un tratamiento de estimulación o un fracturamiento, si la causa es daño a la formación o la permeabilidad es muy baja. Redisparando con mayor densidad para aumentar el área de flujo o ampliando el intervalo terminado si éste fuera el causante de la baja producción del pozo.

Si el daño total S tuviera un valor de cero o negativo y la producción se mantuviera baja la causa se atribuiría a que la tubería de producción no es la adecuada y sería necesario diseñarla.

INDICE DE PRODUCTIVIDAD (J) Y COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA AL POZO (IPR)

Podemos definir al Índice de productividad como una medida de la capacidad productiva de los pozos. El índice de productividad (J) y el comportamiento de afluencia (IPR) son de capital importancia para realizar el diseño de la tubería de producción e implantar algún sistema artificial de producción, así como para predecir la producción esperada y realizar el análisis económico.

Para un yacimiento de aceite bajosaturado la estimación de la cantidad de aceite que se puede obtener de la formación se hace aplicando directamente la ecuación que define el Índice de productividad (J), figura 1.1.

$$J = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (1.9)$$

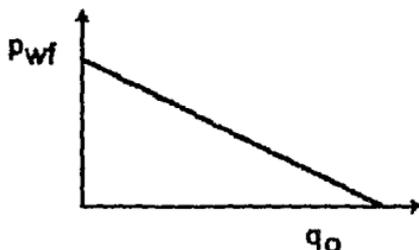


Figura 1.1

De la ley de Darcy se tiene:

$$Q_0 = \frac{0.00708 k_o h (p_y - p_{wf})}{\mu_o B_o (\ln(r_e / r_w) - 0.75 + S)} \quad (1.10)$$

Si la información es limitada se puede considerar

$$\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S = 7.08$$

entonces

$$Q_0 = \frac{k_o h}{\mu_o B_o} (p_y - p_{wf}) \quad (1.11)$$

Si:

$$J = \frac{k h}{\mu_o B_o} \implies Q_0 = J (p_y - p_{wf}) \quad (1.12)$$

Se puede estimar el índice de productividad únicamente con K y h considerando que:

$$\mu_o B_o = 1$$

$$J = k h \quad (1.13)$$

Esta aproximación es normalmente válida para aceites con densidad mayor de 30 ° API, según Kermit E. Brown ⁽²⁾.

Para yacimientos saturados el comportamiento de afluencia de hidrocarburos se determina aplicando la ecuación de Vogel ⁽³⁾.

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \quad (1.14)$$

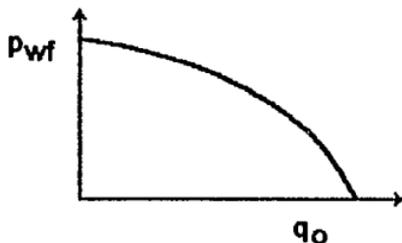


Figura 1.2

Para yacimientos de aceite bajosaturado próximos a llegar a la presión de saturación ($P_y > P_b$, $P_{wf} < P_b$):

$$q_{max} = q_b + \frac{J P_b}{1.8} \quad (1.15)$$

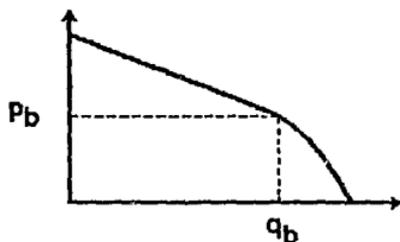


Figura 1.3

Para estimar la producción a futuro de yacimientos saturados, se aplica el método combinado (Fetcovich Vogel).

$$\frac{q_o \text{ máx1}}{q_o \text{ máx2}} = \frac{(P_{y1})^3}{P_{y2}} \quad (1.16)$$

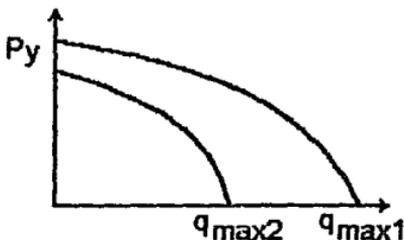


Figura 1.4

CALCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS MEDIANTE CORRELACIONES

Uno de los principales problemas que se presentan con relación a las propiedades de los fluidos es la falta de análisis pVT apropiados. Comúnmente el análisis con que se cuenta es una separación diferencial, realizada a temperatura de yacimiento bajo condiciones de equilibrio; sin embargo al pasar los fluidos a través de la tubería de producción y escurrir por la línea de descarga, su temperatura disminuye y el gas liberado no es el que correspondería a condiciones de equilibrio, lo que acarrea un margen de error. Para conocer a diferentes presiones y temperaturas las propiedades de los fluidos, se utilizan generalmente correlaciones cuando se trata de aceites negros, o bien análisis composicionales cuando se disponen para aceites volátiles y condensados.

A continuación se presentan algunas de las correlaciones más utilizadas en la industria petrolera.

Correlaciones de M. B. Standing ⁽⁴⁾. Establece las relaciones empíricas observadas entre la presión de saturación y el factor de volumen del aceite en función de la relación gas-aceite, las densidades relativas del gas y del aceite, la presión y la temperatura. Esta correlación se desarrolló para aceites y gases de California, EUA, simulando una separación instantánea en dos etapas a 100 ° F. La primera etapa a presión de 250 a 450 lb/pg² y la segunda a presión atmosférica.

La presión de saturación se correlacionó de la siguiente forma:

$$P_b = 18 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} \frac{10^{0.00091 (T)}}{10^{0.0125 (^{\circ}\text{API})}} \right] \quad (1.17)$$

Por lo que:

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{P_b}{18} \frac{10^{0.125 (^{\circ}\text{API})}}{10^{0.00091 (T)}} \right]^{1/0.83} \quad (1.18)$$

Para el factor de volumen del aceite B_o obtuvo:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} \quad (1.19)$$

Donde:

$$F = R_s (\gamma_g / \gamma_o)^{0.5} + 1.25 T \quad (1.20)$$

(Temperatura en °F)

Correlación de Lasater ⁽⁵⁾. La estableció a partir de 158 mediciones experimentales de separación instantánea, a temperaturas de 34 a 106 °F, presiones de separación de 15 a 605 lb/pg² abs. y para una, dos, y tres etapas de separación. La siguiente ecuación corresponde a la correlación de Lasater para un aceite saturado:

$$p_b = \frac{p_f (T + 460)}{\gamma_{gd}} \quad (1.21)$$

Donde γ_{gd} es la densidad relativa del gas disuelto y p_f es el factor de la presión en el punto de burbujeo, el cual fue relacionado con la fracción molar del gas (y_g), y al que se ajustó la siguiente ecuación:

$$p_f = 504.3 \cdot 10^{-2} y_g^3 + 310.526 \cdot 10^{-2} y_g^2 + 136.226 \cdot 10^{-2} y_g + 119.118 \cdot 10^{-3} \quad (1.22)$$

La fracción molar del gas se calcula con la ecuación:

$$y_g = \frac{R_s / 379.3}{R_s / 379.3 + (350 \gamma_o) / M_o} \quad (1.23)$$

El peso molecular del aceite en el tanque (M_o) se correlacionó con los °API del aceite en el tanque de almacenamiento, teniendo que:

$$\text{si } 15 \leq \text{°API} < 40, M_o = (63.506 - \text{°API}) / 0.0996 \quad (1.24)$$

$$\text{si } 40 \leq \text{°API} < 55, M_o = (1048.33 / \text{°API})^{1.6736} \quad (1.25)$$

La expresión para determinar R_s se determina a partir de la ecuación de y_g :

$$R_s = 132755 \frac{y_g \gamma_o}{(1 - y_g) M_o} \quad (1.26)$$

A la fracción molar del gas en función de p_f se le ajustó la siguiente ecuación:

$$y_g = 419.545 \cdot 10^{-5} p_f^3 - 591.428 \cdot 10^{-4} p_f^2 + 334.519 \cdot 10^{-3} p_f + 169.879 \cdot 10^{-4} \quad (1.27)$$

En este método es conveniente realizar procesos iterativos para llegar a buenos valores de R_S .

Correlación de Oinstein ⁽⁶⁾. Esta correlación fue establecida utilizando muestras de aceite producido en el mar del norte, donde predominan los aceites de tipo volátil.

El valor de R_S se obtiene de la siguiente forma:

$$R_S = \gamma_{gd} \left(\frac{p^* \cdot \text{API}^{0.989}}{\tau^a} \right)^{(1/0.816)} \quad (1.28)$$

$$\log p^* = -2.57364 + 2.35772 \log p - 0.703988 \log^2 p + 0.098479 \log^3 p \quad (1.29)$$

Donde:

$a = 0.130$, para aceites volátiles.

$a = 0.172$, para aceites negros.

y para B_0 :

$$B_0 = 1 + 10^a \quad (1.31)$$

Donde:

$$a = -6.58511 + 2.91329 \log B_0^* - 0.27683 \log^2 B_0^* \quad (1.32)$$

$$B_0^* = R_S (\gamma_{gd} / \gamma_g)^{0.526} + 0.968 T \quad (1.30)$$

Correlaciones de Vázquez ⁽⁷⁾. Para establecer estas correlaciones se usaron más de 6000 datos de R_S , B_0 , y μ_0 , a varias presiones y temperaturas. Se decidió usar un valor de la densidad relativa del gas normalizado a una presión de separación de 100 lb/pg² manométrica, ya que el valor de dicho parámetro de correlación es importante. Por lo tanto el primer paso para usar estas correlaciones consiste en obtener el valor de la densidad relativa del gas a dicha presión para esto se tiene la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} (1 + 5.912 \cdot 10^{-5} \text{API } T_s \log (p_s / 114.7)) \quad (1.33)$$

Las correlaciones para determinar R_S y B_0 se aplican de acuerdo con la densidad del aceite, como se indica a continuación:

$$R_S = C_1 \gamma_{gs} p^{C_2} \exp (C_3 \text{°API} / (T + 460)) \quad (1.34)$$

Los valores de los coeficientes son:

COEFICIENTE	°API ≤ 30°	°API > 30°
C_1	0.0362	0.0178
C_2	1.0937	1.1870
C_3	25.7240	23.9310

La expresión para determinar el factor de volumen es:

$$B_0 = 1 + C_1 R_S + (T - 60) (\text{°API} / \gamma_{gs}) (C_2 + C_3 R_S) \quad (1.35)$$

Los valores de los coeficientes son:

COEFICIENTE	°API ≤ 30°	°API > 30°
C_1	$4.677 \cdot 10^{-4}$	$4.670 \cdot 10^{-4}$
C_2	$1.751 \cdot 10^{-5}$	$1.100 \cdot 10^{-5}$
C_3	$-1.811 \cdot 10^{-8}$	$1.337 \cdot 10^{-9}$

Cabe mencionar que el uso de correlaciones genera valores aproximados de las propiedades antes mencionadas.

CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFASICO VERTICAL

Las correlaciones de uso más frecuente han sido desarrolladas por los investigadores: Poettman y Carpenter ⁽⁸⁾, Baxendell y Thomas ⁽⁹⁾, Hagedorn y Brown ⁽¹⁰⁾, Duns y Ros ⁽¹¹⁾, Aziz ⁽¹²⁾, Beggs y Brill ⁽¹³⁾ y Orkiszewski ⁽¹⁴⁾, entre otros.

La correlación a utilizar sera la que más se ajuste a los datos medidos en una prueba de producción (q_o , p_{wh} , p_{wf}).

Dichas correlaciones se aplican para diseñar las tuberías de producción, proyectar los aparejos de producción artificial, obtener la p_{wf} sin intervenir los pozos, calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto y de acuerdo a las curvas de IPR de los pozos es factible estimar la vida fluyente de los pozos.

PATRONES DE FLUJO

Se ha observado que el gas y el líquido fluyen dependiendo de la velocidad de cada fase en diversas formas dentro de las tuberías verticales. Ros N. C. J. ⁽¹⁵⁾ identificó 6 patrones típicos de flujo multifásico en tuberías verticales,

que denominó: Burbuja, Tapón, Bache, Espuma, Transición y Niebla, sin embargo, en las correlaciones establecidas no se consideran los regímenes de flujo Tapón ni Espuma.

Patrón tipo burbuja. Se denomina así cuando se tiene una fase continua líquida en la cual viajan dispersas pequeñas burbujas de gas distribuidas uniformemente.

Patrón tipo bache. En este caso se presentan grandes burbujas de gas viajando intermitentemente a través de la fase continua líquida.

Patrón tipo transición. En este patrón de flujo se observan considerables cantidades de gas en cuyo interior viajan pequeñas gotas de líquido, estos grandes volúmenes de gas transitan a través de lo que aún se puede considerar la fase continua líquida.

Patrón tipo niebla. En este último patrón, se presenta como fase continua el gas y en su seno viajan uniformemente dispersas pequeñísimas gotas de líquido. Generalmente en las paredes internas de la tubería se acumula una delgada capa de líquido.

En la figura 1.5 se muestra esquemáticamente la geometría de las fases en cada uno de los patrones citados.

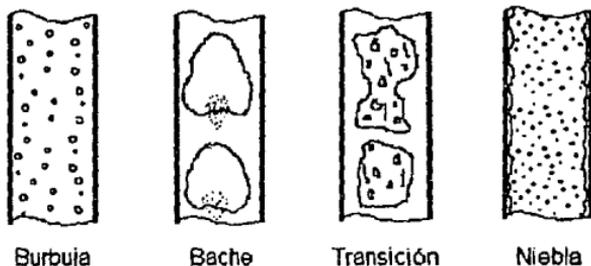


Figura 1.5 Patrones de flujo vertical ascendente.

ENFOQUES EN EL DESARROLLO DE CORRELACIONES

Las diversas correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión en flujo multifásico pueden clasificarse en tres tipos .

Tipo 1. No se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas de fricción y los efectos de colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. No se distinguen patrones de flujo. Dentro de este tipo están incluidos los métodos de Poettmann y Carpenter ⁽⁶⁾, Fancher y Brown ⁽¹⁶⁾ y Baxendell y Thomas ⁽⁹⁾.

Tipo 2. Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se obtiene mediante el concepto de colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas de gas y líquido. No se distinguen regímenes de flujo. El método de Hagedorn y Brown ⁽¹⁰⁾ cae dentro de este tipo de correlaciones.

Tipo 3. Se considera resbalamiento entre las fases. La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. Se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones que caen dentro de esta clasificación son: Duns y Ros ⁽¹¹⁾, Orkiszewski ⁽¹⁴⁾, Aziz ⁽¹²⁾, Beggs y Brill ⁽¹³⁾.

El colgamiento (H_L) es un concepto que por lo general se obtiene mediante correlaciones y de éste pueden determinarse los volúmenes de gas y líquido en el flujo. El colgamiento "Hold Up" se define como la relación entre el líquido existente dentro de una sección de tubería a las condiciones de flujo y el volumen de la sección aludida.

Otro concepto que se usa con frecuencia en los cálculos de gradientes para flujo multifásico, es el colgamiento sin resbalamiento (λ_L). Se define en la misma forma que H_L ; pero se calcula a partir de las condiciones de entrada a la tubería. En este concepto se supone que los volúmenes fluyendo de cada fase son predecibles a partir de las condiciones de entrada a la tubería, esto es:

$$\lambda_L = \frac{q_o B_o}{q_o B_o + q_g (R - R_g) B_g} \quad (1.36)$$

SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO CONTINUO (BNC)

En este sistema artificial de producción, el gas se inyecta al pozo con objeto de disminuir el peso de la columna de fluido. El BNC es el único método de levantamiento artificial que utiliza completamente la energía del gas de la formación, la mayoría de los pozos con BN se producen mediante flujo continuo el cual puede ser considerado una extensión del flujo natural. mediante la complementación del gas de formación con gas adicional a alta presión proveniente del exterior. Este gas normalmente es inyectado continuamente en el conducto de producción a una profundidad máxima de acuerdo a la presión de inyección disponible. El gas de inyección se mezcla con los fluidos producidos por el pozo y disminuye el gradiente de presión fluyendo de la mezcla, desde el punto de inyección hasta la superficie lo que genera una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación ocasionando que el pozo produzca el gasto requerido.

El sistema de bombeo neumático (fig. 1.6) básicamente está constituido de:

- a) Equipo de compresión para elevar la presión del gas.
- b) Líneas de distribución para conducir el gas hasta el cabezal del pozo.
- c) Paquete de medición y control de gas a la cabeza del pozo (válvula motor controlada por un reloj o presión, o un estrangulador ajustable).
- d) Tubería de producción.
- e) Válvulas de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección)

El compresor proporciona la energía al gas, el control de superficie regula el flujo de gas dentro del espacio anular, y las válvulas de inyección sirven para controlar el flujo de gas dentro de la tubería de producción. El método de flujo continuo requiere de una inyección de gas constante y controlada, por lo tanto es necesaria una válvula reguladora con puerto u orificio de diámetro adecuado para pasar el volumen de gas requerido.

La eficiencia de un sistema de levantamiento artificial por gas dependerá de una buena proyección de ingeniería en el diseño de todos sus componentes.

El método de flujo continuo generalmente es aplicado a pozos que tienen alta capacidad de producción y en la práctica puede ser utilizado para producir gastos de 500 a 10,000 bl/día, aún cuando la literatura hace referencia de volúmenes mayores. La obtención de un volumen de hidrocarburos eficientemente producido dependerá de, la selección adecuada del diámetro interno de T.P., el índice de productividad, la presión de fondo, el volumen y presión de gas de inyección, así como de las condiciones mecánicas del pozo.

Debido a que los costos de compresión son un factor importante en este tipo de levantamiento, es necesario que la operación se efectúe en la forma más eficiente posible.

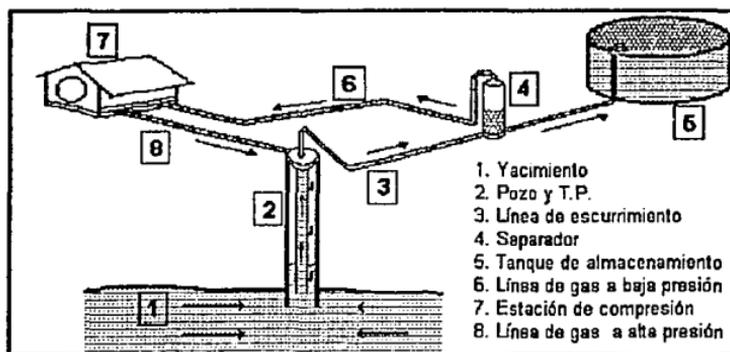


Figura 1.6 Esquema del sistema de B.N.C.

El diseño de bombeo neumático involucra el análisis de flujo multifásico y capacidad de afluencia de hidrocarburos de los pozos, estimándose necesario el entendimiento de algunos conceptos básicos que se emplean tales como:

Gradiente de presión. Es la razón de cambio de presión por unidad de longitud y en el sistema inglés se mide en (lb/pg²/pie).

Gradiente estático. Es el gradiente de presión de una columna estática de fluido dentro de un pozo y es directamente proporcional a la densidad del fluido. Por lo tanto el gradiente estático de fluido es prácticamente constante.

Gradiente fluyendo. Se mide cuando el aceite está fluyendo e incluye efectos de fricción así como densidad. Puesto que los efectos de fricción varían con el gasto de fluido, el gradiente fluyente no es un valor constante. Cabe hacer notar que, dado que el gas es compresible, la densidad y el gradiente de presión del gas, dependen de la presión a la que se encuentran.

Presión estática de fondo. Es la presión que existe en el fondo del pozo cuando este ha sido cerrado por un largo periodo de tiempo (periodo de tiempo necesario para la estabilización del pozo). en la práctica, esta presión se considera igual a la presión de la formación. Esta presión puede

medirse con un manómetro suspendido a la profundidad de la formación, sin embargo con cierta información se puede calcular analíticamente.

Presión de fondo fluyendo. Es la presión que se registra en el fondo del pozo cuando este está en producción y se puede medir mediante una prueba de decrementos de presión.

APLICACIONES DONDE EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS ES MAS RECOMENDABLE

Para el establecimiento de la mejor opción en la selección de un mecanismo artificial de bombeo neumático, es importante la revisión de aspectos referentes al pozo y al yacimiento tales como: El Índice de productividad para yacimientos bajosaturados o capacidad de afluencia para yacimientos saturados, la presión en el fondo del pozo, la relación gas-aceite, la viscosidad del aceite, el porcentaje de agua, el estado mecánico de pozo (tuberías de revestimiento y de producción) y el mecanismo de empuje del yacimiento.

Generalmente, un pozo puede ser producido económicamente con el método de flujo continuo si la presión estática en el fondo del pozo y el Índice de productividad del mismo son altos. Para fines prácticos se

considera que el Índice de productibilidad es alto si es mayor que $(0.5) \text{ (bl/día / lb/pg}^2)$ ⁽¹⁷⁾, así mismo, se consideran como pozos con alta presión de fondo aquellos que soportan una columna de fluido mayor al 50 % de su profundidad.

Un primer punto a considerar para implementar el BN en un pozo o una serie de pozos, es la disponibilidad de gas a alta presión cerca del pozo en cuestión.

Las aplicaciones donde el Bombeo Neumático Continuo es más recomendable son:

- En pozos de alta relación gas aceite (RGA).

- En pozos desviados o torcidos (Sin abrasión mecánica en la tubería de revestimiento o producción).

- En pozos de difícil acceso (plataformas marinas, zonas cenagosas, localizaciones dentro de una ciudad).
Se requiere un espacio muy reducido para el cabezal del pozo y los controles de la inyección de gas en la superficie.

- Profundidad del pozo. (el B.N. a diferencia de otros sistemas, es factible de aplicar en pozos de 5,000 m de profundidad mediante compresores instalados a boca de pozo).

- En pozos con terminación múltiple (donde se tienen espacios anulares pequeños.)
- Pozos terminados con diámetros de tubería muy pequeños.
- Pozos en los cuales se espera que la producción cambiará muy rápidamente. Esta flexibilidad en cuanto a la producción es una de las ventajas más importantes en el levantamiento neumático artificial. Las válvulas en el subsuelo operan eficientemente sobre un amplio margen de gastos de producción.

VALVULAS PARA BOMBEO NEUMATICO CONTINUO

En estos casos se requiere de válvulas que sean sensibles a la presión en la tubería de producción cuando se encuentren en posición de apertura, es decir responderán proporcionalmente a incrementos y decrementos de presión generados por la columna de fluidos en la TP. Para poder tener estable o tratar de mantener constante la presión en la tubería de producción, la válvula para BNC deberá empezar a regular el cierre cuando la presión decrezca, y así disminuir la inyección de gas y deberá regular la apertura permitiendo un mayor flujo de gas a través de ella, cuando la presión en la TP aumente.

Los requisitos que una válvula para flujo continuo debe tener son:

1. Una válvula cuyo trabajo se asemeje a un "orificio variable". Que funcione de tal manera que pase más gas cuando la presión en la tubería de producción sea mayor a la anticipada y responda proporcionalmente con una menor cantidad de gas cuando la presión sea menor que la anticipada.
2. Una válvula que permita una total presión de operación disponible a la profundidad de la válvula.

- 3. Una válvula donde la misma operación de presión en la superficie pueda ser utilizada para todas las válvulas en ambas sartas de tubería de un sistema con terminación doble.**

- 4. Una válvula cuya presión de ajuste no esté afectada por la temperatura. Permitiendo una presión de ajuste más precisa cuando ésta se requiera en terminaciones dobles.**

CAPITULO II

OPTIMIZACION DEL BOMBEO NEUMATICO

II. OPTIMIZACION DEL BOMBEO NEUMATICO CONTINUO (B.N.C.)

En este capítulo se presenta un procedimiento orientado a optimizar el sistema de B.N.C. con el objetivo de obtener la recuperación de hidrocarburos más conveniente. Se consideran los elementos más importantes que impactan a dicho sistema, como son: la afluencia de hidrocarburos al pozo considerando los pseudofactores de daño y el flujo multifásico en tuberías verticales, a fin, de proyectar los aparejos de producción adecuados a los gastos reales factibles de obtener, para ello se analiza el incremento en la producción y el aspecto económico. El procedimiento propuesto se describe a continuación y en él se utilizarán conceptos vistos en el capítulo anterior.

a) DETERMINACION DE LA CANTIDAD DE ACEITE FACTIBLE DE PASAR DEL YACIMIENTO AL POZO

Para esta estimación se utiliza directamente la ecuación que define al índice de productividad (J), cuando se trata de yacimientos de aceite bajosaturado, en los que, como se menciona en la introducción, para evitar que la

producción de aceite y gas disminuya considerablemente y llegue a alcanzar niveles no deseables es común que se implante a los pozos del yacimiento, sistemas artificiales de producción. Si el yacimiento es de aceite saturado se utilizará la ecuación de Vogel ⁽³⁾, mientras que para yacimientos bajosaturados próximos a llegar a la presión de saturación se aplicará la ecuación (1.15). Tenemos además que para estimar la producción a futuro de yacimientos saturados, se aplica el método combinado Fetkovich-Vogel entre otros. Para esto es necesario disponer de datos de pruebas de producción. Estos cálculos no implican que sea la producción máxima ya que existe la posibilidad de que haya limitaciones al flujo por la presencia de daño (S).

Esto se verifica con la ecuación de Darcy definida en la siguiente forma:

$$Q_0 = \frac{0.00708 k_o h (p_y - p_{wf})}{\mu_o B_o (\ln(r_e / r_w) - 0.75)} \quad (2.1)$$

En ella aparecen algunos parámetros que pueden ser obtenidos de: registros geofísicos, pruebas de incremento o decremento de presión o de análisis de laboratorio. Si los valores de Q_0 calculados no exhiben desviación mayor del 10 % con respecto a los estimados con la curva del

IPR, se considera que el daño no es significativo y se continúa con el inciso b) del procedimiento. Es común la presencia de daño en determinado grado, sin embargo en la práctica, muchas veces por problemas mecánicos no se pueden efectuar pruebas de presión para determinar el daño (S).

El daño se refiere a las limitaciones al flujo en la formación y en la entrada al pozo. El factor de daño total (S) se determina mediante pruebas de presión ya sean de incremento o decremento y se utilizan las ecuaciones 1.1 y 1.2 respectivamente.

Como S se compone de los pseudofactores de daño S_d , S_p y S_c , el pseudo factor de daño de la formación S_d se puede determinar con la ecuación 1.4, o a partir de la ecuación 1.3, expresada de la manera siguiente:

$$S_d = \frac{h_c}{h} \left[S - \frac{h}{h_c} (S_p) - S_c \right] \quad (2.2)$$

De obtenerse un valor de S_d mayor que cero significa que la permeabilidad de la formación está afectada y causa caídas de presión adicionales al flujo de los hidrocarburos, entonces, es necesario estimularla.

Cuando se presentan valores de S_d menores que cero es indicativo de que la formación es de alta permeabilidad al aceite, o que está fracturada, de ser así no se requiere estimular ni fracturar a la formación.

Es factible obtener el valor de la permeabilidad de la formación mediante la ecuación siguiente:

$$K_o = 162.6 \frac{Q_o B_o \mu_o}{m h} \quad (2.3)$$

Si la permeabilidad al aceite resulta baja, es recomendable fracturar a la formación.

El valor del pseudofactor de perforaciones S_p depende del área de flujo creada por los disparos y se determina con la ecuación 1.5

$$S_p = 4.185 \cdot 10^{-9} \frac{\rho q k h}{A_o^2 \mu B N} \quad (1.5)$$

Cuando S_p presente un valor positivo se deberá estimar un nuevo valor de éste, proyectando aumentar la densidad de los disparos.

El pseudofactor S_c por terminación parcial, se puede determinar mediante el método propuesto por Odeh ⁽¹⁾ (apéndice A) y el uso de la ecuación (1.8)

$$S_c = \frac{\ln(0.47 r_d/r_w) (1 - q/q_r)}{(q/q_r)} \quad (1.8)$$

O aplicando el método de Bronz y Marting ⁽¹⁸⁾. Cuando el intervalo disparado (h_c) es menor que el espesor de la formación productora (h), S_c tendrá un valor positivo por lo que de ser posible se debe ampliar el intervalo disparado; así S_c se reducirá propiciando mayores gastos de producción. S_c depende entre otras cosas de la posición del intervalo disparado respecto al espesor productor. Es importante conocer el valor de S_c ya que de no ser así y obtener de pruebas de presión un valor grande del daño total S , podría cometerse el error de estimular o fracturar la formación sin ser ésta la causante del alto valor de (S) total.

Una vez que se ha determinado el daño total (S) y los pseudo factores de daño S_d , S_p y S_c , y habiendo proyectado la o las maneras de disminuirlos, con los nuevos valores, obtener un valor del daño futuro S_f aplicando la ecuación:

$$S_f = S_d \frac{h}{h_c} + S_p \frac{h}{h_c} + S_c \quad (2.4)$$

y predecir la producción esperada con la siguiente ecuación:

$$Q_{of} = \frac{q_o [\ln(0.47 r_e / r_w) + S]}{\ln(0.47 r_e / r_w) + S_f} \quad (2.5)$$

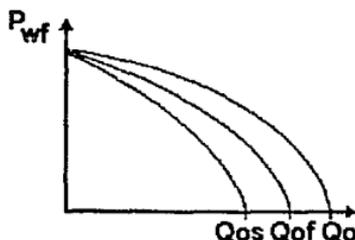


Figura 2.1.

b) DETERMINACION DE LA TUBERIA DE PRODUCCION (DIAMETRO Y LONGITUD)

De acuerdo al índice de productividad (J) o al comportamiento de afluencia al pozo IPR según corresponda y considerando las tuberías de explotación cementadas, se determina el aparejo de producción. Así las tuberías tendrán las dimensiones reales para la producción que es posible obtener del pozo.

La determinación del perfil de presiones de flujo multifásico en tuberías, es un aspecto muy importante en ingeniería petrolera para llevar a cabo el diseño de tuberías de producción. A continuación se analiza el efecto que sobre estos perfiles produce el diámetro de tubería.

Efecto del diámetro. El efecto que el diámetro de la tubería produce sobre las curvas de gradiente de presión se observa manteniendo constantes los parámetros (q_o , p_{wh} , D , R , T_{sup} , T_f , γ_g , γ_o , γ_w). En general y con cualquiera de las correlaciones para análisis de flujo multifásico, las curvas se comportan como en la figura 2.2. Partiendo de un diámetro pequeño, a mayor diámetro de T.P., la pendiente de la curva de gradiente aumenta, es decir las pérdidas de presión son menores. Sin embargo llega un momento en el que al aumentar este diámetro, los efectos del resbalamiento provocan

que el comportamiento de las curvas se invierta y las caídas de presión empiecen a aumentar nuevamente, conforme el diámetro crezca.

Con las presiones de fondo calculadas se puede construir la figura 2.3. Si la producción se mantubiera constante, la tubería de diámetro adecuado sería la que presente las menores caídas de presión para dicho gasto.

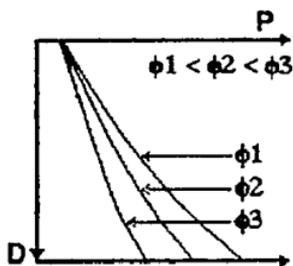


Figura 2.2.

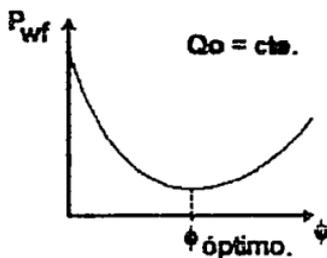


Figura 2.3.

Es importante considerar que aunque actualmente se dispone de varias correlaciones para flujo multifásico vertical que aportan buenos resultados, en cada caso deberemos utilizar aquella que se ajuste a los datos medidos del caso real con mayor precisión. Las correlaciones existentes han sido

creadas en base a valores reales medidos para distintos aceites provenientes de diferentes yacimientos en el mundo, de manera que normalmente una correlación se ajustará mejor al comportamiento de un cierto hidrocarburo cuando dicha correlación haya sido creada con información de un yacimiento productor de hidrocarburos con características similares.

La siguiente es una guía publicada ⁽¹⁹⁾ que puede servir para la selección del posible método más adecuado, esta relación se ha obtenido básicamente de experiencias en el manejo de correlaciones.

- Flujo predominantemente gaseoso.

Hagedorn-Brown y Fancher-Brown

(No es recomendable Orkiszewski)

- Aceites negros con viscosidades mayores a 15 cp.

Orkiszewski, Beggs-Brill, Poettmann-Carpenter y Baxendell-Thomas

- Altas relaciones agua aceite (mayor de 20 % de agua)

Hagedorn-Brown.

Una vez seleccionada la o las correlaciones a utilizar considerando en un principio: la RGA que aporta el yacimiento, la presión requerida en la cabeza

del pozo y un diámetro determinado, se calculan las presiones de fondo fluyendo a una profundidad que alcance la parte superior del intervalo disparado. Estas presiones de fondo fluyendo se estimarán para diferentes gastos, de manera que se podrán construir gráficas o tablas en las que para un diámetro y varios gastos, se obtendrán las presiones de fondo fluyendo, figura 2.4.

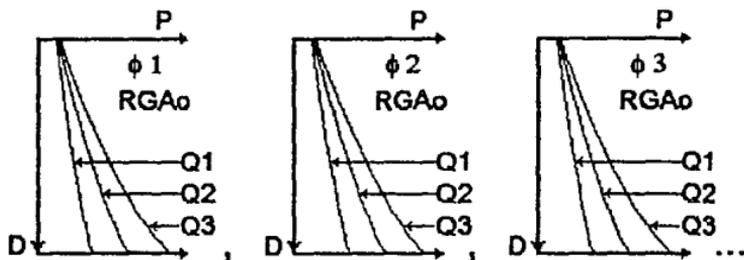


Figura 2.4.

Las gráficas anteriores, también conocidas como perfiles o gradientes de presión aportan la información necesaria para construir en una gráfica de gasto contra presión, las curvas denominadas de capacidad de flujo, es recomendable construir sobre los mismos ejes cartesianos las curvas de

capacidad de flujo para varios diámetros de T.P. figura 2.5, esto con objeto de comparar más fácilmente sus comportamientos.

Las curvas de capacidad de flujo de las tuberías de producción, se determinan considerando los gastos de aceite que puede aportar la formación, manteniendo constante la presión que se requiere en la cabeza del pozo para que el aceite llegue a la batería de separación.

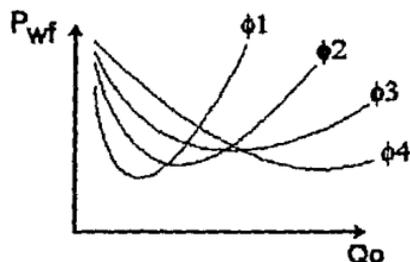


Figura 2.5.

Conforme la explotación de un yacimiento se realiza a través del tiempo, la curva del IPR para ese yacimiento se comporta como se muestra en forma cualitativa, en la figura 2.6. Esto es: si se depresiona un yacimiento su capacidad de afluencia (IPR) declina. Cuando se trata de pozos en los que

se cuenta con información de su historia de producción y presiones del yacimiento a diferentes tiempos es posible predecir de manera aproximada la forma en que la curva de IPR se desplazará para ese yacimiento. Esto será muy importante en la selección del aparejo de producción.

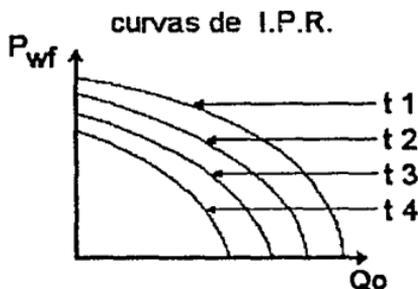


Figura 2.6.

Ahora, si como se muestra en la figura 2.7 construímos las curvas de capacidad de flujo aludidas junto con la del IPR en la que el efecto del daño (S_f) ya se ha considerado, podremos observar el gasto que cada tubería podría manejar. De esta manera, en forma gráfica, será posible seleccionar el diámetro de tubería que proporcione las mejores condiciones en cuanto a gasto y tiempo de producción.

En ocasiones será posible que alguno de los aparejos propuestos no corte a la curva del IPR, con dicho aparejo el pozo no fluirá.

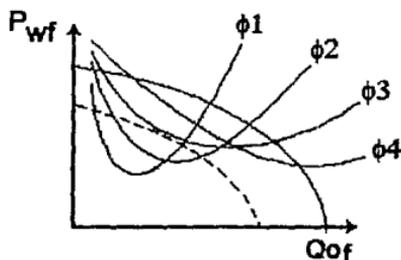


Figura 2.7.

Es fundamental el conocimiento más preciso posible del estado mecánico del pozo, así no se caerá en el error de hacer cálculos con aparejos que no se podrán instalar o de diámetros que no se disponen. Así mismo es muy importante conocer el comportamiento del yacimiento.

Analizando la figura anterior en la que se tienen cuatro curvas de capacidad de flujo (cuatro diámetros propuestos) podemos observar que con el diámetro 1, que es el más pequeño; se podría obtener únicamente un gasto muy reducido comparado con la capacidad de aporte que el yacimiento tiene, además con éste, la duración de la explotación sería muy larga. En el extremo opuesto se aprecia que con la T.P. de mayor diámetro (# 4) se

podrá obtener el mayor gasto, sin embargo en poco tiempo, debido al efecto del abatimiento de la presión sobre la capacidad de aporte del yacimiento, el pozo dejará de fluir.

En este estudio se pretende la determinación del aparejo de producción, que desde un punto de vista práctico y económico, proporcione más ventajas, de manera tal que sea posible la extracción del máximo volumen de hidrocarburos a un ritmo de producción que ofrezca las mayores ganancias económicas.

Algunas veces la resistencia de las tuberías a los esfuerzos a que serán sometidas orientan la selección de alguna de ellas.

c) DETERMINACION DE LA RGA OPTIMA

Con el diámetro de la tubería que se haya seleccionado, se procede a construir perfiles de presión variando la relación gas-aceite a la profundidad de inyección del gas. Dicha profundidad se determina en función de la presión disponible en superficie de la red de BN o del compresor de gas.

Efecto de la RGA. Para entender con mayor claridad el efecto de la RGA sobre los gradientes de presión, se presenta una gráfica en la figura 2.8, en ella se aprecia el comportamiento que ocasiona la RGA al irse incrementando, si se considerará que inicialmente sólo existe líquido dentro de la TP. A medida que el valor de la RGA aumenta, los gradientes de presión disminuirán paulatinamente hasta que se llega a un punto en el cual, un aumento de la RGA generará un incremento en la presión de fondo fluyendo, es decir, el comportamiento se invierte. Esto es para un gasto constante.

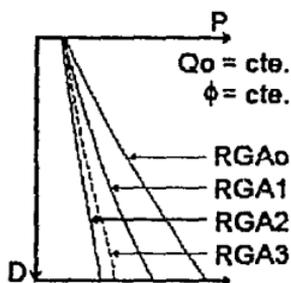


Figura 2.8.

Cuando los cálculos se realizan para una RGA variando los gastos, los perfiles de presión presentan un comportamiento similar a los anteriores. Con las presiones de fondo determinadas se construyen las curvas de

capacidad de transporte sobreponiéndolas a la curva del IPR, para así determinar los gastos de inyección de gas óptimos para la producción máxima de aceite, figura 2.9.

Debido a esto resulta prioritario al diseñar un sistema de bombeo neumático, realizar un análisis del comportamiento de los gradientes de presión, para diferentes valores de RGA y elegir un gasto de inyección de gas, tomando en cuenta el gas que el aceite trae de la formación. (RGA_0).

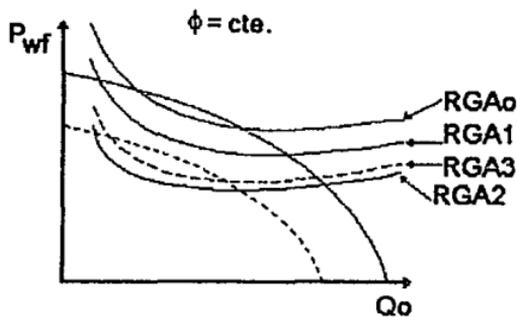


Figura 2.9.

De la figura anterior se infiere que se alcanza un punto en el que, incrementos de la RGA ocasionan solo pequeños aumentos en el gasto de producción y tienden a disminuirlo. (RGA_3)

d) GASTO DE GAS OPTIMO

Para determinar el gasto de gas de inyección (Q_{gi}) más conveniente; con los valores de Q_o y RGA obtenidos de las intersecciones entre las curvas de capacidad de transporte y la del IPR en la figura 2.9, se procede a construir una gráfica de Q_{gi} contra Q_o ; figura 2.10

Manejando unidades prácticas, el Q_{gi} en millones de pies cúbicos por día (MMPCD) se obtendrá con la ecuación:

$$Q_{gi} = \frac{RGA - RGA_o}{1\ 000\ 000} Q_o \quad (2.6)$$

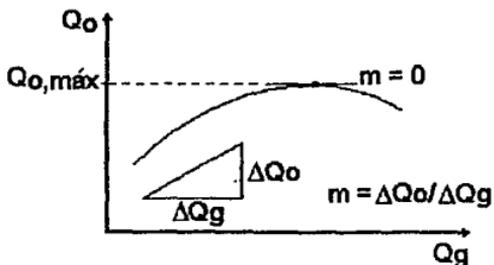


Figura 2.10.

Es posible visualizar que cuando la pendiente de la curva tiene un valor de cero se alcanza el punto en que se obtendrá la máxima recuperación de aceite; a partir de dicho punto a mayores gastos de inyección de gas la recuperación de aceite disminuirá. Sin embargo el punto de inyección óptimo se localizará a la izquierda del punto con pendiente nula.

Cuando las condiciones de volúmen y presión de gas disponible no sean una limitante, el Q_{gi} a manejar se deberá estimar de acuerdo a la razón que exista entre Q_o y Q_{gi} , en un caso real, mediante la observación de los valores de Q_o y Q_{gi} será posible localizar el punto sobre la curva en que Q_{gi} sea más conveniente, esto es; determinar el punto en que a un incremento de Q_{gi} , el correspondiente Q_o represente un ganancia económicamente rentable.

Esto lo podremos determinar construyendo una gráfica que parte de la figura 2.10, en ella se agregará un eje vertical del lado derecho en el que se tendrán los valores presentes netos (VPN) involucrados. El VPN en cada caso se calcula en base a: los ingresos que se generen de la venta del aceite y gas producidos, los gastos de manejo y compresión del gas de inyección, y los costos de operación. Se calcularán a un tiempo determinado que se considere como vida del sistema.

$$VPN = FNE \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (2.7)$$

FNE = (ingresos - egresos) por periodo.

n = número de periodos a evaluar.

i = tasa de interés considerada.

En la figura resultante 2.11 se observa el comportamiento de la curva descrita, se tiene que el Q_{gi} óptimo y que aportará las mayores ganancias económicas será el correspondiente al punto sobre esta curva con mayor valor sobre el eje de VPN, el cual además tendrá pendiente igual con cero.

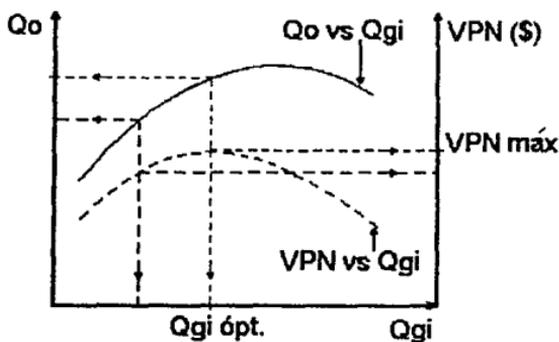


Figura 2.11.

Cuando el anillo de distribución de gas para un yacimiento aporta un volumen limitado para varios pozos, éste volumen de gas se deberá distribuir de manera que se obtenga el máximo gasto de aceite de dicho yacimiento; para lograr esto, se debe localizar el punto de operación (Q_g) de cada pozo, tan próximo a el punto de máximo gasto de aceite como la disponibilidad de presión y gas lo permitan, las pendientes de esos puntos deberán de ser iguales. Figura 2.12.

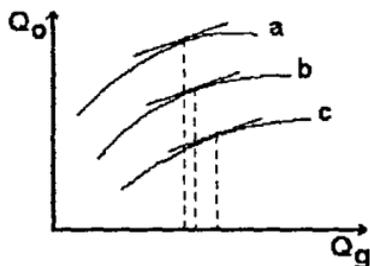


Figura 2.12.

e) DETERMINACION DE LA PRESION DE INYECCION DE GAS

Una vez que se determina el volumen de gas a inyectar para la máxima recuperación de hidrocarburos, en función de la presión fluyendo a la profundidad de inyección se determina la presión de inyección en superficie. Esto es factible utilizando la correlación de Smith ⁽²⁰⁾.

$$P_s' = [P_i'^2 e^{-s} + \frac{(f' \gamma_g Q_g^2 Z T L)}{E^2 d^5} \frac{(1 - e^{-s})}{S} 8.2 \times 10^{-11}]^{0.5}$$

$$S = (0.12303 \gamma_g h') / (Z T)$$

Los perfiles de presión toman la forma que se muestra en la figura 2.13. Los valores de presión en superficie para los diferentes gastos de producción se pueden marcar sobre la figura 2.10 quedando como se muestra en la figura 2.14. Esto únicamente con el objeto de observar a qué altura de la curva se localiza el Q_{gi} seleccionado y cual es su correspondiente presión de inyección de gas (p_{ig}).

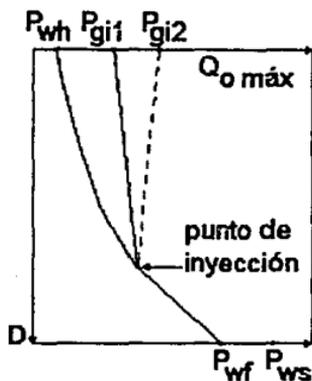


Figura 2.13.

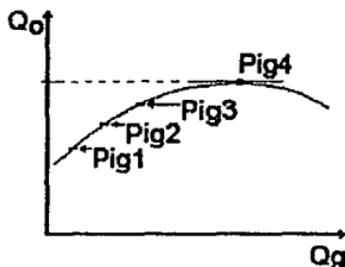


Figura 2.14.

Con la presión y volumen de gas a inyectar se determina la capacidad del compresor a instalar (HP). Para compresores de dos etapas:

$$HP = 2 R_c^{0.5} C Q_{gi} \quad (2.8)$$

$$R_c = P_d / P_s \quad (2.9)$$

f) APAREJO DE VALVULAS O TUBERIA FLEXIBLE

El bombeo neumático tiene dos propósitos: a) descargar el fluido de control de los pozos y b) aligerar el peso de la columna del aceite para que con la presión del yacimiento sea elevado a la superficie. El primer propósito se logra utilizando válvulas instaladas en la tubería de producción, separadas a distancias previamente determinadas en función principalmente de: la presión disponible de gas a utilizar, la presión en la cabeza del pozo y características del fluido de control. El segundo propósito se efectúa utilizando una sola válvula u orificio diseñado a fin de inyectar el volumen de gas necesario para la producción deseada.

Los diseños de aparejos de válvulas para descargar el fluido de control, actualmente se efectúan usando programas de cómputo. El procedimiento programado es el tradicional (método universal), utilizando correlaciones de flujo multifásico para el cálculo de perfiles de presión y definir las profundidades de inyección. Con dichos programas se tiene la opción de seleccionar el tipo de válvula y marca a utilizar. Al realizar el diseño se determina:

- Número, espaciamiento y tipo de válvulas.
- Temperatura de operación de cada válvula.

- Presiones de apertura y cierre de cada válvula.
- Presión de domo de cada válvula.
- Presiones de calibración en el taller.
- Diámetro de orificio de la válvula operante.

El diseño del aparejo de producción incluyendo las válvulas, en teoría es factible; sin embargo las presiones bajas de los yacimientos y el estado mecánico de los pozos en la práctica, en muchos casos, impiden cambiar las tuberías de producción. Casos como los aludidos se presentan en los pozos profundos de la Región Sur. En estos pozos el bombeo neumático sólo será factible inyectando el gas a través de uno o dos orificios hechos en la tubería de producción o con tuberías flexibles y mediante el uso de compresores a boca de pozo como se propone en este estudio.

Al utilizar tubería flexible, el flujo de aceite será por el espacio anular entre la tubería flexible y la tubería de producción instalada. El diámetro y longitud de la tubería flexible así como la presión y volumen de gas a utilizar, se determinarán previamente, utilizando el procedimiento descrito para obtener la máxima recuperación de hidrocarburos de acuerdo a la afluencia de hidrocarburos del yacimiento al pozo.

Cuando la inyección de gas se efectúa a través de uno o dos orificios, se calcula previamente el diámetro y la profundidad a la que se harán en la tubería de producción. En estos casos se tiene la ventaja de no utilizar equipo de reparación para extraer la tubería de producción ni se corre el riesgo de dañar el yacimiento con el fluido de control ya que no se utiliza.

Para el cálculo del diámetro del orificio se puede utilizar la correlación siguiente ⁽²¹⁾:

$$A C_d = \frac{Q_g (\gamma_g T)^{0.5}}{155.5 P_1 [2 g (k / (k-1)) (r^{2/k} - r^{(k+1)/k})]^{0.5}}$$

donde

$$k = \frac{C_p}{C_v}$$

$$r = \frac{P_2}{P_1}$$

$$r_0 = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{k/(k-1)}$$

Si $r > r_0$ se utilizará r en la ecuación, de lo contrario se utilizará r_0 .

CAPITULO III

APLICACIONES

Bombeo Neumático para el pozo Tecominoacán 107, utilizando un motocompresor a boca de pozo.

Información:

Nombre del pozo	Tecominoacán 107
Formación	Jurásico
Gasto de aceite	3673 BPD
Factor de volumen del aceite	1.815
Viscosidad del aceite	0.3 cp
Porosidad	2.5 %
Espesor terminado	47 m
Cima productora	5205 mbMR
Saturación de agua	10.8 %
Espesor productor	242 m
Permeabilidad al aceite	24.803 mD
Daño total	78.71
Radio de drene	500 m
Radio del pozo sin ademar	3.25 pg
Presión estática de fondo	476.26 kg/cm²
Presión en la cabeza del pozo	75 kg/cm²
Presión de saturación	273 kg/cm²
Presión de fondo fluyendo	388.8 kg/cm²
Índice de productividad	2.95 BPD/lb/pg²

Densidad de disparos	18 disparos/m
Diámetro de las perforaciones	0.33 pg
Densidad relativa del aceite	28.6 °API
Densidad relativa del gas	0.7788
Densidad relativa del agua	1.05
Temperatura en la cabeza del pozo	55 °C
Temperatura en el fondo	131.5 °C
Relación gas-aceite	214 m ³ /m ³

ESTADO MECANICO DEL POZO

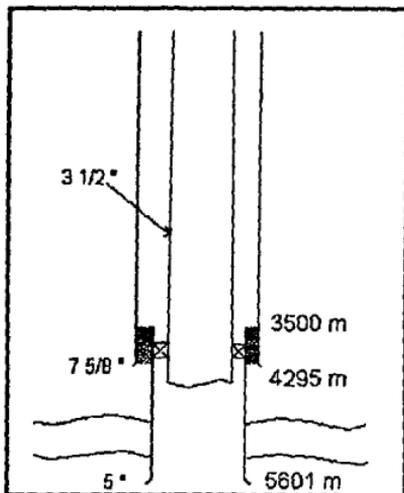


Figura 3.1

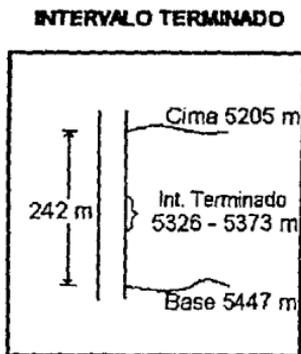


Figura 3.2

En la información anterior proporcionada por personal de Administración de Yacimientos de la Superintendencia de Producción en el Distrito Cárdenas, se incluye el valor del daño total $S=78.71$ previamente determinado.

a) COMO PRIMER PASO SE OBTENDRA EL VALOR DEL GASTO DE ACEITE QUE LA FORMACION PODRIA APORTAR AL POZO CONSIDERANDO QUE NO EXISTIERA DAÑO

Con la ecuación 2.1

$$Q_o = \frac{0.00708 k_o h (p_y - p_{wf})}{\mu_o B_o (\ln(r_e/r_w) - 0.75)} \quad (2.1)$$

$$Q_o = 39998.8 \text{ BPD.}$$

La producción actual del pozo es $Q_o = 3673$ BPD debido al daño. Por lo tanto la producción de aceite es factible de incrementarse, si S se anulará o disminuirá.

Para esto es necesario evaluar los pseudofactores de daño que componen a S y de acuerdo a sus magnitudes establecer las medidas correctivas:

Mediante la ec. (1.5) se calcula el valor del pseudofactor S_p

$$S_p = 4.185 \cdot 10^{-9} \frac{\rho q k h}{A_o^2 \mu B N} \quad (1.5)$$

$$S_p = 7.9 E^{-2}$$

Con el método de Odeh (apéndice A) se realiza el cálculo del pseudofactor por terminación S_c .

$$h_D = h_c / h = 0.194$$

$$Z_{D1} = \frac{\text{Cima del int. disp.} - \text{Cima de la form. prod.}}{h}$$

De la figura (3.2.2)

$$Z_{D1} = (5326 - 5205) / 242 = 0.5$$

De la figura (A.2) del apéndice A con $h_c = 154.16$, $h_D = 0.194$ y $Z_{D1} = 0.5$:

$$\frac{q}{q_r} = 0.305$$

Con la ecuación (1.8)

$$S_c = \frac{\ln(0.47 r_e/r_w)(1 - q/q_r)}{(q/q_r)} \quad (1.8)$$

$$S_c = 18.12$$

Conociendo: $S=78.71$, $S_p=7.9 \text{ E}^{-2}$ y $S_c=18.12$, el pseudofactor de daño a la formación S_d se puede determinar con la ecuación 2.2.

$$S_d = \frac{h_c}{h} \left[S - \frac{h}{h_c} (S_p) - S_c \right] \quad (2.2)$$

$$S_d = 11.68$$

De la ecuación 1.3, se puede estimar cuál de los términos afecta más.

$$S = S_d \frac{h}{h_c} + S_p \frac{h}{h_c} + S_c \quad (1.3)$$

Sustituyendo valores:

$$\begin{array}{ll} S_d (h / h_c) = 60.14, & 76.4 \% \text{ de } S \\ S_p (h / h_c) = 0.4, & 0.5 \% \text{ de } S \\ S_c = 18.12 & 23.02 \% \text{ de } S \end{array}$$

De lo anterior se infiere que el daño a la formación S_d es el que más afecta a la producción. A través de un estudio más profundo de la zona alhedaña al pozo es factible determinar y proyectar la estimulación más conveniente. En la práctica el daño a la formación se llega a anular e incluso se logran alcanzar valores negativos de -3 al fracturar la formación. Considerando que se estimula el pozo y que dicha operación resultará 50 % exitosa, el pseudofactor S_d será de 5.84 en lugar del de 11.68.

Se observa también que el pseudofactor S_c tiene un valor aproximado del 23 % del daño total, en el caso de ampliar el intervalo terminado en 20 m, S_c resulta de 13.89. El cálculo de S_c es el siguiente:

Con el método de Odeh para el nuevo valor de h_c :

$$h_D = (154.16 + 20 (3.28)) / 793.8 = 0.27$$

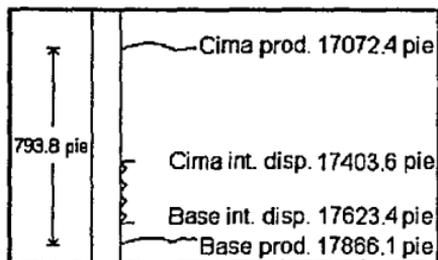


Figura 3.3

$$Z_{D1} = (5306 - 5205) / 242 = 0.41$$

De la figura A-2 para $h_D = 0.2$

$$\frac{q}{q_r} = 0.282$$

De la figura A-3 para $h_D = 0.3$

$$\frac{q}{q_r} = 0.396$$

Interpolando para $h_D = 0.27$

$$\frac{q}{q_r} = 0.364$$

El nuevo valor de S_c con la ecuación 1.8 será

$$S_c = 13.89$$

El daño futuro total se estima utilizando la ecuación 2.4

$$S_f = S_d \frac{h}{h_c} + S_p \frac{h}{h_c} + S_c \quad (2.4)$$

tomando:

$$S_d = 5.8$$

$$h = 793.8 \text{ pie}$$

$$S_p = 7.9 \text{ E}^{-2}$$

$$h_c = 219.76 \text{ pie}$$

$$S_c = 13.89$$

$$S_f = 35.27$$

El gasto futuro posible de obtener calculado con la ecuación 2.5 será:

$$Q_{of} = \frac{q_o [\ln (0.47 r_e / r_w) + S]}{\ln (0.47 r_e / r_w) + S_f} \quad (2.5)$$

$$Q_{of} = 7364.37 \text{ BPD}$$

El nuevo índice de productividad es:

$$J = 5.9 \text{ BPD/lb/pg}^2$$

$$J = 83.9 \text{ BPD/kg/cm}^2$$

El índice de productividad con el daño original es:

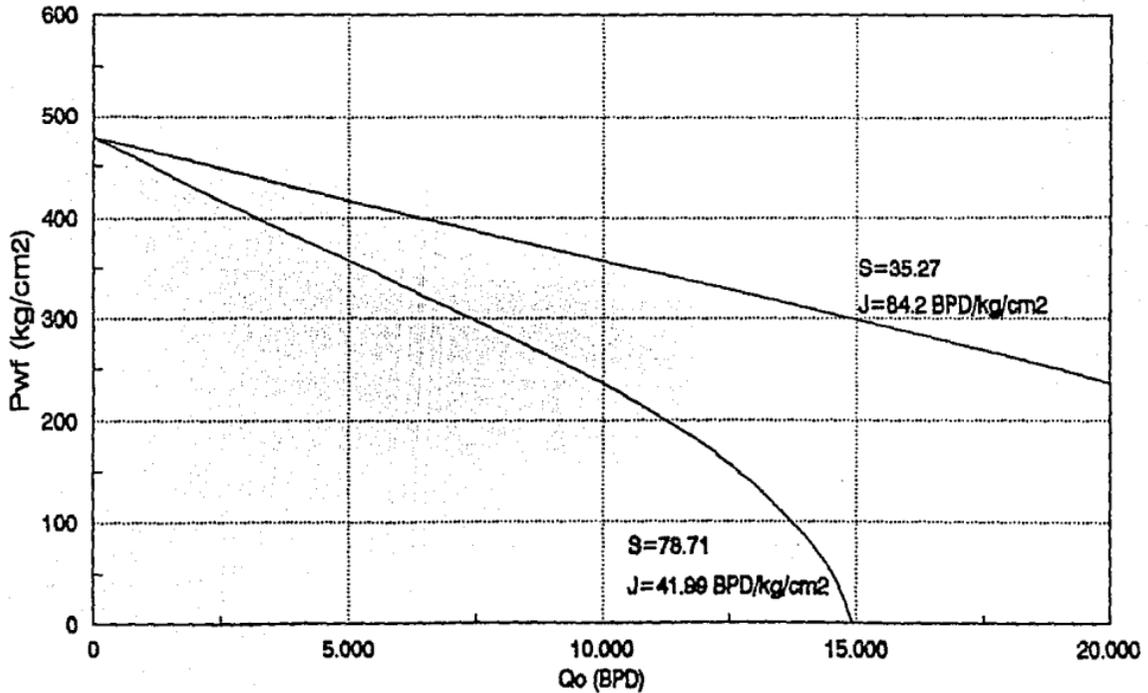
$$J = 2.95 \text{ BPD/lb/pg}^2$$

$$J = 41.9 \text{ BPD/kg/cm}^2$$

En la figura 3.4 se muestran las curvas de IPR que se obtienen con el daño total original $S = 78.71$ y con el daño futuro $S_f = 35.27$.

Las curvas de IPR, actual con $S=35.27$ y futuras, para distintas presiones de fondo estáticas se muestran en forma gráfica en la figura 3.5.

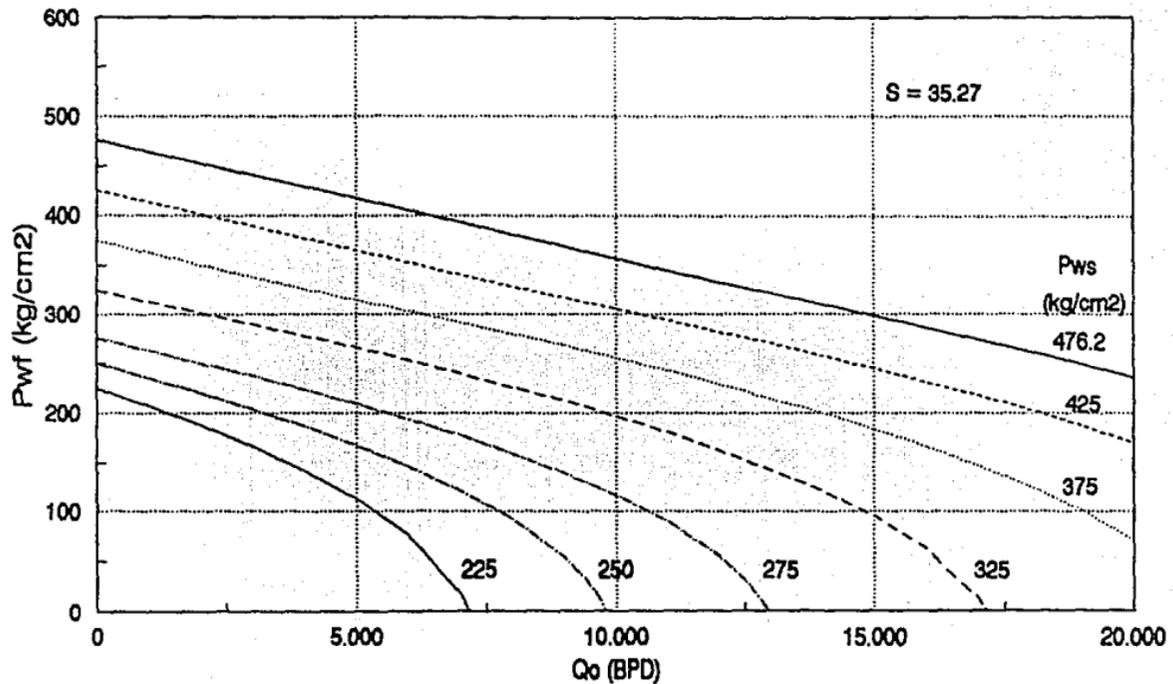
COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE IPR.



TECOMINOACAN 107

Figura 3.4

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA CURVA
DE IPR A DIFERENTES P_{ws} .



TECOMINOACAN 107

Figura 3.5

b) DETERMINACION DE LA TUBERIA DE PRODUCCION

Utilizando un programa de cómputo integrado con las correlaciones que en la práctica han dado mejores resultados para análisis de flujo multifásico vertical, se determina la capacidad de transporte de la tubería de producción instalada y se analizan otros aparejos, previo ajuste del método de cálculo a los valores reales medidos. Dicho programa de cómputo incluye las siguientes correlaciones:

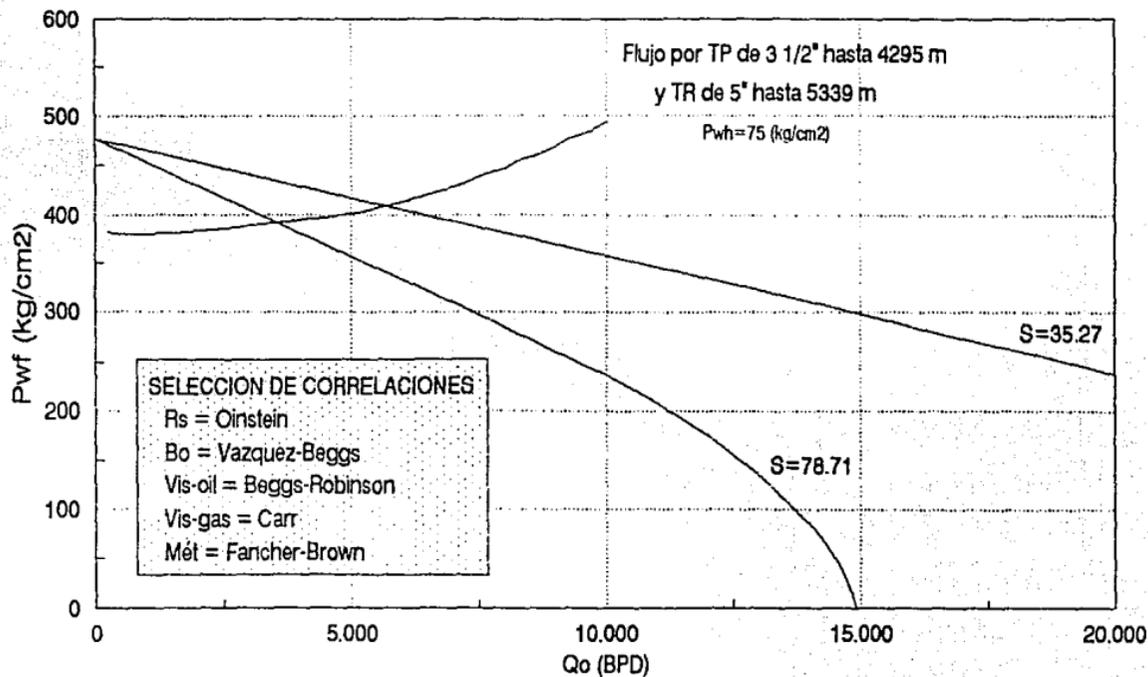
Para R_s	<ol style="list-style-type: none">1. Lasater2. Standing3. Vazquez-Beggs4. Oistein
Para B_o	<ol style="list-style-type: none">1. Standing2. Vazquez-Beggs3. Oistein
Para μ_o	<ol style="list-style-type: none">1. Beggs-Robinson2. Beal-Chew-Conally
Para μ_g	<ol style="list-style-type: none">0. Lee1. Carr

Debido a que el aceite que se produce en el pozo Tecominoacán 107 es de tipo volátil se aplicaron los siguientes métodos de cálculo, mismos que son considerados en el programa de cómputo aludido:

- Hagedorn-Brown
- Baxendell-Thomas
- Fancher-Brown
- Duns-Ros

El método de Fancher-Brown con las correlaciones de Oinstein para R_s , Vazquez-Beggs para B_o , Beggs-Robinson para μ_o y Carr para μ_g , fue el que proporcionó el mejor ajuste a los valores reales medidos. En la figura 3.6 se muestra la curva de capacidad de transporte de la tubería de producción instalada, sobrepuesta a las curvas del IPR con $S=78.71$ y $S_f=35.27$.

**CURVA DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE AJUSTADA, SOBRE
CURVAS DE IPR CON DIFERENTES DAÑOS TOTALES.**



TECOMINOACAN 107

Figura 3.6

Una vez seleccionadas las correlaciones y el método de cálculo a utilizar, se procede a efectuar el análisis de la capacidad de transporte de tuberías de producción posibles de instalar a profundidades diversas, bajando a través de las tuberías de revestimiento que están cementadas.

Los resultados se muestran únicamente en forma grafica debido a que son bastantes las tablas de valores que se procesaron. En la figura 3.7 se muestran las curvas de capacidad de transporte de los aparejos de producción siguientes, con presiones en la TP de 75 kg/cm²:

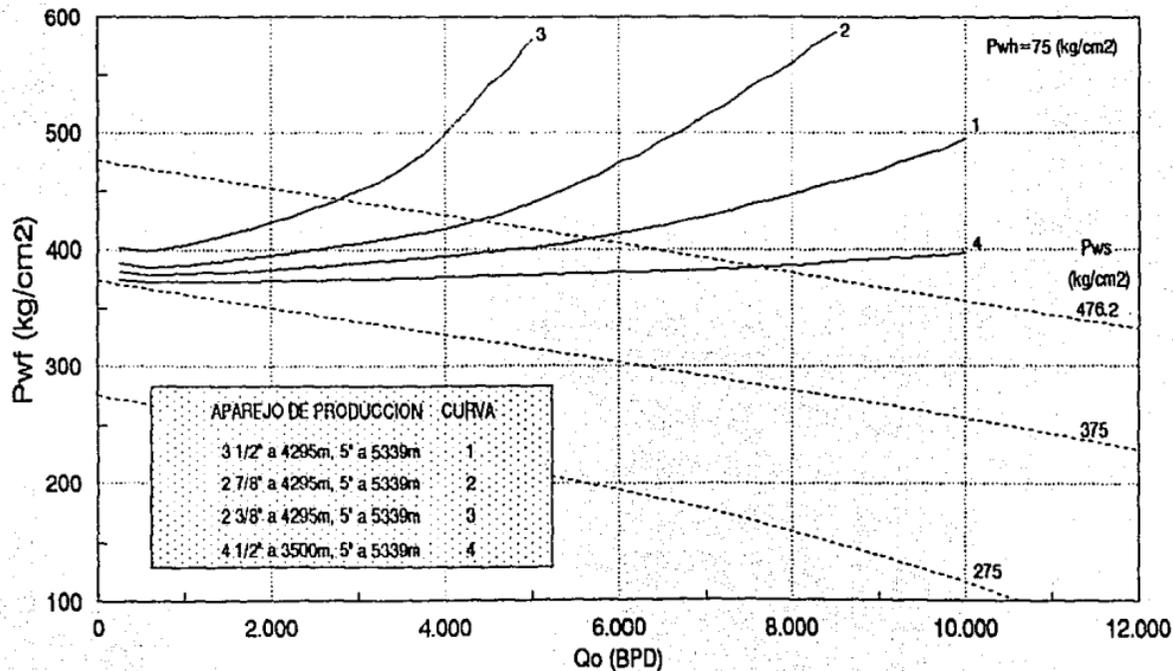
	T.P. (pg)	Longitud (m)	T.R. (pg)	Longitud (m)
1.	3 1/2	0 - 4295	5	4295 - 5339.5
2.	2 7/8	0 - 4295	5	4295 - 5339.5
3.	2 3/8	0 - 4295	5	4295 - 5339.5
4.	4 1/2	0 - 3500	5	3500 - 5339.5

Se considera como profundidad de la formación productora al punto medio de la zona terminada.

Las curvas de capacidad de transporte se han graficado sobrepuestas a las del IPR actual y futuras, de manera que será posible identificar la producción que cada aparejo podrá aportar, además de analizar en qué momento, es oportuno implementar el bombeo neumático, como sistema artificial de producción propósito de este estudio.

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

CORRELACION AJUSTADA: FANCHER-BROWN



TECOMINOACAN 107

Figura 3.7

En la figura 3.7 se puede apreciar que con el aparejo que se encuentra instalado actualmente (curva 1) y 75 kg/cm² de presión en la cabeza del pozo, el gasto de aceite que se obtendría es de 5700 BPD aproximadamente.

Al analizar los aparejos de 2 7/8" y 2 3/8" se encontró que los incrementos debidos a la fricción, sobre las presiones de fondo fluyendo son grandes y aumentan conforme el área de flujo disminuye, teniéndose que, para la TP de 2 7/8" el gasto sería de 4300 BPD y para la TP de 2 3/8" de 2800 BPD, aproximadamente, en ambos casos la P_{wh} es de 75 kg/cm².

La TP de 4 1/2" no puede bajar a través de la TR de 5" y se consideró que se coloca a 3500 m y empaca en la TR de 7 5/8".

En la figura 3.7 se observa además, que con la TP de 4 1/2" el gasto sería de 7600 BPD; sin embargo el flujo tiende a ser inestable, la curva tiende a ser horizontal. En la Región Sur se ha visto que pozos del Campo Cárdenas productores de aceite con alto contenido de gas como son los del Campo Tecominoacán, dejan de fluir a presiones de yacimiento altas, de aproximadamente 220 kg/cm² y gastos de aceite del orden de 1000 BPD; esto debido al resbalamiento de líquidos en aparejos de producción con diámetros grandes (4 1/2", 5"). De este modo la TP de 4 1/2" no es recomendable, se dejaría un volumen considerable de aceite en el

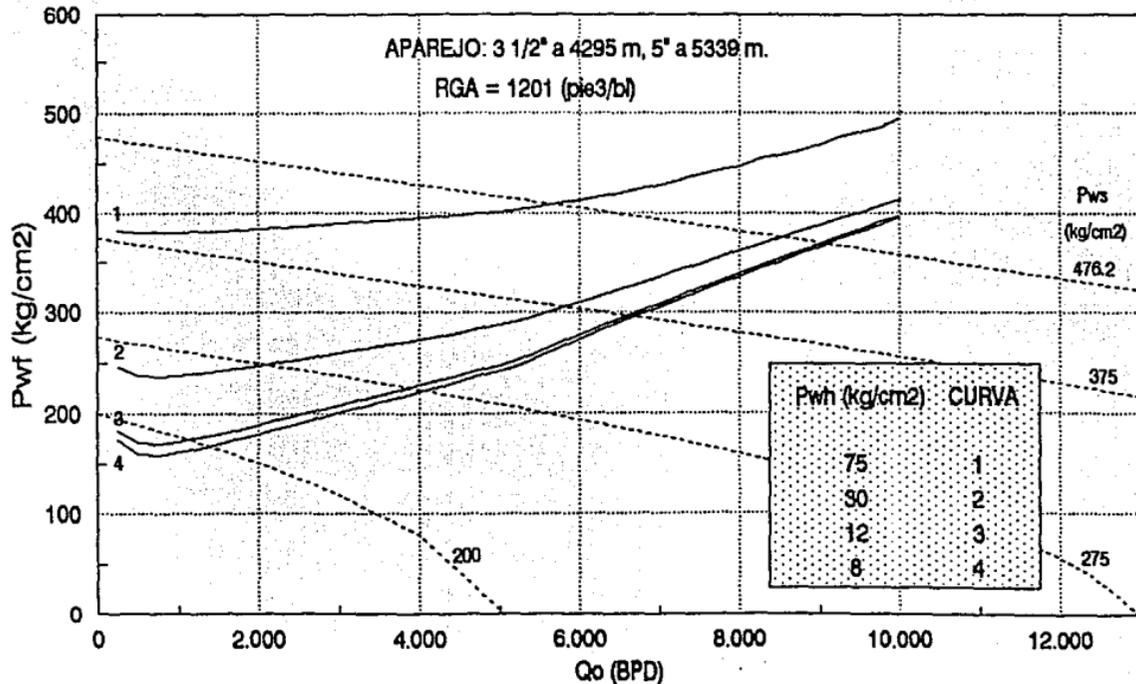
yacimiento sin recuperar. Las tuberías de 2 7/8" y 2 3/8" exhiben caídas de presión altas, mayores a las que se tienen en la tubería de 3 1/2" por lo que tampoco se justifican.

Ahora se analiza el comportamiento de producción de aceite a través de la TP de 3 1/2", variando la presión en la cabeza del pozo. En la figura 3.8 se presentan las curvas que se obtienen con este aparato para presiones en la cabeza de 75, 30, 12 y 8 (kg/cm²).

Es interesante observar que para la RGA de 1201 pie³/bl, el cambio de P_{wh} de 12 a 8 kg/cm² no presenta beneficios sustanciales, las variaciones en los perfiles de presión son muy pequeños.

En la figura 3.8 se observa que cuando se alcanza una presión estática de fondo de 275 kg/cm², con la tubería de 3 1/2" a 4295 m y 12 kg/cm² en la cabeza del pozo, el gasto de aceite será de 3866 BPD y para $p_{ws}=200$ kg/cm², la producción se estima en 1200 BPD. Antes de alcanzar niveles no deseables de producción es preciso evaluar los beneficios que se obtendrían variando la sumergencia de la tubería de producción y la relación gas-aceite, inyectando gas.

**COMPARACION ENTRE CURVAS DE CAPACIDAD
DE TRANSPORTE VARIANDO LA Pwh.**



TECOMINOACAN 107

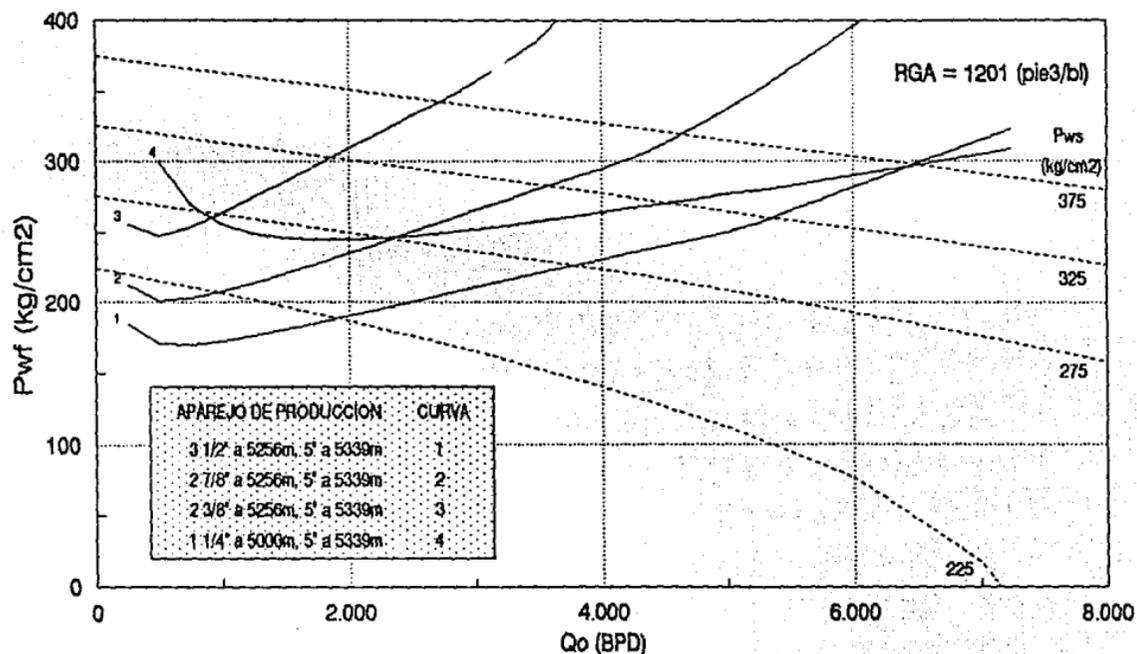
Figura 3.8

En la figura 3.9 se presentan las curvas de transporte correspondientes a los aparejos de 3 1/2", 2 7/8" y 2 3/8" a la profundidad de 5256 m.

También se incluye la curva de capacidad de transporte que se obtiene al bajar una tubería flexible de 1 1/4" a través del aparejo de 3 1/2", actualmente instalado y teniendo flujo por espacio anular. Esto tomando en cuenta la posibilidad de inyectar gas por el interior de la tubería flexible. La TF de 1 1/4" se baja a 5000 m, debido a que a mayores profundidades, se requerirían presiones de inyección en la superficie mayores a 2500 (lb/pg²) para gastos de gas de 1 MMPCD.

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

$P_{wh} = 12 \text{ kg/cm}^2$



TECOMINOACAN 107

Figura 3.9

Nuevamente se presenta el fenómeno de que para los aparejos de 2 7/8" y 2 3/8" las presiones de fondo fluyendo son muy altas y se estima que el pozo dejaría de fluir cuando las presiones estáticas de fondo lleguen a valores del orden de 210 y 260 kg/cm² respectivamente.

La curva graficada para la tubería flexible con flujo por el espacio anular, entre la tubería flexible y la de 3 1/2", pese a que presenta presiones altas, tiene una tendencia que favorece, por lo que se seguirá considerando para determinar si mediante inyección de gas es posible bajar las presiones de fondo fluyendo.

Hasta el momento los aparejos que mejor se han comportado son:

	T.P. (pg)	Longitud (m)	T.R. (pg)	Longitud (m)	Flujo
1.	3 1/2	0 - 4295	5	4295 - 5339	TP
2.	3 1/2	0 - 5256	5	5256 - 5339	TP
3.	1 1/4	0 - 5000	5	5000 - 5339	EA

En las figuras 3.10, 3.11 y 3.12 se ilustran esquemáticamente los aparejos de producción 1, 2 y 3 así como el sentido de flujo de gas de inyección y de aceite que se tendría en cada uno de ellos.

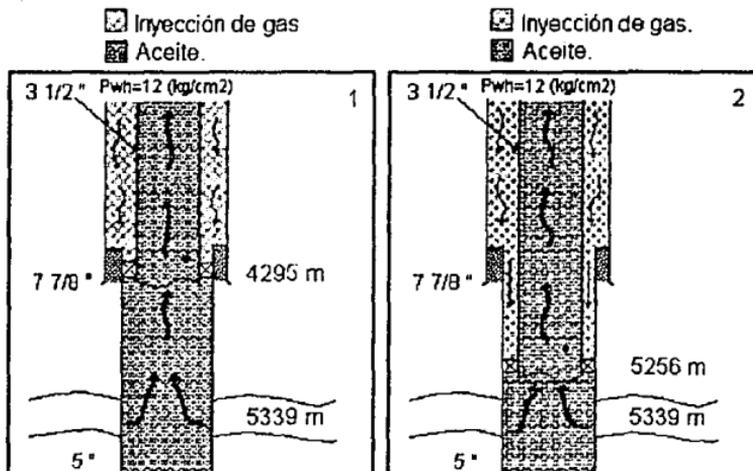


Figura 3.10

Figura 3.11

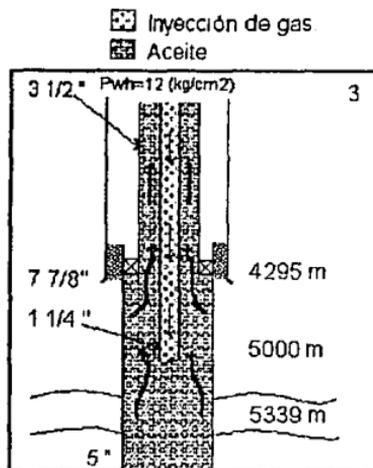


Figura 3.12

c) DETERMINACION DE LA RELACION GAS ACEITE

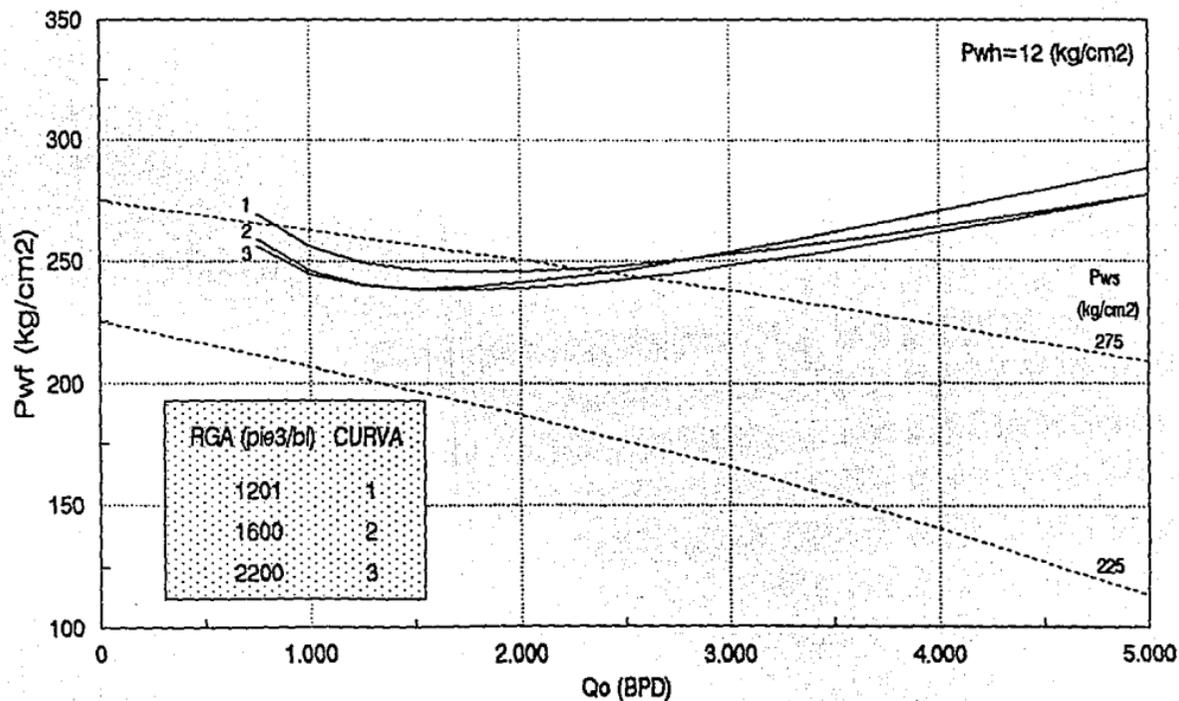
En las siguientes figuras se observará con cual de los aparejos y con qué relación gas-aceite se conseguirá recuperar mayor producción de aceite al declinar la presión del yacimiento.

En la figura 3.13 se presentan las curvas que corresponden al aparejo con tubería flexible (número 3) y relaciones gas-aceite de 1201, 1600 y 2200 (pie^3/bl); el flujo es por el espacio anular. En ella se hacen las siguientes lecturas en los puntos de intersección entre las curvas de capacidad de transporte con la tubería flexible y la del IPR correspondiente a $p_{ws} = 275$ (kg/cm^2):

RGA (pie^3/bl)	Q_o (BPD)
1201	2275
1600	2575
2200	2412

Se aprecia que aunque se inyecte gas a este aparejo, los incrementos en la producción de aceite serán pequeños, también se observa que para una RGA de 2200 (pie^3/bl) el efecto del desplazamiento de la curva se ha invertido, de manera que si se inyecta más gas, el gasto de aceite disminuirá, los perfiles de presión se invierten; el pozo dejará de fluir a una p_{ws} de 265 kg/cm^2 aproximadamente. De manera que en estas condiciones la tubería flexible no es recomendable.

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION.
TF DE 1 1/4' CON DIFERENTES RGA.



TECOMINOACAN 107

Figura 3.13

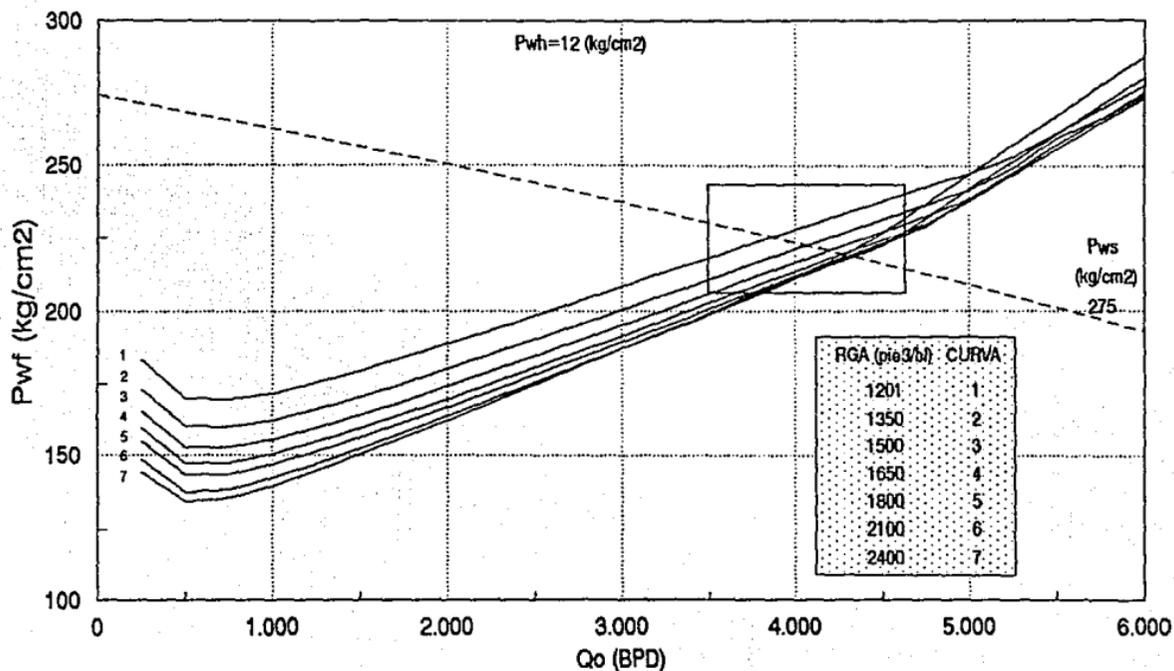
A continuación se analizan en forma paralela los aparejos con tubería de producción de 3 1/2" a diferente profundidad. En las figuras 3.14 y 3.15 se presentan las curvas que se generan con la tubería de 3 1/2" a 4295 m y 5256 m respectivamente para relaciones gas-aceite de: 1350, 1500, 1650, 1800, 2100 y 2400 (pie³/bl), además de las correspondientes a la RGA original (1201 (pie³/bl)).

Con objeto de facilitar la lectura de los valores de gasto en los puntos de intersección entre las curvas de capacidad de transporte y las del IPR, en las figuras 3.14a y 3.15a se practicó un acercamiento de las zonas en que dichas intersecciones tienen lugar.

En las figuras 3.14 y 3.15 se observa el efecto positivo de inyectar gas, así como al profundizar la tubería de 3 1/2" a 5256 m. Del análisis anterior se infiere que la RGA adecuada se estima en 1650 pie³/bl, para valores mayores los perfiles de presión se invierten. Además la tubería recomendable a utilizar es de 3 1/2" de diámetro ya instalada en el pozo y se obtendrá mayor recuperación de hidrocarburos si ésta se profundiza a 5256 m.

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION.

APAREJO: 3 1/2" a 4295 m, 5" a 5339 m.

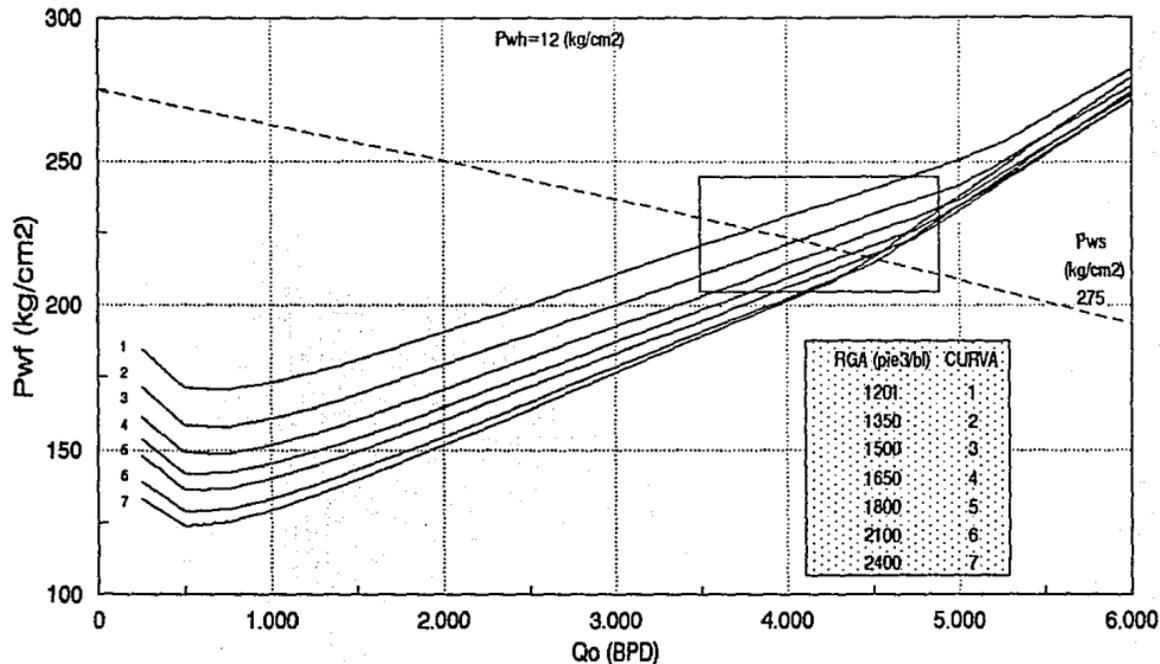


TECOMINOACAN 107

Figura 3.14

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

APAREJO: 3 1/2" a 5256 m, 6" a 5339 m.

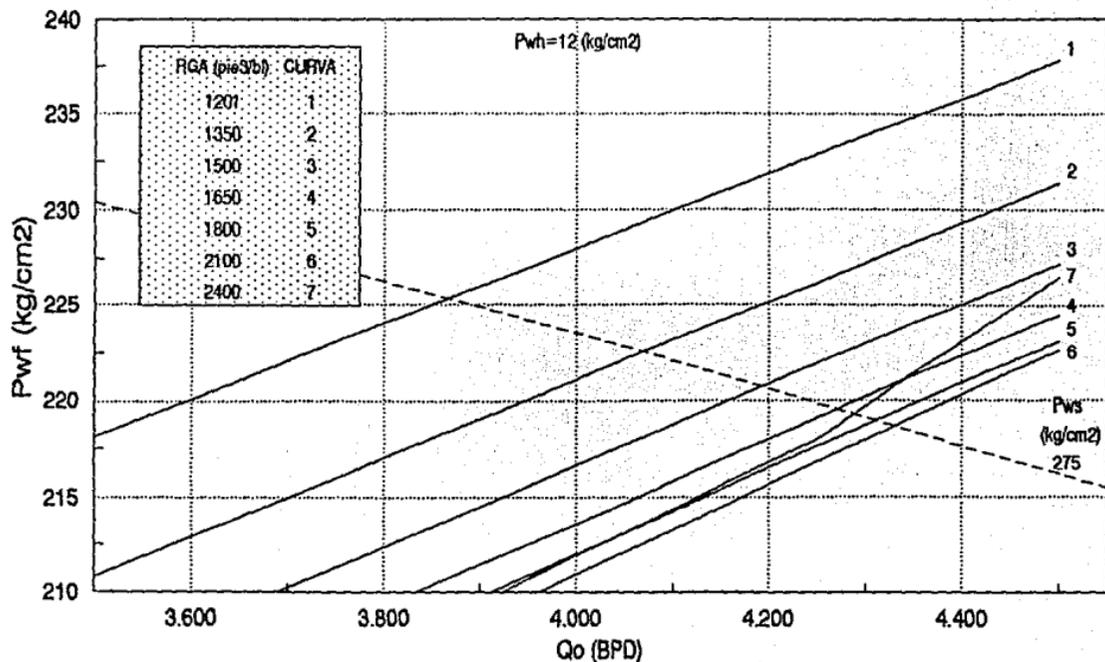


TECOMINOACAN 107

Figura 3.15

COMPORTAMIENTO DE FLUJO.

APAREJO: 3 1/2" a 4295 m, 5" a 5339 m.

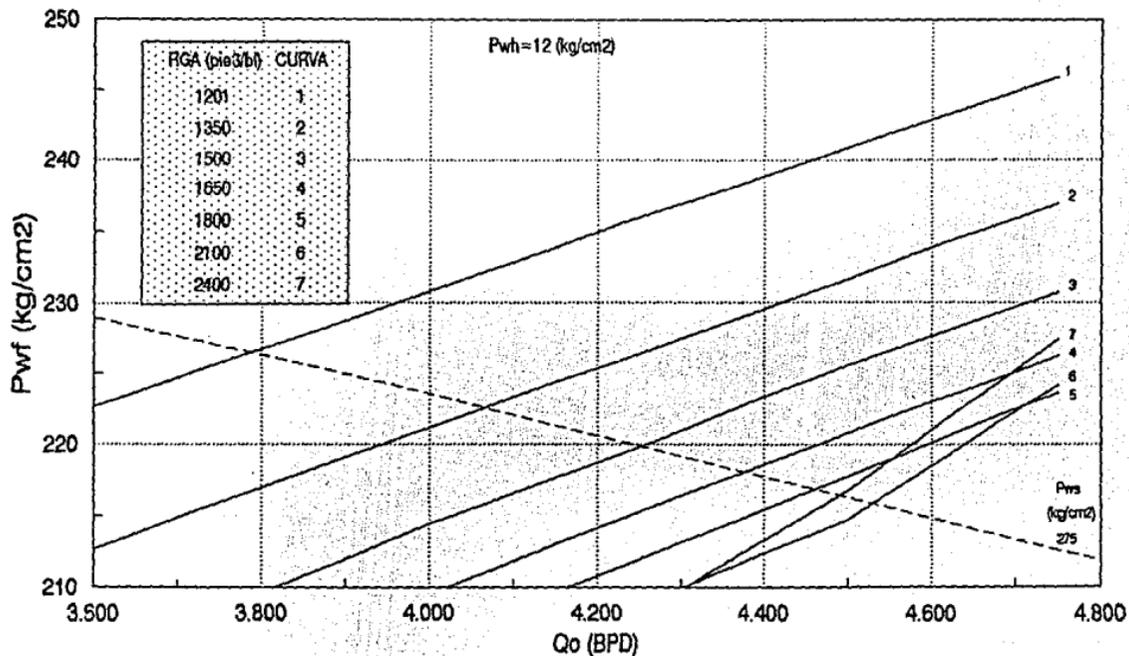


TECOMINOACAN 107

Figura 3.14a

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

APAREJO: 3 1/2" a 5256 m, 6" a 5339 m.



TECOMINOACAN 107

Figura 3.15a

d) DETERMINACION DEL GASTO OPTIMO DE GAS A INYECTAR

Con el uso de la ecuación 2.6:

$$Q_{gi} = \frac{RGA - RGA_0}{1\,000\,000} Q_0 \quad (2.6)$$

y teniendo los valores de Q_0 para cada curva de diferente RGA en los puntos de intersección con la curva del IPR, se obtienen las siguientes tablas. Se analiza el comportamiento de la producción al variar la RGA de 1201 a 2400 pie³/bl.

Para el aparejo 3 1/2" a 4295 m, 5" a 5339 m; de la figura 3.14a:

Nº.	RGA (pie ³ /bl)	Q ₀ (BPD)	Q _{gi} (MMPCD)
1	1201	3866	0.000
2	1350	4065	0.606
3	1500	4192	1.253
4	1650	4269	1.917
5	1800	4311	2.582
6	2100	4331	3.894
7	2400	4288	5.141

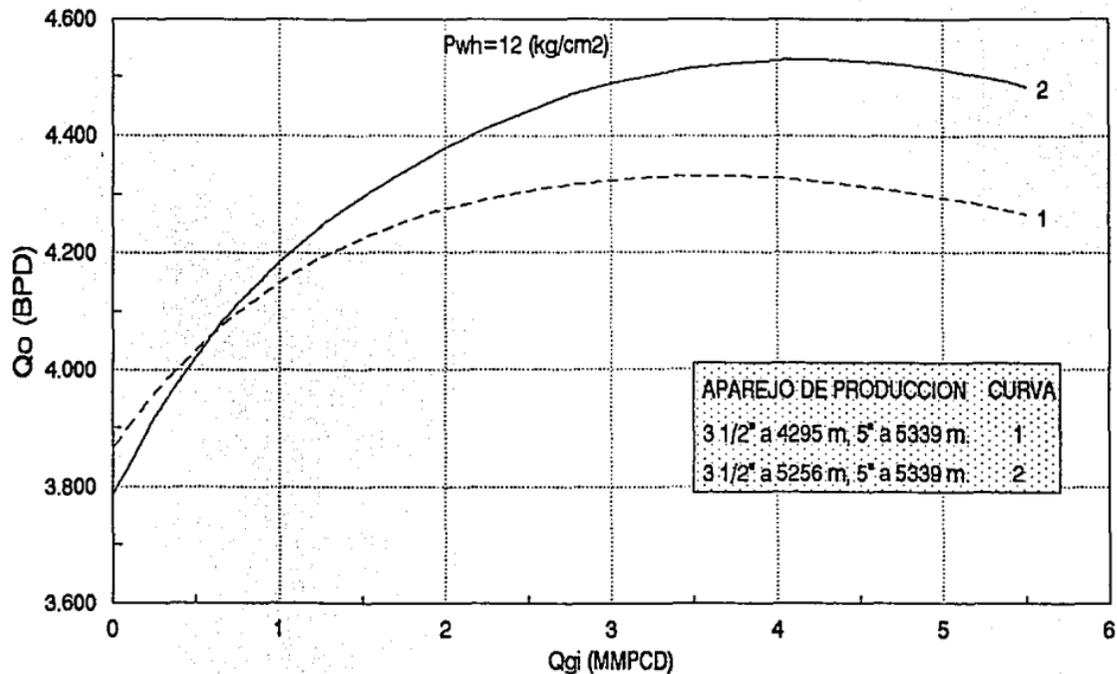
Para el aparejo 3 1/2" a 5256 m, 5" a 5339 m; de la figura 3.15a:

Nº.	RGA (pie ³ /lb)	Q _o (BPD)	Q _{gi} (MMPCD)
1	1201	3787	0.000
2	1350	4065	0.606
3	1500	4250	1.271
4	1650	4375	1.964
5	1800	4460	2.672
6	2100	4530	4.072
7	2400	4490	5.384

En la figura 3.16 se han graficado los puntos Q_o vs. Q_{gi} de las tablas anteriores, generándose, dos curvas en las cuales es posible observar la tendencia de aumento en los valores del gasto de aceite, para iguales gastos de inyección conforme el aparejo se profundiza.

Debido a que sólo se generaron siete curvas de diferente RGA, únicamente se tienen siete valores de Q_o en los puntos de intersección, con la curva del IPR. Con objeto de tener una curva continua y suave, se utilizó la técnica denominada Spline ⁽²²⁾, la cual ajusta la ecuación de una curva a una serie de puntos dato, y en nuestro caso permite obtener valores interpolados de Q_o para diferentes Q_{gi}.

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE ACUERDO
A EL GASTO DE GAS DE INYECCION.



TECOMINOACAN 107

Figura 3.16

En la figura anterior es posible observar que a partir de un Q_{gi} de 0.606 MMPCD, conforme se incrementa el gasto de inyección, el aparejo de 3 1/2" colocado a 5256 m aporta mayores gastos de producción de aceite para iguales gastos de inyección, que el aparejo de igual diámetro pero colocado a 4295 m.

Con el aparejo a 4295 m se consigue un Q_o máximo igual a 4332 BPD al inyectar 3.5 MMPCD de gas; mientras que para el aparejo a 5256 m se tiene un Q_o máximo de 4530 BPD al inyectar 4.072 MMPCD de gas, en ambos casos los volúmenes de gas a inyectar calculados para obtener la mayor ganancia económica son muy grandes y difícilmente se tendrá la capacidad de manejarlos. Haciendo lecturas sobre la gráfica 3.16 para gastos de inyección de 2 MMPCD, los gastos de aceite que se obtendrían son 4275 y 4380 BPD para la tubería que se está manejando situada a 4295 y 5256 m respectivamente, lo anterior representa una ganancia de 105 BPD con el aparejo colocado a la mayor profundidad. Sin embargo, aún cuando no existieran limitaciones en cuanto al volumen y presión de gas requeridos en la superficie, el volumen óptimo de inyección para ambos aparejos se localizará a la izquierda de esos puntos con gastos de aceite máximo.

Para determinar el punto en que se obtiene la máxima ganancia económica, se graficará en la misma carta en la que se tiene la curva Q_o vs Q_{gi} una curva de Valor Presente Neto (VPN) vs Q_{gi} , adicionando un eje vertical del lado derecho, figuras 3.17 y 3.18.

A continuación se describe la manera en que se determinan los valores presentes netos correspondientes a los gastos de inyección.

Los flujos de efectivo se determinaron considerando los ingresos por los incrementos en la producción.

Para facilitar los cálculos, no se considera el costo de la inversión inicial, ya que sin importar el volumen de gas a inyectar, el costo de ésta sería el mismo

Sólo se evalúa un periodo de un año, en el cual se obtendrá un gasto diario de aceite constante, esto se hace considerando que durante este periodo de tiempo la disminución de la presión estática de fondo es pequeña.

Cabe resaltar, que para presiones estáticas de fondo apreciablemente menores al abatirse la presión del yacimiento, se deberá aplicar este procedimiento adecuándolo a las condiciones futuras.

En las tablas 3.1 y 3.2 se presentan los cálculos de los valores presentes netos para los aparejos 3 1/2" a 4295 m y 3 1/2" a 5256 m respectivamente. Las columnas que se manejan son:

- RGA Relaciones gas-aceite leídas de las figuras 3.14a y 3.15a

- Q_o Gastos correspondientes a las RGA de la columna anterior.
- Q_{gi} Gasto de gas de inyección obtenido con la ecuación 2.6.
- dQ_o Incremento en la producción de aceite, obtenido al sustraer de los gastos de la columna de Q_o , el gasto producido sin inyectar gas ni modificar el aparejo.
- dQ_g Gas adicional correspondiente a dQ_o .
- $\$dQ_o$ Ingresos obtenidos por la venta del aceite. 13.7 dls/bl.
- $\$dQ_g$ Ingresos obtenidos por la venta del gas. 2 dls/MPC.
- costo de gas. Precio que paga la empresa por manejo y tratamiento del gas que se inyecta. Se estima que este proceso cuesta un 10 % del valor del gas por lo tanto se considera 0.2 dls/MPC.
- renta de comp. Renta del compresor. Dadas las características del compresor que se espera utilizar, de información de compañías proveedoras la renta diaria es de 300 dls/día.
- impuesto Impuesto que la empresa debe pagar por derechos de explotación. 65 %. se calcula sobre los ingresos por la venta de aceite y gas.

- c. de prod. Costo de producción, para el cálculo se estima en 2 dls/bl, valor que la empresa paga por la producción y el manejo de cada barril de aceite. Para considerar el gas se estima que $1 \text{ bl}_o = 5000 \text{ pie}^3_g$. Así, en la tabla con las columnas dQ_o y dQ_g a un costo estimado de 2 dls/bl se obtiene el costo de producción.

- ingresos. Es la suma de las ganancias obtenidas por la venta del aceite y del gas. $\text{ingresos} = (\$dQ_o + \$dQ_g)$

- egresos. Suma de:
 - Costo de gas de inyección.
 - Renta de compresor.
 - Impuesto.
 - Costo de producción.

- FNE Flujo neto de efectivo diario. $\text{FNE} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$.

- VPN Valor presente neto, es un índice que refleja la capacidad

de generación de beneficios de una opción de inversión.

Utilizando la ec. 2.7:

$$VPN = FNE \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (2.7)$$

La tasa de interés se consideró del 10 % anual.

Como los flujos de efectivo se presentan diariamente, $n=365$

En las figuras 3.17 y 3.18 se muestran para los aparejos 1 y 2 respectivamente, las curvas de Q_0 vs Q_{gi} y VPN vs Q_{gi} . En ambas se utiliza nuevamente la técnica de Spline⁽²²⁾ con el propósito de suavizar las curvas.

CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO, REFERIDO A UN AÑO.

APAREJO: 31/2" a 4295 m. 5" a 5339 m.

Nº	RGA (pie3/bl)	Qo (bl/día)	Qgi (MMPCD)	dQo (BPD)	dQg (1000 pie3/día)	\$dQo (dls/día)	\$dQg (dls/día)	costo de gas (dls/día)	renta de comp (dls/día)
1	1201	3866	0,000	000	000,000	0000,0	0000,0	0000,0	000
2	1350	4065	0,606	199	238,999	2726,3	0478,0	0121,1	300
3	1500	4192	1,253	326	391,526	4466,2	0783,1	0250,7	300
4	1650	4269	1,917	403	484,003	5521,1	0968,0	0383,4	300
5	1800	4311	2,582	445	534,445	6096,5	1068,9	0516,5	300
6	1951	4330	3,248	464	557,264	6356,8	1114,5	0649,5	300
7	2100	4331	3,894	465	558,465	6370,5	1116,9	0778,7	300
8	2243	4316	4,497	450	540,450	6165,0	1080,9	0899,5	300
9	2400	4288	5,141	422	506,822	5781,4	1013,6	1028,3	300

Nº	impuesto (dls/día)	c. de prod. (dls/día)	ingresos (dls/día)	egresos (dls/día)	FNE (dls/día)	VPN (dls)
1	0000,00	0000,00	0000,00	0000,00	000,00	000000,00
2	2082,79	0493,60	3204,30	2937,53	206,77	071810,05
3	3412,01	0808,61	5249,25	4771,31	477,95	165989,65
4	4217,92	0999,60	6489,11	5900,88	588,23	204291,11
5	4657,50	1103,78	7165,39	6577,74	587,65	204090,02
6	4856,36	1150,91	7471,33	6956,77	514,56	178705,48
7	4866,83	1153,39	7487,43	7098,93	388,50	134925,59
8	4709,84	1116,18	7245,90	7025,47	220,43	076555,15
9	4416,78	1046,73	6795,04	6791,77	003,27	001137,12

TABLA 3.1

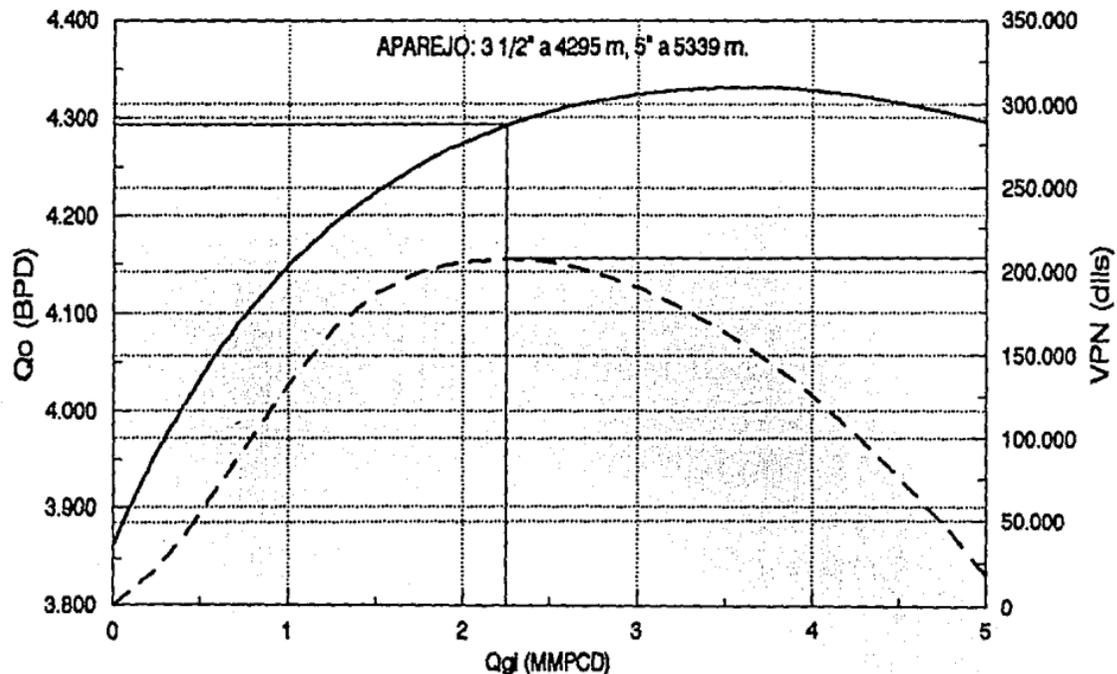
CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO, REFERIDO A UN AÑO.

APAREJO: 3 1/2" a 5256 m, 5" a 5339 m.

Nº	RGA (pie3/bl)	Qo (bl/día)	Qgi (MMPCD)	dQo (BPD)	dQg (1000 pie3/día)	\$dQo (dls/día)	\$dQg (dls/día)	costo de gas (dls/día)	renta de comp (dls/día)
1	1201	3787	0,000	-079	-094,879	-1082,3	-0189,8	0000,0	0
2	1350	4065	0,606	199	238,999	2726,3	0478,0	0121,1	300
3	1500	4250	1,271	384	461,184	5260,8	0922,4	0254,2	300
4	1650	4375	1,964	509	611,309	6973,3	1222,6	0392,9	300
5	1800	4460	2,672	594	713,394	8137,8	1426,8	0534,3	300
6	1976	4516	3,500	650	780,650	8905,0	1561,3	0700,0	300
7	2100	4530	4,072	664	797,464	9096,8	1594,9	0814,5	300
8	2251	4521	4,747	655	786,655	8973,5	1573,3	0949,4	300
9	2400	4490	5,384	624	749,424	8548,8	1498,8	1076,7	300

Nº	impuesto (dls/día)	c. de prod. (dls/día)	ingresos (dls/día)	egresos (dls/día)	FNE (dls/día)	VPN (dls)
1	-0826,84	-0195,95	-01272,06	-01022,79	-0249,27	-086570,57
2	2082,79	0493,60	03204,30	02997,53	0206,77	071810,05
3	4019,06	0952,47	06183,17	05525,68	0657,49	228343,42
4	5327,35	1262,52	08195,92	07282,75	0913,17	317143,23
5	6216,98	1473,36	09564,59	08524,65	1039,94	361169,35
6	6803,10	1612,26	10466,30	09415,34	1050,97	364998,24
7	6949,62	1646,99	10691,73	09711,10	0980,63	340569,36
8	6855,43	1624,66	10546,81	09729,60	0817,31	283850,80
9	6530,97	1547,77	10047,65	09455,44	0592,21	205671,79

**COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE ACUERDO
A EL GASTO DE GAS DE INYECCION.**



TECOMINOACAN 107

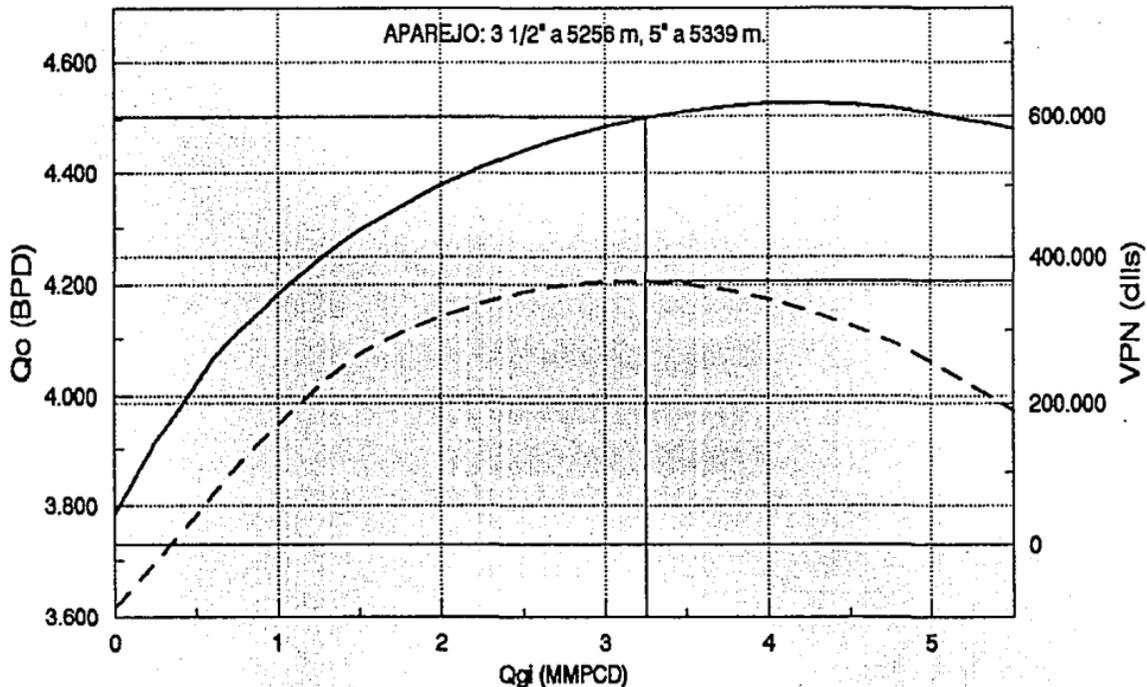
Figura 3.17

gasto de aceite. —

valor presente neto. - - -

**COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DE ACUERDO
A EL GASTO DE GAS DE INYECCION.**

APAREJO: 3 1/2" a 5256 m, 5" a 5339 m.



TECOMINOACAN 107

Figura 3.18

gasto de aceite. ———

valor presente neto. - - -

En las figuras 3.17 y 3.18 se hacen las lecturas siguientes en los puntos donde se tiene el mayor VPN, esto es, los puntos en los que la pendiente de la curva VPN vs Q_{gj} toman un valor de cero.

Nº	APAREJO	Q_{gj} (MMPCD)	VPN (dkls)	Q_o (BPD)
1	3 1/2" a 4295 m, 5" a 5339 m.	2.25	207645	4293
2	3 1/2" a 5256 m, 5" a 5339 m.	3.25	368943	4503

De ser posible inyectar estos gastos de gas, podemos observar que se obtendría una ganancia mucho mayor al trabajar con el aparejo a 5256 m de profundidad, y principalmente se podría recuperar mayor volumen de hidrocarburos del yacimiento. Con el aparejo a mayor profundidad se podrá explotar el yacimiento a presiones del orden de 140 kg/cm², mientras que con el aparejo a 4295 m el pozo dejaría de fluir al alcanzar 160 kg/cm² de presión aproximadamente.

e) DETERMINACION DE LA PRESION SUPERFICIAL DE INYECCION DE GAS

Para conseguir este objetivo se hace uso de la correlación de Smith ⁽²⁰⁾.

$$P_s' = \left[P_f'^2 e^{-S} + \frac{(f' \gamma_g Q_g^2 Z T L)}{E^2 d^5} \frac{(1 - e^{-S})}{S} 8.2 \cdot 10^{-11} \right]^{0.5}$$

$$S = (0.12303 \gamma_g h') / (Z T)$$

En la tablas 3.3 y 3.4 se presentan las presiones requeridas en superficie calculadas con la correlación de Smith considerando el volumen de inyección de gas que propicia el Valor Presente Neto más alto y la presión de fondo a la profundidad de inyección correspondiente a la producción de aceite, mas 100 lb/pg².

Además se presenta una columna con la potencia que deberá tener el compresor, calculada con las ecuaciones 2.8 y 2.9.

$$HP = 2 R_c^{0.5} C Q_{gi} \quad (2.8)$$

$$R_c = P_d / P_s \quad (2.9)$$

La presión de succión (P_s) es de 800 lb/pg², a esta presión se maneja el gas en la red de distribución. Para compresores de dos etapas la constante C toma un valor de 22.5 (HP/MMPCD).

Se parte de los gastos de gas de inyección óptimos iguales a 2.25 y 3.25 MMPCD en cada caso y se consideran valores de hasta 1 MMPCD con decrementos de 0.25 MMPCD.

CALCULO DE PRESIONES DE INYECCION DE GAS EN SUPERFICIE.

APAREJO: 3 1/2" a 4295 m, 5" a 5339 m.

Qgi (MMPCD)	Qo (BPD)	Pwf (lb/pg2)	Pig a 4295 m (lb/pg2)	Pig sup (lb/pg2)	Potencia (HP)
2.25	4293	2335	2435	1753,5	149,9
2,00	4275	2338	2438	1754,8	133,2
1,75	4253	2342	2442	1756,9	116,7
1,50	4225	2347	2447	1759,8	100,1
1,25	4191	2353	2453	1763,3	093,5
1,00	4150	4260	4360	1768,2	066,9

TABLA 3.3

CALCULO DE PRESIONES DE INYECCION DE GAS EN SUPERFICIE.

APAREJO: 3 1/2" a 5256 m, 5" a 5339 m.

Qgi (MMPCD)	Qo (BPD)	Pwf (lb/pg2)	Pig a 5256 m (lb/pg2)	Pig sup (lb/pg2)	Potencia (HP)
3,25	4503	3008	3108	2102,0	237,0
3,00	4487	3012	3112	2102,2	218,8
2,75	4467	3016	3116	2102,8	200,6
2,50	4442	3020	3120	2103,4	182,4
2,25	4413	3026	3126	2105,6	164,1
2,00	4380	3033	3133	2108,8	146,1
1,75	4341	3040	3140	2112,1	127,9
1,50	4296	3049	3149	2117,2	109,8
1,25	4245	3060	3160	2123,5	091,6
1,00	4185	3075	3175	2132,9	073,4

TABLA 3.4

En las tablas 3.3 y 3.4 es posible observar que para manejar los gastos de gas de inyección óptimos calculados, se requieren compresores de 150 y 237 HP respectivamente. El compresor de 237 HP impráctico por sus dimensiones.

Considerando que se utilice un compresor de 160 HP, es factible manejar 2.0 MMPCD a una presión de succión de 800 lb/pg² y presión de descarga de 2500 lb/pg², temperatura de succión de 80 °F y de descarga de 120 °F.

En la tabla siguiente se hace una comparación de los parametros más importantes que se manejen en esta parte del estudio, para los aparejos de 3 1/2" a las profundidades de 4295 y 5256 m, utilizando un compresor de 160 HP.

COMPARACION DE RESULTADOS.

T.P.	3 1/2" a 4295 m.	3 1/2" a 5256 m.
Q_{gi}	2.0 MMPCD	2.0 MMPCD
Q_o	4275 BPD	4380 BPD
$P_{ig\ sup}$	1754 psia	2108 psia
Potencia	133.2 HP	146.1 HP
V.P.N.	205799 dils	320255 dils

TABLA 3.5

Se tiene que en ambos casos el compresor de 160 HP cumple con los requerimientos de potencia, volumen y presión de descarga. Con el aparejo a la mayor profundidad se consigue una producción diaria de aceite de 4380 BPD , 105 BPD más que con el aparejo a 4295 m, esto representa un Valor Presente Neto, 114456 dfls mayor con la TP a 5256 m.

Se observa además que al inyectar 2.0 MMPCD con los aparejos a 4295 y 5256 m se obtienen, el 99.1 y el 86.8 % de sus ganancias óptimas calculadas, respectivamente.

Con información de algunos proveedores de compresores se determinó que la renta de un compresor de 160 HP tiene un costo de 300 dolares/día, equivalente al costo unicamente de 22 barriles de aceite aproximadamente. El incremento de producción de aceite inyectando gas es del orden de 500 bl/día

f) APAREJO DE VALVULAS

Debido al estado mecánico del pozo Tecominoacán 107, que tiene liner de 5" no se pueden usar válvulas para Bombeo Neumático, ya que no existen mandriles para dichas válvulas que con TP de 3 1/2" puedan ser colocados en el interior de la TR de 5". La TR de 5" tiene un diámetro interior de 4.276" y el diámetro del mandril para TP de 3 1/2" es de 5.313". Cabe mencionar que ni mandriles para TP de 2 7/8" se pueden instalar.

Se propone efectuar la inyección de gas a través de un orificio hecho en la TP colocada a la profundidad actual. Se ha calculado que para, el gasto de gas de inyección de 2.0 MMPCD, las presiones que se manejan (2438 lb/pg² corriente arriba y 2338 lb/pg² corriente abajo de orificio) y a la profundidad de inyección determinada, se requiere un orificio con diámetro nominal de **24/64** de pulgada, calculado como se indica en el Capítulo II con la ecuación:

$$A C_d = \frac{Q_{gl} (\gamma_g T)^{0.5}}{155.5 P_1 [2 g (k / (k-1)) (r^{2/k} - r^{(k+1)/k})]^{0.5}}$$

Cuando la presión del yacimiento decline es factible bajar la tubería de 3 1/2" a la profundidad de 5256 m, lo que permitirá mayor recuperación de hidrocarburos del yacimiento.

La tubería flexible en este pozo con la tubería de 3 1/2" no es adecuada para inyectar el gas como se analizó previamente.

Este procedimiento propuesto de bombeo neumático utilizando compresores a boca de pozo, ya empezó a utilizarse para diseñar e implantar el Bombeo Neumático en los pozos profundos Cardenas 104, 114B, y 124. En los pozos 104 y 124 la inyección del gas se efectuará utilizando tubería flexible ya instalada y en el 114B la inyección se hará a través de un orificio en la TP. A la fecha de realización de este estudio (abril de 1994) se efectúan los tramites administrativos para la renta de los tres compresores a utilizar.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Es primordial contar con información de calidad para poder hacer una optimización exitosa; conforme más abundante y confiable sea la información, la certeza de los cálculos será mayor.
- Los pozos en producción exhiben, en algún grado daño que afecta el flujo de hidrocarburos, de manera que antes de implantar algún sistema artificial, se sugiere eliminar el daño.
- El implantar un sistema artificial de producción incrementa los gastos diarios de aceite, evitando alcanzar niveles no deseables de producción, y permite alcanzar presiones de yacimiento mucho menores que las que se tendrían al dejar de fluir el pozo. De esta manera es factible incrementar la recuperación de hidrocarburos.
- Algunas veces más de un método de cálculo para perfiles de presión proporcionan un buen ajuste a la información de un pozo; se debe ser muy cuidadoso en elegir aquel método que sea más representativo de las condiciones del caso a estudiar, ya que dos métodos de cálculo pueden ajustarse satisfactoriamente a un punto y generar curvas con comportamientos muy diferentes. Por lo que el ajuste de ser factible, se debe hacer a dos gastos diferentes.

- El gasto óptimo de gas a inyectar en Bombeo Neumático, queda definido cuando el volumen de aceite producido por unidad de volumen de gas inyectado proporciona las mayores ganancias económicas.
- En pozos profundos con bombeo neumático, en los que se utiliza tubería flexible, ésta deberá alcanzar la máxima profundidad; de esta manera podrá recuperarse un mayor volumen de hidrocarburos del yacimiento.
- Se recomienda que los pozos profundos a perforar con características similares a los de la Región Sur, sean terminados con TR de 7" hasta la profundidad del intervalo productor, con objeto de facilitar la instalación de algún sistema artificial de producción cuando así se requiera.
- El procedimiento aludido en este trabajo, permite optimizar la terminación y el aparejo de producción de los pozos, para el desarrollo de campos, así como realizar pronósticos de producción.

BIBLIOGRAFIA

1. Odeh, A. S.: "Steady-State Flow Capacity of Wells with Limited Entry to Flow", Trans. AIME, 1968.
2. Kermit E. Brown, Pudjo Sukarno and Jim Lea.: "Technology of Artificial Methods", Chapter 2.
3. Vogel, J. V.: "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells", J.P.T. (January 1968).
4. Standing, M.B. and Katz, D.L.: "Density of Natural Gases" Trans AIME (1942) 197.
5. Lasater, J.A.: "Bubble Point Pressure Correlation" Trans. AIME, Vol 13, 1958.
6. Oinstein, Glaso.: "Generalized Pressure - Volume - Temperature Correlations", Trans. AIME, Vol. 13, 1958.
7. Vázquez, M. and Beggs, M.D.: "Correlations for Fluid Physical Property Prediction", J.P.T. June 1980.
8. Poettman P.H. and Carpenter P.G.: "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas Lift Instalations", Drill, and Prod. Prac., API 1952.
9. Baxendell P.B. and Thomas R.: "The Calculation of Pressure Gradients in High Rate Flowing Wells", J.P.T., October 1961
10. Hagedorn A.R. and Brown K.E.: " Experimental Study of Pressure Gradients Occuring During Continuos Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits", J.P.T., April 1965.

11. Duns H. and Ros N.C.J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells", Proc. 6th World Petroleum Congress, 1963.
12. Aziz K. Govier G.W. and Fogarasi M.: "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas", Journal of Canadian Pet. Tech., July-September 1972.
13. Beggs H.D. and Brill J.P.: "Two-Phase Flow in Pipes" Tulsa Oklahoma, January 1975.
14. Orkiszewski, J.: "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes", J.P.T., June 1967
15. Ros N.C.J.: "Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountred in Well Tubing", J.P.T. October 1961.
16. Fancker F.H. and Brown K.E.: "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing", SPE Journal, March 1963.
17. Craft, B. C. and Holden, W. R.: "Well Design: Drilling and Production", Prentice-Hall, 1962. Pag. 373.
18. Bronz, F. and V. E. Marting.: "The Effect of Restricted Fluid Entry on Well Productivity", Trans, AIME, 1961.
19. J. L. Martínez, G. Vázquez, F. Sánchez.: "Diseño de Sistemas Integrales de Producción para Manejar Aceite Volátil o Gas y Condensado", IMP Subdirección de Explotación, División de Producción. Mayo 1982.
20. Smith, R. V.: "Determining Friction Factors For Measuring Productivity of Gas Well", Trans. AIME 189 (1950).
21. Craft, B. C. and Holden, W. R.: "Well Design: Drilling and Production", Prentice-Hall, 1962. Pag. 427.

22. Berlanga J. M.: "Computación Aplicada a la Ingeniería Petrolera", F.I., División de Ciencias de la Tierra, Departamento de Explotación Petrolera, Diciembre, 1980. Pag. 52-61.

23. Silva L: Pedro.: "Análisis del Efecto de los Disparos sobre la Productividad de los Pozos", IMP, Subdirección de Tecnología de la Explotación, Jun. 1978.

24. Poblano O. Raúl.: "Análisis Nodal para Definir Intervenciones a Pozos Considerando el Aspecto Económico", Gerencia de Programación y Presupuesto, PEMEX.

25. Acuña R. Antonio, Garaicochea P. Fco.: "Flujo Multifásico en Tuberías", IMP, 1976.

26. TELEDYNE MERLA: "Gas Lift Manual".

27. Poblano O. Raúl, Martínez G. J. Luis.: "Bombeo Neumático en Etapas para Pozos Profundos." Ingeniería Petrolera, AIPM marzo 1994.

28. Kermit, E. Brown, Pudjo Sukamo and Jim Lea.: "Technology of Artificial Methods", Chapter 2.

29. Rivera, R. D., Gurión G. M.: "Apuntes del Curso de: Ingeniería Económica". IMP, División de Estudios Especiales. 1989.

NOMENCLATURA.

A_o	Area del orificio, (pg^2).
B_g	Factor de volumen del gas, ($pie_g^3 @ C.esc./pie_o^3 @ C.E.$)
B_o	Factor de volumen del líquido, (m^3/m^3).
C	Constante, (22.5 HP / 1MMPCD)
C_d	Coefficiente de descarga.
C_t	Compresibilidad total del sistema, (lb/pg^2)-1.
d	Diametro de la tubería, (pg)
D	Profundidad, (pie).
E	Eficiencia de flujo.
f	Pérdida fraccional de productividad.
f'	Factor de fricción para el gas.
F	Variable utilizada por Standing para el cálculo de B_o .
FNE	Flujo neto de efectivo. (dfls/día)
g	Cte. de gravedad 32.17 (pie/seg)
h	Espesor de la formación, (pie).
h'	Profundidad del punto de inyección del gas, (m).
h_c	Intervalo terminado, (pie).
HP	Potencia del compresor, (HP).
i	Tasa de interes. (%).
IPR	Comportamiento de afluencia al pozo; (BPD/lb/pg ²)
J	Indice de productividad; (BPD/lb/pg ²).
k	Relación de calores específicos.
K	Permeabilidad efectiva al líquido, (mD).

k_e	Permeabilidad original efectiva al fluido producido, mD.
k_o	Permeabilidad efectiva al aceite, mD.
k_s	Permeabilidad de la zona alterada, mD.
L	Longitud de tubería, (m).
m	Pendiente de la porción recta;
M_o	Peso molecular del aceite en el tanque, (lb_{mo}/lb_o) @ C.E.
n	Número de periodos de tiempo.
N	Número de perforaciones abiertas.
p_b	Presión de burbujeo; lb/pg ² .
p_d	Presión absoluta de descarga, lb/pg ² .
p_r	Factor de la presión en el punto de burbujeo utilizado por Lasater en el cálculo de P_b , lb_r/pg^2 .
p_r'	Presión absoluta a la profundidad de inyección; lb/pg ² .
p_i	Presión estabilizada antes de abrir el pozo; lb/pg ² .
p_s	Presión absoluta de succión, lb/pg ² .
p_s'	Presión absoluta requerida en superficie, lb/pg ² .
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo estabilizada antes de cerrar el pozo, lb/pg ² .
p_{wh}	Presión en la cabeza del pozo, lb/pg ² .
p_{ws}	Presión de fondo estática, lb/pg ² .
p_y	Presión media de yacimiento, lb/pg ² .
p_1	Presión del gas corriente arriba, lb/pg ² .
p_{1hr}	Presión medida a 1 hr sobre la porción recta de la gráfica de presión vs. log tiempo o sobre su extrapolación, lb/pg ² .

P_2	Presión del gas corriente abajo, lb/pg ² .
q	Producción obtenida con el intervalo terminado "hc".
q_b	Gasto obtenido a $p_{wf} = p_b$ (bl/día) @ c.e.
q_{max}	Gasto de aceite cuando $p_{wf} = 0$.
q_o	Gasto de aceite, (bl/día) @ c.e.
q_r	Producción ideal que se obtendría al producir todo el espesor de la formación "h".
Q_{gi}	Gasto de gas de inyección, (MMPCD).
Q_o	Gasto de aceite, (bl/día) @ c.e.
Q_{of}	Gasto de aceite futuro, (bl/día) @ c.e.
r_e	Radio de drene, (pie).
r_s	Radio de la zona alterada; (pie).
r_w	Radio del pozo, (pie).
R_c	Relación de compresión. (adim.)
RGA	Relación gas-aceite, (pie ³ /bl)
RGA _o	Relación gas-aceite original, (pie ³ /bl)
R_s	Relación de solubilidad del gas, (pie ³ /bl) @ c.e.
S	Factor de daño total, adimensional.
S_c	Pseudofactor de daño por terminación, adimensional.
S_d	Pseudofactor de daño a la formación, adimensional.
S_f	Factor de daño total futuro, adimensional.
S_p	Pseudofactor de perforaciones, adimensional.
T	Temperatura media de flujo, (°R).
T_f	Temperatura de fondo, (°F).
T_s	Temperatura en la primera etapa de separación, (°F).
T_{sup}	Temperatura en superficie, (°F).

VPN	Valor presente neto, (\$).
y_g	Fracción molar del componente en fase gaseosa.
Z	Factor de compresibilidad del gas.
ϕ	Diámetro, (μg)
ϕ'	Porosidad, %.
γ_g	Densidad relativa del gas, (al aire).
γ_{gd}	Densidad relativa del gas disuelto.
γ_{gs}	Densidad relativa del gas normalizada a una presión de separación de 100 ($\text{lb}/\mu\text{g}^2$).
λ_L	Colgamiento del líquido sin resbalamiento.
γ_o	Densidad relativa del aceite, (al agua).
γ_w	Densidad relativa del agua de formación, (al agua).
μ	Viscosidad del líquido, (cp).
μ_o	Viscosidad del aceite, (cp).
ρ	Densidad del líquido, @ C.Y.

APENDICE "A"

METODO DE ODEH PARA EL CALCULO DE Sc

CALCULO DEL PSEUDOFACOR DE TERMINACION CON EL METODO DE ODEH

El trabajo de Odeh⁽¹⁾ permite calcular la reducción de la productividad del pozo como una función de la localización y longitud del intervalo disparado, el espesor de la formación, el valor del radio de drene, r_e y la relación r_e / r_w . Para llegar a la solución, se plantearon las siguientes suposiciones básicas:

- a) El pozo de radio r_w penetra en un medio isotrópico de espesor h .
- b) El intervalo abierto al flujo es h_c , donde $h_c \leq h$.
- c) El pozo está localizado al centro de un yacimiento circular, cerrado, de radio r_e .
- d) El pozo no está revestido.
- e) La cima y el fondo de la formación productora son fronteras impermeables.
- f) El pozo está produciendo a un gasto constante q , un fluido ligeramente compresible.

Odeh presenta sus resultados en forma de gráficas, Fig. A-1 a A-7. Cada figura proporciona la relación q/q_r contra Z_{D1} para un intervalo abierto específico y varios espesores h . El cociente q/q_r es la relación del gasto para la fracción h_c del espesor total y el gasto que se obtendría al producir todo el intervalo h ; Z_{D1} , es la fracción arriba del intervalo disparado.

Las figuras fueron preparadas para valores de $r_e = 660$ pies (200 m) y $r_w = 0.25$ pie (3 pg), pero pueden usarse para rangos de r_e / r_w de 1320 a 5280. Desafortunadamente, pueden tenerse errores apreciables si el espesor de la formación productora es mayor a 300 pies (100 m).

Para calcular a S_c , el autor define la pérdida fraccional de productividad, f , como:

$$f = \left(\frac{q_r - q}{q_r} \right) = 1 - \left(\frac{q}{q_r} \right) \quad (\text{A.1})$$

Donde:

q = Producción obtenida con el intervalo terminado (h_c).

q_r = Producción ideal que se obtendría al producir todo el espesor de la formación (h).

Esta pérdida de productividad, es función directa del pseudofactor de terminación. Así:

$$f = 1 - \frac{q}{q_r} = \frac{S_c}{\ln(0.47 r_e/r_w) + S_c} \quad (\text{A.2})$$

De donde:

$$S_c = \frac{\ln(0.47 r_e/r_w) (1 - q/q_r)}{(q/q_r)} \quad (\text{A.3})$$

el cociente q/q_r es obtenido de las figuras A1 a A7.

El procedimiento de cálculo para determinar a S_c es el siguiente:

- 1) Determinar el valor de $h_D = h_c / h$
- 2) determinar el valor de Z_{D1} . Este valor se obtiene dividiendo, la distancia de la cima de la formación productora a la cima del intervalo disparado, entre el espesor total de la formación.
- 3) De acuerdo al valor calculado de h_D , seleccionar de las figuras A1 a A7 la que mejor se ajuste. Entrar con el valor de Z_{D1} y obtener el cociente q_r / q_r .
- 4) Calcular S_c con la ecuación 1.8.

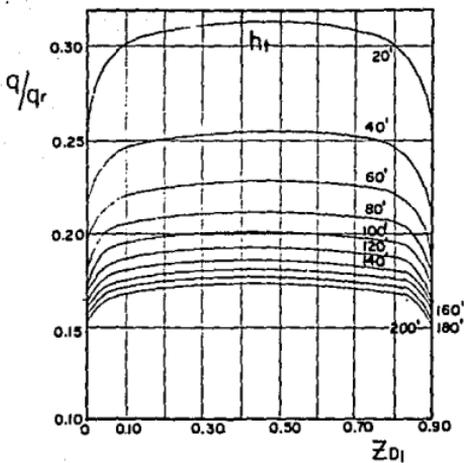


Fig. A-1 $h_D = 0.1$

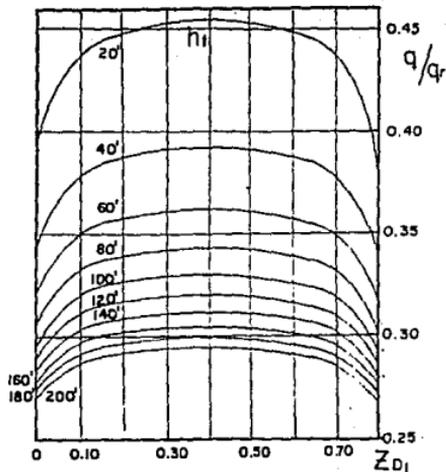


Fig. A-2 $h_D = 0.2$

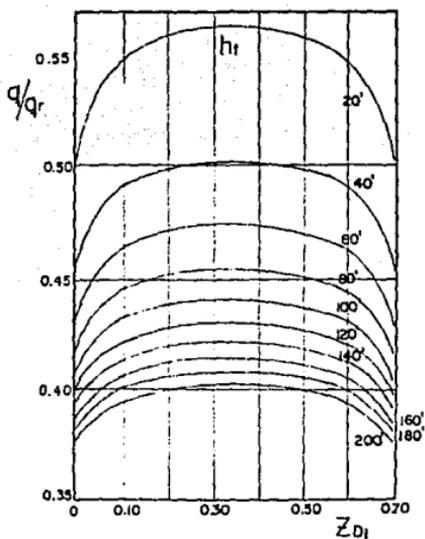


Fig. A-3 $h_D = 0.3$

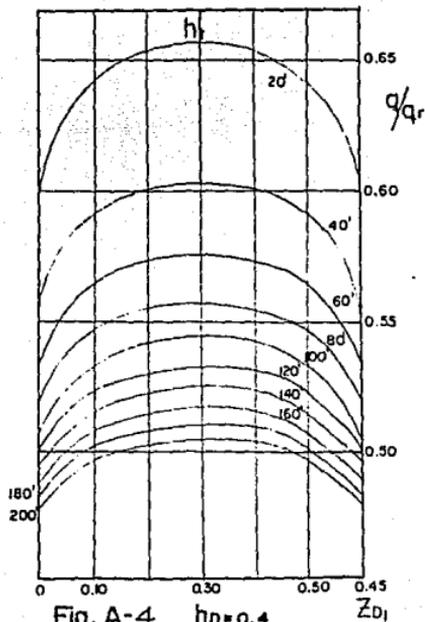


Fig. A-4 $h_D = 0.4$

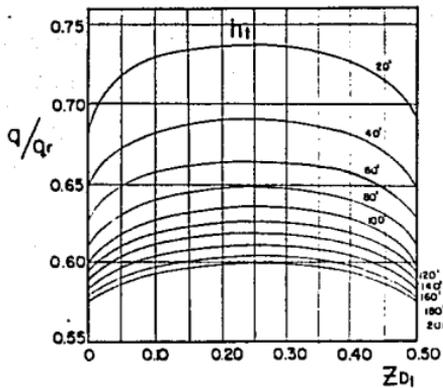


Fig. A- 5 $h_D = 0.5$

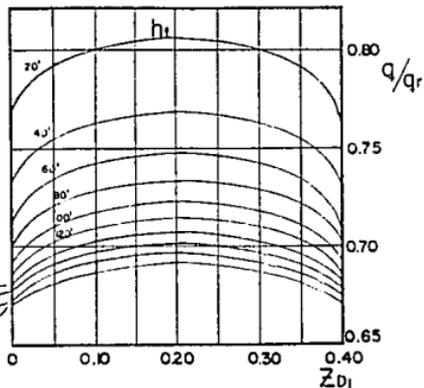


Fig. A- 6 $h_D = 0.6$

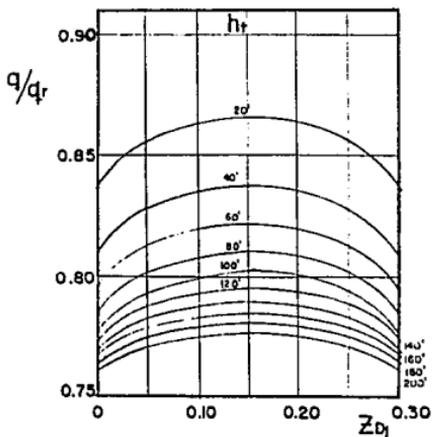


Fig. A- 7 $h_D = 0.7$

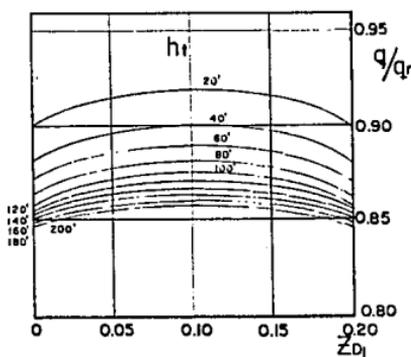


Fig. A- 8 $h_D = 0.8$

Fig. A-1 a A-7 Determinación de q/q_r para el cálculo del pseudofactor Sc . (Odeah).
 $r_0 = 660$ pies
 $r_w = 0.25$ pies .