



ESTADOS UNIDOS MEXICANOS  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

13

**ESTABILIDAD DE FLUJO EN POZOS CON BOMBEO  
NEUMÁTICO CONTINUO (BNC)**

**P o r:**

**Eduardo Poblano Romero**

**Tesis presentada a la  
División de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería  
de la Universidad Nacional Autónoma de México  
como requerimiento para obtener el grado de  
Maestro en Ingeniería Petrolera**

**asesor:**

**Dr. Yuri V. Fairuzov**

México, DF., julio de 2002

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

# CONTENIDO

Agradecimientos.....	5
Resumen.....	7
Lista de tablas.....	8
Lista de figuras.....	9
Nomenclatura.....	11
1. INTRODUCCIÓN.....	15
1.1 Producción con bombeo neumático continuo.....	16
1.2 Fenómeno de inestabilidad de flujo.....	20
1.2.1 Inestabilidad en pozos fluyentes.....	20
1.2.2 Inestabilidad en pozos con BNC.....	24
1.2.3 Prácticas comunes de estabilización.....	32
1.3 Importancia del problema (consecuencias).....	33
1.3.1 Económica.....	33

1.3.2 Técnico operativa.....	34
1.3.3 Científica.....	34
1.4 Objetivos del presente estudio.....	35
<b>2. CRITERIOS DE ESTABILIDAD EXISTENTES.</b>	
(Revisión bibliográfica).....	36
2.1 Los criterios de Asheim.....	36
2.2 Los criterios de Blick.....	44
2.3 Los criterios de Alhanati y Schmidt.....	59
2.4 Cálculo de los criterios de estabilidad mediante programas de cómputo.....	74
2.4.1 Cálculo de los criterios de Asheim.....	74
2.4.2 Cálculo de los criterios de Alhanati.....	84
<b>3. MODELO DE POZO CON BOMBEO NEUMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE LOS CRITERIOS DE ESTABILIDAD.....</b>	
3.1 Modelo de pozo.....	89
3.2 Modelo del sistema de inyección de gas.....	89
3.3 Modelo de yacimiento.....	92
3.4 Acoplamiento del modelo de pozo con el modelo de yacimiento.....	93
3.5 Validación del modelo combinado.....	94

4. MAPAS DE ESTABILIDAD PARA POZOS CON B.N.....	97
4.1 Algoritmo para la generación de mapas de estabilidad.....	97
4.2 Ejemplos de mapas de estabilidad de flujo.....	99
4.3 Uso de mapas de estabilidad en el diseño y operación de pozos.....	102
4.3.1 Efecto de la inyección de gas.....	102
4.3.2 Efecto del diámetro de T.P.....	105
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	107
5.1 Sumario.....	107
5.2 Contribuciones.....	108
5.3 Conclusiones.....	109
5.4 Recomendaciones para futuros trabajos.....	110
REFERENCIAS.....	111

## **AGRADECIMIENTOS**

La realización de este trabajo fue posible gracias al apoyo del Dr. Yuri V. Fairuzov, quien con su amistad y ejemplo de trabajo me dirigió al buen logro de esta tarea; a él mi más profundo agradecimiento.

Agradezco la oportunidad de superación que PEMEX Exploración y Producción me ha brindado a través del apoyo de los ingenieros, Armando Godina Rojas, Administrador del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap y Javier Hinojosa Puebla, Subdirector de la Región Marina Noreste.

Quiero agradecer las enseñanzas de todos mis maestros del Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, me considero afortunado de conocerlos. Así mismo agradezco el apoyo y la amistad de mis compañeros de generación.

A mis compañeros de trabajo de Diseño de Explotación y de Operación de Pozos del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap agradezco su confianza y amistad. A la Lic. Alicia Alvarado Mata, quien durante mi estancia en la UNAM siempre me brindo ayuda, gracias.

Especialmente agradezco a mi esposa Litzaxalla y a mis hijos Litzaxalla y Eduardo.

## **RESUMEN**

En este estudio se examina la inestabilidad de flujo (cabeceo) en pozos con bombeo neumático continuo (BNC). Se presenta un resumen de los trabajos previos hechos en esta área. Se desarrolla un modelo de pozo con BNC, el cual fue validado con datos obtenidos de pruebas de un pozo del campo Maloob. Basados en el modelo construido y en criterios de estabilidad existentes, se desarrollaron mapas teóricos de estabilidad de flujo para pozos con BNC y se compararon con datos de campo. Utilizando los mapas obtenidos, se estudiaron los efectos del gasto de gas de inyección, del diámetro del orificio de la válvula de inyección y del diámetro de la tubería de producción, sobre la estabilidad de flujo. Se muestra que los mapas propuestos pueden ser utilizados como un método simple y eficiente para predecir las fronteras de estabilidad en la operación y el diseño de sistemas de bombeo neumático continuo.



## **LISTA DE TABLAS**

2.1	Resumen de los criterios propuestos por Alhanati y colaboradores.....	72
2.2	Datos, "Bertuzzi y colaboradores, Caso 7".....	74
2.3	Datos de los pozos analizados por Asheim <sup>8</sup> .....	82
2.4	Resultados presentados por Asheim <sup>8</sup> en su artículo.....	83
3.1	Datos generales pozo Ku-487.....	95

## LISTA DE FIGURAS

1.1	Gráfica de TP en superficie de un pozo con BNC inestable.....	15
1.2	Esquema del sistema de BNC.....	17
1.3	Curvas de IPR y capacidad de transporte para un pozo fluyente.....	21
1.4	Ciclo de cabeceo en pozos fluyentes <sup>3</sup> .....	23
1.5	Curvas de IPR y de capacidad de transporte para un pozo con BNC.....	28
1.6	Curvas de IPR y de capacidad de transporte para un pozo con BNC con diferentes gastos de inyección de gas <sup>11</sup> .....	30
2.1	Diagrama de un pozo con BNC <sup>10</sup> .....	45
2.2	Volumen de control para flujo en tubería <sup>10</sup> .....	45
2.3	Flujo de líquido que abandona el espacio anular <sup>10</sup> .....	48
2.4	Comportamiento de una válvula de BN <sup>11</sup> .....	66
3.1	Curva de comportamiento de la válvula superficial <sup>18</sup> .....	90
3.2	Curva de IPR.....	93
3.3	Comparación del modelo con datos de campo.....	95
4.1	Mapa de estabilidad de BN basado en los criterios de Asheim.....	100

4.2	Mapa de estabilidad del pozo C-6 del campo Claymore.....	101
4.3	Mapa de estabilidad basado en los criterios de Alhanati y colaboradores para el pozo Ku 487 del campo Maloob (flujo subcrítico en la válvula superficial).....	102
4.4	Apertura fraccional de la válvula para el mapa de estabilidad mostrado en la figura 4.3.....	103
4.5	Mapa de estabilidad basado en los criterios de Alhanati y colaboradores para el pozo Ku 487 del campo Maloob (flujo constante de inyección).....	104
4.6	Mapa de estabilidad para TP = 3 ½ pg.....	105
4.7	Mapa de estabilidad para TP = 4 ½ pg.....	106
4.8	Mapa de estabilidad para TP = 7 pg.....	106

## NOMENCLATURA

A	=	Área del espacio anular, $L^2$ , $m^2$
$A_i$	=	Área del puerto de inyección, $L^2$ , $m^2$
$A_t$	=	Área transversal de TP, $L^2$ , $m^2$
B	=	Factor de formación
c	=	Compresibilidad, $(lb/pg^2)^{-1}$ [ $kPa^{-1}$ ]
$C_D$	=	Coefficiente de descarga
$C_s$	=	Coefficiente de flujo
$C_s$	=	Constante de almacenamiento del pozo, $pie^3/(lb/pg^2)$ [ $m^3/kPa$ ]
$C_T$	=	Capacitancia de la TP, $pie^3/(lb/pg^2)$ [ $m^3/kPa$ ]
d	=	Diámetro, L, m [pg]
D	=	Profundidad, L, m [pié]
$d_i$	=	Diámetro del puerto de inyección, L, m [pg]
E	=	Factor de eficiencia del orificio
f	=	Factor de fricción de Moody o Darcy-Weisbach
$F_1$	=	Criterio de estabilidad
$F_2$	=	Criterio de estabilidad
$F_{wv}$	=	Peso específico del líquido, $lb/pg^2/pie$ [ $kPa/m$ ]
G	=	Aceleración de la gravedad, $L/t^2$ , $m/s^2$ [pié $s^2$ ]
GLR	=	Relación gas líquido, $Mpie^3/bl$ [ $m^3/m^3$ ]
H	=	Altura de fluido en el espacio anular, $L^2$ , $m^2$
$h_f$	=	espesor de formación, L, m [pie]
J	=	Índice de productividad, $L^4/t/m$ , $m^3/(kPa s)$ [bpd/psi]
K	=	Relación de calores específicos, Coeficiente de pérdida promedio
K	=	Coeficiente de pérdida promedio
K	=	Permeabilidad, md

K	=	Coefficiente de flujo
$K_1, K_2, K_3$	=	Coefficientes de la ecuación característica.
$K_{be}$	=	Módulo de resistencia efectivo, $\text{lb/pg}^2$ [kPa]
$K_{bg}$	=	Módulo de resistencia del gas, $\text{lb/pg}^2$ [kPa]
$K_{bL}$	=	Módulo de resistencia del líquido, $\text{lb/pg}^2$ [kPa]
$K_{bt}$	=	Módulo de resistencia del tubo, $\text{lb/pg}^2$ [kPa]
L	=	longitud, L, m
M	=	Peso molecular del gas inyectado
M	=	Inercia en la tubería, $(\text{lb s}^2)/\text{pie}^3$ , $[(\text{kPa s}^2)/\text{m}^3]$
M	=	Gasto másico, $\text{m}^3/\text{t}$ , Kg/s [lbs/d]
P	=	Presión, $\text{m/Lt}^2$ , Pa [psi]
$P_{tl}(s)$	=	Transform. de Laplace de la variación de la presión de TP.
Q	=	Gasto volumétrico, $\text{L}^3/\text{t}$ , $\text{m}^3/\text{s}$ [bbl/d]
$q_A$	=	Gasto volumétrico que sale del espacio anular, $\text{L}^3/\text{t}$ , $\text{m}^3/\text{s}$ [bbl/d]
$Q_{f1}(s)$	=	Transform. de Laplace de la variación del gasto de fluidos del yac.
$Q_{f2}(s)$	=	Transform. de Laplace de la perturbación del gasto de fluidos del yac.
$Q_{g1}(s)$	=	Transform. de Laplace de la variación del gasto de gas inyectado.
$Q_{g2}(s)$	=	Transform. de Laplace de la perturbación del gasto de gas inyectado.
$q_{max}$	=	Potencial máximo de flujo, $\text{L}^3/\text{t}$ , $\text{m}^3/\text{s}$ [bbl/d]
$q_R$	=	Fluctuación del flujo del yacimiento, $\text{L}^3/\text{t}$ , $\text{m}^3/\text{s}$ [bbl/d]
R	=	Relación de presiones
R	=	Constante universal de los gases
R	=	Rádío, $\text{L}^2$ , $\text{m}^2$
S	=	variable de la transformada de Laplace
T	=	Temperatura, T, F [R]
T	=	Tiempo, t, s [d]
V	=	Velocidad $\text{L}/\text{t}$ , $\text{m}/\text{s}$
V	=	Volumen, $\text{L}^3$ , $\text{m}^3$
$V_c$	=	Volumen del espacio anular TP-TR, $\text{L}^3$ , m
$V_t$	=	Volumen de TP corriente abajo del punto de inyección, $\text{L}^3$ , m
X	=	Distancia, L, m
Y	=	Factor de expansión del gas
Y	=	Relación de presiones corriente arriba y abajo
Z	=	Factor de compresibilidad del gas

## Símbolos griegos

$\Delta$	= Pérdida, variación
$\delta$	= Pequeña perturbación al estado estacionario
$\delta\rho_M$	= Variación de la densidad de la mezcla en el pto. de iny., m/L <sup>3</sup> , kg/m <sup>3</sup>
$\phi$	= Porosidad
$\gamma$	= Densidad relativa
$\mu$	= Relación de los productos ZT
$\mu$	= viscosidad, cp [Pa s]
$\rho$	= Densidad, m/L <sup>3</sup> , kg/m <sup>3</sup>
$\rho_i$	= Densidad de la mezcla de fluidos del yac. y gas de iny., m/L <sup>3</sup> , kg/m <sup>3</sup>
$\tau$	= Esfuerzo cortante, tiempo falso

## Subíndices

0	= estado estacionario
1	= abajo del punto de inyección, variación
2	= arriba del punto de inyección, perturbación
a	= promedio de fluidos en TP
b	= saturación
c	= TR, conducto de gas
ch	= estrangulador
d	= corriente abajo
D	= adimensional
e	= de drene
f	= fluidos del yacimiento, fricción
g	= Gas
gs	= Gas en superficie
i	= punto de inyección, interior, entrando
l	= líquido
o	= exterior, aceite

R	=	yacimiento
s	=	en superficie
sc	=	condiciones estándar
t	=	TP
tf	=	boca de pozo fluyendo
u	=	corriente arriba
v	=	vertical, válvula
w	=	pozo, agua
wf	=	pozo fluyendo
wh	=	boca de pozo

### **Superíndices**

'	=	fluctuación, perturbación
c	=	debido a variaciones en la presión de TR
t	=	debido a variaciones en la presión de TP

# **CAPÍTULO 1**

## **INTRODUCCIÓN**

En México al igual que en muchas otras partes del mundo, el Bombeo Neumático Continuo (BNC) es uno de los sistemas de levantamiento artificial que permiten continuar con la explotación de los yacimientos, sin embargo gran parte de los pozos operados con este sistema presentan inestabilidad en su operación, condición poco conveniente ya que no permite en general, el mejor aprovechamiento de los recursos.

Los pozos con BNC son susceptibles de presentar inestabilidades hidrodinámicas (cabeceo en TP, TR o ambos), las cuales pueden causar variaciones cíclicas en presión y gasto. La Fig. 1.1 muestra el comportamiento típico del flujo de un pozo de BNC inestable. Esta condición de flujo es indeseable por diferentes razones, variaciones de presión y oscilaciones de flujo mantenidas en las instalaciones superficiales pueden causar severos problemas operacionales. Las oscilaciones en el flujo disminuyen la eficiencia del sistema de BN, la distribución del gas de BN así como el control de la



producción se vuelven más difíciles cuando algunos parámetros del sistema de BN varían con el tiempo.

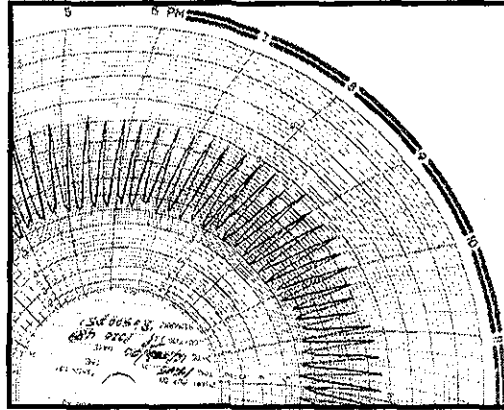


Figura 1.1 Gráfica de TP en superficie de un pozo con BNC inestable.

## 1.1 Producción con Bombeo Neumático Continuo

En este sistema de levantamiento artificial el gas se inyecta al pozo con el objeto de disminuir el peso de la columna de fluidos y permitir que la energía del yacimiento los lleve hasta la superficie. 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 como una extensión del flujo natural, mediante la complementación del gas de formación con gas adicional a alta presión proveniente del exterior. Este gas normalmente se inyecta continuamente en el conducto de producción a una profundidad máxima de acuerdo con la presión de

operación disponible en la red de BN. El gas de inyección se mezcla con los fluidos producidos por el pozo y disminuye el gradiente de presión fluyente de la mezcla desde el punto de inyección hasta la superficie, lo que genera una diferencia 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. 1.2) básicamente esta constituido de:

- ❖ Equipo de compresión para levantar la presión del gas.
- ❖ Líneas de distribución para conducir el gas hasta el cabezal del pozo.
- ❖ Paquete de medición y control de gas a la cabeza del pozo.
- ❖ Tubería de producción.
- ❖ Válvulas de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección).

El método de flujo continuo requiere 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. Este sistema generalmente es aplicado a pozos que tienen alta capacidad de producción y en la práctica puede ser utilizado para manejar gastos de 500 a 20,000 bpd, aún cuando la literatura hace referencia a volúmenes mayores. La eficiencia del sistema de levantamiento artificial por gas dependerá de una buena proyección de ingeniería en el diseño de todos sus componentes.

Generalmente un pozo puede producirse económicamente con el método de flujo continuo si el índice de productividad del pozo y la presión estática en el fondo del mismo son altos. Para fines prácticos se considera que el índice de productividad es alto si es mayor que  $0.5 \text{ (bpd/psi)}^1$ , así mismo, se consideran como pozos con alta presión de fondo aquellos que soportan una columna de fluido mayor al 50 % de su profundidad.

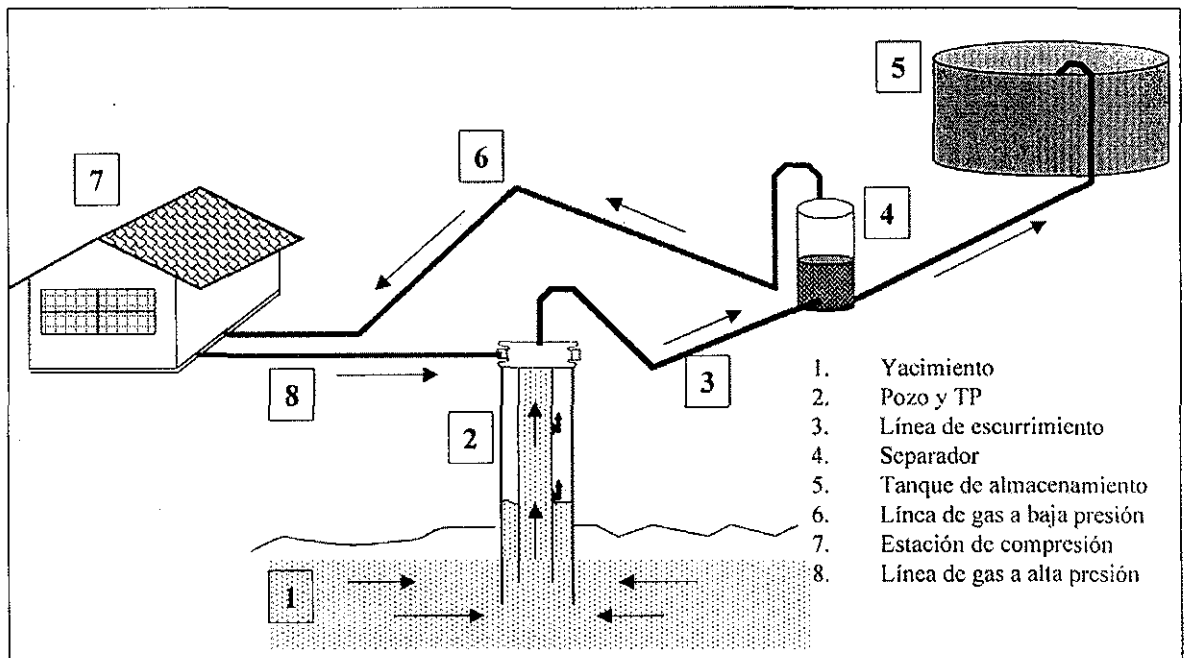


Figura 1.2 Esquema del sistema de BNC.

Un primer punto a considerar para implantar 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 BNC 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, etc.), se requiere un espacio muy reducido para el cabezal del pozo y los controles de la inyección de gas en la superficie.
  - ❖ En pozos relativamente profundos. (el BNC a diferencia de otros sistemas, es factible de aplicar en pozos de hasta 5,000 m. de profundidad mediante compresores instalados a boca de pozo).
  - ❖ En pozos con espacios anulares muy pequeños.
  - ❖ En pozos terminados con tuberías de producción reducidas.
  - ❖ En pozos en los cuales se espera que la producción cambiará muy rápidamente.
- Esta flexibilidad en cuanto la producción es una de las ventajas más importantes del BNC. Las válvulas en el subsuelo operan sobre un amplio margen de gastos de producción.

El BNC requiere en el punto de inyección subsuperficial una válvula que sea sensible a la presión en la tubería de producción cuando se encuentre en posición de apertura, es decir responderá 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 de 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.

En la actualidad, el uso de la válvula de orificio o simplemente orificio en el punto de inyección en pozos con BNC que manejan altos gastos de producción, es una práctica normal la cual ha mostrado favorecer la estabilidad en la operación de dichos pozos<sup>10</sup>.

## **1.2 Fenómeno de inestabilidad de flujo**

### **1.2.1 Inestabilidad en pozos fluyentes**

Al hacer estudio de las condiciones de operación de pozos fluyentes mediante el uso del procedimiento denominado "análisis nodal" es posible determinar el punto de operación del sistema yacimiento-pozo y conocer el gasto producido bajo las condiciones prevalecientes. En el análisis nodal cada componente del sistema se evalúa de manera individual para posteriormente ser combinados y poder optimizar el sistema completo efectivamente.

Los efectos que los diferentes parámetros involucrados como: diámetro de TP, diámetro de la línea de descarga, presión de separación, tamaño del estrangulador, tipo de terminación del pozo, etc., son valorados de manera conjunta y con la técnica de análisis de sensibilidad se determina la mejor opción para cada parámetro dentro de los rangos aceptables.

Gilbert <sup>2</sup>, indica como necesario el conocimiento del flujo inestable en pozos fluyentes para poder mantener los gastos de producción deseados, y con mayor relevancia en las últimas etapas de la vida fluyente de los pozos, e indica dos principales fuentes generadoras de dicha inestabilidad:

1. La segregación del gas libre del aceite producido en el trayecto hacia la superficie.
2. La segregación del gas libre del aceite en la entrada a la TP desde el yacimiento.

Además distingue entre el cabeceo en TP y en el espacio anular, siendo posible eliminar el segundo mediante la instalación de empacadores. Presenta una descripción detallada del cabeceo en pozos fluyentes sin estrangulador.

Para pozos fluyentes, la estabilidad para una cierta condición de operación es predicha mediante el análisis de la superposición de las curvas de afluencia del yacimiento (IPR) y de capacidad de transporte (CT) de las tuberías instaladas (figura 1.2), la condición de flujo será estable si, para un incremento en el gasto de flujo causado por una pequeña perturbación la demanda de presión de la TP incrementa por arriba de la ofrecida por el yacimiento (figura 1.2. punto B), el flujo se desacelerará y regresará a su valor original. Por otro lado, si un incremento en el gasto de flujo causado por una pequeña perturbación nos lleva a un a un exceso de presión aportada por el yacimiento, mayor que la requerida por las tuberías instaladas, el flujo en la TP se acelerará aún más y la condición de operación será inestable (figura 1.2. punto A).

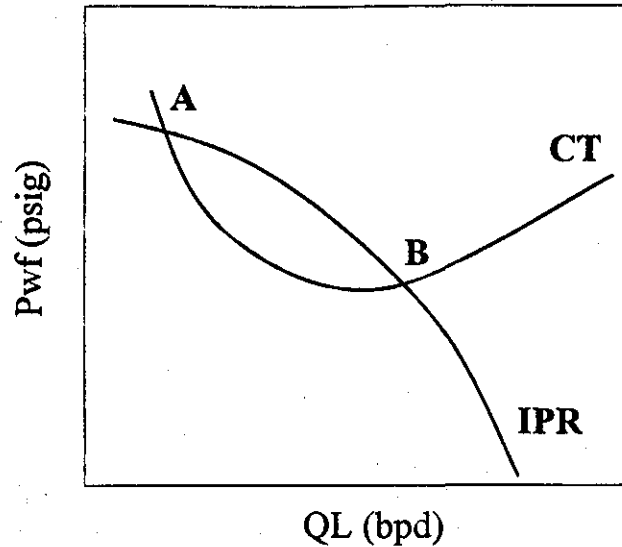


Figura 1.3 Curvas de IPR y de capacidad de transporte para un pozo fluuyente.

Torre<sup>3</sup>, en su estudio a pozos fluyentes identifica cuatro etapas en los ciclos de inestabilidad (figura 1.3.):

Etapa 1.- Entrada de líquido en el espacio anular. Si la relación gas líquido (RGL) disminuye por alguna razón, la velocidad superficial del gas también disminuye, entonces incrementa la contrapresión suprimiendo el flujo del yacimiento. En tanto la contrapresión se incrementa, el líquido se continúa produciendo y acumulando en el espacio anular. Este nivel de líquido incrementado en el espacio anular comprime el gas acumulado arriba. La presión en TP en superficie inicialmente cae conforme el flujo disminuye pero después se mantiene constante (figura 1.4.b).

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Etapa 2.- Flujo de líquido del espacio anular a la TP. Con el nivel de líquido por arriba de la zapata de la TP, el gas en el espacio anular alcanza su volumen límite de almacenamiento y por lo tanto desplaza líquido a la TP. La presión en la cabeza de la TP aumenta con el paso de líquido incrementado hasta un valor constante mayor (figura 1.4.c).

Etapa 3.- Penetración de la burbuja. La presión en TR alcanza un pico acumulando el volumen máximo de gas y el nivel de líquido en el espacio anular ha regresado al nivel de la zapata. Entonces la RGL se incrementa en la TP en la cual disminuye la caída de presión y permite el paso del gas a la TP (figura 1.4.d).

Etapa 4.- Flujo de gas en la TP. Cuando la burbuja de gas alcanza la superficie en la TP, el gas remanente en el anular fluye en torno a la zapata de la TP incrementando aún más la RGL. La presión en la cabeza de la TR cae precipitadamente en tanto la presión de la TP en superficie incrementa en respuesta al paso de flujo (figura 1.4.e). Como resultado, la presión de fondo alcanza su valor mínimo absoluto, se produce una cantidad extra de gas, y esta producción de gas es capaz nuevamente de levantar la columna de líquido hasta la superficie. La presión de entrada excede nuevamente a la demandada por el sistema y el nivel de líquido en el espacio anular comienza a elevarse como se muestra en la figura 1.4.f.



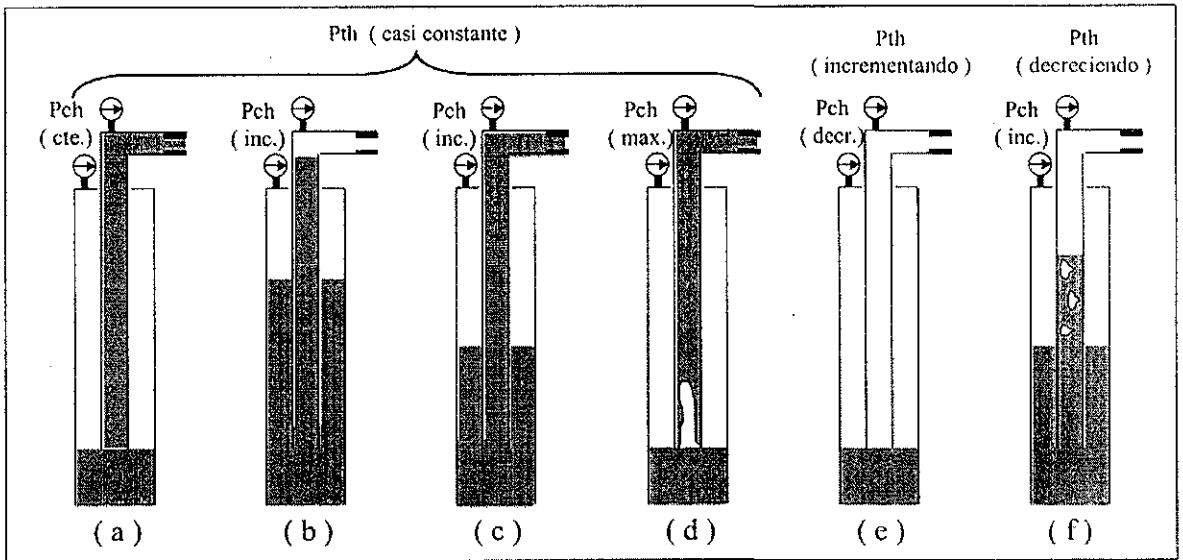


Figura 1.4 Ciclo de cabeceo en pozos fluentes <sup>3</sup>.

### 1.2.2 Inestabilidad en pozos con BNC

La inestabilidad que se presenta en el flujo de los pozos operados con BNC, se da cuando pequeñas perturbaciones en alguna de las variables del sistema degeneran en grandes oscilaciones en los parámetros de flujo. Por ejemplo, se ha observado que cuando el gasto de inyección se reduce hasta un cierto mínimo determinado <sup>4</sup>, se da inicio a un violento cabeceo y el pozo puede inclusive “morir”, de manera práctica se ha tratado de controlar este problema mediante el uso del estrangulamiento y en ocasiones, el abuso en los volúmenes de gas de inyección.

Generalmente cuando el técnico encargado diseña un aparato de BNC para un pozo nuevo o que será convertido a este sistema de levantamiento artificial, supone que éste operará bajo condiciones de flujo estable, situación no necesariamente cierta.

De acuerdo con la literatura, los problemas de inestabilidad en pozos con BNC derivan de situaciones diversas; tanto el yacimiento como el sistema de inyección de gas responden a decrementos en la presión de la tubería de producción; la respuesta del yacimiento es estabilizadora, ya que aporta fluidos relativamente más pesados al flujo causando que la presión incremente hacia su valor original, de manera contraria el sistema de inyección es un factor desestabilizador ya que al introducir un volumen mayor de gas en la TP disminuirá el gradiente de flujo permitiendo a la vez el paso de más gas lo cual incrementará las inestabilidades.

Gruppung y colaboradores<sup>5,6</sup> fueron los primeros en describir los mecanismos por los cuales las condiciones de inestabilidad son generadas, desarrollaron un modelo numérico para un pozo con BN y lo utilizaron para investigar mecanismos de inestabilidad de flujo, basados en este modelo propusieron algunos métodos de estabilización. Filtermann y Verdrines<sup>7</sup> desarrollaron un modelo matemático de un pozo con BN y plantearon un análisis de estabilidad lineal para encontrar las condiciones bajo las cuales el sistema es inestable. Los resultados obtenidos fueron comparados con experimentos de laboratorio a pequeña escala.

Asheim<sup>8</sup> propuso dos criterios teóricos de estabilidad y los comparó con datos experimentales de Bertuzzi<sup>4</sup> y colaboradores, así como con datos de algunos pozos del campo Claymore<sup>9</sup>.

Blick y colaboradores<sup>10</sup> generaron un desarrollo más riguroso de la inestabilidad en pozos con BN. Linearizan ecuaciones para flujo no estable en un pozo con BN, alrededor de un cierto estado estable del sistema y las resuelven mediante el método de la transformada de Laplace. Este análisis produce una ecuación característica, la cual es utilizada entonces para estudiar la estabilidad del sistema. Alhanati y colaboradores<sup>11</sup> expandieron el modelo de Asheim y formularon un criterio unificado que toma en cuenta el régimen de flujo que se establece en la válvula de inyección superficial y en la válvula de BN operante. Xu<sup>12</sup> clasificó el fenómeno de inestabilidad en sistemas de BN en dos grupos: inestabilidad estática e inestabilidad dinámica. Un flujo está sujeto a inestabilidad estática si, cuando las condiciones de flujo cambian a una nueva posición desde su estado estable original, no es posible otro estado estable en la vecindad del estado original. La inestabilidad estática puede derivar en una condición en estado estable diferente o en un comportamiento periódico. La inestabilidad estática de flujo en pozos está relacionada con dos puntos de intersección entre las curvas de capacidad de transporte de la tubería de producción y la curva de productividad del pozo, (Fig. 1.5) el punto de equilibrio del lado derecho es estáticamente estable en tanto que el de la izquierda es inestable.

Las inestabilidades dinámicas son causadas por la inercia y por efectos dinámicos de retro alimentación. Un ejemplo típico de inestabilidad dinámica es el cabeceo en TR en pozos fluyentes debido al lapso de tiempo entre el desalojo y la acumulación de gas en el espacio anular<sup>12</sup>. La predicción del comportamiento de la inestabilidad dinámica requiere del modelado transitorio del flujo.

Muchos trabajos importantes de la estabilidad de flujo se han llevado a cabo en complejos sistemas bifásicos de la ingeniería nuclear. El análisis de la estabilidad de un ciclo de recirculación de un reactor nuclear es frecuentemente desarrollado utilizando mapas de estabilidad<sup>13</sup>. El mapa de estabilidad es un diagrama plano (2D) que muestra las regiones de operación estable e inestable del sistema. Esta técnica ha sido utilizada exitosamente para resolver problemas de estabilidad en reactores nucleares. El sistema de BN es un complejo sistema de flujo consistente de tuberías monofásicas y bifásicas (TP, TR y espacio anular) válvulas y estranguladores. Se encontró que no existen trabajos previos en que se halla propuesto mapas de estabilidad para el análisis de pozos con bombeo neumático. Blick y Boone<sup>14</sup> utilizaron diagramas 2D para investigar el efecto de control de retroalimentación negativa sobre la estabilidad de pozos de aceite fluyentes. Estos diagramas muestran condiciones de operación para diferentes pozos, mientras que un mapa de estabilidad muestra las regiones estable e inestable para un solo pozo.

En muchos pozos, la válvula de BN operante es simplemente una válvula de orificio y trabaja en régimen de flujo subcrítico. Bajo estas condiciones, si por alguna razón impredecible la presión de fondo del pozo disminuye un poco, el gasto de gas

fluyendo a través de la válvula de BN puede incrementar y causar una disminución mayor aún en la presión fluyente del pozo. Puede ocurrir entonces un efecto de bola de nieve con una cantidad sustancial de gas fluyendo en la TP, si se cuenta con un control de suministro de gas en superficie, entonces la presión en el espacio anular disminuirá rápidamente, eventualmente el flujo de gas a través de la válvula de BN disminuirá, causando que el gradiente de presión en la TP aumente al igual que la presión en el espacio anular. Así ambas oscilaciones de presión, en TP y en TR, se observarán en superficie (figura 1.1).

Para un pozo con BN es posible construir, al igual que se hace para los pozos fluyentes, curvas de IPR y de capacidad de transporte. El procedimiento normal de diseño consiste en graficar varias curvas de capacidad de transporte, una para cada RGL total posible (inyección mas formación) y después seleccionar el mejor punto de operación (figura 1.5.). Cada una de estas curvas intercepta a la curva de IPR en dos puntos diferentes. En una analogía con el análisis de estabilidad para pozos fluyentes presentado anteriormente, los puntos correspondientes a los gastos de producción más bajos (para cada RGL total) son descartados considerándolos inestables. Sin embargo esta consideración es incorrecta ya que los efectos de los componentes del sistema de inyección, como son la válvula de aguja, el espacio anular y la válvula de BN, se desprecian completamente.

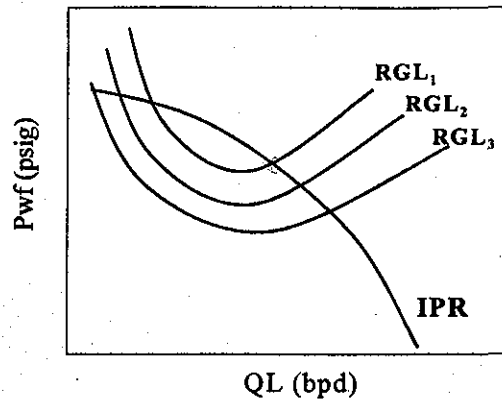


Figura 1.5 Curvas de IPR y de capacidad de transporte para un pozo con BNC.

Para un pozo fluvente la RGL total es igual a la RGL de formación bajo cualquier situación, sin embargo, para un pozo con BN la RGL total (inyección mas formación) variará considerablemente conforme las presiones en el sistema fluctúen. Se ha determinado entonces, que el uso de la teoría para pozos naturalmente fluventes no puede aplicarse directamente a pozos con BNC.

La incorporación de los componentes de un sistema de BN en un análisis de estabilidad<sup>11</sup> no se hace de manera directa. Por ejemplo, analicemos las condiciones de flujo presentadas en la figura 1.6. Se graficó la curva de IPR sola, con las curvas de capacidad de transporte, a la profundidad de inyección de la válvula. Cada curva de CT corresponde a una cantidad diferente de gasto de inyección de gas y, por tanto, diferente

RGL. La posibilidad de tener diferentes RGL's y no una fija, separa el comportamiento de afluencia de un pozo de BNC de uno fluyente.

Considerando una presión constante de inyección, la cantidad de gas inyectado depende de las características de la válvula de BN y de la presión de la TP a la profundidad de la válvula. Si se asume una presión constante en superficie corriente arriba del estrangulador de la red de BN o válvula de aguja y una apertura constante de la misma, solo un punto de operación es en realidad posible en el comportamiento de cada curva de capacidad de transporte, desde el punto de vista del sistema de inyección, en la figura 1.6 estos puntos están conectados con una curva discontinua. Considerando los comportamientos del yacimiento, de la tubería de producción y del sistema de inyección de gas, dos condiciones de operación son posibles, la primera corresponde a un gasto de producción de aproximadamente 1930 bpd con una inyección de aproximadamente 980 Mpc/d (punto A). El segundo corresponde a un gasto de producción de aproximadamente 2050 bpd con una inyección de aproximadamente 1410 Mpc/d (punto B).

Para revisar si es posible tener operación estable en ambas condiciones, uno debería contestar a la pregunta, ¿qué pasa si el flujo de líquido es ligeramente incrementado, desde su valor en estado estacionario, por una pequeña perturbación? Por ejemplo que pasa si el pozo esta operando en el punto A y el flujo de líquido es ligeramente incrementado de  $QL_1$  a  $QL_2$ . La presión aportada por el yacimiento está dada por su comportamiento de influjo (IPR), en  $PT_2$ , pero ¿qué sucede con la presión requerida por la TP y línea de escurrimiento? Una posible respuesta es  $PT_3$ . Para llegar a

esta conclusión uno podría razonar que como el yacimiento estaría aportando la presión  $PT_2$ , por la válvula pasaría una cantidad de gas  $QG_2$ . Entonces (para manejar  $QL_2$  y  $QG_2$ ) la presión requerida es  $PT_3$ . Como  $PT_2 > PT_3$ , el flujo se aceleraría y la condición de operación sería inestable. Otra posible respuesta es  $PT_1$ , para llegar a esta conclusión, uno podría razonar que a esta presión, por la válvula pasaría una cantidad de gas  $QG_1$ , y por lo tanto, será posible que fluya  $QL_2$ . Como  $PT_2 < PT_1$ , el flujo se desacelerará y regresará a su condición original. La condición de operación sería entonces estable.

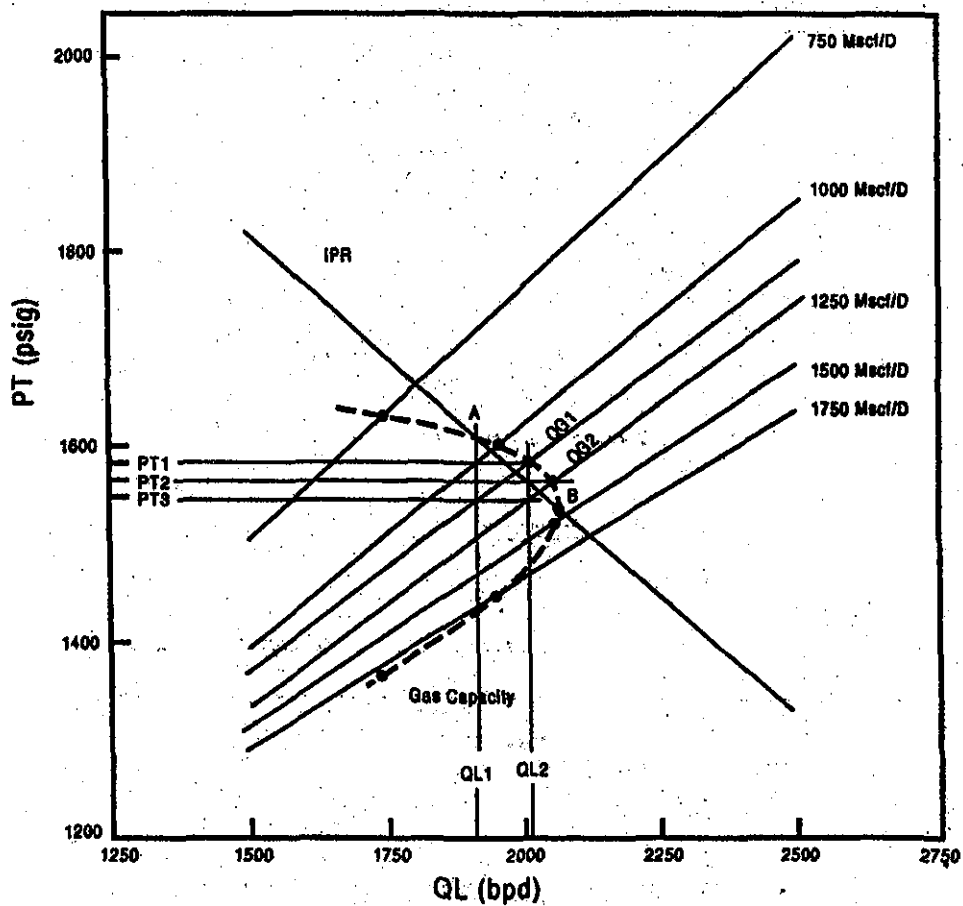


Figura 1.6<sup>11</sup> Curvas de IPR y de capacidad de transporte para un pozo con BNC con diferentes gastos de inyección de gas.



Se observó que dos maneras de razonar aparentemente correctas nos llevan a resultados opuestos. Esta confusión ocurre ya que, contrario a lo que ocurre en pozos fluyentes, la relación gas-líquido fluyendo en la TP no se conoce a priori para pozos con BN, está es función del gasto de gas que pase a través de la válvula de BN y dicho gasto variará con la presión de TP.

### **1.2.2.1 Prácticas comunes de estabilización**

Una de las prácticas más comunes aplicadas en el campo con objeto de disminuir las inestabilidades en pozos operados con BNC, es incrementar el gasto de inyección de gas, ampliando el diámetro de la válvula de aguja o controlador superficial. Como respuesta a esta acción la capacidad de abastecimiento del espacio anular al nivel del punto de inyección se verá incrementada, favoreciendo la estabilidad.

El estrangulamiento de la TP incrementa la contrapresión superficial de manera tal que la caída de presión entre el espacio anular y el flujo en la TP al nivel del punto de inyección se ve reducida, situación que disminuye la producción de aceite pero incrementa la estabilidad del flujo.

Una práctica probada para la estabilización de pozos con BNC es el cambio de las válvulas convencionales de BN por válvulas de orificio<sup>9</sup>, además de la reducción de los puertos o diámetros de inyección.

La profundización del punto de inyección además de incrementar la producción de hidrocarburos es promotora de la estabilidad en el flujo, ya que, por un lado ayuda a tener una menor contrapresión frente al yacimiento y por otro, al existir una menor caída de presión entre espacio anular y TP, la capacidad de suministro de la red en superficie se verá mejorada.

Las prácticas antes mencionadas destacan como las principales acciones operativas manejadas en el campo para disminuir la inestabilidad en pozos con BNC; sin embargo la aplicación de ellas se guía por la experiencia del personal más que por análisis de los sistemas, una herramienta que permita evaluar la estabilidad en los pozos y el efecto que cada uno de los componentes del sistema tiene sobre de ella, ayudará a tomar mejores decisiones operativas y evitara los tediosos procesos de ensaye y error hasta ahora manejados.

### **1.3 Importancia del problema (consecuencias)**

#### **1.3.1 Económica**

Será de fundamental importancia fijar las condiciones estables de operación de un pozo con BNC ya que de estas derivarán en mayor o menor cantidad los recursos

económicos asociados. Mayor producción de aceite de manera continua y mejor utilización del gas de BN, tendrán como consecuencia una mayor retribución económica.

### **1.3.2 Técnico operativa**

La inestabilidad mal entendida generará numerosos movimientos y esfuerzos operativos, los problemas podrán estar antes y/o después del sistema, es decir, se podrán reflejar tanto en la estación de compresión como en las líneas de escurrimiento y batería de separación.

Si un pozo presenta cabeceo violento en su espacio anular, la demanda fluctuante podrá incluso provocar un paro en las compresoras. Así mismo la inestabilidad severa en TP provocará la llegada de baches a los separadores, situación absolutamente desfavorable para la operación eficiente de los mismos.

### **1.3.3 Científica**

Los mapas de estabilidad generados son una herramienta práctica que permitirá establecer las condiciones de operación más favorables en pozos con problemas de estabilidad y programar condiciones de operación ventajosas en la etapa de diseño para pozos nuevos. A través de estos mapas se obtendrá un mejor entendimiento del fenómeno de inestabilidad en pozos con BNC, las simplificaciones consideradas son un área de oportunidad para estudios futuros.

En resumen la inestabilidad de flujo provoca entre algunas otras cosas:

- ❖ Disminución de la producción de aceite.
- ❖ Incremento en el consumo de gas de BN.
- ❖ Separación ineficiente debido a la llegada de baches al separador.
- ❖ Disminución de la vida productiva de los pozos
- ❖ Problemas operativos.
- ❖ Aforos poco confiables.

#### **1.4 Objetivos del presente estudio**

Analizar el fenómeno de inestabilidad de flujo en pozos con Bombeo Neumático Continuo, identificar las mejores tecnologías existentes para la prevención, control o eliminación de dicha inestabilidad y con base en estas tecnologías, generar mapas de estabilidad de flujo como herramienta práctica de apoyo al diseño y la operación de pozos con levantamiento artificial por gas.

## **CAPÍTULO 2**

### **CRITERIOS DE ESTABILIDAD EXISTENTES**

#### **(Revisión bibliográfica)**

##### **2.1 Los criterios estabilidad de Asheim <sup>8</sup>**

Este autor presenta en su trabajo dos criterios de estabilidad proveyendo una relación causal entre los parámetros de diseño de BNC y la estabilidad de flujo. El primer criterio cuantifica la estabilidad como resultado de la respuesta de afluencia de los fluidos del yacimiento y el gas de BN a diferentes perturbaciones. El segundo cuantifica la estabilidad causada por el depresionamiento del espacio anular. (Conducto de suministro de gas).

Las principales consideraciones hechas por Asheim para la composición de sus criterios son:

- ❖ Considera una válvula de orificio en el punto de inyección.
- ❖ No considera la respuesta transitoria del yacimiento.
- ❖ Se supone una terminación con empacador.
- ❖ La presión del espacio anular podrá variar pero el flujo de gas en superficie a través de la válvula de aguja o regulador se considerará constante.
- ❖ Flujo isotérmico en el punto de inyección.

**Primer criterio.** Un decremento en la  $P_{wf}$  del pozo incrementará el flujo de los fluidos del yacimiento y del gas de BN, si la densidad de la mezcla disminuye la carga estática disminuirá así como la fricción y esto acentuará las inestabilidades. Por lo contrario si la densidad de la mezcla se incrementa, la carga estática y la fricción al flujo se incrementarán y el sistema regresará a la estabilidad.

Entonces un criterio de estabilidad será;

$$F_1 = \frac{\delta \rho_i}{\delta P_w} < 0 \quad (2.1.1)$$

donde;

$$\rho_i = \frac{\rho_f q_f + \rho_{gi} q_{gi}}{q_f + q_{gi}} \quad (2.1.2)$$

el cambio de densidad de la mezcla, diferenciando;

$$\delta \rho_l = \frac{\rho_{fl} - \rho_{gl}}{(q_{fl} + q_{gl})^2} (q_{gl} \delta q_{fl} + q_{fl} \delta q_{gl}) \quad (2.1.3)$$

de (2.1.3) se observa que el criterio postulado se satisface completamente por:

$$F_1 = \frac{-\delta q_{fl} q_{gl}}{-\delta q_{gl} q_{fl}} > 1 \quad (2.1.4)$$

Despreciando los efectos transitorios del yacimiento, el flujo de líquidos del yacimiento se asume proporcional a la diferencia de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo

$$q_{fl} = B_{fl} J (\bar{P}_R - P_{wf}) \quad (2.1.5)$$

El flujo de gas de levantamiento puede ser descrito por la ecuación de un orificio para flujo isotérmico;

$$q_{gl} = E A_i \left[ \frac{2ZRT}{M_g} \ln \left( \frac{P_c}{P_i} \right) \right]^{0.5} \quad (2.1.6)$$

asumir una temperatura constante a través del puerto de inyección implica una aproximación ya que el gas sufrirá un enfriamiento por expansión. En tanto que la

diferencia de presión en la válvula sea pequeña en comparación con la presión total, éste error será despreciable.

El cambio en el flujo de gas de inyección debido a un cambio en la presión de TP puede ser expresado matemáticamente diferenciando la ecuación (2.1.6);

$$\frac{\delta q_{gi}}{\delta P_{ti}} = - \frac{(E A_i)^2}{\rho_{gi} q_{gi}} \quad (2.1.7)$$

Aquí se ha asumido un volumen del conducto de gas suficientemente grande para prevenir cualquier disminución de presión significativa. La disminución de la presión del conducto de gas tendría un efecto extra estabilizador, el cual se considera por separado en el segundo criterio de estabilidad.

Con las expresiones obtenidas para los flujos y sus derivadas, el criterio para el comportamiento de flujos de entrada estable puede ser expresado como:

$$F_1 = \frac{\rho_{gi} q_{gi}^2 B_{fi} J}{q_{fi} (E A_i)^2} > 1 \quad (2.1.8)$$

o en términos de presión;

$$F_1 = \frac{2 P_{ti} \ln \left( \frac{P_{ci}}{P_{ti}} \right)}{\bar{P}_R - P_{wf}} > 1 \quad (2.1.9)$$



Es conveniente presentar el criterio en términos de gastos superficiales;

$$F_1 = \frac{\rho_{gsc} B_g q_{gsc}^2}{q_{Lsc}} \frac{J}{(E A_1)^2} > 1 \quad (2.1.10)$$

Por este criterio la estabilidad es favorecida con: un gasto de inyección de gas de BN alto, un índice de productividad alto y un puerto de inyección pequeño.

**Segundo criterio.** Suponiendo que el sistema es inestable de acuerdo al criterio  $F_1$ , entonces una disminución en la presión de la TP causará un incremento en el flujo de gas de BN, sin embargo, el flujo incrementado de gas también depresionará el conducto de gas. Si el conducto de gas se depresiona más rápido que la presión de TP, el flujo de gas pronto regresará a estabilizar el flujo.

$$\frac{\delta q_{gi}}{\delta t} < 0 \quad (2.1.11)$$

de la ecuación de un orificio (2.1.6), el requerimiento para disminución del flujo es que la relación de presiones del conducto de gas y la TP ( $P_c / P_{tp}$ ) disminuya. Así, el flujo de gas de levantamiento disminuye cuando:

$$F_2 = \frac{P_{ii}}{P_{ci}} \frac{\frac{\partial P_{ci}}{\partial t}}{\frac{\partial P_{ii}}{\partial t}} > 1 \quad (2.1.12)$$

El cambio de la presión en el conducto de gas se expresa por la ecuación general de gas:

$$\frac{\partial P_{ci}}{\partial t} = \delta (m_{ci} - m_{ii}) \frac{Z_{ci} R T_{ci}}{V_c M_g} \quad (2.1.13)$$

el flujo de gas que entra al conducto de gas, se considera constante, (volumen de gas). El flujo másico se convierte a flujo volumétrico a la presión de TP para corresponder con el sistema de parámetros utilizado aquí:

$$\frac{\partial P_{ci}}{\partial t} = - \frac{P_{ii}}{V_c} \frac{T_{ci}}{T_{ii}} \frac{Z_{ci}}{Z_{ii}} \delta q_{gi} \quad (2.1.14)$$

Despreciando la aceleración, la presión en TP puede ser descrita por un balance general de momento;

$$P_{ii} = P_{wh} + \rho_a g D_v + \Delta P_f \quad (2.1.15)$$

considerando un cambio pequeño en la relación gas líquido de entrada, éste se propagará como una onda de continuidad sin alteración en la fricción. La respuesta de presión a

semejante cambio se encuentra diferenciando la ecuación anterior. Asumiendo  $P_{wh}$  constante y nula generación de fricción de la onda de continuidad en la TP resulta;

$$\frac{\partial P_{ti}}{\partial t} = gD_v \frac{\partial \rho_a}{\partial t} \quad (2.1.16)$$

Para cuantificar la variación de la densidad promedio en TP, se puede partir de la ecuación de continuidad. Despreciando la aceleración, la ecuación de continuidad será:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + v \frac{\partial \rho}{\partial x} = 0 \quad (2.1.17)$$

Considerando un cambio en la densidad del fluido del yacimiento, hasta que la correspondiente onda de continuidad se haya propagado a la cabeza del pozo, la densidad del fluido en la salida será como antes. Entonces la variación en la densidad promedio puede ser derivada de la ecuación de continuidad como:

$$\frac{\partial \rho_a}{\partial t} = \frac{q_{fi} + q_{gi}}{A_t} \delta \rho_i \quad (2.1.18)$$

Combinando las ecuaciones (2.1.16) y (2.1.17) con las ecuaciones (2.1.2) y (2.1.4) se puede expresar la respuesta de la presión de la TP causada por un cambio en el gasto de entrada de gas, como:

$$\frac{\partial P_{ii}}{\partial t} = gD_v \frac{\rho_{fi} - \rho_{gi}}{V_i} \frac{q_{fi}}{q_{fi} - q_{gi}} (F_1 - 1) \delta q_{gi} \quad (2.1.19)$$

El criterio de depresionamiento del conducto de gas puede ser expresado combinando las ecuaciones (2.1.12.), (2.1.14.) y (2.1.19.)

$$F_2 = C \frac{V_i}{V_c} \frac{1}{gD_v} \frac{P_{ii}}{(\rho_{fi} - \rho_{gi})} \frac{q_{fi} + q_{gi}}{q_{fi} (1 - F_1)} > 1 \quad (2.1.20)$$

donde;

$$C = \frac{P_{ii} T_{ci} Z_{ci}}{P_{ci} T_{ii} Z_{ii}} \approx 1 \quad (2.1.21)$$

El parámetro C definido en la ecuación anterior, es el factor de volumen del gas entre el espacio anular y la TP. Para todos los casos será cercano a uno.

Por este criterio la estabilidad es favorecida con: un conducto de inyección de gas con volumen pequeño, un flujo de gas grande, y una respuesta fuerte de afluencia del yacimiento. Una presión de TP alta ocasionada por una contrapresión en la cabeza del pozo alta, será estabilizadora si el volumen de gas de inyección en el fondo del pozo se mantiene constante.

## 2.2. Los criterios estabilidad de Blick<sup>10</sup>

Blick y colaboradores, deducen ecuaciones no estacionarias de movimiento para el flujo de pozos fluyentes y con BN y posteriormente las resuelve con el método de la transformada de Laplace, este análisis produce una ecuación característica con coeficientes que permiten determinar la estabilidad de un pozo en particular.

Muchos pozos alcanzan en su vida una etapa en que los gastos producidos son bajos, estos pozos pueden ser candidatos a inestabilidad de flujo comúnmente llamada "cabeceo". El cabeceo puede ser definido como un régimen de flujo caracterizado por cambios cíclicos regulares o irregulares de presión en cualquier punto del aparejo de producción.

En su estudio, Blick desarrolla un modelo matemático para describir las variables del pozo y del yacimiento que son afectadas por las fluctuaciones de presión en el sistema pozo-yacimiento. Estas variables incluyen la inercia y la capacitancia de la tubería, el almacenamiento del pozo y las perturbaciones de flujo del yacimiento. En el modelo una serie de ecuaciones diferenciales que representan las variables dependientes de la presión son transformadas al espacio de Laplace y combinadas con la regla de Cramer para obtener una ecuación característica con coeficientes  $k_1$ ,  $k_2$  y  $k_3$ . Mediante el uso del criterio de Routh, el modelo predice que un pozo es estable cuando  $k_1$ ,  $k_2$  y  $k_3$  tienen los tres valores positivos o los tres negativos. Sin embargo cuando uno o dos de los valores de  $k_1$ ,  $k_2$  y  $k_3$  tienen signo diferente, el modelo predice que el pozo es inestable.

En esta sección se desarrolla un modelo para flujo no estacionario en pozos con BN. El modelo puede ser modificado para describir el flujo no estacionario en un pozo de aceite naturalmente fluyente mediante el cambio de algunos términos.

Se considera que todas las variables físicas de flujo experimentan solamente pequeños disturbios desde su estado estacionario, estas están representadas por:

$$P_{wf} = P_{wfo} + P_{wf}' \quad (2.2.1)$$

$$P = P_o + P' \quad (2.2.2)$$

$$q = q_o + q' \quad (2.2.3)$$

Los valores instantáneos de las variables serán iguales al valor en estado estacionario más una perturbación.

La figura 2.1. es un diagrama de un pozo con BNC. Conforme el pozo fluye, se inyecta gas en el espacio anular a un gasto másico constante,  $w$ , a través de un estrangulador de inyección superficial, este gas entra en la TP a través de una válvula de BN.

La inercia de la TP, la capacitancia de la TP y la capacitancia del espacio anular son parámetros de flujo no estacionarios afectados por la variación de la presión en el sistema pozo-yacimiento.

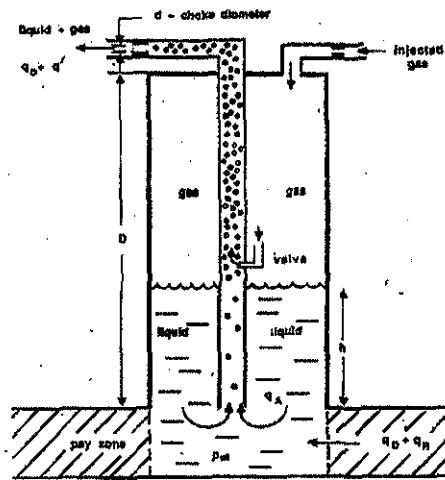


Figura 2.1 Diagrama de un pozo con BNC <sup>10</sup>.

**Inercia en la TP, M.** La inercia en la TP caracteriza la caída de presión causada por la aceleración del fluido a lo largo de la tubería.

Considere el fluido en el volumen de control de la figura 2.2., ya que la fuerza neta sobre el fluido tenderá a acelerar el fluido, se puede escribir un balance de fuerzas fluyendo:

$$(P + \Delta P)A_i - PA_i - \tau \pi dL = \rho A_i L \frac{dv}{dt} \quad (2.2.4)$$

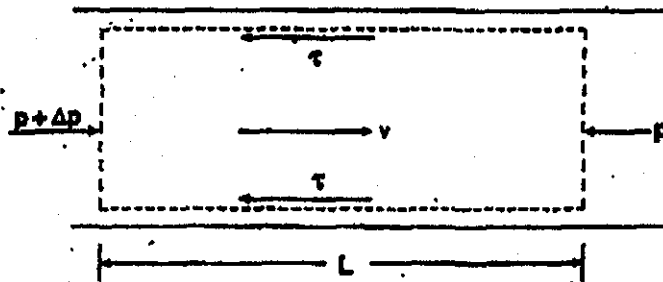


Figura 2.2 Volumen de control para flujo en tubería <sup>10</sup>.

como,  $q=A_t v$  2.2.4 puede simplificarse a:

$$\Delta P = \frac{\tau \pi d L}{A_t} + M \frac{dq}{dt} \quad (2.2.5)$$

El primer término del lado derecho de la ecuación anterior representa la caída de presión causada por la fricción, el segundo término representa la caída de presión debida a la aceleración.

La inercia en la tubería se define como:

$$M = \frac{\rho L}{A_t} \quad (2.2.6)$$

Para pozos con BNC, la densidad del fluido en la TP (de longitud  $L_2$ ) arriba del punto de inyección de gas,  $\rho_2$ , es diferente a la densidad debajo del punto de inyección,  $\rho_1$ . por lo tanto hay dos términos de inercia,  $M_1$  y  $M_2$ , para el modelo de BN:

$$M_1 = \frac{\rho_1 L_1}{A_t}$$

inercia para la porción de TP debajo del punto de inyección, y

$$M_2 = \frac{\rho_2 L_2}{A_t}$$

inercia para la porción de TP arriba del punto de inyección.



**Capacitancia de la TP,  $C_T$ .** Se ha mostrado que el modulo efectivo de resistencia de un tubo que contiene gas y líquido puede ser expresado como:

$$K_{be} = \left( \frac{1}{K_{bt}} + \frac{1}{K_{bL}} + \frac{V_g}{V_L} \frac{1}{K_{bg}} \right)^{-1} \quad (2.2.7)$$

donde  $K_{bt}$ ,  $K_{bL}$ , y  $K_{bg}$  son los módulos de resistencia del tubo, del líquido y del gas, respectivamente. Ya que el módulo de resistencia efectiva esta definido por:

$$\frac{1}{K_{be}} = - \frac{\Delta V}{V_t \Delta P'}$$

entonces

$$\frac{d\Delta V}{dt} = - \frac{V_t}{K_{be}} \frac{d\Delta P'}{dt}$$

como,  $- d\Delta V/dt = q_t$ , el flujo que sale de la TP debido a la elasticidad del gas, del líquido y de la pared de al tubería, será:

$$q_t = C_T \frac{d\Delta P'}{dt} \quad (2.2.8)$$

donde,

$$C_t = V_t \left( \frac{1}{K_{bt}} + \frac{1}{K_{bL}} + \frac{V_g}{V_L} \frac{1}{K_{bg}} \right) \quad (2.2.9)$$

Constante de almacenamiento del pozo,  $C_s$ . El efecto de almacenamiento del pozo puede ser derivado con ayuda de la figura 2.3.

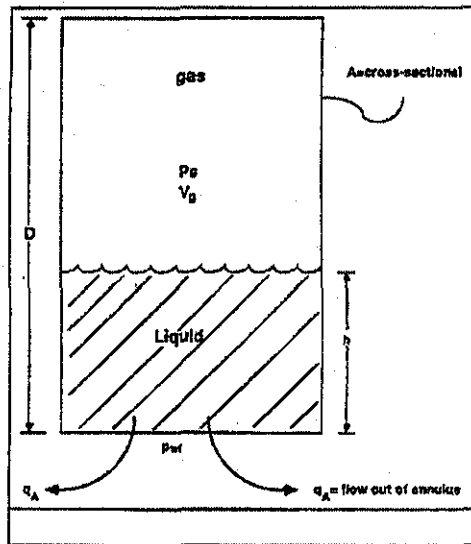


Figura 2.3 Flujo de líquido que abandona el espacio anular <sup>10</sup>.

El gasto volumétrico de líquido que fluye del espacio anular a la TP es:

$$q_A = -A \frac{dh}{dt} \quad (2.2.10)$$

la presión en el fondo del espacio anular, despreciando la presión hidrostática del gas, es:

$$P_{wf} = P_c + F_{wv} h \quad (2.2.11)$$

Despejando  $h$  de 2.2.10 y sustituyendo en 2.2.11.

$$q_A = -\frac{A}{F_{wv}} \frac{dP_{wf}}{dt} - \frac{dP_c}{dt} \quad (2.2.12)$$

considerando que el cambio en el volumen de gas es adiabático y que  $P_g$  y  $V_g$  son los valores promedio de presión y volumen en el espacio anular, respectivamente,

$$P_g V_g = K = cte. \quad (2.2.13)$$

si la presión de la TR en la cabeza del pozo es aproximadamente igual a la presión promedio del espacio anular, entonces,

$$\frac{dP_c}{dt} = -\frac{K}{V_g^2} \frac{dV_g}{dt} = \frac{P_c}{V_g} q_A \quad (2.2.14)$$

con  $K = P_g V_g$ ,  $dV_g/dt = -q_A$ , y  $V_g = A (D-h)$ , la ecuación 2.2.13. puede ser sustituida en la ecuación 2.2.11. para obtener,

$$q_A = -C_s \frac{dP_{wf}}{dt} \quad (2.2.15)$$

donde

$$C_s = A \left[ F_{wv} + \frac{P_c}{(D-h)} \right]^{-1} \quad (2.2.16)$$

**Fluctuaciones del flujo del yacimiento,  $q_R$ .** La ecuación de difusividad para flujo radial en el medio poroso es:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.2.17)$$

la solución general de la ecuación anterior es:

$$P_D = \frac{0.00708 k h_f (P_o - P_{wf})}{qB\mu} = f(t_D, r_{eD}) \quad (2.2.18)$$

donde (t es en horas)

$$r_{eD} = r_e / r_w \quad (2.2.19)$$

$$t_D = \frac{0.000264 kt}{\phi \mu c r_w^2} \quad (2.2.20)$$

Reordenando la ecuación 2.2.18.

$$P_o - P_{wf} = \frac{qB\mu}{0.00708 k h_f} f(t_D, r_{eD}) \quad (2.2.21.)$$

Si  $P_{wfo}$  la presión de fondo fluyendo en estado estacionario y  $P_{wf}'$  es el valor de la fluctuación, entonces

$$P_{wf} = P_{wfo} + P_{wf}' \quad (2.2.22)$$

sustituyendo la ecuación 2.2.22 en 2.2.21 resulta

$$P_o - P_{wfo} - P_{wf}' = \frac{q_o B \mu \ln r_e / r_w}{0.00708 k h_f} + \frac{q_R B \mu f(t_D, r_{eD})}{0.00708 k h_f} \quad (2.2.23)$$

la solución en estado cuasi-estacionario es:

$$(P_o - P_{wfo}) = \frac{q_o}{J} \quad (2.2.24)$$

donde

$$J = \frac{0.00708 k h_f}{B \mu \ln(r_e / r_w)} \quad (2.2.25)$$

Restando 2.2.24. de 2.2.23

$$P_{wf}' = - \frac{q_R B \mu f(t_D, r_{eD})}{0.00708 k h_f} \quad (2.2.26)$$

Para un sistema de flujo radial finito, con una presión constante en su frontera exterior,  $r_e$ , y un gasto constante en el pozo,  $r_w$ , se dispone de valores tabulados para  $f(t_D, r_{eD})$  (en función de  $b$ ), sin embargo hemos descubierto por análisis de regresión que una aproximación a la solución exacta tabulada es:

$$f(t_D, r_{eD}) = \ln \frac{r_e}{r_w} [1 - \exp(-b t_D)] \quad (2.2.27)$$

el análisis de regresión mostró que  $b$  puede ser aproximada por,

$$b = \frac{0.892}{t_D^{0.792} r_{eD}^{0.217}} \quad (2.2.28)$$

Si  $q_R$  es una función del tiempo, entonces la ecuación 2.2.26. puede ser transformada en una convolución,

$$P_{wf}'(t) = - \int_0^t \frac{dq_R}{d\tau} \left[ \frac{B\mu}{0.00708kh_f} \right] f(t-\tau, r_{eD}) d\tau \quad (2.2.29)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.2.29 y 2.2.26 en 2.2.28

$$P_{wf}'(t) = - \int_0^t \frac{dq_R}{d\tau} \left[ \frac{B\mu \ln r_e / r_w}{0.00708kh_f} \right] \{1 - \exp[ab(t-\tau)]\} d\tau \quad (2.2.30)$$

donde

$$a = \frac{0.000264k}{\phi \mu c r_w^2} \quad (2.2.31)$$

La perturbación total de flujo,  $q'$ , puede expresarse como:

$$q' = q_R + q_A + q_T \quad (2.2.32)$$

El cambio en la caída de presión,  $\Delta P'$ , en la sección de tubería debajo de la válvula causado por el efecto de inercia, el cambio en la relación gas líquido,  $F_{gL1}$ , y el cambio en el gasto de flujo,  $\Delta q'$ , puede ser expresado como:

$$\Delta P_1' = \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial GLR} \right)_o (GLR)_1' + \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial q} \right)_o q' + M_1 \frac{\partial q'}{\partial t} \quad (2.2.33)$$

de manera similar, el cambio en la caída de presión por arriba de la válvula:

$$\Delta P_2' = \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial GLR} \right)_o (GLR)_2' + \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial q} \right)_o q' + M_2 \frac{\partial q'}{\partial t} \quad (2.2.34)$$

la diferencia entre la presión de fondo fluyendo y la presión en la cabeza del pozo se expresa como:

$$P_{wf}' - P_{tf}' = \Delta P_1' + \Delta P_2' \quad (2.2.35)$$

El cambio de la presión fluyendo de TP en la cabeza del pozo,  $P_{tf}'$ , puede ser expresado en términos del cambio de la relación gas-líquido,  $F_{gL2}$ , el gasto,  $q$ , y el diámetro del estrangulador,  $d_i$ , como sigue:

$$P_{tf}' = \left( \frac{\partial P_{tf}}{\partial GLR} \right)_o (GLR)_2' + \left( \frac{\partial P_{tf}}{\partial q} \right)_o q' + \left( \frac{\partial P_{tf}}{\partial d_i} \right)_o d_i' \quad (2.2.36)$$

En esta siguiente sección se da solución al sistema de planteado, compuesto por las ecuaciones: 2.2.8, 2.2.15, 2.2.30, 2.2.32, 2.2.33, 2.2.34, 2.2.35 y 2.2.36.

Transformando al espacio de Laplace las ecuaciones mencionadas se obtiene:

$$-P_{wf}'(s) = \frac{q_R(s)}{J(1+s/ab)} \quad (2.2.37)$$

$$q_A(s) = -sC_s P_{wf}'(s) \quad (2.2.38)$$

$$q_T(s) = sC_T \Delta P'(s) \quad (2.2.39)$$

$$q'(s) = q_R(s) + q_A(s) + q_T(s) \quad (2.3.40)$$

$$\Delta P'(s) = \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial GLR} \right)_o (GLR)_1'(s) + \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial q} \right)_o q'(s) + M_1 s q'(s) \quad (2.2.41)$$

$$\Delta P_2'(s) = \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial GLR} \right)_o (GLR)_2'(s) + \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial q} \right)_o q'(s) + M_2 s q'(s) \quad (2.2.42)$$

$$P_{wf}'(s) = P_f'(s) + \Delta P_1'(s) + \Delta P_2'(s) \quad (2.2.43)$$

y

$$P_f'(s) = \left( \frac{\partial P_f}{\partial GLR} \right)_o (GLR)_2'(s) + \left( \frac{\partial P_f}{\partial q} \right)_o q'(s) + \left( \frac{\partial P_f}{\partial d_1} \right)_o d_1'(s) \quad (2.2.44)$$



donde "s" es la variable de la transformada de Laplace.

Las ecuaciones 2.2.37 a 2.2.44 son un conjunto de ocho ecuaciones algebraicas con ocho incógnitas:  $P_{if}(s)$ ,  $P_{wf}(s)$ ,  $\Delta P_1'(s)$ ,  $\Delta P_2'(s)$ ,  $q_R'(s)$ ,  $q_t'(s)$ ,  $q_A'(s)$  y  $q'(s)$ . Este conjunto de ecuaciones fue resuelto (regla de Cramer) para obtener:

$$P_{if}'(s) = \frac{f_1(s)}{K_1S^2 + K_2S + K_3} d_i'(s) + \frac{f_2(s)}{K_1S^2 + K_2S + K_3} GLR'(s) \quad (2.2.45)$$

$$P_{wf}'(s) = \frac{f_3(s)}{K_1S^2 + K_2S + K_3} d_i'(s) + \frac{f_4(s)}{K_1S^2 + K_2S + K_3} GLR'(s) \quad (2.2.46)$$

y

$$q'(s) = \frac{f_5(s)}{K_1S^2 + K_2S + K_3} d_i'(s) + \frac{f_6(s)}{K_1S^2 + K_2S + K_3} GLR'(s) \quad (2.2.47)$$

El denominador en cada uno de los términos de las ecuaciones anteriores ( $K_1S^2 + K_2S + K_3$ ) se llama función característica. Cuando la función característica se iguala a cero la ecuación resultante es llamada ecuación característica:

$$K_1S^2 + K_2S + K_3 = 0 \quad (2.2.48)$$

Para sistemas de ecuaciones en el espacio de Laplace (2.2.45, 2.2.46 y 2.2.47), la teoría de control ha mostrado que serán estables si las dos raíces de la ecuación

característica (2.2.48) son negativas, si ambas son reales, o tener la parte real negativa si ellas son complejas conjugadas.

Es posible mostrar mediante el criterio de Routh o simplemente resolviendo la ecuación característica, que una condición necesaria y suficiente para tener todas las raíces negativas (o todas las partes reales, si las raíces son complejas conjugadas) es que los coeficientes de la ecuación característica sean todos positivos o todos negativos. Esto es, el pozo será estable si:

$$K_1 > 0, K_2 > 0, K_3 > 0,$$

$$K_1 < 0, K_2 < 0, K_3 < 0,$$

o

$$K_2/K_1 > 0 \text{ y } K_3/K_1 > 0.$$

Por lo tanto, un pozo será inestable (cabeceará) si una sola raíz o ambas raíces son positivas o tienen partes reales positivas.

Para un pozo con BNC, asumiendo una línea recta en el comportamiento del yacimiento,

$$K_1 = (M_1 + M_2) \left( C_s - C_r + \frac{J}{ab} \right) \quad (2.2.49)$$

$$\begin{aligned}
 K_2 = & \left[ \left( \frac{\partial P_f}{\partial q} \right)_o + \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial q} \right)_o + \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial q} \right)_o \right] \left( \frac{J}{ab} + C_s \right) \\
 & + J(M_1 + M_2) - C_T \left[ \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial q} \right)_o + \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial q} \right)_o \right]
 \end{aligned} \tag{2.2.50}$$

$$K_3 = \left[ \left( \frac{\partial P_f}{\partial q} \right)_o + \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial q} \right)_o + \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial q} \right)_o \right] J + 1 \tag{2.2.51}$$

### 2.3. Los criterios estabilidad de Alhanati <sup>11</sup>

Alhanati y colaboradores, hacen una revisión de los criterios existentes y los expanden para tomar en cuenta diferentes regímenes de flujo en la válvula superficial de inyección y en la válvula de BN en el fondo del pozo. Estos criterios muestran la importancia de los diferentes factores involucrados, y por lo tanto ayudan a asegurar condiciones de flujo estable en la fase de diseño o a decidir que acciones tomar para estabilizar un pozo inestable con BNC.

**Criterio Unificado.** Alhanati y colaboradores, desarrollaron un criterio unificado utilizando las mismas herramientas matemáticas que Blick <sup>10</sup>, demuestran además que bajo ciertas consideraciones dichos criterios se reducen a los propuestos por Asheim <sup>8</sup>.

La primera cosa por hacer, es escribir las ecuaciones para la respuesta de cada componente del sistema. Despreciando la respuesta transitoria del yacimiento, la relación entre las variaciones en la presión de la TP y las variaciones en el gasto proporcionado por el yacimiento estará dada por:

$$P_{11}(t) = -\frac{q_{f1}(t)}{B_f J} \quad (2.3.1)$$

El valor de J debe ser tomado como el valor absoluto del índice de productividad en el punto de operación de diseño.  $B_f$  es el factor de volumen total para los fluidos

producidos, esto es, la relación del volumen ocupado por todos los fluidos producidos en el punto de inyección al volumen de líquido producido por el yacimiento a condiciones estándar.

Para derivar la relación entre el gasto de gas a través de la válvula de BN y la presión en TP, primero se deben escribir modelos que relacionen las respuestas de la válvula de BN y la válvula de gas superficial a variaciones en las presiones de TP y espacio anular. Se asume que la presión en el manifold corriente arriba de la válvula superficial de inyección se mantiene constante y que las siguientes relaciones lineales representan el flujo a través de la válvula superficial de inyección,

$$\frac{m_{ch}(t)}{m_0} = K_{ch}^c \frac{P_{c1}(t)}{P_{c0}} \quad (2.3.2)$$

y el flujo a través de la válvula de BN,

$$\frac{m_{v1}(t)}{m_0} = K_v^c \frac{P_{c1}(t)}{P_{c0}} + K_v^t \frac{P_{t1}(t)}{P_{t0}} \quad (2.3.3)$$

Donde la variación en la presión en la TR con la profundidad ha sido despreciada en la presente derivación con objeto de simplificar la formulación.

El coeficiente K representa las variaciones relativas en el flujo másico a través del estrangulador superficial de inyección y la válvula de BN, debidas a las variaciones

relativas de las presiones en la TR y la TP. Esta aproximación es razonable para los regímenes comunes en estranguladores y válvulas de BN considerados en este estudio.  $K_{ch}^c$ , es siempre negativo debido a que el gasto de gas a través del estrangulador disminuye con el incremento de la presión en TR.  $K_v^c$ , es siempre positivo ya que el gasto de gas a través de la válvula de BN incrementa conforme se incremente la presión en la TR, y  $K_v^t$ , puede ser positivo o negativo, dependiendo de las características específicas de la válvula y del régimen de flujo que se presente.

Un balance de masa en la TR da:

$$\left[ V_c \frac{dP_{cl}(t)}{dt} \frac{M}{zRT} \right] = \left[ K_{ch}^c \frac{P_{cl}(t)}{P_{c0}} m_0 \right] - \left[ \left( K_v^c \frac{P_{cl}(t)}{P_{c0}} + K_v^t \frac{P_{tl}(t)}{P_{t0}} \right) \cdot m_0 \right] \quad (2.3.4)$$

o

$$\frac{dP_{cl}(t)}{dt} + a \cdot P_{cl}(t) = b \cdot P_{tl}(t) \quad (2.3.5)$$

donde

$$a = - \frac{m_0}{\frac{V_c P_{c0} M}{zRT}} \cdot [K_{ch}^c - K_v^c] \quad (2.3.6)$$

y

$$b = - \frac{m_0}{\frac{V_c P_{t0} M}{zRT}} \cdot [K_v^t] \quad (2.3.7)$$

resolviendo para  $P_{c1}(t)$  resulta:

$$P_{c1}(t) = \frac{\int_0^t e^{at} \cdot b \cdot P_{n1}(t) dt}{e^{at}} \quad (2.3.8)$$

Sustituyendo la ecuación (2.3.8.) en la ecuación (2.3.3.) resulta:

$$q_{g1}(t) = q_{g0} \cdot \left\{ \frac{K_v^c}{P_{c0}} \cdot \frac{\int_0^t e^{at} \cdot b \cdot P_{n1}(t) dt}{e^{at}} + \frac{K_v^l}{P_{c0}} \cdot P_{n1}(t) \right\} \quad (2.3.9)$$

Al derivar una expresión para la respuesta de la TP ante las variaciones de los gastos de líquido y gas, se despreciaron los efectos de aceleración y de fricción además de asumir que el pozo es vertical. Por lo tanto, solo los efectos gravitacionales son considerados:

$$P_{n1}(t) = \int_0^t \left[ \delta\rho_M(t) \cdot g \cdot \frac{(q_{f0} + q_{g0})}{A_t} \right] dt \quad (2.3.10)$$

donde  $\delta\rho_M$  es la variación en la densidad de la mezcla en el punto de inyección partiendo de su valor en estado estacionario. Esta variación puede ser debida a cambios predecibles, variaciones en el gasto de gas a través de la válvula de BN, o perturbaciones en el flujo no predecibles:

$$\delta\rho_M = \frac{\rho_f(q_{f0} + q_{f1} + q_{f2}) + \rho_g(q_{g0} + q_{g1} + q_{g2})}{(q_{f0} + q_{f1} + q_{f2}) + (q_{g0} + q_{g1} + q_{g2})} \cdot \frac{\rho_f q_{f0} + \rho_g q_{g0}}{q_{f0} + q_{g0}} \cdot \frac{(\rho_f + \rho_g)}{(q_{f0} + q_{g0})^2} \cdot [q_{g0} \cdot (q_{f1} + q_{f2}) - q_{f0} \cdot (q_{g1} + q_{g2})] \quad (2.3.11)$$

Sustituyendo la ecuación 2.3.10. en la 2.3.11. se tiene:

$$P_{11}(t) = \frac{(\rho_f - \rho_g) \cdot g}{(q_{f0} + q_{g0}) \cdot A_t} \cdot \int_0^t [q_{g0} \cdot (q_{f1}(t) + q_{f2}(t)) - q_{f0} \cdot (q_{g1}(t) + q_{g2}(t))] dt \quad (2.3.12)$$

Las ecuaciones (2.3.1.), (2.3.9.) y (2.3.12.) constituyen las relaciones necesarias para el análisis de estabilidad. Transformando estas ecuaciones al espacio de Laplace resulta:

$$P_{11}(s) = -\frac{Q_{f1}(s)}{B_f \cdot J} \quad (2.3.13)$$

$$Q_{g1}(s) = q_{g0} \cdot \left\{ \frac{K_v^c}{P_{c0}} \cdot b \cdot \frac{P_{11}(s)}{(s+a)} + \frac{K_v^t}{P_{t0}} \cdot P_{11}(s) \right\} \quad (2.3.14)$$

y

$$P_{11}(s) = \frac{(\rho_f - \rho_g) \cdot g}{(q_{f0} + q_{g0}) \cdot A_t} \cdot \frac{1}{s} \cdot \{ q_{g0} \cdot [Q_{f1}(s) + Q_{f2}(s)] - q_{f0} \cdot [Q_{g1}(s) + Q_{g2}(s)] \} \quad (2.3.15)$$



presentándolo en forma de matriz se tendrá:

$$\begin{vmatrix}
 B_f \cdot J & 1 & 0 \\
 q_{g0} \cdot \left\{ \frac{K_v^c}{P_{c0}} \cdot \frac{b}{(s+a)} + \frac{K_v^t}{P_{t0}} \right\} & 0 & -1 \\
 \frac{(q_{f0} + q_{g0}) \cdot A_t \cdot s}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} & -q_{g0} & +q_{f0}
 \end{vmatrix}
 \begin{vmatrix}
 P_{n1}(s) \\
 Q_{f1}(s) \\
 Q_{g1}(s)
 \end{vmatrix}
 =
 \begin{vmatrix}
 0 \\
 0 \\
 q_{g0} \cdot Q_{f2}(s) + q_{f0} \cdot Q_{g2}(s)
 \end{vmatrix}
 \quad (2.3.16)$$

Se buscan las singularidades de las propiedades transformadas  $P_{n1}(s)$ ,  $Q_{f1}(s)$  y  $Q_{g1}(s)$ , todas las singularidades deben de ser negativas para que  $p_{n1}(t)$ ,  $q_{f1}(t)$  y  $q_{g1}(t)$  presenten crecimiento exponencial negativo, esto es, para que el sistema sea estable. Estas singularidades son los valores de  $s$  que hacen que el determinante de la matriz de coeficientes sea igual a cero. En este caso, son las raíces de la ecuación polinomial de segundo orden siguiente:

$$\left[ \frac{(q_{f0} + q_{g0}) \cdot A_t}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} \right] s^2 + \left[ \left( B_f \cdot J \cdot q_{g0} + q_{g0} \frac{K_v^t}{P_{t0}} \cdot q_{f0} \right) + \frac{(q_{f0} + q_{g0}) \cdot A_t \cdot a}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} \right] s + \left[ \left( B_f \cdot J \cdot q_{g0} + q_{g0} \frac{K_v^t}{P_{t0}} \cdot q_{f0} \right) \cdot a + q_{g0} \cdot \frac{K_v^c}{P_{c0}} \cdot b \cdot q_{f0} \right] = 0 \quad (2.3.17)$$

Las condiciones para que el sistema sea estable, son aquellas que hagan todas las raíces negativas. En este caso, el coeficiente del término de segundo orden de la ecuación

es siempre positivo, por lo tanto análisis subsecuentes muestran que las condiciones de estabilidad serán aquellas que hagan los otros dos coeficientes positivos. Así, tendremos para las condiciones de estabilidad:

$$\left( B_f \cdot J \cdot q_{g0} + q_{g0} \frac{K_v^t}{P_{t0}} \cdot q_{f0} \right) + \frac{(q_{f0} + q_{g0}) \cdot A_t}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} \cdot a > 0 \quad (2.3.18)$$

y

$$\left( B_f \cdot J \cdot q_{g0} + q_{g0} \frac{K_v^t}{P_{t0}} \cdot q_{f0} \right) \cdot a + q_{g0} \cdot \frac{K_v^c}{P_{c0}} \cdot b \cdot q_{f0} > 0 \quad (2.3.19)$$

El parámetro  $a$  siempre es positivo ya que  $K_{ck}^c$  siempre es negativo y  $K_v^c$  siempre es positivo. Entonces las ecuaciones (2.3.18.) y (2.3.19.) pueden ser escritas en una forma adimensional, generalizada como:

$$\left( \frac{B_f \cdot J \cdot P_{t0}}{q_{f0}} + K_v^t \right) + \frac{(q_{f0} + q_{g0}) \cdot A_t}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} \cdot a \cdot \frac{P_{t0}}{(q_{f0} \cdot q_{g0})} > 0 \quad (2.3.20)$$

$$\left( \frac{B_f \cdot J \cdot P_{t0}}{q_{f0}} + K_v^t \right) + \left( \frac{K_v^c \cdot P_{t0}}{P_{c0}} \right) + \frac{b}{a} > 0 \quad (2.3.21)$$

Las ecuaciones 2.3.20. y 2.3.21. pueden ser vistas como el criterio generalizado y proveen las respuestas de la válvula de BN y de la válvula de inyección superficial a variaciones en las presiones de TR y TP. Pueden ser linealizadas en las formas de las ecuaciones 2.3.2. y 2.3.3.

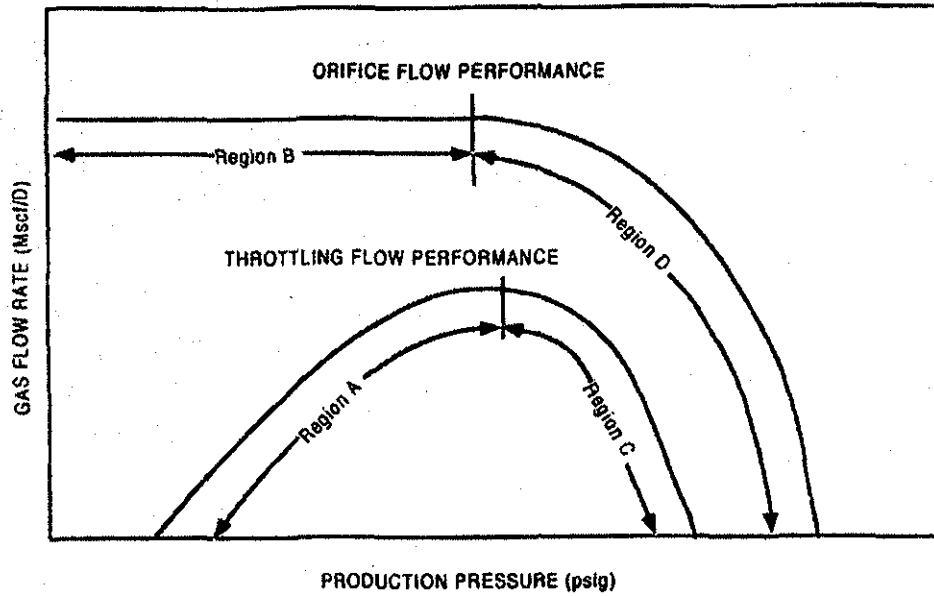
Estas dos ecuaciones anteriores asumirán diferentes formas de acuerdo con los valores de  $K_{ch}^c$ ,  $K_v^c$  y  $K_v^t$ , los cuales dependen principalmente de los regímenes de flujo que se establezcan en la válvula de BN y en la válvula de inyección superficial.

### **Caso Especial: $K_v^t$ positiva**

Una cosa interesante de observar es que si  $K_v^t$  es positivo o cero, las inequidades ecuaciones 2.3.20. y 2.3.21. se satisfacen automáticamente. Esta situación ocurre cuando la válvula opera como un orificio bajo flujo crítico ( $K_v^t = 0$ ) ó en la región de throttling o garganteo ( $K_v^t$  es positivo). En ambas situaciones un decremento en la presión de TP no causará un incremento en el gasto de inyección de gas a través de la válvula, y el efecto de bola de nieve descrito con anterioridad no ocurrirá.

### **Caso Especial: $K_v^t$ negativa**

$K_v^t$  puede ser negativa. De hecho el régimen de flujo más común para la válvula operante, es el de orificio bajo régimen subcrítico (región D, figura 2.4), y bajo esta situación  $K_v^t$  es negativa. Para este caso, el gasto a través de la válvula incrementa ante un decremento en la presión de TP.



### 2.4 Comportamiento de una válvula de BN<sup>11</sup>.

Usando la ecuación de flujo adiabático para la válvula, tenemos:

$$m_0 = \sqrt{2} \cdot (C_D A_p Y) \cdot \sqrt{\frac{M}{zRT}} \cdot \sqrt{P_{c0} \cdot (P_{c0} - P_{t0})} \quad (2.3.22)$$

para el flujo másico en estado estacionario, y

$$\frac{m_{v1}(t)}{m_0} \approx \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{c0} \cdot (P_{c1}(t) - P_{t1}(t)) + P_{c1}(t) \cdot (P_{c0} - P_{t0})}{P_{c0} \cdot (P_{c0} - P_{t0})} \quad (2.3.23)$$

para la variación aproximada del gasto másico ante las variaciones en las presiones de

TR y TP.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Consecuentemente,

$$K_v^c = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{c0} + (P_{c0} - P_{i0})}{(P_{c0} - P_{i0})} \quad (2.3.24)$$

y

$$K_v^t = -\frac{1}{2} \cdot \frac{P_{i0}}{(P_{c0} - P_{i0})} \quad (2.3.25)$$

**Caso Especial: Gasto Constante a Través del Estrangulador de Inyección**

Puede suceder que el gasto de gas a través del estrangulador de inyección superficial sea constante, si hay un controlador en la superficie que mantenga dicho gasto, o si el estrangulador de inyección opera bajo flujo crítico (lo cuál no es una practica común). En este caso, el gasto a través del estrangulador es independiente de la presión en TR y por lo tanto:

$$K_{ch}^c = 0. \quad (2.3.26)$$

Utilizando las ecuaciones 2.3.6, 2.3.7, 2.3.24, 2.3.25 y 2.3.26. se tiene:

$$a = + \frac{m_0}{\left( \frac{V_c P_{c0} M}{zRT} \right)} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{c0} + (P_{c0} - P_{i0})}{(P_{c0} - P_{i0})} > 0 \quad (2.3.27)$$

y

$$b = + \frac{m_0}{\left(\frac{V_c P_{c0} M}{zRT}\right)} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{f0}}{(P_{c0} - P_{f0})} > 0 \quad (2.3.28)$$

Sustituyendo estos resultados en las ecuaciones 2.3.20 y 2.3.21, y haciendo uso de la ecuación 2.3.22, se obtiene después de algunas manipulaciones algebraicas:

$$\left( \frac{B_f \cdot J \cdot m_0^2}{q_{f0} \cdot (C_D A_p Y)^2 \cdot \left(\frac{MP_{c0}}{zRT}\right)} - 1 \right) + \frac{(q_{f0} + q_{g0}) \cdot A_t}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g} \cdot \frac{m_0}{\left(\frac{V_c P_{c0} M}{zRT}\right)} \cdot \frac{P_{c0} + (P_{c0} - P_{f0})}{q_{g0} \cdot q_{f0}} > 0 \quad (2.3.29)$$

y

$$\left( \frac{B_f \cdot J \cdot m_0^2}{q_{f0} \cdot (C_D A_p Y)^2 \cdot \left(\frac{MP_{c0}}{zRT}\right)} - 1 \right) + \frac{P_{f0}}{P_{c0}} > 0 \quad (2.3.30)$$

si como en Asheim<sup>7</sup> se define  $F_1$  como:

$$F_1 = \frac{B_f \cdot \rho_g \cdot q_{g0}^2 \cdot J}{(C_D A_p Y)_v^2 \cdot q_{f0}} \quad (2.3.31)$$

se define  $F_3$  como:

$$F_3 = \frac{(q_{f0} + q_{g0}) \cdot A_t \cdot P_{t0}}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g \cdot q_{f0}} \quad (2.3.32)$$

y las relaciones  $r_v$  y  $\mu_v$  como:

$$\frac{P_{t0}}{P_{c0}} = r_v \quad (2.3.33)$$

y

$$\frac{(zT)_t}{(zT)_c} = \mu_v \quad (2.3.34)$$

entonces las ecuaciones 2.3.29 y 2.3.30 se reducen a:

$$\left( F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 \frac{2 - r_v}{\mu_v} > 0 \quad (2.3.35)$$

y

$$\left( F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + r_v > 0 \quad (2.3.36)$$

Ahora es posible, relacionar el nuevo criterio con el desarrollado por Asheim. Si hay solo una pequeña caída de presión a través de la válvula, como lo consideró Asheim,  $r_v$  y  $\mu_v$  se aproximan a uno; la ecuación 2.3.35 se reduce entonces a:

$$(F_1 - 1) + F_3 > 0 \quad (2.3.37)$$

la cual es equivalente al segundo criterio de Asheim. Además la ecuación 2.3.36 se reduce a:

$$F_1 > 0, \quad (2.3.38)$$

la cual es siempre verdadera. Si el primer criterio de Asheim es satisfecho, o sea:

$$F_1 > 1, \quad (2.3.39)$$

Entonces la ecuación 2.3.37 se satisface automáticamente y la ecuación 2.3.38 es siempre verdadera.

### **Caso Especial: Flujo subcrítico a través de la válvula superficial de inyección**

La situación más común en el campo es que la inyección en superficie sea regulada por un estrangulador el cual tiene una apertura fija. Considerando una presión constante  $P_m$  en el manifold de inyección corriente arriba del estrangulador de inyección y flujo adiabático a través del mismo, se tiene:

$$K_{ch}^c = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{c0}}{(P_m - P_{c0})} \quad (2.3.40)$$



Ahora es posible derivar las ecuaciones finales, utilizando el procedimiento señalado arriba. La deducción de las ecuaciones finales sigue la misma línea que antes.

Los criterios finales son:

$$\left( F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 \frac{2 - r_v}{\mu_v} \cdot F_c > 0 \quad (2.3.41)$$

y

$$\left( F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + \frac{r_v}{F_c} > 0 \quad (2.3.42)$$

Las ecuaciones 2.3.41 y 2.3.42 difieren de las 2.3.35 y 2.3.36 por un factor de corrección  $F_c$ , dado por:

$$F_c = \frac{(C_D A_p Y)_{ch}^2 + (C_D A_p Y)_v^2 \cdot \left( \frac{r_{ch}(2 - r_v)}{\mu_{ch}} \right)}{(C_D A_p Y)_v^2 \cdot \left( \frac{r_{ch}(2 - r_v)}{\mu_{ch}} \right)} \quad (2.3.43)$$

donde

$$\frac{P_{c0}}{P_m} = r_{ch} \quad (2.3.44)$$

y

$$\frac{(zT)_c}{(zT)_m} = \mu_{ch} \quad (2.3.45)$$

Si el área de flujo del estrangulador de inyección es pequeña comparada con la de la válvula de BN, entonces el efecto del factor de corrección  $F_c$  será insignificante (cercano a 1) y las ecuaciones 41 y 42 se aproximarán a las ecuaciones 35 y 36. Obsérvese que la ecuación 42 probablemente será fácilmente satisfecha y la ecuación 41 probablemente dominará el requerimiento de estabilidad. Si el área de flujo del estrangulador de inyección es grande comparada con la de la válvula de BN, el factor de corrección  $F_c$  será grande. En este caso la ecuación 41 probablemente será fácilmente satisfecha y la ecuación 42 dominará el requerimiento de estabilidad.

Tabla 2.1 Resumen de los criterios propuestos por Alhanati y colaboradores.

Régimen de flujo en la válvula de inyección superficial	Régimen de flujo en la válvula de BN	
	Flujo subcrítico	Flujo crítico
Flujo subcrítico	Eqs. 41 y 42	Ninguno (siempre estable)
Flujo constante	Eqs. 35 y 36	Ninguno (siempre estable)

## **2.4 Cálculo de los criterios de estabilidad mediante programas de cómputo**

Se eligieron los trabajos de Asheim y de Alhanati para la generación de los mapas de estabilidad; el primero por ser fundamental y tener el reconocimiento tanto de Blick como de Alhanati y el segundo por considerarse el más completo y mejor fundamentado.

La herramienta de trabajo seleccionada fue FORTRAN<sup>15</sup> (Digital Visual Fortran 6.0.A), los programas se crearon completamente estructurados por bloques, subrutinas que de manera independiente pueden ser utilizados en otras aplicaciones.

Para calcular los criterios de estabilidad es necesario conocer los parámetros de flujo estacionario correspondientes a condiciones dadas de operación. En los siguientes subcapítulos se muestran ejemplos completos del cálculo de los criterios de estabilidad de Asheim y de Alhanati.

### **2.4.1 Cálculo de los criterios de Asheim**

Para ilustrar la metodología de cálculo de los criterios de este autor se seleccionó de su artículo "Criteria for Gas-Lift Stability<sup>8</sup>" el pozo "Bertuzzi et. al. Case 7" del cual se tiene la información necesaria, misma que proviene de un pozo experimental<sup>4</sup> y servirá como calibrador de nuestro programa ya que muestra resultados de estabilidad intermedios y finales. En la tabla de datos siguiente se muestran en unidades de campo,

los valores de los parámetros requeridos para el cálculo de los criterios de estabilidad. Ya que los resultados que aquí se presentan fueron obtenidos con el programa mencionado, en cada paso se muestran las ecuaciones utilizadas y el resultado de la sustitución de las variables indicadas en ellas. Es muy importante tener cuidado en que las unidades que se utilicen sean las requeridas en cada caso, la mayoría de las correlaciones emplean unidades de campo de la industria petrolera, sin embargo los criterios de estabilidad son determinados en el Sistema Internacional de Unidades por lo tanto se recomienda, además, especial cuidado en el manejo de los factores de conversión.

**Tabla 2.2 Datos, “Bertuzzi y colaboradores, Caso 7”.**

$D_v$	1161	Profundidad vertical al punto de inyección (m)
$d_{it}$	1.995	Diámetro interior de TP (pg)
$d_{ot}$	2.375	Diámetro exterior de TP (pg)
$d_{ic}$	5	Diámetro interior de TR (pg)7.36d0
$q_i$	541	Gasto de líquido @ c.s. (bpd)
$q_{gi}$	192300	Gasto de gas de inyección @ c.s. (PCD)
WOR	105	Relación agua-aceite (bl/bl)
$d_i$	14/64	Diámetro del puerto de inyección de BN (pg)
$d_{ch}$	0.453	Diámetro del puerto de inyección en sup. (pg)
E	0.9	Factor de eficiencia del orificio
$\gamma_g$	0.668	Densidad relativa del gas de inyección
$\gamma_o$	0.846	Densidad relativa del aceite
$\gamma_w$	1.07	Densidad relativa del agua
GLR	29.1	Relación gas-líquido de formación ( $m^3/m^3$ )
$T_{ti}$	162	Temperatura de TP en el punto de inyección (F)
$P_{ti}$	590	Presión de TP en el punto de inyección (psi)
$P_{ci}$	605	Presión de TR en el punto de inyección (psi)
$P_{isu}$	700	Presión de inyección superficial c/arriba (psi)
$P_{isd}$	552	Presión de inyección superficial c/abajo (psi)
J	1.88	Índice de productividad (BPD/psi)

Se asume que:

$T_{sep}$	60	Temperatura de separación (°F)
$P_{sep}$	14.7	Presión de separación (psi)

**Procedimiento de Cálculo:**

1) Cálculo de las propiedades del fluido a la profundidad del punto de inyección.

Se emplean las correlaciones de Kartootmodjo <sup>16</sup>.

1.1) Cálculo de la relación de solubilidad gas-aceite y del factor de volumen del aceite

1.1.1) Densidad relativa del gas a 100 psig

$$\gamma_{g,corr} = \gamma_{g,sep} \left[ 1 + 0.1595 API^{0.4078} T_{sep}^{-0.2466} \log \left( \frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (2.4.1)$$

$$\gamma_{g,corr} = 0.5192$$

1.1.2) Relación de solubilidad gas-aceite

$$R_s = 0.05958 \gamma_{g,corr}^{0.7972} P^{1.0014} 10^{(13.1405 API)/(T+460)} \quad (2.4.2)$$

$$R_s = 119.0880 \text{ (pie}^3\text{/bl)}$$

Si,  $R_s > GLR$  entonces  $R_s = GLR$

1.1.3) Presión de burbuja

$$P_b = \left[ \frac{R_s}{0.05958 \gamma_{g,corr}^{0.7972} 10^{(13.1405 API)/(T+460)}} \right]^{0.9986} \quad (2.4.2)$$

$$P_b = 809.0344 \text{ (psi)}$$

1.1.4) Compresibilidad del aceite

$$c_o = \frac{10^{c_k}}{P 10^6} \quad (2.4.4)$$

con

$$c_k = 0.83415 + 0.5002 \log(R_s) + 0.3613 \log(API) + 0.7606 \log(T) - 0.35505 \log(\gamma_{g,corr}) \quad (2.4.5)$$

$$Co = 2.7795E-005 \text{ (psi}^{-1}\text{)}$$

1.1.5) Factor de volumen del aceite a Pb

$$B_{ob} = 0.98496 + 0.0001 F^{1.5} \quad (2.4.6)$$

con,

$$F = R_s^{0.755} \gamma_{g,corr}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45 T \quad (2.4.7)$$

$$B_{ob} = 1.1053$$

1.1.6) Factor de volumen del aceite bajo saturado

$$B_o = B_{ob} e^{c_o(p_b - p)} \quad (2.4.8)$$

$$B_o = 1.1121$$

1.2) Cálculo del factor de volumen del gas

1.2.1) Factor de compresibilidad del gas<sup>16</sup> (obtenido mediante subrutina basada en la referencia indicada)

$$Z = 0.9376$$

1.2.2) Factor de volumen del gas

$$B_g = 0.0283 Z \frac{(T + 460)}{P} \quad (2.4.9)$$

$$B_g = 2.7925E-002$$

1.3) Cálculo de las densidades de los fluidos

1.3.1) Densidad del aceite

$$\rho_o = 16.02 \left( \frac{\gamma_o 62.4 + \gamma_g 0.07614 R_s / 5.614}{B_o} \right) \quad (2.4.10)$$

$$\rho_o = 775.9863 \text{ (kg/m}^3\text{)}$$

1.3.1) Densidad del agua

$$\rho_w = 16.02 \left( \frac{\gamma_w 62.4}{B_w} \right) \quad (2.4.11)$$

$$\rho_w = 1069.6233 \text{ (kg / m}^3\text{)}$$

1.3.1) Densidad del gas

$$\rho_g = 16.02 (\gamma_g 0.07614 / B_g) \quad (2.4.12)$$

$$\rho_g = 29.1773 \text{ (kg / m}^3\text{)}$$

1.4) Cálculo de los gastos insitu en el punto de inyección

1.4.1) Gasto de aceite @ c.s.

$$q_o = \frac{q_i}{(WOR + 1)} \quad (2.4.13)$$

$$q_o = 5.1037 \text{ (bpd)}$$

1.4.2) Gasto de agua @ c.s.

$$q_w = q_i + q_o \quad (2.4.14)$$

$$q_w = 535.8962 \text{ (bpd)}$$



1.4.3) Gasto global de fluidos del yacimiento insitu

$$q_f = q_o B_o + q_w B_w + (GLR - R_s) q_o B_g / 5.614 \quad (2.4.15)$$

$$q_f = 542.6965 \text{ (bpd)}$$

1.4.3) Gasto de gas de inyección insitu

$$q_g = \frac{q_{gi} B_g}{5.614} \quad (2.4.16)$$

$$q_g = 956.5599 \text{ (bpd)}$$

1.5) Cálculo del factor de volumen promedio de los fluidos de formación

$$B_f = \frac{q_f}{q_o + q_w} \quad (2.4.17)$$

$$B_f = 1.0031$$

1.6) Cálculo de densidad promedio de los fluidos de formación

$$\rho_f = 16.02 \left[ \frac{q_o B_o \rho_o + q_w B_w \rho_w + (GLR - R_s) q_o B_g \rho_g \cdot 15.614}{q_f} \right] \quad (2.4.18)$$

$$\rho_f = 1064.3967 \text{ (kg / m}^3\text{)}$$

1.7) Cálculo de los parámetros geométricos

1.7.1) Área del puerto de la válvula de orificio

$$A_i = \frac{\pi}{4} (d_i)^2 \quad (2.4.19)$$

$$A_i = 3.7582E-002 \text{ (pg}^2\text{)}$$

1.7.2) Área de la sección transversal de la T.P.

$$A_t = \frac{\pi}{4} (d_{ii})^2 \quad (2.4.20)$$

$$A_t = 3.1259 \text{ (pg}^2\text{)}$$

1.7.3) Área de la sección transversal del espacio anular T.P.-T.R.

$$A_c = \frac{\pi}{4} (d_{ci}^2 - d_{io}^2) \quad (2.4.21)$$

$$A_c = 15.2048 \text{ (pg}^2\text{)}$$

1.7.4) Volumen de la T.P. corriente abajo del punto de inyección

$$V_t = 6.4516E - 04 \cdot A_t \cdot D_v \quad (2.4.22)$$

$$V_t = 2.3413 \text{ (m}^3\text{)}$$

1.7.5) Volumen del espacio anular T.P.-T.R. corriente arriba del punto de inyección

$$V_c = 6.4516E-04 \cdot A_c \cdot D_v \quad (2.4.23)$$

$$V_c = 11.3888 \text{ (m}^3\text{)}$$

1.8) Evaluación del primer criterio de estabilidad, F1

Con todos los parámetros en el Sistema Internacional de Unidades:

$$F_1 = \frac{\rho_g B_g q_g^2}{q_L} \frac{J}{(E A_t)^2} \quad (2.1.10)$$

$$F_1 = 9.5690E-002$$

Ya que  $F_1 < 1$ ,

1.9) Evaluación del segundo criterio de estabilidad, F2

$$F_2 = C \frac{V_t}{V_c} \frac{1}{g D_v} \frac{P_{fi}}{(\rho_{fi} - \rho_{gi})} \frac{q_{fi} + q_{gi}}{q_{fi} (1 - F_1)} \quad (2.1.20)$$

$$F_2 = 0.2167$$

$F_1 < 1$ . y  $F_2 < 1$ . POR LO TANTO, FLUJO INESTABLE.

En las tablas 2.3 y 2.4 se presentan los datos utilizados por Asheim en su artículo y los resultados finales que él obtuvo. Se puede apreciar que los resultados obtenidos con el programa creado son muy aproximados a los expuestos por Asheim, las diferencias encontradas pueden atribuirse a las correlaciones utilizadas para el cálculo de las propiedades de los fluidos en uno y otro caso.

Tabla 2.3 Datos de los pozos analizados por Asheim<sup>8</sup>.

	Claymore Well C-2	Claymore Well C-6	Bertuzzi et al. Case 2	Bertuzzi et al. Case 7	Bertuzzi et al. Case 12
Vertical depth to injection port, ft [m]	7,600 [2317]	7,665 [2397]	4,600 [1372]	3,810 [1161]	3,810 [1161]
Tubing ID, ° in. [mm]	4.78 [121.4]	4.78 [121.4]	1.986 [50.7]	1.986 [50.7]	1.986 [50.7]
Tubing OD, ° in. [mm]	5.51 [140.0]	5.51 [140.0]		2.375 [60.3]	2.375 [60.3]
Casing ID, ° in. [mm]	8.7 [221]	8.7 [221]		5 [127]	5 [127]
Gas-string ID, in. [mm]			0.824 [20.9]		
Liquid production rate, B/D [m <sup>3</sup> /d]	14,000 [0.0258]	12,000 [0.0221]	374 [0.000688]	541 [0.000995]	541 [0.00114]
Gas injection rate, Mscf/D [std m <sup>3</sup> /d]	11,200 [3.57]	12,000 [2.87]	88.3 [0.0224]	192.3 [0.0630]	507.9 [0.1664]
WOR, ft <sup>3</sup> /ft <sup>3</sup>	0.025	0.04	308	105	19.8
Nominal injection port size, ° in. [mm]	0.91 [23]	24/64 [3.53]		14/64 [5.6]	14/64 [5.6]
Orifice efficiency factor	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Injection-gas specific gravity	0.81	0.81	0.865	0.865	0.865
Oil specific gravity	0.884	0.884	0.846	0.846	0.846
Water specific gravity			1.07	1.07	1.07
Formation gas/liquid ratio, ft <sup>3</sup> /ft <sup>3</sup>	=0	13	11.2	29.1	67.5
Temperature at injection port, °F [K]	172 [361]	172 [361]	166 [346]	162 [346]	162 [346]
Pressure at injection port, psi [kPa]	1,610 [11 100]	1,800 [11 030]	1,035 [7140]	590 [4070]	600 [4140]
Productivity index, B/D-psi [m <sup>3</sup> /ft <sup>3</sup> -Pa]	26 [6.94 × 10 <sup>-9</sup> ]	14.4 [3.84 × 10 <sup>-9</sup> ]	1.88 [5.02 × 10 <sup>-10</sup> ]	1.88 [5.02 × 10 <sup>-10</sup> ]	1.88 [5.02 × 10 <sup>-10</sup> ]

\*Values from tubing tables based on nominal diameters given.  
 \*\*Two valve-positions are used for the Claymore wells. The equivalent port size for the valves in Well C-2 is estimated from valve performance curve given.<sup>8</sup>

Tabla 2.4 Resultados presentados por Asheim<sup>8</sup> en su artículo.

Well/Case	$F_1$	$F_2$	Predicted Behavior	Observed Behavior
Well C-2	0.06	0.76	Unstable	Unstable
Well C-2 after valves replaced by 24/64-in. orifices	1.9		Stable	Stable
Well C-6	0.76	2.7	Stable	Stable
Bertuzzi et al. Case 2		5.2	Stable	Stable
Bertuzzi et al. Case 7	0.09	0.28	Unstable	Unstable (?)
Bertuzzi et al. Case 12	0.55	0.83	Unstable	Stable (?)

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

### 2.4.1 Cálculo de los criterios de Alhanati

Se continuará con el ejemplo de la sección anterior para la ilustración del cálculo de los criterios de Alhanati y colaboradores. Se considerará la información ya determinada y se efectuarán los cálculos restantes necesarios para la evaluación de la estabilidad de flujo en el pozo “Bertuzzi y colaboradores, Caso 7” mediante los criterios de Alhanati.

Se tomara el ejemplo de cálculo de la sección anterior hasta el punto 1.75, continuando:

#### 1.8) Área del estrangulador de inyección superficial

$$A_{ch} = \frac{\pi}{4} (d_{ch})^2 \quad (2.4.24)$$

$$A_{ch} = 0.1612 \text{ (pg}^2\text{)}$$

#### 1.9) Estimación del coeficiente de descarga y del factor de expansión del gas para la válvula de BN y el estrangulador de inyección superficial

##### 1.9.1) Válvula de BN

Ya que no se cuenta con ninguna otra información del comportamiento de la válvula, se asume que:

$$C_D = 0.86|5$$

$$y \approx \sqrt{\frac{k}{k-1} \frac{\left( r^{2/k} - r^{(k+1)/k} \right)}{(1-r)}} \quad (2.4.25)$$

donde

$$k = \frac{C_p}{C_v} \approx 1.35 \quad \text{y} \quad r = \frac{P_d}{P_u}$$

$$r_v = 0.9757$$

$$y_v = 0.9864$$

### 1.9.2) Válvula superficial de inyección

De manera semejante, se asume que:

$$C_D = 0.865$$

$$r_{ch} = 0.7935$$

$$y_{ch} = 0.8785$$

### 1.10) Cálculo de los diferentes factores que componen el criterio

#### 1.10.1) $F_1$

$$F_1 = \frac{B_f \cdot \rho_g \cdot q_g^2 \cdot J}{(C_D A_P Y)_v^2 \cdot q_f} \quad (2.3.31)$$

$$F_1 = 0.1064$$

1.10.2)  $F_3$

$$F_3 = \frac{(q_f + q_g) \cdot A_t \cdot P_{ti}}{(\rho_f - \rho_g) \cdot g \cdot q_f}, \quad (2.3.32)$$

$$F_3 = 0.1960$$

1.10.3)  $F_c$

$$F_c = \frac{(C_D A_p Y)_{ch}^2 + (C_D A_i Y)_v^2 \cdot \left( \frac{r_{ch}(2-r_v)}{\mu_{ch}} \right)}{(C_D A_p Y)_v^2 \cdot \left( \frac{r_{ch}(2-r_v)}{\mu_{ch}} \right)}, \quad (2.3.43)$$

donde

$$\frac{(zT)_c}{(zT)_m} = \mu_{ch}. \quad (2.4.26)$$

$$\mu_{ch} \approx 1$$

$$F_c = 18.9545$$

1.10.4) Como ambos, la válvula de BN y el estrangulador se inyección superficial se encuentran bajo flujo subcrítico, de acuerdo con la tabla (2.1) los criterios están dados por las ecuaciones (2.3.41) y (2.3.42),

$$\left( F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 \frac{2 - r_v}{\mu_v} \cdot F_c > 0, \quad (2.3.41)$$

$$F_4 = 2.9031 > 0$$

y

$$\left( F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + \frac{r_v}{F_c} > 0 \quad (2.3.42)$$

$$F_6 = -0.8447 < 0$$

**$F_4 > 0$ . y  $F_6 < 0$ . POR LO TANTO, FLUJO INESTABLE**

Se observa que de manera consistente con los criterios de Asheim, los criterios de Alhanati y Schmidt predicen para este pozo un comportamiento inestable.



## **CAPÍTULO 3**

# **MODELO DE POZO CON BOMBEO NEUMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE LOS CRITERIOS DE ESTABILIDAD**

El análisis de estabilidad de un pozo requiere la predicción de parámetros de flujo en estado estable para un conjunto de condiciones de operación determinadas (la presión en la cabeza del pozo, la presión promedio del yacimiento, el gasto de inyección de gas, o la inyección superficial de inyección). El modelo de sistema con BN desarrollado en este trabajo consiste, del modelo de pozo, del modelo del sistema de inyección y del modelo de yacimiento.

### 3.1 Modelo de pozo

Los perfiles de presión en el pozo son predichos mediante la bien conocida correlación de Hagedorn y Brown modificada<sup>17</sup>. El gasto de aceite en el fondo del pozo y la presión en la cabeza del pozo son especificados. El modelo predice la presión de fondo fluyendo en el pozo, correspondiente a un gasto dado de gas de inyección. El pozo es dividido en numerosos segmentos en los que los gradientes de presión son determinados e integrados, el cálculo comienza en la boca del pozo.

### 3.2 Modelo del sistema de inyección de gas.

Este modelo predice las caídas de presión en la válvula de orificio, el conducto de gas (espacio anular) y en la válvula superficial de inyección, para un gasto de gas de inyección especificado.

La válvula de inyección superficial es descrita por la ecuación de Darcy-Weisbach<sup>18</sup>,

$$\Delta p = K \frac{\rho_g v^2}{2g_c}, \quad (3.1)$$

El coeficiente de pérdida promedio K se determina del comportamiento de la válvula en la figura 3.1.

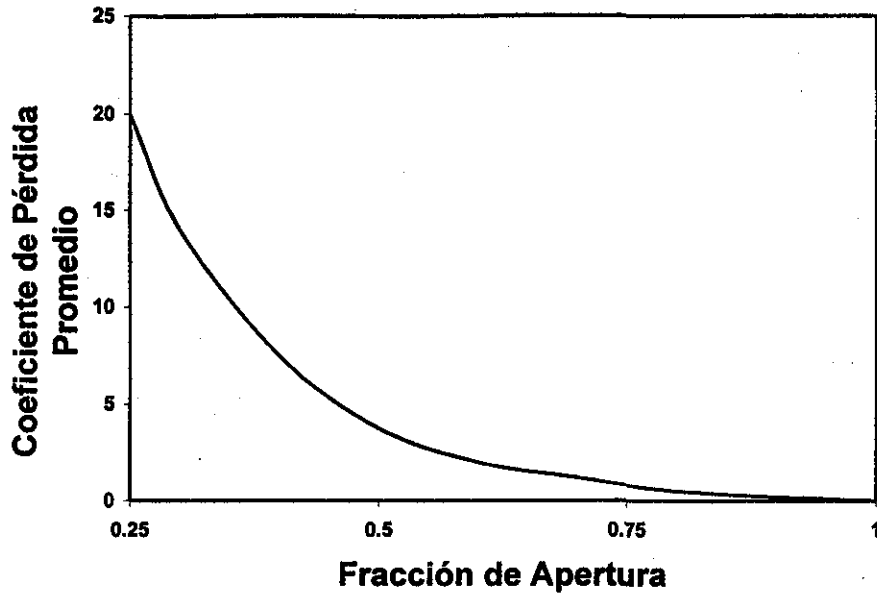


Fig. 3.1 Curva de comportamiento de la válvula superficial <sup>18</sup>.

El conducto de gas es modelado por la ecuación para flujo de gas a través de un espacio anular propuesta por Ikoku <sup>19</sup>,

$$P_c = \left( (P_{ci}^2 + A) / \exp(XTDV) \right)^{0.5}, \quad (3.2)$$

donde

$$A = \frac{667 f q_g^2 \bar{T}^2 Z^2 (\exp(\bar{X}MD) - 1)}{(d_{ci} - d_{to})^3 (d_{ci} + d_{to})^2}, \quad (3.3)$$

$$XTDV = \frac{0.0375 \gamma_g D_v}{\bar{T} \bar{Z}}, \quad (3.4)$$

y

$$XMV = \frac{0.0375 \gamma_g D_m}{\bar{T} \bar{Z}}. \quad (3.5)$$

El factor de fricción  $f$  en la ecuación (3.3) es calculado usando la correlación de Colebrook, para la cual el número de Reynolds puede ser calculado como (unidades de campo)

$$N_{Re} = \frac{20105.6q_g \gamma_g}{\mu_g (d_{ci} + d_{oe})} \quad (3.6)$$

La válvula de orificio es modelada por la fórmula para flujo adiabático a través de un orificio. Todas las pérdidas irreversibles son consideradas mediante un coeficiente de descarga.

$$q = \frac{C_n P_1 d_i^2}{\sqrt{\gamma_g T_1 Z_1}} \sqrt{\left(\frac{k}{k-1}\right) \left(y^{\frac{2}{k}} - y^{\frac{k+1}{k}}\right)} \quad (3.7)$$

donde

$$y = \frac{P_2}{P_1}, \quad (3.8)$$

$$k = \frac{C_p}{C_v}, \quad (3.9)$$

$$C_n = \frac{C_s C_D T_{sc}}{P_{sc}} = 844.57 \text{ (unidades de campo)}, \quad (3.10)$$

$$k = 1.25 \text{ a } 1.3 \text{ para gases hidrocarburos.} \quad (3.11)$$

La ecuación (3.7) es aplicable tanto para flujo crítico como para flujo subcrítico, sin embargo si el flujo es crítico, entonces

$$y_c = \left( \frac{P_2}{P_1} \right)_c = \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (3.12)$$

### 3.3 Modelo de yacimiento.

El comportamiento de afluencia del yacimiento es calculado usando la ecuación combinada para un yacimiento en que pueden ocurrir ambas situaciones, flujo de una y dos fases.

Para  $p_{wf} > p_b$

$$q = J(P_r - P_{wf}). \quad (3.13)$$

para  $p_{wf} \leq p_b$

$$q = q_b + [q_{\max} - q_b] \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right], \quad (3.14)$$

$$q_{\max} = q_b + \frac{JP_b}{1.8}. \quad (3.15)$$

La curva de IPR para el pozo analizado en este trabajo se muestra en la figura 3.2. Se debe notar que en este ejemplo la presión de fondo fluyente es mayor que la presión de burbuja, entonces solo la parte de la curva de IPR correspondiente a flujo monofásico fue realmente utilizada en los cálculos.

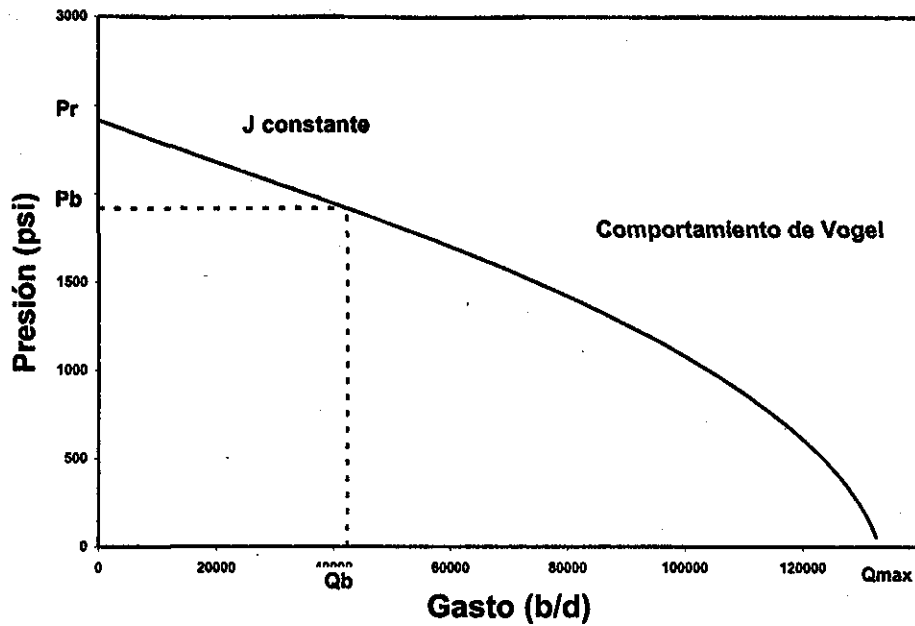


Fig. 3.2 Curva de IPR.

### 3.4 Acoplamiento del modelo de pozo con el modelo de yacimiento.

Para acoplar el modelo de yacimiento con el modelo de pozo se utiliza la ecuación de conservación de masa en la interfase yacimiento/pozo,

$$q_{in}(p_{wf}) - q_{out}(p_{wf}) = 0. \quad (3.16)$$

La ecuación (3.16) es una ecuación no lineal en la cual ambos términos en el lado izquierdo son funciones de la presión de fondo fluyendo. Esta ecuación fue resuelta numéricamente utilizando el método de Newton Raphson.

Una vez determinado el punto único de operación del sistema se calculan los parámetros necesarios a la profundidad del punto de inyección con lo cual es posible proceder a la evaluación de los criterios.

Para la construcción de los mapas de estabilidad se emplearon los criterios de estabilidad de Asheim y los de Alhanati y colaboradores, ya presentados. El principal objetivo del presente trabajo es proponer el uso de los mapas de estabilidad como un nuevo método para el análisis de la estabilidad de flujo en pozos con bombeo neumático continuo. Otros criterios pueden ser incorporados en el modelo desarrollado.

### 3.5 Validación del modelo combinado.

La figura (3.3) muestra una comparación de los gastos de producción de aceite predichos para diferentes gastos de inyección, con los obtenidos de aforos en el campo para el pozo Ku 487 del campo Maloob. En la tabla (3.1) se presentan las características generales del pozo. Como se aprecia en la figura (3.3) el ajuste logrado por el modelo cae en un rango de valores cercanos a los aforos presentados, la buena concordancia entre las predicciones y los datos de campo indican que el modelo desarrollado en el presente estudio predice con razonable precisión los parámetros del flujo estacionario en el pozo que son requeridos para el desarrollo del análisis de estabilidad. El modelo validado fue utilizado para la construir los mapas de estabilidad para pozos con BNC presentados en las siguientes secciones.

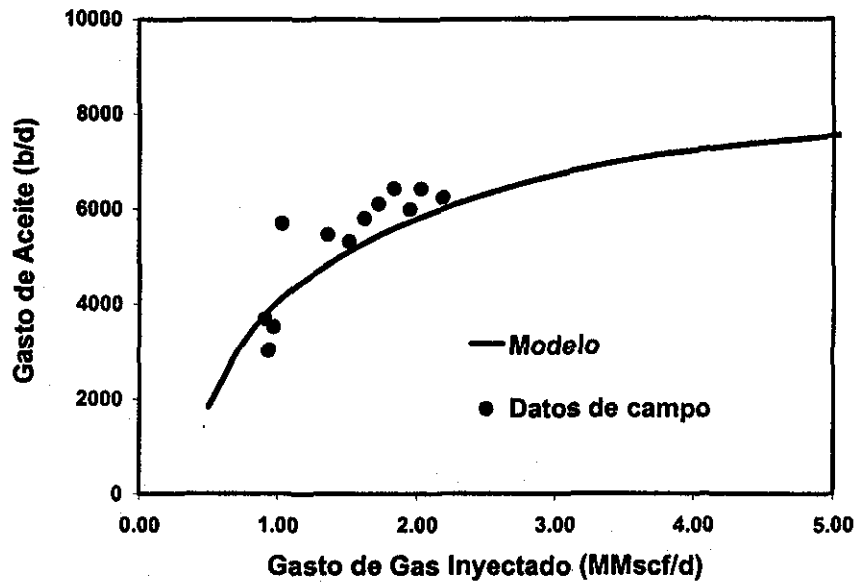


Fig. 3.3 Comparación del modelo con datos de campo.

Tabla 3.1 Datos generales pozo Ku-487 (simplificado).

Profundidad vertical del yacimiento	10200	pié
Profundidad de la válvula operante	4956	pié
Profundidad de la TP	5566	pié
Diámetro de TP	5.5	pg
Diámetro de TR	9.625	pg
Diámetro de liner	7	pg
Relación agua-aceite	0	
Densidad relativa del gas	0.7	
Densidad relativa del aceite	0.97	
Densidad relativa del agua	1.07	
Relación gas-líquido de formación	275	Pié <sup>3</sup> /bl
Índice de productividad	85	Bpd/psi
Presión en la cabeza del pozo	225	psi
Temperatura en la cabeza del pozo	145	°F
Presión media del yacimiento	2418	psi
Temperatura del yacimiento	248	°F
Presión de inyección en superficie	1000	psi
Diámetro de la válvula de orificio	7/16 Camco RDO-5	pg
Factor de eficiencia del orificio	0.9	

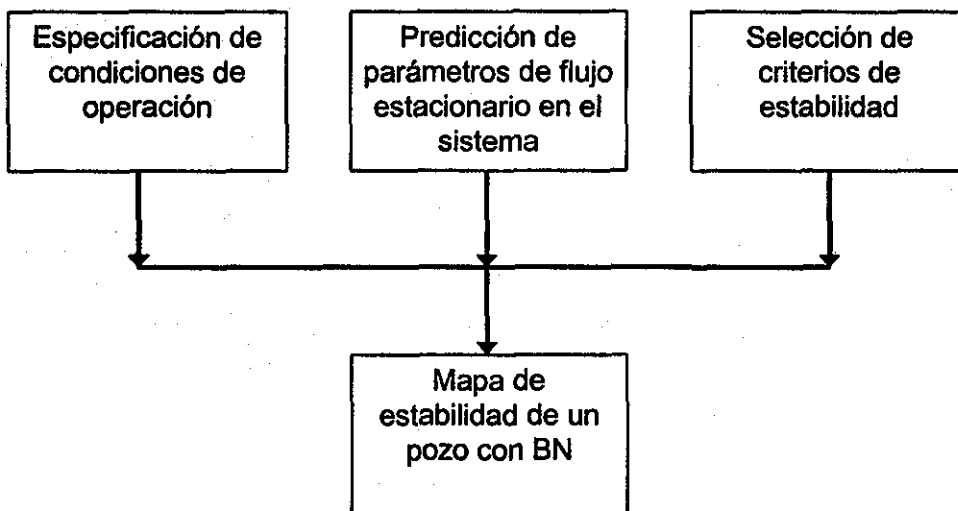


<b>PUNTO DE OPERACIÓN</b>		
Gasto total de líquido	3814	bpd
Gasto total de gas inyectado	906	Mpie <sup>3</sup> /d
Presión de TP a la profundidad de iny.	794	psi
Presión de TR a la profundidad de iny.	811	psi
h/D	0.538	
Lado izquierdo de la ecuación 2.3.41	6.446	
Lado izquierdo de la ecuación 2.3.42	-0.22	
<b>F4 &gt; 0 y F6 &lt; 0 flujo inestable</b>		

## CAPÍTULO 4

# MAPAS DE ESTABILIDAD PARA POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

### 4.1 Algoritmo para la generación de mapas de estabilidad



Las condiciones de operación de un pozo de BNC están especificadas por los siguientes parámetros:

1. Propiedades de los fluidos (aceite crudo y gas de inyección).
2. Presión media del yacimiento.
3. Geometría del pozo.
4. Diámetro de la válvula de BN.
5. Profundidad de la válvula de BN.
6. Gasto de gas inyectado.

Los primeros cuatro puntos en la lista normalmente están especificados. La tarea del diseñador de pozos es entonces, encontrar las regiones de operación estable e inestable en el espacio tridimensional ( $q_g$ ,  $d_i$ ,  $D_v$ ). Es más conveniente utilizar diagramas bidimensionales, por ejemplo, podemos especificar una profundidad de la válvula constante con objeto de construir un mapa de estabilidad en el que la abscisa es el gasto de gas inyectado y la ordenada es el tamaño de la válvula de BN.

Es obvio que no hay un mapa de estabilidad universal. Más allá de ello, la frontera de estabilidad en el espacio tridimensional es una superficie que puede ser representada por una familia de curvas en un mapa bidimensional. Desde luego ningún par único de parámetros de un sistema dado describen completamente el comportamiento del mismo, la familia de mapas de estabilidad en que se muestren fronteras de estabilidad

para diferentes condiciones de operación pueden contribuir a un mejor entendimiento del comportamiento del sistema.

## **4.2 Ejemplos de mapas de estabilidad de flujo**

La figura (4.1) muestra un mapa de estabilidad para el pozo del ejemplo del campo Maloob basado en los criterios de Asheim, se observa que un incremento en el gasto de inyección estabiliza el flujo, mientras que un incremento en el diámetro del orificio por arriba de cierto límite hace el sistema inestable. Un decremento en el gasto de gas de inyección en un pozo existente con un tamaño de puerto de inyección específico puede resultar en una condición de operación inestable. Para conseguir un flujo estable, se debe de utilizar un diámetro de orificio menor. El dominio de flujo estable en el mapa para este pozo fue predicho por el primer criterio de Asheim.

El punto que representa las condiciones de operación del pozo se muestra también en el mapa, el flujo fue inestable bajo estas condiciones, y el mapa confirma ese hecho. Se observa en la figura (4.1) que el pozo opera relativamente cerca de la frontera de estabilidad. Para estabilizar este pozo se puede incrementar el gasto de gas de inyección a 1.7 MMpc/d ó cambiar el orificio por uno con un diámetro de 5/16 pg.

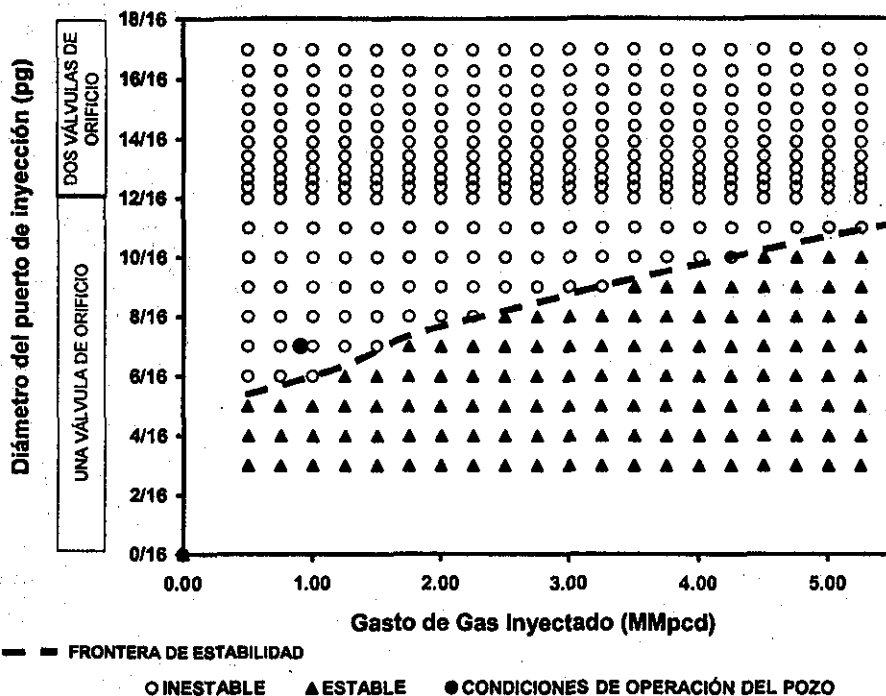


Fig. 4.1 Mapa de estabilidad de BN basado en los criterios de Asheim.

Una desventaja del mapa basado en los criterios de Asheim es que éste no muestra los límites operacionales del sistema. De acuerdo con los resultados mostrados en el mapa cualquier cantidad de gas puede ser inyectada en el pozo, sin embargo, el gasto de inyección de gas realmente esta limitado por la presión de inyección disponible en superficie ó por el estrangulamiento del flujo ya sea en la válvula superficial o en la válvula de orificio en el fondo del pozo.

El mapa de estabilidad para el pozo C-6 del campo Claymore<sup>9</sup> se muestra en la figura (4.2). Como se puede ver el diseño de este pozo provee estabilidad de flujo sobre

un amplio rango de gastos de gas de inyección. Las condiciones inestables prevalecen solo en la región de diámetros de orificio grandes y bajos gastos de inyección de gas. Es interesante saber que la frontera de estabilidad es determinada en este caso por el segundo criterio de Asheim. Existe una pequeña región donde el primero y el segundo criterios de Asheim no coinciden.

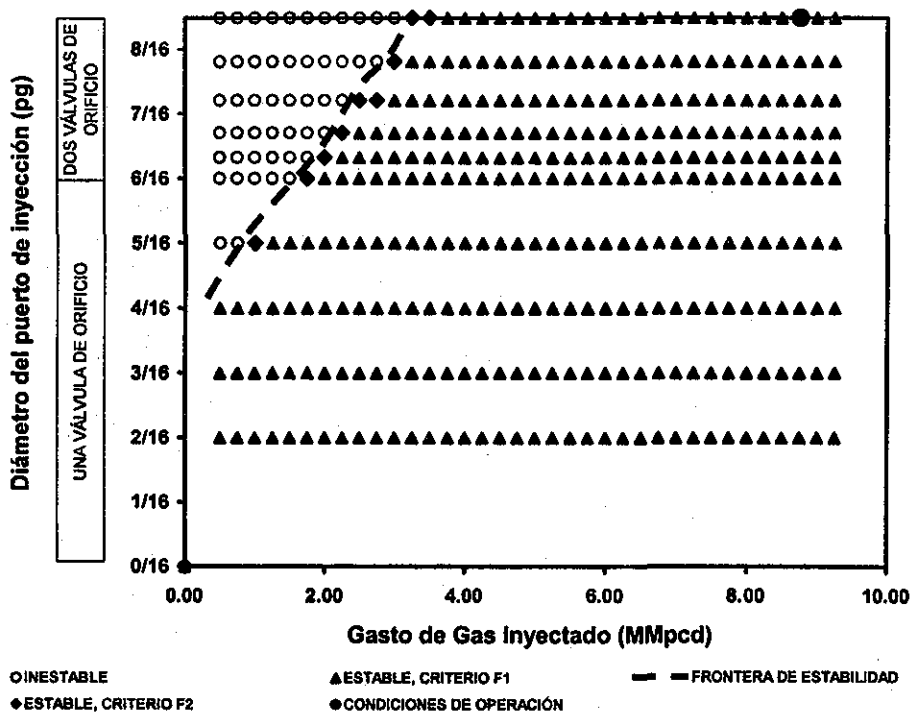


Fig. 4.2 Mapa de estabilidad del pozo C-6 del campo Claymore.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### 4.3 Uso de mapas de estabilidad en el diseño y operación de pozos

#### 4.3.1 Efecto de la inyección de gas

Las condiciones de inyección de gas son cuantificadas además por los criterios propuestos por Alhanati y colaboradores<sup>11</sup>, la figura (4.3) muestra el mapa de estabilidad para el pozo Ku 487 del capo Maloob (ver tabla 3.1) obtenido utilizando estos criterios para flujo subcrítico en la válvula superficial de inyección. En este caso, un gasto de gas de inyección requerido se obtiene mediante el cambio del área de apertura de la válvula superficial. Como se ve en la figura (4.3) el comportamiento de la curva de estabilidad es similar al predicho por los criterios de Asheim. Los valores predichos para la apertura fraccional de la válvula correspondientes a este mapa se muestran en la figura (4.4).

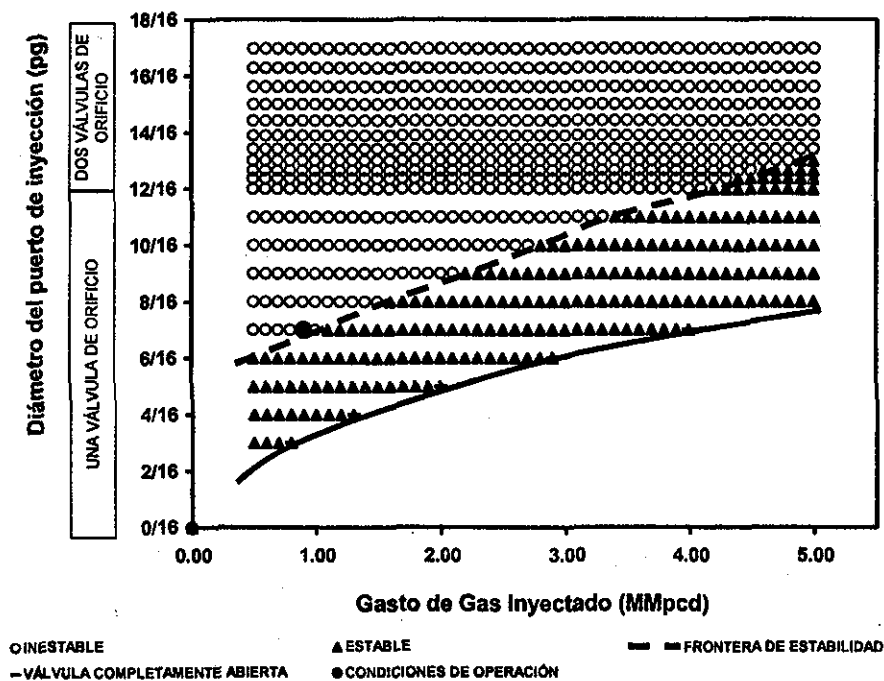


Fig. 4.3 Mapa de estabilidad basado en los criterios de Alhanati y colaboradores para el pozo Ku 487 del campo Maloob (flujo subcrítico en la válvula superficial).

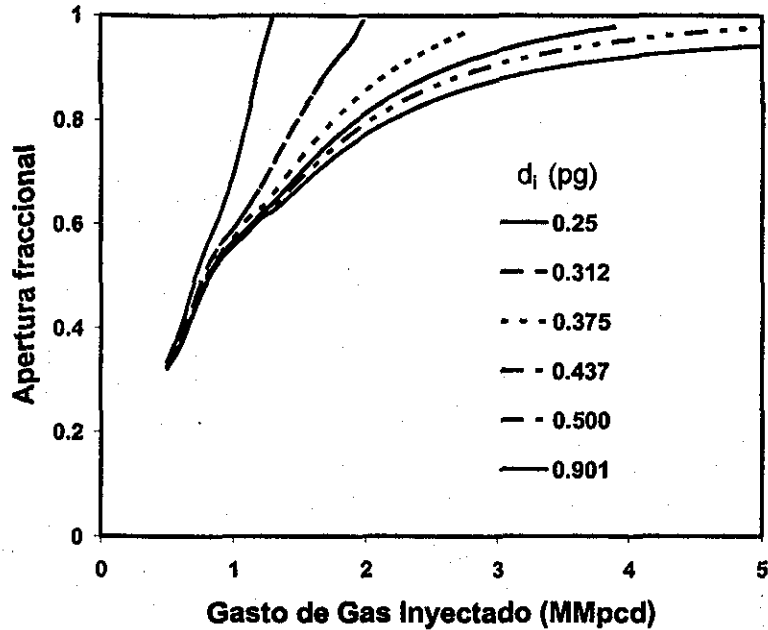


Fig. 4.4 Apertura fraccional de la válvula para el mapa de estabilidad mostrado en la figura 4.3.

El dominio de flujo estable está limitado en este caso por la frontera de estabilidad y por la línea correspondiente a las condiciones en que la válvula de inyección superficial está completamente abierta. Esta línea determina el gasto máximo de gas que puede obtenerse para una presión superficial de inyección dada. La región de estabilidad puede expandirse por un incremento en la inyección de gas en superficie, pero esto conducirá a un incremento en la potencia de compresión requerida y por lo tanto un incremento en los gastos operacionales.

La figura (4.5) muestra el mapa de estabilidad construido para gasto constante de inyección de gas, una condición raramente encontrada en la práctica. Esta condición



puede obtenerse en algunos casos utilizando un sistema de control automático que provee un flujo constante de gas a través de la válvula superficial. En este caso el gasto de gas inyectado está limitado por el estrangulamiento del flujo en la válvula de orificio de BN. El dominio de estabilidad es mayor, pero nuevamente ambos gastos, de inversión y operacionales, se verán incrementados ya que requiere equipo adicional para operar el sistema.

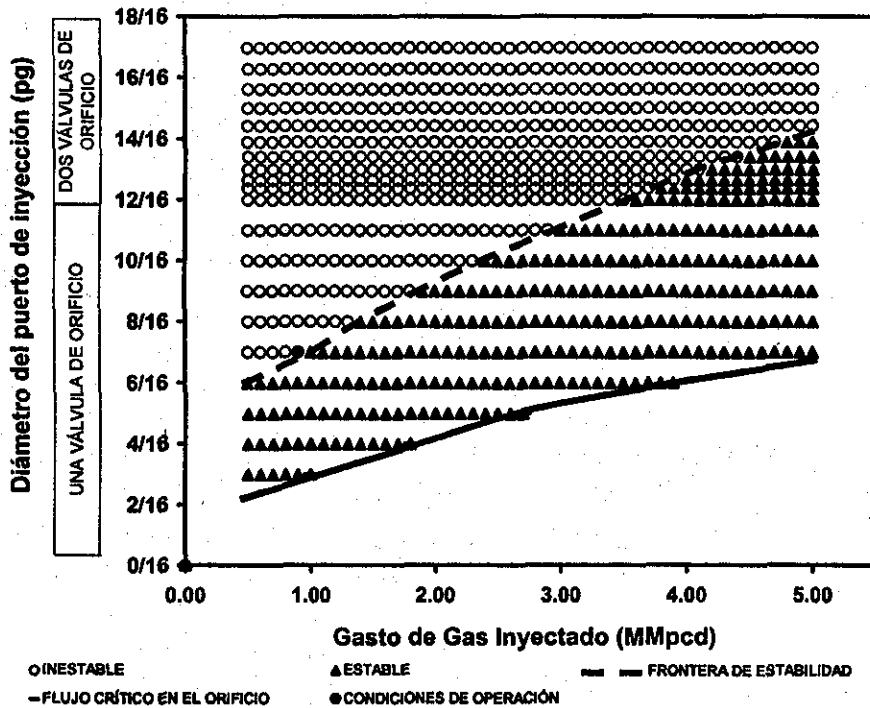


Fig. 4.5 Mapa de estabilidad basado en los criterios de Alhanati y colaboradores para el pozo Ku 487 del campo Maloob (flujo constante de inyección).

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### 4.3.2 Efecto del diámetro de T.P.

Las figuras (4.6), (4.7), (4.3) y (4.8) muestran los mapas de estabilidad basados en los criterios de Alhanati y colaboradores<sup>11</sup> (flujo subcrítico en la válvula de inyección superficial) para diámetros de TP de 3 ½, 4 ½, 5 ½ y 7 pulgadas, respectivamente. Todas las demás condiciones son las mismas para estos casos (ver tabla 3.1). Una comparación de los resultados presentados en estas figuras indica que una reducción en el diámetro de la TP tiene un efecto estabilizador. La región de flujo estable en el mapa para el pozo con diámetro de 3 ½ pg. es mucho mayor que aquella para el pozo con diámetro de TP de 7 pg. Entonces se debe tener especial cuidado al diseñar pozos con diámetros de TP grandes, en particular cuando se puedan esperar cambios significativos en las condiciones de inyección de gas.

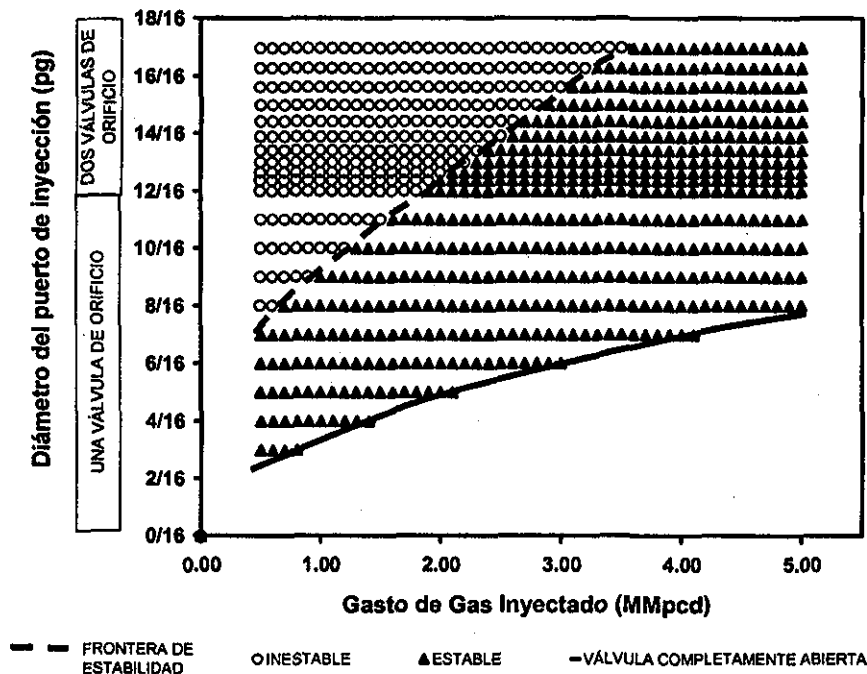


Fig. 4.6 Mapa de estabilidad para TP = 3 ½ pg.

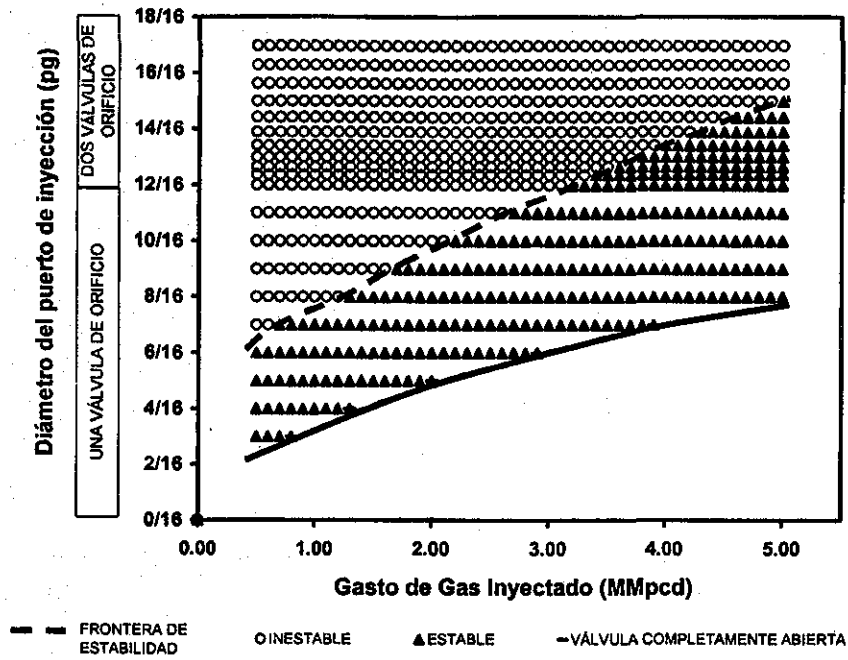


Fig. 4.7 Mapa de estabilidad para TP = 4 1/2 pg.

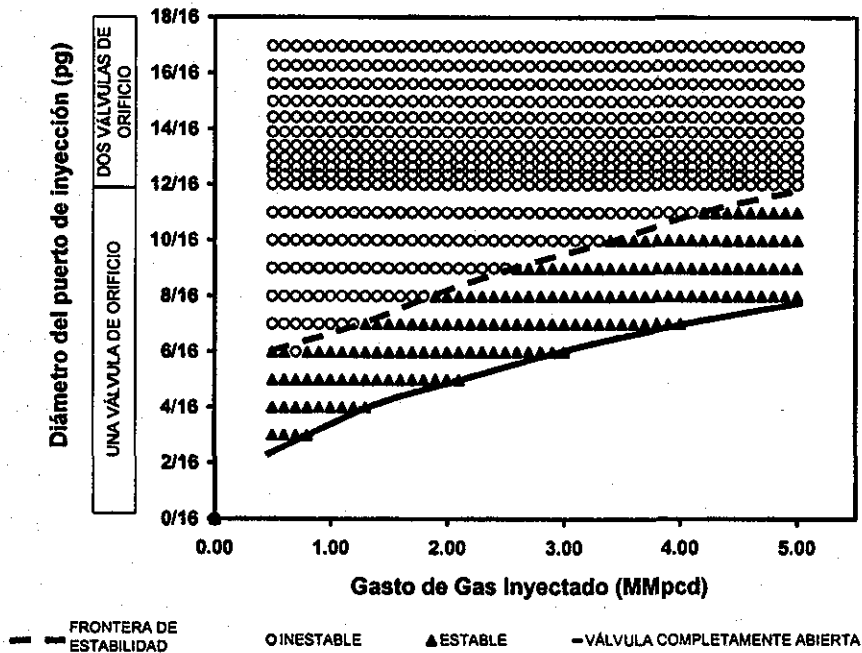


Fig. 4.8 Mapa de estabilidad para TP = 7 pg.

## **CAPÍTULO 5**

# **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **5.1 Sumario**

Una nueva técnica para el análisis de la inestabilidad de flujo en pozos con BNC se propone en este trabajo. Se estudió la inestabilidad de flujo (cabeceo) en pozos con dicho sistema de levantamiento artificial. Se presenta un resumen de los trabajos previos hechos en esta área. Se desarrolló un modelo matemático de pozo con BNC compuesto por: un modelo de pozo, un modelo de yacimiento y un modelo del sistema de inyección de gas. El modelo acoplado fue validado con datos obtenidos de pruebas de un pozo del campo Maloob. Basados en el modelo construido y en criterios de estabilidad existentes, se desarrollaron mapas teóricos de estabilidad de flujo para pozos con BNC y se compararon con datos de campo. Utilizando los mapas obtenidos, se estudiaron los efectos del gasto de gas de inyección, del diámetro del orificio de la válvula de inyección

y del diámetro de la tubería de producción, sobre la estabilidad de flujo. Se muestra que los mapas propuestos pueden ser utilizados como un método simple y eficiente para predecir las fronteras de estabilidad la operación y el diseño de sistemas de bombeo neumático continuo.

## **5.2 Contribuciones**

Las principales contribuciones de este trabajo son:

- El amplio entendimiento del complejo fenómeno que representa la inestabilidad de flujo (en TP y en TR) en pozos con levantamiento artificial con gas.
- El análisis de los criterios de estabilidad existentes más destacados para pozos con BNC.
- La creación de una técnica (mapas de estabilidad) capaz de delimitar las áreas de operación estable en pozos con BNC.
- La generación y validación de una herramienta (modelo) basado en las mejores tecnologías existentes capaz de generar mapas de estabilidad para pozos con BNC.
- La visualización del impacto que algunos componentes del sistema pueden tener sobre la estabilidad en el flujo de pozos con BNC.

- Los resultados obtenidos en el presente trabajo han sido publicados en forma de un artículo técnico, el cual ya fue aceptado para su participación en el congreso “Annual Technical Conference and Exhibition” de la SPE que se llevará a cabo en San Antonio Texas del 29 de septiembre al 2 de octubre de 2002.

### **5.3 Conclusiones**

En este trabajo se ha demostrado que los mapas de estabilidad:

- Pueden contribuir a un mejor entendimiento del comportamiento del sistema.
- Pueden ser utilizados para comparar diferentes criterios de estabilidad.
- Permiten al operador o diseñador de pozos la cuantificación del efecto de parámetros del sistema (el gasto de gas de inyección, el diámetro del orificio de BN, el diámetro de la TP, etc.) sobre la estabilidad en el flujo de pozos con levantamiento por gas.
- Permiten al diseñador de pozos tomar en cuenta la precisión del modelo utilizado en el análisis de estabilidad. Para asegurar flujo estable, el sistema puede ser diseñado para operar en un punto localizado en un mapa lejos de la frontera de estabilidad. Sin los mapas de estabilidad el diseñador no sabe cuando la transición a flujo inestable ocurrirá.

## **5.4 Recomendaciones para futuros trabajos**

- Estudiar con mayor profundidad los fenómenos de inestabilidad estática y dinámica, presentes ambos en pozos fluyentes y con BNC.
- Desarrollar técnicas para el análisis de la inestabilidad dinámica, ya que este campo se vislumbra como una gran área de oportunidad para mejorar las condiciones de flujo en los pozos.
- Generar mapas de estabilidad experimentales que permitan mejorar los mapas propuestos y evaluar otros parámetros del sistema.
- Estudiar el efecto de la profundidad del punto de inyección y otros parámetros del sistema de BNC sobre la estabilidad del flujo.

## **REFERENCIAS**

1. Craft, B. C. and Holden, W. R.: "Well Design: Drilling and Production," Printice-Hall, 1962., 373.
2. Gilbert, W.E.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance," Drill & Production Practice., API 1954.
3. Torre, A.J., Schmidt, Z., Blais, R.N., Doty, D.R., Brill, J.P.: "Casing Heading in Flowing Oil Wells," SPEPE, November 1987.
4. Bertuzzi, A.F. Welchon, J.K. and Poettmann, F.H.: "Description and Analysis of an Efficient Continuous-Flow Gas Lift Installation," Trans AIME (1953).
5. Gruping, A.W., Luca, C.W.F. y Vermulen F.D. : "Continuous Flow Gas Lift: Heading Action Analyzed for Stabilization," Oil & Gas Journal (July 23, 1984), 47-51.
6. Gruping, A.W., Luca, C.W.F. y Vermulen F.D. : "Continuous Flow Gas Lift: These Methods Can Eliminate or Control Annulus Heading," Oil & Gas Journal (July 23, 1984), 186-192.
7. Filtremann, J.M. and Verdines, P.: "Non Steady Gas-Liquid Flow in Pipes and Gas-Lifted Wells," Second Intl. Conference on Multiphase Flow, London 1985.
8. Asheim, H. : "Criteria for Gas Lift Stability," JPT (November, 1988), 1452-1456.
9. DeMoss, E.E. and W.D.Tiemann, "Gas lift increases High-Volume Production from the Claymore Field". Journal of Petroleum Technology, April, 1982.



10. Blick, E.F., Enga, P.N. y Lin, P.C. : "Theoretical Stability Analysis of Flowing Oil Wells and Gas-Lift Wells," SPE Production Engineering (November, 1988), 508-514.
11. Alhanati, F.J.S., Schmidt, Z., y Doty, D.R. : "Continuous Gas-Lift Instability: Diagnosis, Criteria, and Solutions," SPE # 26554, SPE 68<sup>th</sup> A.T.C., Houston, TX, (October 1993).
12. Gang, X.Z., Golan, M.: "Criteria for Operation Stability of Gas Lift Wells," SPE 1989.
13. Lahey, R.T., Moody, F.J.: "The Thermal Hydraulics of Boiling Water Nuclear Reactor," American Nuclear Society, 1993.
14. Blick, E.F., Boone, L.: "Stabilization of Naturally Oil Wells Using Feedback Control," SPE 1986.
15. Chapman, S.J. "Fortran 90/95 for Scientists and Engineers," McGraw-Hill, First Edition, 1998.
16. Kartoamodjo, T., y Schmidt, Z. : "Large Data Bank Improves Crude Physical Property Correlations," Oil and Gas Journal, July 4, 1994. 51-54.
17. Brill, J.P. y Mukherjee, H. : "MULTIPHASE FLOW IN WELLS," First Edition, Henry L. Doherty Memorial Found of AIME. SPE, Richardson, Texas.
18. White, M.F. : "FLUID MECHANICS," McGraw-Hill, Third Edition, 1994.
19. Ikoku, CH. U.: "Natural Gas Engineering," Penn Well Books. Tulsa, Oklahoma, 1980.