



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**“ NUEVO CRITERIO DE ESTABILIDAD PARA
POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO ”**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA PETROLERA**

**PRESENTA:
TEODORO IVAN GUERRERO SARABIA**

**DIRECTOR DE TESIS:
DR. YURI V. FAIRUZOV**

MÉXICO, D.F.

NOVIEMBRE 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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

Resumen	iv
Lista de tablas	v
Lista de figuras	vi
Nomenclatura	vii
1. Introducción	1
1.1 Descripción del sistema de BNC	1
1.2 Inestabilidad de flujo en pozos con BNC	4
1.3 Análisis convencional de estabilidad	6
1.4 Importancia del problema de inestabilidad	11
1.5 Planteamiento del problema	12
1.6 Objetivos del presente estudio	13
1.7 Descripción de la tesis	13
2. Criterios existentes de estabilidad en pozos con BNC	15
2.1 Criterios de estabilidad de Asheim	15
2.1.1 Primer criterio	16
2.1.2 Segundo criterio	20
2.2 Criterios de estabilidad de Blick	24
2.2.1 Desarrollo de los criterios de Blick	24

2.3 Criterios de estabilidad de Alhanati	32
2.3.1 Desarrollo del criterio unificado de Alhanati	33
2.3.2 Casos particulares del criterio unificado	38
3. Nuevo criterio de estabilidad de flujo para pozos con BNC	44
3.1 Desarrollo del nuevo criterio de estabilidad	44
3.2 Ejemplo de aplicación	55
4. Modelo del sistema de BNC para el análisis de estabilidad	62
4.1 Modelo del comportamiento de afluencia del yacimiento	63
4.1.1 Modelo de Vogel	64
4.1.2 Modelo de IPR para el pozo en análisis	65
4.2 Modelo del pozo	66
4.2.1 Método de Hagedorn y Brown	67
4.2.2 Modelo del pozo en análisis	67
4.3 Modelo del sistema de inyección	69
4.3.1 Modelo de la válvula de orificio	70
4.3.1.1 Algoritmo de cálculo	71
4.3.2 Modelo para el flujo del gas de BN en el espacio anular	75
4.3.2.1 Algoritmo de cálculo	78
5. Validación y discusión de resultados	80
5.1 Validación y verificación del nuevo criterio de estabilidad	81
5.2 Discusión de resultados	84

5.2.1 Efectos de la RGA y de la distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo	85
5.2.2 Efectos de la RGA y de la presión de fondo fluyendo	87
5.2.3 Efecto de la temperatura característica entre el punto de inyección y el fondo del pozo	89
5.2.4 Efecto del diámetro de orificio	90
5.2.5 Efecto de la profundidad de inyección	92
6. Conclusiones y recomendaciones	94
6.1 Conclusiones	94
6.2 Contribuciones	95
6.3 Recomendaciones para trabajos futuros	96
Referencias	97
Apéndice	99

Resumen

En el presente estudio, se analiza la estabilidad de flujo en pozos con bombeo neumático continuo (BNC). Se presenta un resumen de los trabajos previos realizados en esta área. Se formula y desarrolla un nuevo criterio de estabilidad para pozos con BNC que producen desde yacimientos saturados, y en los cuales la distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo, es grande (mayor a 500 m). De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada, en ninguno de los criterios existentes de estabilidad se consideran estas condiciones. Se desarrolla un modelo del sistema de BNC para el análisis de estabilidad. El criterio y el modelo del sistema de BN fueron validados con datos de 7 pozos. Se muestra que los criterios existentes de estabilidad subestiman la región de inestabilidad en los pozos con BNC que producen desde yacimientos saturados, y en los cuales la distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo, es de algunos cientos de metros. Se presenta una discusión acerca de la validez de las suposiciones empleadas en el desarrollo del nuevo criterio. El nuevo criterio fue utilizado para estudiar, mediante mapas de estabilidad, los efectos de algunos parámetros del diseño del sistema de inyección sobre la inestabilidad de flujo.

Lista de tablas

Tabla 2.1	Resumen de los criterios propuestos por Alhanati y cols. (1993)	43
Tabla 3.1	Parámetros k y c asociados a la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt (1991) para la relación de solubilidad	49
Tabla 3.2	Comparación del nuevo criterio de estabilidad con el primer criterio de Asheim (1988)	54
Tabla 3.3	Datos requeridos en el nuevo criterio de estabilidad	55
Tabla 4.1	Datos para generar la curva de IPR del pozo en análisis, mediante el método de Vogel (1968)	65
Tabla 4.2	Datos utilizados del pozo para ajustar la correlación de Hagedorn y Brown (1965)	67
Tabla 4.3	Comparación de la solución teórica del sistema con datos de campo	69
Tabla 4.4	Datos de entrada para el modelo de la válvula de orificio	74
Tabla 4.5	Verificación del modelo de la válvula de orificio	74
Tabla 4.6	Verificación del modelo de flujo en el espacio anular	79
Tabla 5.1	Datos de campo del pozo en análisis	83
Tabla A.1	Datos generales del pozo	99
Tabla A.2	Datos del estado mecánico del pozo	99
Tabla A.3	Datos de producción-inyección del pozo	100
Tabla A.4	Datos de campo del pozo	100

Lista de figuras

Fig. 1.1	Esquema simplificado de un pozo con BNC	2
Fig. 1.2	Registro de la presión en la cabeza de un pozo inestable (Poblano, 2002)	4
Fig. 1.3	Curvas de comportamiento de afluencia + TP e hidráulico de la línea de descarga, en un pozo fluyente	7
Fig. 1.4	Curvas de comportamiento hidráulico de la TP y de afluencia, en un pozo con BNC	8
Fig. 1.5	Curvas de comportamiento hidráulico de la TP y de afluencia, para diferentes gastos de inyección en un pozo con BNC	9
Fig. 4.1	Curva de IPR para el pozo en análisis	65
Fig. 4.2	Curvas de comportamiento hidráulico de la TP y de afluencia para el pozo en análisis	68
Fig. 5.1	Mapa de estabilidad del pozo en análisis	82
Fig. 5.2	Efectos de la RGA y de la distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo	86
Fig. 5.3	Efectos de la RGA y de la presión de fondo fluyendo	88
Fig. 5.4	Comparación de las fronteras de estabilidad para diferentes diámetros de orificio	91
Fig. 5.5	Efecto de la profundidad de inyección sobre la frontera de estabilidad	92

Nomenclatura

a	Parámetro de ajuste de la correlación para Rs a datos pVT (ec.3.13)	(adim)
A	Parámetro definido por la ec.(3.17)	(lb/pg ² abs)
A_c	Área transversal del espacio anular	(pie ²)
A_{ch}	Área transversal del estrangular de inyección en la superficie	(pie ²)
A_o	Área del orificio de la válvula de BN	(pie ²)
A_t	Área transversal de la TP	(pie ²)
b	Parámetro de ajuste de la correlación para Rs a datos pVT (ec.3.13)	(adim), (adim)
B	Parámetro definido por la ec.(3.18)	(lb/pg ² abs) ^{1-c}
\bar{B}_o	Factor de volumen promedio a \bar{p} y \bar{T}	(adim)
\bar{B}_g	Factor de volumen del gas asociado, a \bar{p} y \bar{T}	(adim)
B_{fo}	Factor de volumen del aceite a p_{ii} y T_{ii}	(adim)
B_{gi}	Factor de volumen del gas de BN, a p_{ii} y T_{ii}	(adim)
B_{gfi}	Factor de volumen del gas asociado al aceite, a p_{ii} y T_{ii}	(adim)
\bar{B}_t	Factor de volumen total de los fluidos de la formación, a \bar{p} y \bar{T}	(adim)
B_{ti}	Factor de volumen total de los fluidos de la formación, a p_{ii} y T_{ii}	(adim)
c	Exponente característico de la correlación para Rs en la ec.(3.13)	(lb/pg ²) ⁻¹ , (adim),
C	Parámetro definido por la ec.(3.19)	(lb/pg ² abs)
C_D	Coefficiente de descarga de la válvula de orificio	(adim)
C_S	Constante de almacenamiento del pozo	(pie ³ /(lb/pg ² abs))
C_T	Capacitancia de la TP	(pie ³ /(lb/pg ² abs))
\bar{d}	Parámetro relacionado al factor de volumen del gas asociado, a \bar{T}	(lb/pg ² abs)
d_i	Parámetro relacionado al factor de volumen del gas asociado, a T_{ii}	(lb/pg ² abs)
d_g	Parámetro relacionado al factor de volumen del gas de BN, a T_{ii}	(lb/pg ² abs)
d_{ci}	Diámetro interno de la TR	(pg)

d_{to}	Diámetro externo de la TP	(pg)
D_m	Profundidad desarrollada al punto de inyección	(pies)
D_v	Profundidad vertical verdadera al punto de inyección	(pies)
f	Factor de fricción para flujo monofásico	(adim)
F_{wv}	Gradiente de presión hidrostática en el líquido del espacio anular	(lb/pg ² /pie)
F_1, F_2	Criterios de estabilidad	(adim)
g	Constante de aceleración gravitacional	(pie/seg ²)
g_c	Factor de conversión de unidades = 32.2	(lbm-pie/lb/seg ²)
h	Longitud vertical entre el fondo del pozo y el punto de inyección	(pie)
h_c	Altura del nivel de líquido en el espacio anular	(pie)
J	Índice de productividad	(bpd/(lb/pg ² abs))
\bar{k}	Núcleo de la correlación pVT para Rs, a \bar{T}	(lb/pg ² abs) ^{-c}
k_i	Núcleo de la correlación pVT para Rs, a T_{ii}	(lb/pg ² abs) ^{-c}
K_{be}	Módulo de resistencia efectiva de la TP	(lb/pg ² abs)
K_{bg}	Módulo de resistencia del gas libre en la TP	(lb/pg ² abs)
K_{bL}	Módulo de resistencia efectiva del líquido en la TP	(lb/pg ² abs)
K_{bt}	Módulo de resistencia de la TP	(lb/pg ² abs)
L_1	Distancia del fondo del pozo al punto de inyección	(pie)
L_2	Distancia del punto de inyección a la cabeza del pozo	(pie)
m	Gasto másico total de los fluidos de la formación	(lbm/seg)
M_g	Peso molecular del gas de BN	(lbm/lbmol)
M_1	Término inercial de la TP corriente abajo del punto de inyección	(lbm/pie ⁴)
M_2	Término inercial de la TP corriente arriba del punto de inyección	(lbm/pie ⁴)
N_{Re}	Número de Reynolds	(adim)
\bar{p}	Presión promedio entre el fondo del pozo y el punto de inyección	(lb/pg ² abs)
p_{atm}	Presión atmosférica	(lb/pg ² abs)
p_{co}	Presión en la TR	(lb/pg ² abs)

p_{ci}	Presión en el espacio anular a la profundidad de inyección	(lb/pg ² abs)
p_i	Presión inicial del yacimiento	(lb/pg ² abs)
p_m	Presión corriente arriba de la válvula superficial de inyección	(lb/pg ² abs)
p_R	Presión media de yacimiento	(lb/pg ² abs)
p_{ti}	Presión en la TP a la profundidad de inyección	(lb/pg ² abs)
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo	(lb/pg ² abs)
p_{wh}	Presión en la cabeza del pozo	(lb/pg ² abs)
\overline{P}_{ti}	Transformada de Laplace de p_{ti}	(lb/pg ² abs)
q'	Perturbación total del gasto	(bpd)
q_A	Perturbación del gasto del líquido que fluye del espacio anular a la TP	(bpd)
q_{fo}	Gasto de los fluidos de la formación a p_{ti} y T_{ti}	(pie ³ /d)
q_{gi}	Gasto del gas de BN a condiciones estándar	(pie ³ /d)
q_{go}	Gasto del gas de BN a p_{ti} y T_{ti}	(pie ³ /d)
q_R	Perturbación del gasto de líquido en el yacimiento	(bpd)
q_T	Perturbación del gasto total en la cabeza del pozo	(bpd)
q_o	Gasto de aceite a condiciones estándar	(bpd)
q_{omax}	Gasto máximo de aceite a condiciones estándar	(bpd)
\overline{Q}_{fo}	Transformada de Laplace de q_{fo}	(pie ³ /d)
\overline{Q}_{go}	Transformada de Laplace de q_{go}	(pie ³ /d)
r_e	Radio de drene	(pie)
r_{eD}	Radio adimensional	(adim)
r_w	Radio del pozo	(pie)
R	Constante universal de los gases = 10.71	((lb/pg ² abs).pie ³ /°R/lbmol)
R_p	Relación gas-aceite de la formación	(adim)
R_s	Relación de solubilidad	(adim)
t	Tiempo	(seg)

t_D	Tiempo adimensional	(adim)
\bar{T}	Temp. promedio entre el fondo del pozo y el punto de inyección	(°F)
T_{ci}	Temperatura en el espacio anular a la profundidad de inyección	(°F)
T_{ii}	Temperatura en la TP a la profundidad de inyección	(°F)
T_{wfp}	Temperatura en el fondo del pozo	(°F)
v	Velocidad	(pie/seg)
V_c	Volumen del espacio anular	(pie ³)
V_t	Volumen de la TP	(pie ³)
w_{ch}	Gasto másico del gas de BN en la válvula sup. de inyección	(lbm/seg)
w_{ci}	Gasto másico del gas de BN a la entrada del espacio anular	(lbm/seg)
w_g	Gasto másico del gas de BN en régimen permanente	(lbm/seg)
w_v	Gasto másico del gas de inyección en la válvula operante	(lbm/seg)
w_{ii}	Gasto másico del gas de BN a través del puerto de inyección	(lbm/seg)
\bar{z}	Factor de desviación del gas asociado, a \bar{p} y \bar{T}	(adim)
z_i	Factor de desviación del gas asociado, a p_{ii} y T_{ii}	(adim)
z_g	Factor de desviación del gas de BN, a p_{ii} y T_{ii}	(adim)
ϕ	Porosidad	(fracción)
ϕ_o	Diámetro del orificio de la válvula de BN	(pie)
ϕ_{est}	Diámetro del estrangulador de producción	(pie)
ϕ_{ci}	Diámetro interno de la TR	(pg)
ϕ_{to}	Diámetro externo de la TP	(pg)
ε	Rugosidad absoluta de la tubería	(adim)
γ_{API}	Densidad relativa del aceite	(adim)
γ_{gf}	Densidad relativa del gas asociado	(adim)
γ_{gi}	Densidad relativa del gas de BN (aire=1)	(adim)
γ_o	Densidad relativa del aceite	(adim)

ρ_a	Densidad promedio de la mezcla corriente arriba del pto. de inyección	(lbm/pie ³)
ρ_{fo}	Densidad de los fluidos de la formación, a p_{ii} y T_{ii}	(lbm/pie ³)
ρ_{gi}	Densidad del gas de BN, a condiciones estándar	(lbm/pie ³)
ρ_{go}	Densidad del gas de BN, a p_{ii} y T_{ii}	(lbm/pie ³)
ρ_{gsc}	Densidad del gas asociado, a condiciones estándar	(lbm/pie ³)
ρ_m	Densidad de la mezcla, a p_{ii} y T_{ii}	(lbm/pie ³)
ρ_{osc}	Densidad del aceite, a condiciones estándar	(lbm/pie ³)
μ_{gi}	Viscosidad del gas de BN	(cp)
Ω	Factor definido por la ec.(3.30)	(lb/pg ² abs) ⁻¹

1. Introducción

En las etapas tardías de la vida fluyente de los pozos petroleros, la energía del yacimiento no es suficiente para levantar los fluidos de la formación hasta las instalaciones superficiales. Es en esta etapa cuando es necesario aportar energía al sistema para que la producción continúe. El aporte de energía puede ser a nivel de yacimiento o de pozo. En el primer caso, se pueden implementar procesos de mantenimiento de presión o de recuperación mejorada. A nivel de pozo, pueden utilizarse sistemas artificiales de producción. Estos permiten incrementar el gasto de los fluidos de la formación al reducir la presión de fondo fluyendo.

Uno de los sistemas artificiales de producción más importantes en la industria petrolera es el bombeo neumático continuo (BNC). Sin embargo, bajo ciertas condiciones de operación, el flujo en los pozos con BNC puede ser inestable. La inestabilidad de flujo (comúnmente llamada “cabeceo”) se caracteriza por oscilaciones súbitas del gasto y presión en el sistema. Como será descrito en las secciones siguientes, la inestabilidad de flujo puede causar problemas operativos importantes en las instalaciones superficiales de producción.

1.1 Descripción del sistema de BNC

En la Fig. 1.1 se muestra un esquema simplificado del sistema de BNC, el cual está integrado por el yacimiento, la sarta de producción y el sistema de inyección. El sistema de inyección está conformado por: una válvula que regula el gasto del gas en la superficie, una válvula subsuperficial (u operante) de BNC y el espacio anular entre las tuberías de revestimiento y de producción. La operación de un pozo con este sistema de levantamiento artificial es muy similar a la de los pozos naturalmente fluyentes¹. La única diferencia es que la relación gas-líquido cambia en algún punto en los pozos con BNC. En estos, el gas de BN es inyectado de manera continua a la tubería de producción (TP) a través de la válvula operante (generalmente de orificio). El incremento de la relación gas-líquido reduce la carga hidrostática en la TP. Al reducirse la presión en el fondo del pozo, el gasto de fluidos del yacimiento se incrementa.

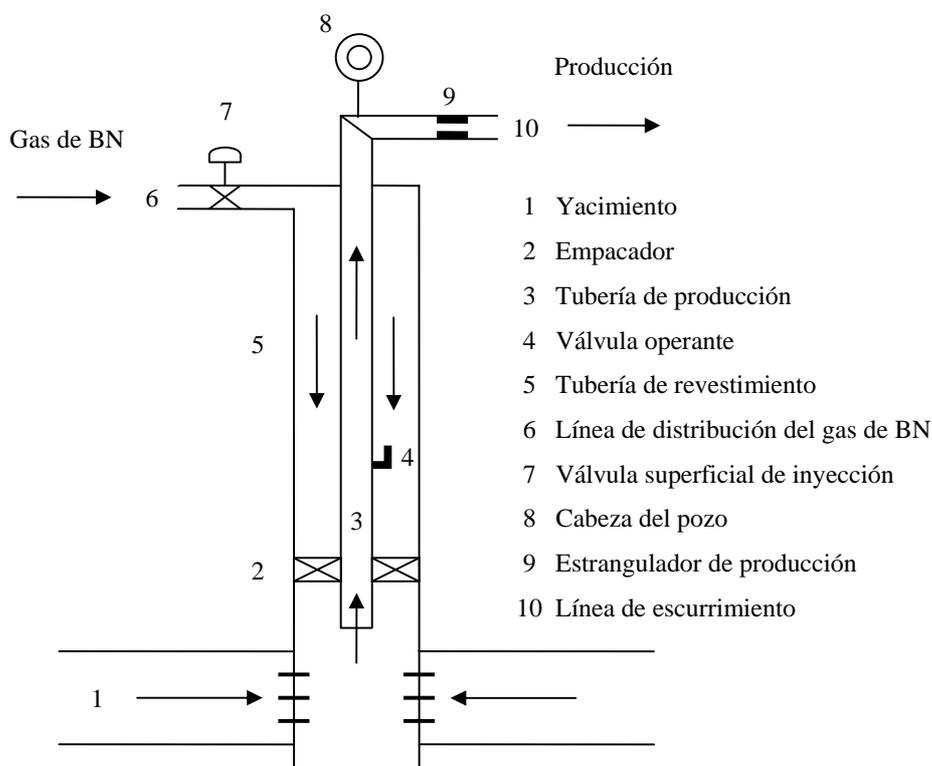


Fig. 1.1 Esquema simplificado de un pozo con BNC.

En el diseño del sistema de BNC existen dos variables principales de control: la profundidad y el gasto de inyección. Por una parte, la profundidad a la cual puede instalarse la válvula operante depende de la presión de inyección disponible en la superficie. A mayor presión disponible, se profundiza el punto de inyección y se requiere un gasto menor del gas de BN para obtener una misma presión de fondo fluyendo. Generalmente, en el diseño se considera una caída de presión de 50 a 150 lb/pg² en la válvula operante.

Con respecto al gasto de inyección, existe un valor óptimo que permite maximizar la producción de aceite. Conforme se inyecta más gas, la producción se incrementa hasta alcanzar un máximo; luego del cual, la producción decrece debido a que el gradiente de presión por fricción es mayor al hidrostático.

Entre las ventajas y desventajas de los sistemas con BNC se pueden mencionar²:

Ventajas:

1. Es un sistema flexible que puede ajustarse a cualquier profundidad y gasto de aceite
2. Es adaptable a pozos direccionales
3. No presenta problemas por la presencia de arenas en la corriente de flujo
4. No es obtrusivo en zonas urbanas
5. Es aplicable en instalaciones marinas
6. Permite obtener fácilmente las presiones de fondo fluyendo requeridas
7. Su diseño puede modificarse por medio de operaciones con línea de acero
8. Tiene una larga vida de servicio

Desventajas:

1. Debe existir plena disponibilidad del gas de inyección
2. El gas de inyección debe ser deshidratado y endulzado antes de utilizarse
3. Pueden presentarse problemas de formación de hidratos en la línea de inyección
4. Su eficiencia puede reducirse por la depositación de parafinas
5. No es eficiente cuando el aceite es de alta viscosidad o está emulsionado
6. Se requiere la integridad de las tuberías de revestimiento y de producción
7. Su operación es de riesgo debido al manejo del gas a presiones altas
8. El sistema puede ser inestable bajo determinadas condiciones de operación

1.2 Inestabilidad de flujo en pozos con BNC

El flujo en los pozos con BNC puede ser inestable bajo ciertas condiciones de operación^{3,4}. En general, un sistema físico es inestable si responde con cambios cíclicos abruptos o caóticos al perturbar ligeramente alguno de sus parámetros en estado estacionario. En el caso de los sistemas con BNC, la inestabilidad se caracteriza por variaciones cíclicas abruptas de la presión y gasto. Estas variaciones no permiten el completo aprovechamiento de la energía disponible en el sistema de BNC y pueden provocar muchos problemas operativos en las instalaciones superficiales (cierre del pozo, separación ineficiente y aforos poco confiables). En la práctica, una de las causas de la inestabilidad del flujo en los pozos con BNC es la variación de la presión en la red de distribución del gas de inyección.

La Fig. 1.2 muestra en un gráfico circular el comportamiento típico de la presión en la cabeza de un pozo inestable (oscilaciones de la presión con una amplitud de 3 a 4 kg/cm² y una frecuencia de 4 a 5 picos por hora).

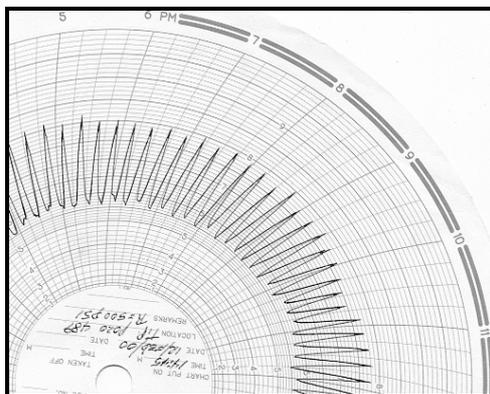


Fig. 1.2 Registro de la presión en la cabeza de un pozo inestable.⁴

En las últimas décadas se han realizado estudios con la finalidad de entender y cuantificar los mecanismos que gobiernan la inestabilidad de los sistemas de BN, así como para predecir las condiciones en que éstos pueden operar de manera estable. A continuación se presentan algunos de los avances logrados en el estudio de la inestabilidad de flujo en los pozos con BN.

Gruppung y cols.^{5,6} desarrollaron un modelo numérico transitorio del sistema de BN. Consideraron que los problemas de convergencia del modelo estaban asociados a las condiciones de inestabilidad en el sistema de BN. Con base en los resultados obtenidos propusieron algunos métodos de estabilización.

Asheim⁷ generó dos criterios teóricos de estabilidad a partir del análisis de la variación de la densidad de los fluidos en el punto de inyección, y del abatimiento de la presión en el espacio anular. Para validar el modelo, utilizó los datos experimentales de Bertuzzi y cols. (1953), así como datos de varios pozos del campo Claymore.

Blick y cols.^{8,9} emplearon métodos de la teoría de control para estudiar la inestabilidad en los pozos fluyentes y con BN. Plantearon modelos matemáticos para el yacimiento, el sistema de inyección y el pozo, en términos de ecuaciones diferenciales e integrales. Aplicaron transformadas de Laplace a las ecuaciones y obtuvieron la ecuación característica del sistema. Con base en los criterios de Routh, generaron criterios de estabilidad.

Alhanati y cols.¹⁰ generaron dos criterios unificados de estabilidad en pozos con BN. Extendieron el modelo de Asheim al incorporar los efectos de los flujos crítico y subcrítico en las válvulas superficial y operante. El estudio que realizaron estuvo basado, al igual que el de Blick y cols.^{8,9}, en el análisis de estabilidad lineal en sistemas de control.

Gang y Golan¹¹ clasificaron la inestabilidad del flujo en dos grupos: estática y dinámica. La inestabilidad estática se caracteriza porque el sistema no puede regresar a su estado original (inicialmente en régimen permanente) al experimentar una perturbación. La inestabilidad estática

deriva en una condición estacionaria diferente o en un comportamiento cíclico. Por otra parte, la inestabilidad dinámica es causada por la inercia y los efectos dinámicos de contraflujo. En el caso de los pozos fluyentes, un ejemplo típico de la inestabilidad dinámica es el cabeceo provocado por la demora entre la emisión y la acumulación del gas en el espacio anular. Este tipo de inestabilidad debe analizarse con un modelo de flujo transitorio.

Recientemente, Poblano y cols.³ desarrollaron una nueva técnica para el análisis de la estabilidad de flujo en pozos con BN, mediante mapas de estabilidad. En estos mapas se muestran las regiones de operación estable e inestable del sistema, así como sus fronteras de estabilidad y operabilidad. Desarrollaron un modelo del sistema de BN y lo validaron con datos de un pozo del campo Maloob. Con base en los criterios de Asheim⁷ y de Alhanati y cols.¹⁰, generaron mapas de estabilidad para estudiar el efecto de algunos parámetros del sistema de BN sobre la estabilidad de flujo.

1.3 Análisis convencional de estabilidad

En décadas pasadas, la estabilidad de flujo en los pozos con BNC se analizaba con los mismos procedimientos utilizados para los pozos fluyentes. Para un pozo fluyente, la estabilidad del flujo puede analizarse gráficamente con base en las curvas de gasto contra presiones corriente arriba y corriente abajo al nodo de solución seleccionado (generalmente la cabeza o el fondo del pozo). En la Fig.1.3 se utiliza la cabeza del pozo como nodo de solución al sistema de producción para ciertas propiedades de los fluidos producidos, geometrías del pozo y línea de descarga, y presión de separación. La línea continua indica el comportamiento (con respecto al gasto de líquido) de la presión en la cabeza calculada con los modelos del yacimiento y el pozo. Por otra parte, la presión en la cabeza obtenida con el modelo correspondiente a la línea de descarga se muestra con línea discontinua. Como se observa, estas curvas se interceptan en dos puntos (A y B) que indican el gasto y presión en la cabeza que pueden establecerse en el sistema.

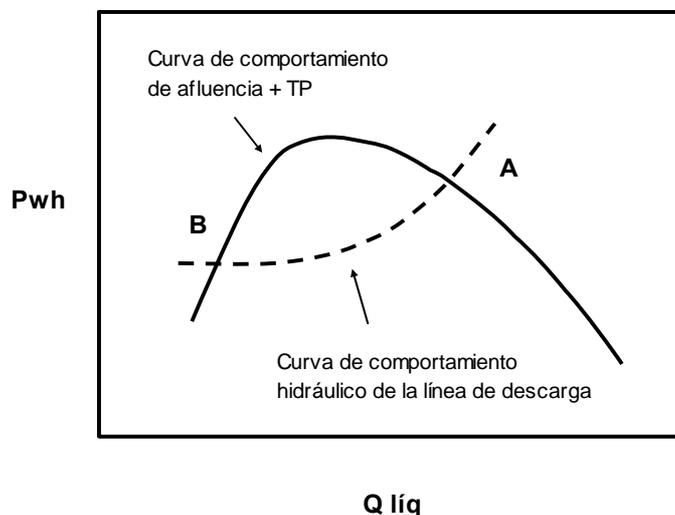


Fig. 1.3 Curvas de comportamiento de afluencia + TP e hidráulico de la línea de descarga, en un pozo fluyente.

Para determinar si el flujo es estable para las condiciones asociadas a los puntos A y B en la Fig. 1.3, es necesario analizar la respuesta del sistema a una variación del gasto. En el caso del punto A, si el gasto se incrementa, entonces la demanda de presión en la línea de descarga es mayor que la presión que puede aportar el pozo. Por lo tanto, se genera una contrapresión que se propaga al yacimiento y ocasiona que el gasto de líquido se reduzca hasta alcanzar su valor inicial. Por otra parte, si la producción se reduce, entonces la presión que aporta el pozo es mayor a la que demanda la línea de descarga. Esta caída de presión adicional en la cabeza hace que la presión de fondo fluyendo disminuya, por lo que el yacimiento responde incrementando el gasto de líquido y restableciendo las condiciones originales del sistema. De acuerdo a los razonamientos anteriores y con base en el concepto de estabilidad, el flujo en el pozo será estable para las condiciones correspondientes al punto A.

En el caso del punto B, si el gasto se reduce, entonces se genera una contrapresión en la cabeza del pozo, la cual ocasiona que la presión de fondo fluyendo se incremente. Este

incremento en la presión de fondo fluyendo causa que el gasto de líquido continúe disminuyendo hasta que el pozo finalmente deje de fluir (“el pozo se muere”). Por lo tanto, para las condiciones de operación del punto B, el flujo será inestable.

En el caso de los pozos con BN, también es posible construir curvas como las mostradas en las Fig. 1.3, sin embargo suele utilizarse el fondo del pozo como nodo de solución^{4,10}. El procedimiento convencional consiste en graficar curvas de comportamiento hidráulico de la TP para diferentes relaciones gas-líquido totales (RGL), y seleccionar el mejor punto de operación. Cada una de estas curvas puede interceptar a la curva de afluencia del yacimiento en dos puntos diferentes (Fig. 1.4). En una analogía con el análisis de estabilidad en pozos fluentes, los puntos correspondientes a los gastos bajos son descartados, pues se considera que conducen a la inestabilidad. Con respecto a los puntos correspondientes a los gastos altos, Alhanati y cols.¹⁰ mostraron que no necesariamente son estables, pues no se toman en cuenta los efectos de los componentes del sistema de inyección. Esto puede explicarse con ayuda de la Fig.1.5.

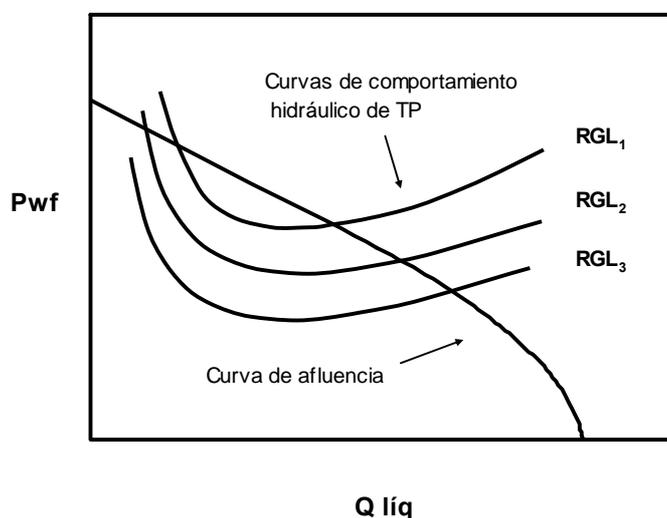


Fig. 1.4 Curvas de comportamiento hidráulico de la TP y de afluencia, en un pozo con BNC.

En la Fig. 1.5 se muestran: la curva de comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo; curvas de comportamiento hidráulico de la TP para diferentes gastos del gas de BN (y por lo tanto, diferentes RGL); y la curva de comportamiento del sistema de inyección. Para construir esta última (indicada con línea discontinua), se fija la presión en la red de distribución del gas de BN y se calculan las caídas de presión en la válvula superficial de inyección, el espacio anular y la válvula de BN, hasta obtener la presión en la TP a la profundidad de inyección. Considerando en conjunto los comportamientos del yacimiento, la hidráulica de la TP y el sistema de inyección, se presentan dos posibles condiciones de operación: puntos A y B.

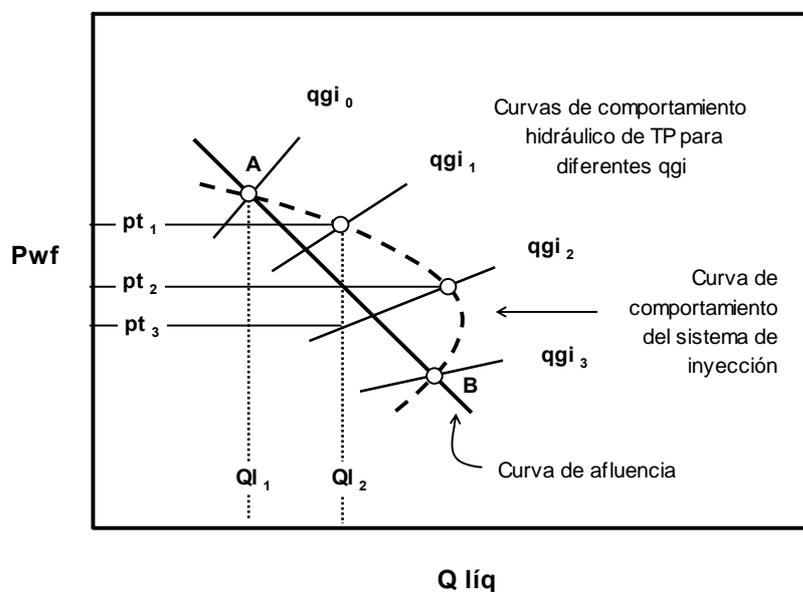


Fig. 1.5 Curvas de comportamiento hidráulico de la TP y de afluencia, para diferentes gastos de inyección en un pozo con BNC.

Para determinar si el sistema es estable o inestable en los puntos A y B, es necesario analizar qué sucede si el gasto de líquido se incrementa como respuesta a una perturbación. Por ejemplo, si el pozo opera en el punto A y el gasto de líquido se incrementa de q_{l_1} a q_{l_2} ,

entonces el yacimiento responde con una presión p_{t2} . Por otra parte, la TP puede responder a q_{L2} con las presiones p_{t1} o p_{t3} . En el caso de p_{t1} , el razonamiento es el siguiente: a partir de la curva de comportamiento del sistema de inyección, el gasto del gas de BN correspondiente a q_{L2} es q_{g1} . Con base en la curva de comportamiento hidráulico de la TP para q_{g1} , la presión que demanda la TP es p_{t1} . En estas circunstancias, la presión que aporta el yacimiento es menor a la que demanda la TP ($p_{t1} > p_{t2}$). Debido a esto, se generará una contrapresión que tenderá a reducir el gasto de líquido hasta que el sistema regrese a sus condiciones originales. De esta forma, el sistema será estable.

Con lo que respecta al caso de p_{t3} , esto puede razonarse de la siguiente manera: ya que la presión que aporta el yacimiento es p_{t2} , entonces el gasto del gas BN que se establece en el sistema de acuerdo a la curva de comportamiento del sistema de inyección, es q_{g2} . Ahora bien, con base en la curva de comportamiento hidráulico de la TP correspondiente a q_{g2} , la presión requerida en la TP para transportar q_{L2} , debe ser p_{t3} . Ya que la presión que aporta el yacimiento es mayor a la que demanda la TP ($p_{t2} < p_{t3}$), entonces el flujo tenderá a incrementarse aún más y la condición de operación será inestable.

Como puede concluirse del análisis anterior, dos razonamientos aparentemente correctos conducen a resultados opuestos. Este tipo de contradicciones constituye la razón principal por la cual no es posible aplicar directamente el análisis de estabilidad de pozos fluentes al caso de los pozos con BN. Por lo tanto, es necesario desarrollar nuevos procedimientos de análisis de estabilidad de flujo en pozos con BN.

1.4 Importancia del problema de inestabilidad

El bombeo neumático continuo constituye uno de los sistemas artificiales de producción más importantes en los campos costa-afuera de México: más de 2 MMbpd de crudo (la mitad de la producción nacional) se producen empleando esta técnica. En estos campos, el gas de BN es transportado a través de una extensa red de gasoductos hacia las plataformas de producción. Debido a que la estación de compresión se encuentra lejos de las plataformas, es común que la presión en la red de distribución del gas de BN varíe. Estas variaciones de la presión en la red pueden desestabilizar el flujo en algunos pozos, lo cual a su vez puede ocasionar muchos problemas operativos^{3,4}:

1. Disminución substancial en la producción
2. Incremento en el consumo del gas de inyección
3. Separación ineficiente
4. Paro de compresoras
5. Aforos poco confiables
6. Cierre de pozos

Cerrar un pozo que produce 5,000 bpd de crudo Maya por problemas de inestabilidad, resulta en una pérdida de oportunidad del orden de 100,000 dólares por día. Aún cuando esta pérdida es virtual, el cierre de varios pozos puede resultar en una desviación importante del flujo de efectivo. La situación podrá complicarse aún más debido a la escasez del gas disponible para el BN, y a que los nuevos campos costa-afuera que se planea explotar se encuentran a mayores distancias de la estación de compresión. Por lo anterior, es muy importante desarrollar nuevos métodos para el diseño y operación de los pozos que permitan evitar el fenómeno de cabeceo en las condiciones de variación significativa de la presión en la red de BN.

1.5 Planteamiento del problema

En muchos de los yacimientos costa-afuera de México, un gran número de pozos se encuentran produciendo mediante BNC. Con base en la metodología desarrollada por Poblano y cols.³, se realizó un estudio acerca de la estabilidad de flujo en algunos de estos pozos. Se desarrollaron mapas de estabilidad a partir de los criterios de Asheim⁷ y de Alhanati y cols.¹⁰ Al comparar con datos de campo los mapas generados, se observó que los criterios de estos autores subestimaban la región de flujo inestable.

De acuerdo a las suposiciones empleadas en el desarrollo de sus criterios, ambos autores consideran que las variaciones de presión en el punto de inyección y en el fondo, son iguales. Esta suposición es válida cuando el punto de inyección se encuentra cercano al fondo del pozo, o bien cuando el flujo entre estos puntos es incompresible. En el caso de los pozos analizados, esta suposición puede ser la causa de las discrepancias encontradas entre lo que predicen los criterios, y lo observado en campo. Los pozos seleccionados en el análisis se caracterizan porque el punto de inyección se localiza a algunos cientos de metros del intervalo disparado, y se encuentran produciendo desde yacimientos saturados. Esto último implica que hay gas libre desde el fondo del pozo, por lo cual no puede considerarse que el flujo es incompresible.

Con base en la investigación realizada, se encontró que no existen criterios de estabilidad que consideren las condiciones anteriores. Por lo tanto, en el presente estudio se propone el desarrollo de un nuevo criterio de estabilidad para pozos con BNC que producen desde yacimiento saturados, y en los cuales la distancia vertical entre el fondo del pozo y el punto de inyección, es grande (mayor a 500 m).

1.6 Objetivos del presente estudio

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo principal: Desarrollar un criterio de estabilidad de flujo para pozos con bombeo neumático continuo que producen aceite desde yacimientos saturados, y en los cuales la distancia vertical entre el fondo del pozo y el punto de inyección, es grande (mayor a 500 m).

Los objetivos específicos del estudio son:

1. Analizar la estabilidad de flujo en pozos con BNC que producen aceite desde yacimientos saturados, y en los cuales la distancia vertical entre el fondo del pozo y el punto de inyección, es grande (mayor a 500 m)
2. Desarrollar un modelo matemático del sistema de BNC para el análisis de estabilidad
3. Validar el nuevo criterio de estabilidad con datos de campo
4. Comparar las predicciones del nuevo criterio de estabilidad con las de otros criterios existentes en la literatura
5. Analizar el efecto de algunos de los parámetros del diseño del sistema de inyección en la estabilidad del sistema de BNC
6. Desarrollar un programa de cómputo que permita generar mapas de estabilidad con base en el nuevo criterio de estabilidad

1.7 Descripción de la tesis

En el capítulo 2 se presentan los criterios existentes de estabilidad para pozos con BNC. Se incluyen los criterios de Asheim⁷, de Blick y cols.⁸, y de Alhanati y cols.¹⁰ Para identificar claramente los alcances de estos criterios, se presentan las suposiciones (en algunas de casos, implícitas) en que se fundamentan. Asimismo, se incluyen algunos pasos adicionales en su desarrollo matemático, principalmente en el caso de los criterios de Asheim⁷.

El planteamiento y desarrollo de un nuevo criterio de estabilidad para pozos con BNC se presenta en el capítulo 3. En el criterio propuesto se considera que el pozo produce desde yacimientos saturados, y que la distancia vertical entre el fondo del pozo y el punto de inyección, es grande (de 500 a 750 m).

Para realizar el análisis de estabilidad, es necesario generar un modelo del sistema de BNC que permita calcular el valor de ciertos parámetros del flujo. En el capítulo 4 se propone un modelo matemático del sistema de BNC, el cual es validado con los datos de un pozo.

En el capítulo 5 se propone el uso de mapas de estabilidad para validar el criterio de estabilidad propuesto en el capítulo 3. La validación del criterio se realiza con los datos medidos de un pozo. Se comparan las fronteras de estabilidad que predicen el nuevo criterio y los criterios de Asheim⁷ y de Alhanati y cols.¹⁰ Se presenta una discusión acerca de algunas de las suposiciones principales en el planteamiento del nuevo criterio de estabilidad. También se analizan los efectos del diámetro del orificio de la válvula operante y la profundidad de inyección, sobre la estabilidad de los sistemas de BNC.

Finalmente, las conclusiones de la investigación realizada, así como algunas recomendaciones para trabajos futuros, se presentan en el capítulo 6.

2. Criterios existentes de estabilidad en pozos con BNC

De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada en el presente trabajo, se encontró poca literatura concerniente al fenómeno de inestabilidad de flujo en los sistemas de BNC. Algunos autores han abordado este fenómeno y desarrollado criterios para predecir las condiciones en que un pozo con BNC opera de manera estable. Se pueden mencionar los criterios de estabilidad de Asheim⁷, de Blick y cols.⁸, y de Alhanati y cols.¹⁰, los cuales se presentan en las secciones siguientes.

El texto que conforma este capítulo fue elaborado con base en el análisis de los artículos originales de los autores arriba mencionados, y retomando los trabajos de Poblano⁴, y de Poblano y cols.³ Se incluyeron las suposiciones principales (en algunos casos implícitas) de los criterios, así como algunos pasos en el desarrollo matemático de los mismos, para su mejor comprensión. Cabe mencionar que en el planteamiento de los criterios se respetó el sistema de unidades utilizado por los autores; los criterios de Asheim⁷, así como los de Alhanati y cols.¹⁰, están expresados en el sistema internacional, mientras que los de Blick y cols.⁸ en unidades de campo.

2.1 Criterios de estabilidad de Asheim

Asheim⁷ desarrolló dos criterios de estabilidad de flujo a partir de un modelo simplificado del sistema de producción. Considera que el sistema de BN está integrado por tres componentes: el yacimiento, el pozo y el sistema de inyección. Cada uno de estos componentes responde de manera diferente a las variaciones de los parámetros del sistema. El primer criterio es formulado a partir del análisis de las respuestas del yacimiento y del sistema de inyección a las perturbaciones de la presión en la TP, a la profundidad de la válvula de BN. El segundo criterio es planteado a partir del análisis del efecto de los ritmos de depresionamiento del espacio anular y de la TP cuando la respuesta del sistema de inyección es más pronunciada que la del yacimiento.

Las suposiciones principales de Asheim⁷ en el desarrollo de sus criterios son:

1. El yacimiento es bajosaturado
2. Se desprecian los efectos transitorios del flujo en la respuesta del yacimiento
3. El pozo está terminado con empacador
4. El flujo en el pozo es homogéneo
5. El comportamiento del pozo está dominado por efectos gravitacionales
6. El gasto del gas de BN en la superficie es constante
7. La inyección del gas de BN a la TP es a través de una válvula de orificio
8. El flujo a través de la válvula de orificio es isotérmico
9. El gradiente de presión en el espacio anular es despreciable
10. El líquido por debajo del punto de inyección es poco compresible

2.1.1 Primer criterio

Un decremento de la presión en la TP a la profundidad de inyección, p_{ii} , incrementa los gastos de los fluidos del yacimiento y del gas de BN. El incremento en el gasto de líquido que el yacimiento aporta tenderá a incrementar la densidad de la mezcla y la p_{ii} hasta sus valores originales (efecto estabilizador). Por otra parte, el incremento en el gasto del gas de inyección producirá el efecto contrario, desestabilizando el sistema. De acuerdo a este razonamiento, el primer criterio de estabilidad puede expresarse matemáticamente como:

$$F_1 = \frac{\partial \rho_m}{\partial p_{ii}} < 0 \quad , \quad (2.1)$$

donde ρ_m es la densidad de la mezcla conformada por el gas de inyección y los fluidos del yacimiento (aceite y gas asociado), a las condiciones de presión y temperatura en el punto de inyección. A partir de un balance de materia, ρ_m puede expresarse como:

$$\rho_m = \rho_{fo} \cdot \left(\frac{q_{fo}}{q_{fo} + q_{go}} \right) + \rho_{go} \cdot \left(\frac{q_{go}}{q_{fo} + q_{go}} \right) \quad . \quad (2.2)$$

Suponiendo que $\rho_m = \rho_m(q_{fo}, q_{go})$, la derivada de ρ_m con respecto a p_{ii} es:

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial p_{ii}} = \frac{\partial \rho_m}{\partial q_{fo}} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}} + \frac{\partial \rho_m}{\partial q_{go}} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ii}} \quad . \quad (2.3)$$

Puede demostrarse que:

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial p_{ii}} = (\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot \frac{q_{go}}{(q_{fo} + q_{go})^2} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}} + (\rho_{go} - \rho_{fo}) \cdot \frac{q_{fo}}{(q_{fo} + q_{go})^2} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ii}} \quad . \quad (2.4)$$

Reordenando la ec. (2.4), se tiene que:

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial p_{ii}} = \frac{(\rho_{fo} - \rho_{go})}{(q_{fo} + q_{go})^2} \cdot \left[q_{go} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}} - q_{fo} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ii}} \right] \quad . \quad (2.5)$$

Con base en la ec. (2.5), la desigualdad dada por la expresión (2.1) se cumple cuando:

$$q_{go} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}} - q_{fo} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ii}} < 0 \quad , \quad (2.6)$$

de donde se obtiene que:

$$F_1 = \frac{-\frac{1}{q_{fo}} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}}}{-\frac{1}{q_{go}} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ii}}} > 1 \quad . \quad (2.7)$$

Ya que el yacimiento es bajosaturado y se desprecian los efectos transitorios en su respuesta a las perturbaciones de presión, entonces el gasto de líquido del yacimiento puede considerarse proporcional a la diferencia de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo:

$$q_{fo} = B_{fo} \cdot J \cdot (p_R - p_{wf}) \quad . \quad (2.8)$$

Un aspecto importante en el desarrollo matemático del primer criterio es que considera implícitamente que $\partial p_{wf} = \partial p_{ii}$. Esto ocurre cuando fluye líquido incompresible entre el fondo del pozo y el punto de inyección, o bien, cuando la distancia entre el fondo del pozo y el punto de inyección es pequeña. Por lo anterior, derivando la ec. (2.8) con respecto a p_{ii} , se tiene que:

$$\frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}} = -B_{fo} \cdot J \quad . \quad (2.9)$$

Considerando que el flujo a través de la válvula de orificio es isotérmico (lo cual es válido sólo cuando la caída de presión en el orificio es pequeña), entonces el gasto del gas de inyección queda determinado por la siguiente ecuación:

$$q_{go} = C_D A_o \left(\frac{2 z R T_{ii}}{M_g} \cdot \ln \left(\frac{p_{ci}}{p_{ii}} \right) \right)^{0.5} \quad . \quad (2.10)$$

La variación del gasto del gas de inyección respecto a p_{ii} se obtiene derivando la ec. (2.10), que luego de una simplificación algebraica se expresa como:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ii}} = - (C_D A_o) \cdot \left(\frac{z R T_{ii}}{p_{ii} M_g} \right) \cdot \left(\frac{2 z R T_{ii}}{M_g} \cdot \ln \left(\frac{p_{ci}}{p_{ii}} \right) \right)^{-0.5} \quad . \quad (2.11)$$

Pero

$$\rho_{go} = \frac{p_{ii} M_g}{z R T_{ii}} \quad , \quad (2.12)$$

por lo que, sustituyendo las ecs. (2.10) y (2.12) en (2.11), se obtiene que:

$$-\frac{1}{q_{go}} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ii}} = \frac{(C_D \cdot A_o)^2}{\rho_{go} \cdot q_{go}^2} \quad . \quad (2.13)$$

Con base en las ecs. (2.8), (2.9), (2.10) y (2.13), el primer criterio puede expresarse como:

$$F_1 = \frac{\rho_{go} \cdot q_{go}^2}{(C_D A_o)^2} \cdot \frac{B_{fo} \cdot J}{q_{fo}} > 1 \quad , \quad (2.14)$$

o bien, en términos de gastos a condiciones estándar, como:

$$F_1 = \frac{\rho_{gi} \cdot B_{gi} \cdot q_{gi}^2}{(C_D A_o)^2} \cdot \frac{J}{q_o} > 1 \quad . \quad (2.15)$$

De acuerdo a este criterio, la estabilidad es favorecida con:

1. un gasto alto del gas de BN,
2. un alto índice de productividad y
3. un puerto de inyección reducido.

2.1.2 Segundo criterio

Suponiendo que el sistema es inestable de acuerdo al primer criterio, entonces una disminución en la p_{ti} causará un incremento en el flujo de gas de BN a través de la válvula de orificio, reduciendo aún más la presión en la TP. Ahora bien, este incremento en el gasto del gas de BN a través de la válvula de orificio ocasiona que el espacio anular se depresione. Si el ritmo de depresionamiento del espacio anular es mayor al de la TP, entonces el flujo del gas de BN que entra a la TP disminuirá. Con la reducción del flujo de gas que entra a la TP, la densidad de la mezcla se incrementa estabilizando el sistema. Por lo tanto, el segundo criterio de estabilidad puede expresarse matemáticamente como:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial t} < 0 \quad . \quad (2.16)$$

Suponiendo que $q_{go} = q_{go}(p_{ci}, p_{ti})$, entonces:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial t} = \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t} + \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} \cdot \frac{\partial p_{ti}}{\partial t} \quad . \quad (2.17)$$

Con base en la ec. (2.10), puede demostrarse que:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} = - \frac{C_1}{p_{ti}} \quad y \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ci}} = \frac{C_1}{p_{ti}} \quad , \quad (2.19)$$

donde

$$C_1 = \frac{(C_D A_o)^2}{q_{go}} \cdot \left(\frac{z R T_{ti}}{M_g} \right) \quad . \quad (2.20)$$

Sustituyendo las ecs. (2.18) y (2.19) en (2.17), y luego de un arreglo algebraico, se tiene que:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial t} = C_1 \cdot \left(\frac{1}{p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t} - \frac{1}{p_{ii}} \cdot \frac{\partial p_{ii}}{\partial t} \right) . \quad (2.21)$$

De acuerdo a la ec. (2.21), la desigualdad (2.16) se cumple cuando:

$$\frac{1}{p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t} - \frac{1}{p_{ii}} \cdot \frac{\partial p_{ii}}{\partial t} < 0 , \quad (2.22)$$

o bien,

$$F_2 = \frac{-\frac{1}{p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t}}{-\frac{1}{p_{ii}} \cdot \frac{\partial p_{ii}}{\partial t}} > 1 . \quad (2.23)$$

La variación de la presión en el espacio anular puede obtenerse a partir de la ecuación general de los gases reales, de donde:

$$\frac{\partial p_{ci}}{\partial t} = \delta(w_{ci} - w_{ii}) \cdot \left(\frac{z_{ci} R T_{ci}}{V_c M_g} \right) . \quad (2.24)$$

Puesto que el flujo de gas que entra al espacio anular se ha supuesto constante, entonces $\delta w_{ci} = 0$. La ec. (2.24) puede expresarse en términos del gasto del gas de BN como:

$$\frac{\partial p_{ci}}{\partial t} = - \frac{p_{ii}}{T_{ii} z_{ii}} \cdot \frac{T_{ci} z_{ci}}{V_c} \cdot \delta q_{go} . \quad (2.25)$$

La presión en el punto de inyección puede determinarse a partir de un balance de cantidad de movimiento en la TP. Despreciando la componente por aceleración, se tiene que:

$$p_{ti} = p_{wh} + \rho_a D_v g + \Delta p_f \quad . \quad (2.26)$$

Si se considera un cambio pequeño en la relación gas-líquido de entrada, esta perturbación se propagará como una onda de continuidad sin amortiguamiento por fricción. En estas circunstancias, la respuesta de presión se encuentra diferenciando la ec. (2.26) con respecto al tiempo. Suponiendo que p_{wh} es constante, y despreciando la fricción en la TP, entonces:

$$\frac{\partial p_{ti}}{\partial t} = D_v g \frac{\partial \rho_a}{\partial t} \quad . \quad (2.27)$$

La variación de la densidad promedio en la TP se obtiene de la ecuación de continuidad. La ecuación de continuidad se expresa, despreciando la aceleración, como:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + v \frac{\partial \rho}{\partial x} = 0 \quad . \quad (2.28)$$

Si se supone que ρ_m experimenta una perturbación, entonces una onda de continuidad se propagará a lo largo de la TP hacia la cabeza del pozo. Hasta que esta perturbación no llegue a la superficie, la densidad promedio de los fluidos corriente arriba al frente de la perturbación no experimentará ningún cambio. Entonces la variación en la densidad promedio en la TP puede ser aproximada con base en la ecuación de continuidad como:

$$\frac{\partial \rho_a}{\partial t} = \left(\frac{q_{fo} + q_{go}}{V_t} \right) \cdot \delta \rho_m \quad . \quad (2.29)$$

Combinando las ecs. (2.27) y (2.29), y con base en las ecs. (2.5) y (2.7), la respuesta de la presión de la TP causada por un cambio en el gasto del gas de BN puede expresarse como:

$$\frac{\partial p_{ti}}{\partial t} = \left(\frac{(\rho_{fo} - \rho_{go}) D_v g}{V_t} \right) \cdot \left(\frac{q_{fo}}{q_{fo} - q_{go}} \right) \cdot (F_1 - 1) \cdot \delta q_{go} \quad . \quad (2.30)$$

Sustituyendo las ecs. (2.25), (2.30) en (2.23), el segundo criterio de estabilidad queda determinado por la desigualdad:

$$F_2 = C_2 \cdot \left(\frac{V_t}{V_c} \right) \cdot \left(\frac{p_{ti}}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) D_v g} \right) \cdot \left(1 + \frac{q_{go}}{q_{fo}} \right) \cdot \left(\frac{1}{1 - F_1} \right) > 1 \quad , \quad (2.31)$$

donde:

$$C_2 = \frac{p_{ti} T_{ci} z_{ci}}{p_{ci} T_{ti} z_{ti}} \approx 1 \quad . \quad (2.32)$$

El parámetro C_2 , definido por la ec. (2.32), es el factor de volumen del gas de BN entre el espacio anular y la TP. Para todos los casos, C_2 es cercano a la unidad.

De acuerdo a este criterio, la estabilidad es favorecida con:

1. un espacio anular de volumen pequeño,
2. un gasto alto del gas de BN,
3. una respuesta de afluencia del yacimiento pronunciada y
4. una contrapresión elevada en la cabeza del pozo.

2.2. Criterios de estabilidad de Blick

Blick y cols.^{8,9} desarrollaron criterios de estabilidad de flujo con base en las metodologías de la teoría de control de sistemas lineales. Plantearon las ecuaciones de cambio que describen el comportamiento transitorio de los componentes del sistema de BN. Entre los fenómenos considerados en el modelo del sistema incluyeron: la inercia y la capacitancia de las tuberías, el almacenamiento del pozo y la respuesta transitoria del yacimiento. Transformaron al espacio de Laplace las ecuaciones planteadas y obtuvieron la ecuación característica del sistema. Mediante los criterios de Routh, determinaron que el sistema de BN es estable únicamente cuando los tres coeficientes (K_1 , K_2 y K_3) de la ecuación característica tienen el mismo signo.

Las suposiciones principales en el planteamiento del modelo son:

1. Yacimiento bajosaturado
2. Flujo radial en un yacimiento finito con presión constante en la frontera exterior y gasto constante en el pozo
3. El pozo no tiene empacador
4. El incremento del nivel de líquido en el espacio anular es lento
5. La relación gas-líquido total es inferior a la óptima
6. Gasto másico constante a través de un estrangulador de inyección superficial

2.2.1 Desarrollo de los criterios de Blick

Como fue mencionado anteriormente, en el modelo del sistema de BN se considera la inercia y la capacitancia de las tuberías, el almacenamiento del pozo y la respuesta transitoria del yacimiento.

La inercia de la TP, M , caracteriza la caída de presión causada por la aceleración del fluido en la TP y se define como:

$$M = \frac{\rho L}{A_t} \quad . \quad (2.33)$$

En pozos con BN, la densidad de la mezcla de los fluidos en la TP no es la misma corriente arriba (ρ_1) que corriente abajo (ρ_2) del punto de inyección. Por lo tanto, hay dos términos de inercia, M_1 y M_2 . Dividiendo la longitud de la TP en dos segmentos a partir del punto de inyección, los términos de inercia en los segmentos inferior y superior pueden expresarse respectivamente como:

$$M_1 = \frac{\rho_1 L_1}{A_t} \quad y \quad (2.34)$$

$$M_2 = \frac{\rho_2 L_2}{A_t} \quad . \quad (2.35)$$

La capacitancia de la TP, C_T , caracteriza la expansión de la TP ocasionada por un incremento en la presión. El módulo efectivo de resistencia de una tubería que contiene gas y líquido puede expresarse como:

$$K_{be} = \left(\frac{1}{K_{bt}} + \frac{1}{K_{bL}} + \frac{V_g}{V_L} \frac{1}{K_{bg}} \right)^{-1} \quad , \quad (2.36)$$

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

$$\frac{1}{K_{be}} = - \frac{\Delta V}{V_t \Delta p'} \quad , \quad (2.37)$$

entonces

$$- \frac{d\Delta V}{dt} = q_T = \frac{V_t}{K_{be}} \frac{d\Delta p'}{dt} \quad , \quad (2.38)$$

donde q_T expresa el cambio que experimenta el flujo a la salida de la TP por el efecto de las elasticidades del gas, el aceite y la pared de la tubería. Con base en la ec. (2.38), q_T puede expresarse como:

$$q_T = C_T \frac{d\Delta p'}{dt} \quad , \quad (2.39)$$

donde

$$C_T = V_t \left(\frac{1}{K_{bt}} + \frac{1}{K_{bL}} + \frac{V_g}{V_L} \frac{1}{K_{bg}} \right) \quad . \quad (2.40)$$

La constante de almacenamiento del pozo, C_s , está relacionada al volumen de líquido existente en el espacio anular entre la TP y la TR (pozo sin empacador). La variación del gasto volumétrico de líquido, q_A , que fluye del espacio anular a la TP es:

$$q_A = -A_c \frac{dh_c}{dt} \quad , \quad (2.41)$$

donde A_c y h_c son el área de la sección transversal del espacio anular y la altura del nivel de líquido en el mismo, respectivamente.

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

$$p_{wf} = p_{co} + F_{wv} h_c \quad , \quad (2.42)$$

donde F_{wv} es el gradiente de presión hidrostática debido al líquido en el espacio anular. De acuerdo a la ec. (2.42), la ec.(2.41) puede expresarse como:

$$q_A = -\frac{A_c}{F_{wv}} \left(\frac{dp_{wf}}{dt} - \frac{dp_{co}}{dt} \right) \quad . \quad (2.43)$$

Considerando que el cambio en el volumen de gas es adiabático, y que tanto p_g como V_g son los valores promedio de presión y volumen en el espacio anular, respectivamente, entonces:

$$p_g V_g = cte \quad . \quad (2.44)$$

Si la presión de la TR es aproximadamente igual a la presión promedio del espacio anular, se tiene que:

$$\frac{dp_{co}}{dt} = -\frac{cte}{V_g^2} \cdot \frac{dV_g}{dt} = -\frac{p_{co}}{V_g} \cdot q_A \quad . \quad (2.45)$$

Si D_v es la profundidad vertical del pozo, entonces $V_g = A_c \cdot (D_v - h_c)$. Por lo tanto, y con base en la ec. (2.45), la ec. (2.43) puede expresarse como:

$$q_A = -C_S \frac{dp_{wf}}{dt} \quad , \quad (2.46)$$

donde

$$C_S = A_c \cdot \left(F_{wv} + \frac{p_{co}}{(D_v - h_c)} \right)^{-1} \quad . \quad (2.47)$$

Para modelar las fluctuaciones que experimenta el gasto, q_R , que aporta el yacimiento en respuesta a las perturbaciones en la p_{wf} , Blick y cols.⁸ partieron de la ecuación de difusión para el caso de flujo radial de un fluido ligeramente compresible en un medio poroso:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad , \quad (2.48)$$

cuya solución general es:

$$p_i - p_{wf} = \frac{qB\mu}{0.00708k h_f} \cdot f(t_D, r_{eD}) \quad , \quad (2.49)$$

donde

$$r_{eD} = r_e / r_w \quad (2.50)$$

y

$$t_D = \frac{0.000264 k t}{\phi \mu c r_w^2} \quad , \quad (2.51)$$

con t en horas.

Blick y cols.⁸ analizaron el comportamiento de la función $f(t_D, r_{eD})$ para el caso de flujo radial en un yacimiento finito con una presión constante en su frontera exterior y gasto constante en el pozo. Encontraron que:

$$f(t_D, r_{eD}) = (1 - \exp(-bt_D)) \ln \frac{r_e}{r_w} \quad , \quad (2.52)$$

donde

$$b = \frac{0.892}{t_D^{0.792} r_{eD}^{0.217}} \quad . \quad (2.53)$$

Ahora bien, si el gasto que aporta el yacimiento experimenta una perturbación en el tiempo, entonces la perturbación correspondiente en la p_{wf} puede expresarse, con base en las ecs. (2.49) y (2.52), mediante la siguiente integral de convolución:

$$p_{wf}' = -\frac{1}{J} \cdot \int_0^t \frac{dq_R}{d\tau} \cdot (1 - \exp(ab(t - \tau))) d\tau \quad , \quad (2.54)$$

donde:

$$a = \frac{0.000264 k}{\phi \mu c r_w^2} \quad , \quad (2.55)$$

y

$$J = \frac{0.00708 k h_f}{B \mu \ln(r_e / r_w)} \quad . \quad (2.56)$$

La perturbación total que experimenta el flujo, q' , es:

$$q' = q_R + q_A + q_T \quad . \quad (2.57)$$

El cambio en la caída de presión, $\Delta p'$, en la sección de la tubería debajo del puerto de inyección causado por los efectos de la inercia y los cambios en la relación gas líquido, RGL_1 , y en el gasto de flujo, $\Delta q'$, puede expresarse como:

$$\Delta p_{1'} = \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGL} \right)_o \cdot RGL_{1'} + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_o \cdot q' + M_1 \cdot \frac{\partial q'}{\partial t} \quad . \quad (2.58)$$

De manera similar, el cambio en la caída de presión por arriba del puerto de inyección es:

$$\Delta p_{2'} = \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial RGL} \right)_o \cdot RGL_{2'} + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_o \cdot q' + M_2 \cdot \frac{\partial q'}{\partial t} \quad . \quad (2.59)$$

La diferencia entre la presión de fondo fluyendo y la presión en la cabeza del pozo es:

$$p_{wf}' - p_{wh}' = \Delta p_{1'} + \Delta p_{2'} \quad . \quad (2.60)$$

La variación de la presión en la cabeza del pozo, p_{wh}' , puede expresarse en términos de las variaciones de la relación gas-líquido, RGL_2 , del gasto, q , y del diámetro del estrangulador de producción, ϕ_{est} , como sigue:

$$p_{wh}' = \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial RGL} \right)_o \cdot RGL_{2'} + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial q} \right)_o \cdot q' + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial \phi_{est}} \right)_o \cdot \phi_{est}' \quad . \quad (2.61)$$

Finalmente, el sistema de ecuaciones que describe el comportamiento de los diferentes componentes del sistema de BN queda integrado por las siguientes 8 ecs.: (2.39), (2.46), (2.54), y (2.57) a (2.61). Transformándolas al espacio de Laplace, se tiene que:

$$\bar{q}_T(s) = s C_T \bar{\Delta p}'(s) \quad , \quad (2.62)$$

$$\bar{q}_A(s) = -s C_S \bar{p}_{wf}'(s) \quad , \quad (2.63)$$

$$\bar{p}_{wf}'(s) = -\frac{\bar{q}_R(s)}{J(1+s/ab)} \quad , \quad (2.64)$$

$$\bar{q}'(s) = \bar{q}_R(s) + \bar{q}_A(s) + \bar{q}_T(s) \quad , \quad (2.65)$$

$$\bar{\Delta p}_1'(s) = \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGL} \right)_o \cdot \bar{RGL}_1'(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_o \cdot \bar{q}'(s) + M_1 \cdot s \cdot \bar{q}'(s) \quad , \quad (2.66)$$

$$\bar{\Delta p}_2'(s) = \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial RGL} \right)_o \cdot \bar{RGL}_2'(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_o \cdot \bar{q}'(s) + M_2 \cdot s \cdot \bar{q}'(s) \quad , \quad (2.67)$$

$$\bar{p}_{wf}'(s) = \bar{p}_{wh}'(s) + \bar{\Delta p}_1'(s) + \bar{\Delta p}_2'(s) \quad , \quad (2.68)$$

y

$$\bar{p}_{wh}'(s) = \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial RGL} \right)_o \cdot \bar{RGL}_2'(s) + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial q} \right)_o \cdot \bar{q}'(s) + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial \phi_{est}} \right)_o \cdot \bar{\phi}_{est}'(s) \quad , \quad (2.69)$$

donde “s” es la variable de la transformada de Laplace.

Las ecs. (2.62) a (2.69) conforman un conjunto de ocho ecuaciones algebraicas con ocho incógnitas: $\overline{q_T}(s)$, $\overline{q_A}(s)$, $\overline{q_R}(s)$, $\overline{q}(s)$, $\overline{\Delta p_1}(s)$, $\overline{\Delta p_2}(s)$, $\overline{p_{wf}}(s)$ y $\overline{p_{wh}}(s)$. De acuerdo a Blick y cols. (1988), la solución de este sistema de ecuaciones puede expresarse como:

$$\overline{p_{wh}}(s) = \frac{f_1(s, \overline{\phi_{est}}(s), \overline{RGL_1}(s), \overline{RGL_2}(s))}{K_1 s^2 + K_2 s + K_3} \quad , \quad (2.70)$$

$$\overline{p_{wf}}(s) = \frac{f_2(s, \overline{\phi_{est}}(s), \overline{RGL_1}(s), \overline{RGL_2}(s))}{K_1 s^2 + K_2 s + K_3} \quad , \quad (2.71)$$

y

$$\overline{q}(s) = \frac{f_3(s, \overline{\phi_{est}}(s), \overline{RGL_1}(s), \overline{RGL_2}(s))}{K_1 s^2 + K_2 s + K_3} \quad . \quad (2.72)$$

La ecuación característica del sistema de ecuaciones es:

$$K_1 s^2 + K_2 s + K_3 = 0 \quad , \quad (2.73)$$

donde

$$K_1 = (M_1 + M_2) \left(C_s - C_T + \frac{J}{ab} \right) \quad , \quad (2.74)$$

$$K_2 = \left(\frac{J}{ab} + C_s \right) \cdot \left(\left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial q} \right)_o + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_o + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_o \right) \\ + J(M_1 + M_2) - C_T \cdot \left(\left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_o + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_o \right) \quad , \quad (2.75)$$

$$K_3 = J \cdot \left(\left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial q} \right)_o + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_o + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_o \right) + 1 \quad . \quad (2.76)$$

De acuerdo al análisis de estabilidad lineal de la teoría de control, el sistema físico asociado las ecs. (2.70) a (2.72) será estable si la parte real de las dos raíces de la ecuación característica (2.73) es negativa. Esta condición se satisface cuando todos los coeficientes de la ecuación característica son del mismo signo.

Por lo tanto, el sistema de BN será estable si se cumplen las siguientes desigualdades:

$$\frac{K_2}{K_1} > 0 \quad (2.77)$$

y

$$\frac{K_3}{K_1} > 0 \quad (2.78)$$

2.3 Criterios de estabilidad de Alhanati

Alhanati y cols.¹⁰ realizaron una revisión de los criterios de estabilidad en pozos con BN existentes en la literatura. De su investigación, concluyeron que no es recomendable extrapolar el análisis de estabilidad en pozos fluyentes al caso de pozos con BN. Desarrollaron criterios de estabilidad mediante la metodología utilizada por Blick y cols.^{8,9} Plantearon las ecuaciones de cambio para el yacimiento, el pozo y el sistema de inyección. Transformaron al espacio de Laplace las ecuaciones obtenidas y, con base en el análisis de la ecuación característica del sistema de ecuaciones resultante, desarrollaron un criterio unificado de estabilidad. Este criterio está conformado por dos desigualdades que se simplifican a 4 casos particulares, dependiendo de los regímenes de flujo (crítico o subcrítico) en las válvulas de BN y superficial de inyección. Demostraron que bajo ciertas consideraciones, estos criterios se reducen a los propuestos por Asheim⁷.

Las suposiciones principales en el desarrollo del criterio son:

1. No se consideran los efectos transitorios en la respuesta del yacimiento a los disturbios de presión
2. El flujo en el pozo es homogéneo
3. El gradiente de presión en el pozo está dominado por efectos gravitacionales
4. La variación de la presión a la profundidad de la válvula de BN es igual a la variación de la presión de fondo fluyendo
5. Los gastos másicos a través de las válvulas de BN y superficial son funciones lineales de la presión
6. La presión en la red de BN se mantiene constante
7. El gradiente de presión en el espacio anular es despreciable

2.3.1 Desarrollo del criterio unificado de Alhanati

Alhanati y cols.¹⁰ proponen utilizar el comportamiento de afluencia dominado por efectos de frontera para modelar la respuesta del yacimiento a los disturbios de presión en el sistema. Por lo tanto, la relación entre la variación de la presión en la TP y la variación en el gasto aportado por el yacimiento está dada por:

$$p_{ii}' = -\frac{q_{fo}'}{B_{fo} J} \quad , \quad (2.79)$$

donde el valor de J debe tomarse como el valor absoluto de la derivada (evaluada en el punto de operación) de la curva de afluencia. Es importante notar que en la ec. (2.79) se considera que $\partial p_{wf} = \partial p_{ii}$, al igual que en los criterios de Asheim (1988).

En la formulación del modelo del sistema de inyección se consideró que las siguientes relaciones lineales describen el comportamiento del gasto másico del gas de BN (suponiendo que $p_{ci} = p_{co}$):

$$\frac{w_{ch}'}{w_g} = K_{ch}^c \frac{p_{co}'}{p_{co}} \quad (2.80)$$

y

$$\frac{w_v'}{w_g} = K_v^c \frac{p_{co}'}{p_{co}} + K_v^t \frac{p_{ii}'}{p_{ii}} \quad (2.81)$$

En las ecs. (2.80) y (2.81), w_g es el gasto másico del gas de BN en régimen permanente; w_{ch}' y w_v' son las variaciones del gasto másico a través de la válvula superficial y del puerto de inyección, respectivamente. Los coeficientes K representan las variaciones relativas en los gastos másicos a través del estrangulador superficial de inyección y a través de la válvula de BN, asociadas a las variaciones relativas de las presiones en la TR y la TP. K_{ch}^c siempre es negativo debido a que el gasto de gas a través del estrangulador de inyección disminuye con el incremento de la presión en la TR. K_v^c siempre es positivo ya que el gasto de gas a través de la válvula de BN se incrementa conforme aumenta la presión en la TR. K_v^t puede ser positivo o negativo dependiendo de las características específicas de la válvula y del régimen de flujo (crítico o subcrítico) que se presente.

Aplicando un balance de masa en la TR, se tiene que:

$$\left(\frac{V_c M_g}{z R T} \right)_c \cdot \frac{dp_{co}'}{dt} = K_{ch}^c w_g \frac{p_{co}'}{p_{co}} - \left(K_v^c \frac{p_{co}'}{p_{co}} + K_v^t \frac{p_{ii}'}{p_{ii}} \right) \cdot w_g \quad (2.82)$$

o bien

$$\frac{dp_{co}'}{dt} + a \cdot p_{co}' = b \cdot p_{ii}' \quad (2.83)$$

donde

$$a = - \frac{w_g}{p_{co}} \cdot (K_{ch}^c - K_v^c) \cdot \left(\frac{z R T}{V_c M_g} \right)_c \quad (2.84)$$

y

$$b = - \frac{w_g}{p_{ti}} \cdot K_v^t \cdot \left(\frac{z R T}{V_c M_g} \right)_c \quad (2.85)$$

Puede demostrarse que la solución de la ecuación diferencial (2.83) es:

$$p_{co}' = \frac{b}{e^{at}} \cdot \int_0^t e^{at} \cdot p_{ti}' dt \quad (2.86)$$

Sustituyendo la ec. (2.86) en la ec. (2.81), se tiene que:

$$q_{go}' = q_{go} \cdot \left\{ \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot \frac{b}{e^{at}} \cdot \int_0^t e^{at} \cdot p_{ti}' dt + \frac{K_v^t}{p_{ti}} \cdot p_{ti}' \right\} \quad (2.87)$$

Al formular una expresión para la respuesta de la TP a las variaciones de los gastos de líquido y de gas, se despreciaron los efectos por aceleración y por fricción. Considerando un pozo vertical, se tiene que:

$$p_{ti}' = \int_0^t \delta\rho_m \cdot g \cdot \frac{(q_{fo} + q_{go})}{A_t} dt \quad (2.88)$$

donde $\delta\rho_m$ es la variación en la densidad de la mezcla en el punto de inyección a partir de su valor en estado estacionario. Esta variación se debe a cambios predecibles, (q_{fo}' y q_{go}'), o a perturbaciones no predecibles (q_{fn}' y q_{gn}'). Siguiendo un razonamiento similar al empleado en la deducción de la ec.(2.5), $\delta\rho_m$ puede expresarse como:

$$\delta\rho_m = \frac{(\rho_{fo} - \rho_{go})}{(q_{fo} + q_{go})^2} \cdot [q_{go} \cdot (q_{fo}' + q_{fn}') - q_{fo} \cdot (q_{go}' + q_{gn}')] \quad . \quad (2.89)$$

Sustituyendo la ec. (2.89) en la ec. (2.88), se tiene que

$$p_{ii}' = \frac{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g}{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t} \cdot \int_0^t [q_{go} \cdot (q_{fo}' + q_{fn}') - q_{fo} \cdot (q_{go}' + q_{gn}')] dt \quad . \quad (2.90)$$

Las ecuaciones (2.79), (2.87) y (2.90) constituyen las relaciones necesarias para el análisis de estabilidad. Transformando estas ecuaciones al espacio de Laplace, resulta:

$$\overline{P_{ii}'}(s) = -\frac{\overline{Q_{fo}'}(s)}{B_{fo} \cdot J} \quad , \quad (2.91)$$

$$\overline{Q_{go}'}(s) = q_{go} \cdot \left\{ b \cdot \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot \frac{\overline{P_{ii}'}(s)}{(s+a)} + \frac{K_v^t}{p_{ii}} \cdot \overline{P_{ii}'}(s) \right\} \quad (2.92)$$

y

$$\overline{P_{ii}'}(s) = \frac{(\rho_{fo} - \rho_{go}) g}{(q_{fo} + q_{go}) A_t} \cdot \frac{1}{s} \cdot [q_{go} \cdot (\overline{Q_{fo}'}(s) + \overline{Q_{fn}'}(s)) - q_{fo} \cdot (\overline{Q_{go}'}(s) + \overline{Q_{gn}'}(s))] \quad . \quad (2.93)$$

Expresando las ecs. (2.91) a (2.93) en forma matricial, entonces:

$$\left| \begin{array}{ccc} B_{fo} \cdot J & 1 & 0 \\ q_{go} \cdot \left\{ \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot \frac{b}{(s+a)} + \frac{K_v^t}{p_{ii}} \right\} & 0 & -1 \\ \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t \cdot s}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} & -q_{go} & q_{fo} \end{array} \right| \left| \begin{array}{c} \overline{P_{ii}'}(s) \\ \overline{Q_{fo}'}(s) \\ \overline{Q_{go}'}(s) \end{array} \right| = \left| \begin{array}{c} 0 \\ 0 \\ q_{go} \cdot \overline{Q_{fn}'}(s) - q_{fo} \cdot \overline{Q_{gn}'}(s) \end{array} \right| \quad (2.94)$$

De acuerdo al análisis lineal de estabilidad, la estabilidad está condicionada al comportamiento de las singularidades del sistema representado por la ecuación matricial (2.94). Para que el sistema sea estable, todas sus singularidades deben ser negativas (condición de estabilidad). Si todas las singularidades son negativas, entonces p_{ii}' , q_{fo}' y q_{go}' presentarán crecimiento exponencial negativo (la perturbación del sistema se disipa). Las singularidades referidas 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:

$$\left[\frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} \right] s^2 + \left[\left(B_{fo} \cdot J \cdot q_{go} + q_{go} \frac{K_v^t}{p_{ii}} \cdot q_{fo} \right) + \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} \cdot a \right] s + \left[\left(B_{fo} \cdot J \cdot q_{go} + q_{go} \frac{K_v^t}{p_{ii}} \cdot q_{fo} \right) \cdot a + q_{go} \cdot \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot b \cdot q_{fo} \right] = 0 \quad . \quad (2.95)$$

Del análisis de la ec. (2.85), se observa que el coeficiente del término de segundo grado siempre es positivo. Para satisfacer la condición de estabilidad, los otros dos coeficientes deben ser positivos. Por lo tanto, debe cumplirse que:

$$\left(B_{fo} \cdot J \cdot q_{go} + q_{go} \frac{K_v^t}{p_{ii}} \cdot q_{fo} \right) + \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} \cdot a > 0 \quad (2.96)$$

y

$$\left(B_{fo} \cdot J \cdot q_{go} + q_{go} \frac{K_v^t}{p_{ii}} \cdot q_{fo} \right) \cdot a + q_{go} \cdot \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot b \cdot q_{fo} > 0 \quad , \quad (2.97)$$

en donde el parámetro “a” siempre es positivo ya que K_{ch}^c siempre es negativo, y K_v^c siempre es positivo.

Las desigualdades (2.96) y (2.97) toman las siguientes formas adimensionales:

$$\left(\frac{B_{fo} \cdot J \cdot p_{ti}}{q_{fo}} + K_v^t \right) + \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} \cdot a \cdot \frac{p_{ti}}{(q_{fo} \cdot q_{go})} > 0 \quad (2.98)$$

y

$$\left(\frac{B_{fo} \cdot J \cdot p_{ti}}{q_{fo}} + K_v^t \right) + \left(\frac{K_v^c \cdot p_{ti}}{p_{co}} \right) \cdot \frac{b}{a} > 0 \quad (2.99)$$

Las desigualdades (2.98) y (2.99) constituyen un criterio unificado de estabilidad. La validez de este criterio radica en la validez de las suposiciones de las relaciones lineales dadas por las ecs. (2.80) y (2.81).

El criterio unificado puede expresarse de diferentes maneras de acuerdo a los valores de K_{ch}^c , K_v^c y K_v^t , los cuales dependen principalmente de los regímenes de flujo que se establecen en el estrangulador superficial de inyección y en la válvula operante.

2.3.2 Casos particulares del criterio unificado

1) K_v^t positiva

Si K_v^t es positivo o cero, las desigualdades dadas por (2.98) y (2.99) se satisfacen automáticamente. K_v^t es cero cuando la válvula de BN opera como un orificio bajo flujo crítico (el gasto en la válvula es independiente de p_{ti}). K_v^t es positivo cuando la válvula de BN opera en la región de garganteo. 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.

2) K_v^t negativa

El régimen de flujo más común para la válvula operante es el de flujo subcrítico a través de un orificio. Bajo esta situación, K_v^t es negativa. Entonces el gasto a través de la válvula se incrementará ante un decremento en la presión de TP. Utilizando la ecuación de flujo adiabático a través de un orificio para la válvula de BN, se tiene que:

$$w_g = \sqrt{2} \cdot (C_D A_o)_v \cdot \sqrt{\frac{M_g}{zRT}} \cdot \sqrt{p_{co} \cdot (p_{co} - p_{ii})} \quad (2.100)$$

y

$$\frac{w_v'}{w_g} \approx \frac{1}{2} \cdot \frac{p_{co} \cdot (p_{co}' - p_{ii}') + p_{co}' \cdot (p_{co} - p_{ii})}{p_{co} \cdot (p_{co} - p_{ii})} \quad (2.101)$$

Consecuentemente,

$$K_v^c = \frac{1}{2} \cdot \frac{p_{co} + (p_{co} - p_{to})}{(p_{co} - p_{to})} \quad (2.102)$$

y

$$K_v^t = -\frac{1}{2} \cdot \frac{p_{to}}{(p_{co} - p_{to})} \quad (2.103)$$

3) Gasto constante a través de la válvula superficial de inyección

Puede suceder que el gasto de gas a través del estrangulador de inyección superficial sea constante. Esta situación ocurre cuando hay un controlador de flujo en la superficie, o cuando el estrangulador de inyección opera bajo flujo crítico. Cuando el estrangulador opera en flujo crítico entonces el gasto es independiente de la presión en TR. Por lo tanto, $K_{ch}^c = 0$.

Con base en las ecs. (2.84), (2.85), (2.102) y (2.103), se tiene que:

$$a = \frac{w_g}{p_{co}} \cdot \left(\frac{z R T}{V_c M_g} \right)_c \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{p_{co} + (p_{co} - p_{ii})}{(p_{co} - p_{ii})} \right) > 0 \quad (2.104)$$

y

$$b = \frac{w_g}{p_{co}} \cdot \left(\frac{z R T}{V_c M_g} \right)_c \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{p_{ii}}{(p_{co} - p_{ii})} \right) > 0 \quad (2.105)$$

Sustituyendo estos resultados en las desigualdades (2.98) y (2.99), y utilizando la ec. (2.100), los criterios de estabilidad se expresan como:

$$\left(\left(\frac{B_{fo} \cdot J \cdot w_g^2}{q_{fo} \cdot (C_D A_o)_v^2} \right) \cdot \left(\frac{z R T}{M_g p_{co}} \right) - 1 \right) + \left(\frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} \right) \cdot \left(\frac{w_g}{p_{co}} \right) \cdot \left(\frac{z R T}{V_c M_g} \right)_c \cdot \left(\frac{p_{co} + (p_{co} - p_{ii})}{q_{go} \cdot q_{fo}} \right) > 0 \quad (2.106)$$

y

$$\left(\left(\frac{B_{fo} \cdot J \cdot w_g^2}{q_{fo} \cdot (C_D A_o)_v^2} \right) \cdot \left(\frac{z R T}{M_g p_{co}} \right) - 1 \right) + \frac{p_{ii}}{p_{co}} > 0 \quad (2.107)$$

Si como Asheim⁷ se define F_1 como:

$$F_1 = \frac{\rho_{go} \cdot q_{go}^2}{(C_D A_o)_v^2} \cdot \frac{B_{fo} \cdot J}{q_{fo}} \quad (2.108)$$

se define F_3 como:

$$F_3 = \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} \cdot \frac{p_{io}}{q_{fo}} \quad (2.109)$$

y las relaciones r_v y μ_v como:

$$\frac{P_{ii}}{P_{co}} = r_v \quad (2.110)$$

y

$$\frac{(zT)_i}{(zT)_c} = \mu_v \quad , \quad (2.111)$$

entonces las desigualdades (2.106) y (2.107) se reducen a:

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 \cdot \left(\frac{2 - r_v}{\mu_v} \right) > 0 \quad (2.112)$$

y

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + r_v > 0 \quad . \quad (2.113)$$

Si se supone que la caída de presión a través de la válvula es pequeña (como lo consideró Asheim⁷), entonces r_v y μ_v se aproximan a uno. Entonces la ec. (2.112) se simplifica a:

$$(F_1 - 1) + F_3 > 0 \quad , \quad (2.114)$$

la cual es equivalente al segundo criterio de Asheim⁷.

Por otra parte, la ec. (2.113) se reduce a:

$$F_1 > 0 \quad , \quad (2.115)$$

la cual siempre es verdadera. Si el primer criterio de Asheim⁷ es satisfecho, o sea:

$$F_1 > 1 \quad , \quad (2.116)$$

entonces la ec. (2.115) se satisface automáticamente y la ec. (2.114) siempre es verdadera.

4) Flujo subcrítico a través de la válvula superficial de inyección

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

$$K_{ch}^c = -\frac{1}{2} \cdot \frac{p_{co}}{(p_m - p_{co})} \quad . \quad (2.117)$$

Utilizando el mismo procedimiento descrito anteriormente, los criterios de estabilidad se expresan como:

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 \left(\frac{2 - r_v}{\mu_v} \right) \cdot F_c > 0 \quad (2.118)$$

y

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + \frac{r_v}{F_c} > 0 \quad . \quad (2.119)$$

Las desigualdades (2.118) y (2.119) difieren de las expresiones (2.112) y (2.113) por un factor de corrección F_c , dado por:

$$F_c = \frac{(C_D A_{ch})_{ch}^2 + (C_D A_o)_v^2 \cdot \left(\frac{r_{ch} \cdot (2 - r_v)}{\mu_{ch}} \right)}{(C_D A_o)_v^2 \cdot \left(\frac{r_{ch} \cdot (2 - r_v)}{\mu_{ch}} \right)} \quad , \quad (2.120)$$

donde

$$\frac{p_{co}}{p_m} = r_{ch} \quad (2.121)$$

y

$$\frac{(zT)_c}{(zT)_m} = \mu_{ch} \quad . \quad (2.122)$$

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 desigualdades (2.118) y (2.119) se aproximarán a las expresiones (2.112) y (2.113). Obsérvese que la desigualdad (2.119) probablemente será satisfecha fácilmente, por lo que la desigualdad (2.118) 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 desigualdad (2.118) probablemente será satisfecha fácilmente y la desigualdad (2.119) dominará el requerimiento de estabilidad.

Tabla 2.1 Resumen de los criterios propuestos por Alhanati y cols. ¹⁰

Régimen de flujo en la válvula de BN	Régimen de flujo en la válvula superficial de inyección	
	Flujo subcrítico	Flujo constante
Flujo subcrítico	Ecs. (2.118) y (2.119)	Ecs. (2.112) y (2.113)
Flujo crítico	Siempre estable	Siempre estable

3. Nuevo criterio de estabilidad de flujo para pozos con BNC

En este capítulo, se presenta un nuevo criterio de estabilidad para pozos con BNC que producen aceite desde yacimientos saturados, y en los que la distancia entre el punto de inyección y el fondo del pozo es grande (mayor a 500 m). De los análisis realizados, se encontró que ninguno de los criterios existentes de estabilidad considera estas condiciones. El nuevo criterio de estabilidad se plantea con base en la premisa del primer criterio de Asheim⁷.

Las suposiciones principales en el desarrollo del criterio propuesto son:

1. El yacimiento es saturado
2. El yacimiento responde instantáneamente a las variaciones de presión en el pozo
3. El comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo está dominado por efectos de frontera
4. El pozo está terminado con empacador
5. El flujo en el pozo es homogéneo
6. El flujo es isotérmico entre la válvula de inyección y el fondo del pozo
7. El comportamiento del pozo está dominado por efectos gravitacionales
8. El gasto del gas de BN en la superficie es constante
9. La inyección del gas de BN a la TP es a través de una válvula de orificio
10. El flujo a través de la válvula de orificio es isotérmico
11. La distancia entre el fondo del pozo y el punto de inyección es grande (500 a 750 m)

3.1 Desarrollo del nuevo criterio de estabilidad

La premisa del primer criterio de Asheim⁷ establece que el sistema de BN será estable si la densidad de la mezcla (fluidos de la formación y gas de BN) se incrementa cuando la presión en el punto de inyección decrece. Este razonamiento se expresa matemáticamente mediante la siguiente desigualdad:

$$F_1 = \frac{\partial \rho_m}{\partial p_{ii}} < 0 \quad . \quad (2.1)$$

De acuerdo a las ecs., (2.2) a (2.6), la desigualdad (2.1) se cumple cuando:

$$F_1 = \frac{-\frac{1}{q_{fo}} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}}}{-\frac{1}{q_{go}} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ii}}} > 1 \quad , \quad (2.7)$$

en donde, retomando íntegramente el modelo del sistema de inyección propuesto por Asheim⁷, se tiene que:

$$-\frac{1}{q_{go}} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ii}} = \frac{B_{gi}}{\rho_{gi}} \cdot \frac{(C_D \cdot A_o)^2}{q_{gi}^2} \quad . \quad (2.13)$$

Por otra parte, a diferencia de Asheim⁷, en el nuevo criterio propuesto se considera que el yacimiento es saturado, y que $\Delta p_{wf} \neq \Delta p_{ii}$. Esta última consideración resulta importante cuando el punto de inyección se encuentra lejos del fondo del pozo, y hay gas libre en esta sección del pozo. Por lo tanto, es necesario plantear un modelo que relacione q_{fo} , p_{ii} y p_{wf} para obtener el término $-\frac{1}{q_{fo}} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}}$.

Partiendo de la definición del factor de volumen total de los fluidos de la formación, se tiene que:

$$q_{fo} = q_o \cdot B_{ii} \quad , \quad (3.1)$$

Derivando parcialmente la ec. (3.1) con respecto a p_{ii} se tiene que

$$\frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}} = q_o \cdot \frac{\partial B_{ii}}{\partial p_{ii}} + B_{ii} \cdot \frac{\partial q_o}{\partial p_{wf}} \cdot \frac{\partial p_{wf}}{\partial p_{ii}} \quad . \quad (3.2)$$

Debe observarse que cuando el yacimiento es bajosaturado, y se considera que $\frac{\partial B_{ii}}{\partial p_{ii}} \approx 0$

(flujo incompresible) y $\frac{\partial p_{wf}}{\partial p_{ii}} = 1$, entonces $\frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}} = -B_{ii} \cdot J$, como en el criterio de Asheim.

En la ec. (3.2), $\frac{\partial p_{wf}}{\partial p_{ii}}$ es la variación de la presión de fondo fluyendo con respecto a la presión en el punto de inyección. En el caso de flujo monofásico de líquido incompresible, esta derivada es numéricamente igual a la unidad. Cuando se presenta el flujo multifásico en el pozo, las perturbaciones de presión en el punto de inyección se propagan hacia el fondo y se amplifican. Por lo tanto, es necesario establecer una relación matemática entre p_{ii} y p_{wf} . Se propone un modelo de flujo homogéneo en el pozo (no existe resbalamiento entre las fases). Esta consideración es necesaria ya que se busca obtener un criterio analítico. De otra manera, debido a las no-linealidades del flujo multifásico, el criterio debería ser calculado numéricamente. Además, generalmente el régimen de flujo predominante entre el fondo del pozo y el punto de inyección es el flujo burbuja, por lo que la suposición de flujo homogéneo es razonable.

A partir de un balance de cantidad de movimiento entre el fondo y el punto de inyección, se tiene que:

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{\rho_f}{144} \cdot \frac{g}{g_c}, \quad (3.3)$$

en donde se han despreciado las pérdidas de presión por fricción y por aceleración. Generalmente en los pozos productores de aceite, 80 a 90% de las pérdidas de presión se deben a la carga hidrostática.¹³ Para el caso de los pozos direccionales, y de acuerdo a lo anterior, dx debe tomarse como longitud vertical y no como longitud desarrollada.

La densidad de los fluidos de la formación puede calcularse a partir de:

$$\rho_f = \frac{w_f}{q_f} \quad , \quad (3.4)$$

donde

$$w_f = q_o \cdot (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \quad (3.5)$$

y

$$q_f = q_o \cdot B_t \quad . \quad (3.6)$$

B_t es el factor de volumen total de los fluidos de la formación, definido como:

$$B_t = B_o + (R_p - R_s) \cdot B_g \quad . \quad (3.7)$$

De acuerdo a las ecs. (3.5) y (3.6), la densidad de los fluidos de la formación puede expresarse como:

$$\rho_f = (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{1}{B_t} \quad . \quad (3.8)$$

Sustituyendo la ec. (3.8) en la (3.3), el gradiente de presión hidrostático es:

$$\frac{dp}{dx} = -(\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{g}{144 \cdot g_c} \cdot \frac{1}{B_t} \quad . \quad (3.9)$$

Separando variables e integrando la ecuación diferencial (3.9), se tiene que:

$$\int_{p_{wf}}^{p_i} B_t \cdot dp = - \int_0^h (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{g}{144 \cdot g_c} \cdot dx \quad . \quad (3.10)$$

La integral del lado derecho de la ec. (3.10) se calcula como:

$$\int_0^h (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{g}{144 \cdot g_c} \cdot dx = (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{h}{144} \cdot \frac{g}{g_c} , \quad (3.11)$$

donde h es la longitud vertical entre el fondo del pozo y el punto de inyección.

Para realizar la integración indicada en el lado izquierdo de la ec. (3.10), es necesario expresar B_t sólo como función de la presión. Por lo tanto, se considerará que:

1. El flujo entre el fondo del pozo y el punto de inyección es isotérmico (a la temperatura media de flujo)
2. El factor de volumen del aceite permanece constante. En el caso del aceite negro, esta consideración es conveniente ya que la variación promedio del factor de volumen del aceite entre el punto de inyección y el fondo de los pozos es del orden de 3%
3. El factor de volumen del gas asociado al aceite puede expresarse, cuando T está en (°F) y p en (lb/pg² abs.), como:

$$B_g = \frac{0.0283 \cdot z \cdot (T + 460)}{p} ,$$

o bien como:

$$B_g = \frac{d}{p} , \quad (3.12)$$

El parámetro que tiene un efecto predominante en la propagación de las perturbaciones de presión es la fracción volumétrica del gas libre. Mediante R_p y R_s , es posible predecir la fracción volumétrica de gas en cualquier punto del pozo (siempre que el modelo de flujo homogéneo sea aplicable). Para obtener una función analíticamente integrable de R_s en términos

de la presión, se analizaron diferentes correlaciones pVT. Se encontró, a partir de las correlaciones de Vazquez y Beggs¹⁴, así como de Kartoatmodjo y Schmidt¹⁵, que la siguiente relación generalizada cumple la condición anterior:

$$R_s = a \cdot k \cdot p^c + b \quad . \quad (3.13)$$

Los parámetros a y b son factores de ajuste a datos experimentales pVT, y se calculan mediante regresión no lineal. k es el núcleo de la correlación pVT y depende de las densidades relativas del aceite y el gas, así como de la temperatura. c es el exponente característico de la correlación. En la tabla 3.1 se muestran el valor del exponente c y las expresiones para calcular k a partir de la correlaciones de Kartoatmodjo y Schmidt.¹⁵

Tabla 3.1 Parámetros k y c asociados a la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt¹⁵ para la relación de solubilidad

γ_{API}	k	c
≤ 30	$k = 0.05958 \cdot \gamma_{g100}^{0.7972} \cdot 10^{\frac{13.1405 \cdot \gamma_{API}}{(T+460)}}$	1.0014
> 30	$k = 0.03150 \cdot \gamma_{g100}^{0.7587} \cdot 10^{\frac{11.289 \cdot \gamma_{API}}{(T+460)}}$	1.0937

donde $\gamma_{g100} = \gamma_g \cdot (1 + 0.1595 \cdot \gamma_{API}^{0.4078} \cdot T_{sep}^{-0.2466} \cdot \log(p_{sep}/114.7))$.

Finalmente, de acuerdo a las ecs. (3.7), (3.12), y (3.13), el factor de volumen total de los fluidos de la formación puede expresarse como:

$$B_t = B_o + (R_p - b) \cdot d \cdot p^{-1} - a \cdot k \cdot d \cdot p^{c-1} \quad . \quad (3.14)$$

Sustituyendo (3.14) en el lado izquierdo de la ec. (3.10), luego de realizar la integración correspondiente, se tiene que:

$$\int_{p_{wf}}^{p_{ii}} B_t \cdot dp = \bar{B}_o \cdot (p_{ii} - p_{wf}) + (R_p - b) \cdot \bar{d} \cdot \ln\left(\frac{p_{ii}}{p_{wf}}\right) - \frac{a \cdot \bar{k} \cdot \bar{d}}{c} \cdot (p_{ii}^c - p_{wf}^c) \quad (3.15)$$

Por lo tanto, de las ecs. (3.11) y (3.15), la ec. (3.10) puede expresarse como:

$$(p_{ii} - p_{wf}) + A \cdot \ln\left(\frac{p_{ii}}{p_{wf}}\right) - B \cdot (p_{ii}^c - p_{wf}^c) = -C \quad (3.16)$$

donde

$$A = (R_p - b) \cdot \frac{\bar{d}}{B_o} \quad (3.17)$$

$$B = \frac{a \cdot \bar{k} \cdot \bar{d}}{c \cdot B_o} \quad \text{y} \quad (3.18)$$

$$C = (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{h \cdot g}{144 \cdot B_o \cdot g_c} \quad (3.19)$$

Derivando implícitamente la ec. (3.16) con respecto a p_{ii} , se tiene que:

$$\frac{\partial p_{wf}}{\partial p_{ii}} = \frac{p_{wf}}{p_{ii}} \cdot \frac{(p_{ii} + A - B \cdot c \cdot p_{ii}^c)}{(p_{wf} + A - B \cdot c \cdot p_{wf}^c)} \quad (3.20)$$

Por otra parte, de acuerdo a la ec. (3.14), el factor de volumen total de los fluidos de la formación a la profundidad de inyección es:

$$B_{ii} = B_{oi} + (R_p - b) \cdot d_i \cdot p_{ii}^{-1} - a \cdot k_i \cdot d_i \cdot p_{ii}^{c-1} \quad (3.21)$$

Derivando la ec. (3.21) con respecto a p_{ii} :

$$\frac{\partial B_{ii}}{\partial p_{ii}} = -\frac{(R_p - b) \cdot d_i}{p_{ii}^2} - \frac{a \cdot k_i \cdot d_i \cdot (c-1) \cdot p_{ii}^c}{p_{ii}^2} . \quad (3.22)$$

Observando que $B_{gfi} = \frac{d_i}{p_{ii}}$, la ec. (3.22) puede expresarse como:

$$\frac{\partial B_{ii}}{\partial p_{ii}} = -\frac{B_{gfi}}{p_{ii}} \cdot \left[(R_p - b) + a \cdot k_i \cdot (c-1) \cdot p_{ii}^c \right] . \quad (3.23)$$

Existen en la literatura diversas correlaciones para describir el comportamiento de afluencia de los yacimientos saturados.^{13,16} En el caso de los yacimientos contemplados en el presente estudio, se utilizó (con base en la revisión de la información disponible) la correlación de Vogel¹⁷ para caracterizar su comportamiento de afluencia:

$$q_o = q_{omax} \cdot \left[1 - 0.2 \cdot \left(\frac{p_{wf} - p_{atm}}{p_R - p_{atm}} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{p_{wf} - p_{atm}}{p_R - p_{atm}} \right)^2 \right] . \quad (3.24)$$

En la ecuación original de Vogel¹⁷, las presiones son manométricas. Sin embargo, y para ser consistentes en el desarrollo del nuevo criterio de estabilidad, en la ec. (3.24) p_R y p_{wf} son presiones absolutas.

La derivada de la ec. (3.24) con respecto a la presión de fondo fluyendo es:

$$\frac{\partial q_o}{\partial p_{wf}} = -\frac{0.2 \cdot q_{omax}}{(p_R - p_{atm})} \cdot \left[1 + 8 \cdot \frac{(p_{wf} - p_{atm})}{(p_R - p_{atm})} \right] . \quad (3.25)$$

De la ec. (3.24), puede demostrarse que:

$$p_{wf} = \frac{(p_R - p_{atm})}{8} \cdot \left[-1 + \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_o}{q_{omax}}\right)} \right] + p_{atm} \quad (3.26)$$

Sustituyendo la ec. (3.26) en (3.25):

$$\frac{\partial q_o}{\partial p_{wf}} = -\frac{0.2 \cdot q_{omax}}{(p_R - p_{atm})} \cdot \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_o}{q_{omax}}\right)} \quad (3.27)$$

Al sustituir las ecs. (3.20), (3.23) y (3.27) en la ec. (3.2), se obtiene:

$$\begin{aligned} \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}} = & q_o \cdot \left(\frac{-B_{gfi}}{p_{ii}} \right) \cdot \left[(R_p - b) + a \cdot k_i \cdot (c-1) \cdot p_{ii}^c \right] \\ & + B_{ii} \cdot \left[\left(\frac{-0.2 \cdot q_{omax}}{p_R - p_{atm}} \right) \cdot \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_o}{q_{omax}}\right)} \right] \cdot \left[\left(\frac{p_{wf}}{p_{ii}} \right) \cdot \frac{(p_{ii} + A - B \cdot c \cdot p_{ii}^c)}{(p_{wf} + A - B \cdot c \cdot p_{wf}^c)} \right] \end{aligned} \quad (3.28)$$

Reordenando términos:

$$\begin{aligned} \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}} = & -\frac{q_o \cdot B_{ii}}{p_{ii}} \cdot \left[\left(\frac{B_{gfi}}{B_{ii}} \right) \cdot (R_p - b + a \cdot k_i \cdot (c-1) \cdot p_{ii}^c) \right. \\ & \left. + 0.2 \cdot \left(\frac{q_{omax}}{q_o} \right) \cdot \left(\frac{p_{wf}}{p_R - p_{atm}} \right) \cdot \left(\frac{p_{ii} + A - B \cdot c \cdot p_{ii}^c}{p_{wf} + A - B \cdot c \cdot p_{wf}^c} \right) \cdot \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_o}{q_{omax}}\right)} \right] \end{aligned} \quad (3.29)$$

Observando que $q_{fo} = q_o \cdot B_{ii}$, entonces

$$-\frac{1}{q_{fo}} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ti}} = \frac{1}{p_{ti}} \cdot \left[\left(\frac{B_{gfi}}{B_{ii}} \right) \cdot (R_p - b + a \cdot k_i \cdot (c-1) \cdot p_{ti}^c) \right. \\ \left. + 0.2 \cdot \left(\frac{q_{omax}}{q_o} \right) \cdot \left(\frac{p_{wf}}{p_R - p_{atm}} \right) \cdot \left(\frac{p_{ti} + A - B \cdot c \cdot p_{ti}^c}{p_{wf} + A - B \cdot c \cdot p_{wf}^c} \right) \cdot \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_o}{q_{omax}} \right)} \right] = \Omega \quad (3.30)$$

Expresando la ec. (2.13) en unidades de campo, al sustituirla junto con la ec. (3.30) en (2.7), el nuevo criterio de estabilidad puede expresarse como:

$$F_1 = 2.20723 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{\gamma_{gi} \cdot B_{gi} \cdot q_{gi}^2}{(C_D \cdot A_o)^2} \cdot \Omega > 1 \quad , \quad (3.31)$$

donde

γ_{gi} , es la densidad relativa del gas de BN (aire = 1)

B_{gi} , es el factor de volumen del gas de BN en el punto de inyección

q_{gi} , es el gasto del gas de BN a condiciones estándar, en MMpcd

C_D , es el coeficiente de descarga del orificio

A_o , es el área del orificio, en pie²

Ω , es el factor dado por la ec. (3.30), en 1/(lb/pg² abs.)

Es importante señalar que si la desigualdad (3.31) no se cumple, entonces se debe verificar el segundo criterio de Asheim⁷ (desigualdad 2.31), pero con el factor F_1 del criterio propuesto.

De acuerdo a las ecs. (3.30) y (3.31), y desde un punto de vista operativo, la estabilidad de flujo se favorece:

1. Incrementando el gasto del gas de BN
2. Reduciendo el área del orificio de inyección
3. Incrementando el potencial del pozo
4. Reduciendo la producción

En la tabla 3.2 se compara el nuevo criterio de estabilidad con el primer criterio de Asheim⁷. Cuando se considera que el flujo es incompresible entre el fondo del pozo y el punto de inyección, entonces $\partial p_{wf} = \partial p_{ii}$. Por otra parte, cuando hay presencia de gas libre se tiene que $\partial p_{wf} > \partial p_{ii}$. En el caso de los yacimientos bajosaturados, la variación de q_o con respecto a la caída de presión en el yacimiento es lineal y está dada por el índice de productividad. En los yacimientos saturados esta relación no es lineal.

Tabla 3.2 Comparación del nuevo criterio de estabilidad con el primer criterio de Asheim.⁷

$F_1 = \frac{\rho_{gi} \cdot B_{gi} \cdot q_{gi}^2}{(C_D \cdot A_o)^2} \cdot \Omega > 1$	
Nuevo criterio (Yacimiento saturado)	Primer criterio de Asheim ⁷ (Yacimiento bajosaturado)
Ω (ec. 3.30)	$\Omega = \frac{J}{q_o}$
$\frac{\partial p_{wf}}{\partial p_{ii}} > 1$	$\frac{\partial p_{wf}}{\partial p_{ii}} = 1$
$\frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}} = q_o \cdot \frac{\partial B_{ii}}{\partial p_{ii}} + B_{ii} \cdot \frac{\partial q_o}{\partial p_{wf}} \cdot \frac{\partial p_{wf}}{\partial p_{ii}}$	$\frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ii}} = -B_{ii} \cdot J$

3.2 Ejemplo de aplicación

A continuación se muestra el procedimiento para el cálculo del nuevo criterio de estabilidad de flujo para pozos con BNC. En la tabla 3.3 se muestran los datos medidos de un pozo con BN. Se utilizó el simulador de análisis nodal, Prosper, para calcular el gasto de aceite y la presión de fondo fluyendo que se establecen en el sistema para dada presión en la cabeza y gasto del gas de inyección, así como para calcular algunos parámetros pVT.

Tabla 3.3 Datos requeridos en el nuevo criterio de estabilidad.

Densidad relativa del aceite	21.4	(°API)
Densidad relativa del gas asociado	0.922	(adim)
Densidad relativa del gas de BN	0.675	(adim)
Relación gas-aceite	291.46	(pie ³ /bl)
Gasto del gas de inyección	5.5	(MMpcd)
Gasto de aceite	7234.0	(bpd)
Presión de yacimiento	1558.0	(lb/pg ² abs.)
Presión de fondo fluyendo	1388.1	(lb/pg ² abs.)
Presión en el punto de inyección	766.8	(lb/pg ² abs.)
Presión en la cabeza del pozo	213.8	(lb/pg ² abs.)
Temp. en el fondo del pozo	216.9	(°F)
Temp. en el punto de inyección	205.4	(°F)
Temp. en la cabeza del pozo	136.9	(°F)
Diámetro de orificio	48.0	(64 ^{avo} pg)

- **Cálculo de $q_{o\ max}$**

De la ec. (3.24) se obtiene

$$q_{o\ max} = q_o \cdot \left[1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{wf} - P_{atm}}{P_R - P_{atm}} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{wf} - P_{atm}}{P_R - P_{atm}} \right)^2 \right]^{-1},$$

$$q_{o\ max} = 7234 \cdot \left[1 - 0.2 \cdot \left(\frac{1388.1 - 14.7}{1558.0 - 14.7} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{1388.1 - 14.7}{1558.0 - 14.7} \right)^2 \right]^{-1}, \text{ (bpd)}$$

$$q_{omax} = 38384 \text{ , (bpd)}$$

- **Cálculo de la presión y temperatura medias entre el fondo del pozo y el punto de inyección**

$$\bar{T} = \frac{T_{ii} + T_{wf}}{2}$$

$$\bar{p} = \frac{P_{ii} + P_{wf}}{2}$$

$$\bar{T} = \frac{205.4 + 216.9}{2} \text{ , (}^\circ\text{F)}$$

$$\bar{p} = \frac{766.8 + 1388.1}{2} \text{ , (lb/pg}^2\text{ abs.)}$$

$$\bar{T} = 211.2 \text{ , (}^\circ\text{F)}$$

$$\bar{p} = 1077.5 \text{ , (lb/pg}^2\text{ abs.)}$$

- **Cálculo de a, b, c y k**

Los parámetros a y b se calcularon para la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt (1991). Mediante regresión no lineal y con la información pVT disponible del pozo, se obtuvo: $a = 1.223$, (adim) y $b = 6.718$, (adim).

De acuerdo a la tabla 3.1, para $API < 30$: $c = 1.0014$, (adim) y

$$k = 0.05958 \cdot \gamma_{g100}^{0.7972} \cdot 10^{\frac{13.1405 \cdot \gamma_{API}}{(T+460)}} \text{ , (pie}^3\text{/bl)/(lb/pg}^2\text{ abs.)}^{1.0014}$$

El valor de k a la temperatura promedio es:

$$\bar{k} = 0.05958 \cdot (0.922)^{0.7972} \cdot 10^{\frac{13.1405 \cdot 21.4}{211.2+460}} \text{ (Se considera } \gamma_{100} = \gamma_{gf} \text{)}$$

$$\bar{k} = 0.14654 \text{ , (pie}^3\text{/bl)/(lb/pg}^2\text{ abs.)}^{1.0014}$$

Dividiendo \bar{k} entre 5.615 (pie³/bl) , se tiene:

$$\bar{k} = 0.02609 \text{ , } 1\text{/(lb/pg}^2\text{ abs.)}^{1.0014}$$

El parámetro k en el punto de inyección es

$$k_i = 0.05958 \cdot (0.922)^{0.7972} \cdot 10^{\frac{13.1405 \cdot 21.4}{205.4+460}} \quad (\text{Se considera } \gamma_{100} = \gamma_{gf})$$

$$k_i = 0.14777 \quad , \quad (\text{pie}^3 / \text{bl}) / (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})^{1.0014}$$

Dividiendo k_i entre 5.615 (pie³/bl) :

$$k_i = 0.02632 \quad , \quad 1 / (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})^{1.0014}$$

- **Cálculo de las propiedades de los fluidos**

De acuerdo a la ec. (3.12):

$$B_g = \frac{d}{p} \quad , \quad (\text{adim}) \quad \text{y} \quad d = 0.0283 \cdot z \cdot (T + 460) \quad , \quad (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})$$

En donde el factor z puede calcularse con la correlación de Standing y Katz.¹³

- **Factor de volumen promedio del gas libre**

$$\bar{z} = 0.866$$

$$\bar{d} = (0.0283) \cdot (0.866) \cdot (211.2 + 460) \quad , \quad (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})$$

$$\bar{d} = 16.449 \quad , \quad (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})$$

$$\bar{B}_g = \frac{16.449}{1077.5} \quad , \quad (\text{adim})$$

$$\bar{B}_g = 0.01527 \quad , \quad (\text{adim})$$

- **Factor de volumen del gas libre (gas asociado al aceite) en el punto de inyección**

$$z_i = 0.897$$

$$d_i = (0.0283) \cdot (0.897) \cdot (205.4 + 460) \quad , \quad (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})$$

$$d_i = 16.891 \quad , \quad (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})$$

$$B_{g\bar{i}} = \frac{16.891}{766.8} \quad , \quad (\text{adim})$$

$$B_{g\bar{i}} = 0.02203, \quad (\text{adim})$$

- **Factor de volumen del gas de BN en el punto de inyección**

$$z_g = 0.943$$

$$d_g = (0.0283) \cdot (0.943) \cdot (205.4 + 460) \text{ , (lb/pg}^2 \text{ abs.)}$$

$$d_g = 17.757 \text{ , (lb/pg}^2 \text{ abs.)}$$

$$B_{gi} = \frac{17.757}{766.8} \text{ , (adim)}$$

$$B_{gi} = 0.02316 \text{ , (adim)}$$

- **Factor de volumen promedio del aceite (calculado en Prosper)**

$$\overline{B_o} = 1.197 \text{ , (adim)}$$

- **Factor de volumen del aceite en el punto de inyección (calculado en Prosper)**

$$B_{oi} = 1.167 \text{ , (adim)}$$

- **Factor de volumen total en el punto de inyección**

En el cálculo de B_{ii} , R_p debe expresarse en (bl/bl). Por lo tanto:

$$R_p = \frac{291.46}{5.615} \text{ , (bl/bl)}$$

$$R_p = 51.907 \text{ , (bl/bl)}$$

De la ec. (3.21) se tiene que:

$$B_{ii} = B_{oi} + (R_p - b) \cdot d_i \cdot p_{ii}^{-1} - a \cdot k_i \cdot d_i \cdot p_{ii}^{c-1}$$

Al sustituir valores se obtiene:

$$B_{ii} = 1.167 + (51.907 - 6.718) \cdot (16.891) \cdot (766.8)^{-1} \\ - (1.223) \cdot (0.02632) \cdot (16.891) \cdot (766.8)^{1.0014-1}$$

$$B_{ii} = 1.6136 \text{ , (adim)}$$

• **Cálculo de los términos A y B**

De la ec.(3.17):

$$A = (R_p - b) \cdot \frac{\bar{d}}{B_o} \quad , \quad (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})$$

$$A = (51.907 - 6.718) \cdot \frac{(16.449)}{(1.197)} \quad , \quad (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})$$

$$A = 620.981 \quad , \quad (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})$$

De la ec.(3.18):

$$B = \frac{a \cdot \bar{k} \cdot \bar{d}}{c \cdot B_o}$$

$$B = \frac{(1.223) \cdot (0.02609) \cdot (16.449)}{(1.0014) \cdot (1.197)} \quad , \quad (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.}) / (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})^{1.0014}$$

$$B = 0.43786 \quad , \quad (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.}) / (\text{lb/pg}^2 \text{ abs.})^{1.0014}$$

• **Cálculo de Ω**

De la ec.(3.30):

$$\Omega = \frac{1}{p_{ii}} \cdot \left[\left(\frac{B_{gfi}}{B_{ii}} \right) \cdot (R_p - b + a \cdot k_i \cdot (c-1) \cdot p_{ii}^c) \right. \\ \left. + 0.2 \cdot \left(\frac{q_{omax}}{q_o} \right) \cdot \left(\frac{p_{wf}}{p_R - p_{atm}} \right) \cdot \left(\frac{p_{ii} + A - B \cdot c \cdot p_{ii}^c}{p_{wf} + A - B \cdot c \cdot p_{wf}^c} \right) \cdot \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_o}{q_{omax}} \right)} \right]$$

Calculando los términos de la ec.(3.30):

$$R_p - b + a \cdot k_i \cdot (c-1) \cdot p_{ii}^c \\ = 51.907 - 6.718 + (1.223) \cdot (0.02632) \cdot (1.0014 - 1) \cdot (766.8)^{1.0014} \\ = 45.2239 \quad , \quad (\text{adim})$$

$$\begin{aligned}
 p_{ti} + A - B \cdot c \cdot p_{ti}^c & \\
 &= 766.8 + 620.981 - (0.43786) \cdot (1.0014) \cdot (766.8)^{1.0014} \\
 &= 1048.4188, \text{ (lb/pg}^2 \text{ abs.)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 p_{wf} + A - B \cdot c \cdot p_{wf}^c & \\
 &= 1388.1 + 620.981 - (0.43786) \cdot (1.0014) \cdot (1388.1)^{1.0014} \\
 &= 1394.2397, \text{ (lb/pg}^2 \text{ abs.)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &\sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_o}{q_{omax}}\right)} \\
 &= \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{7234.0}{38384.0}\right)} \\
 &= 8.1193, \text{ (adim)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &\left(\frac{p_{ti} + A - B \cdot c \cdot p_{ti}^c}{p_{wf} + A - B \cdot c \cdot p_{wf}^c} \right) \cdot \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_{osc}}{q_{omax}}\right)} \\
 &= \frac{(1048.4188) \cdot (8.1193)}{1394.2397} \\
 &= 6.1054, \text{ (adim)}
 \end{aligned}$$

$$\Omega = \frac{1}{766.8} \cdot \left[\frac{(0.02203) \cdot (45.2239)}{1.6136} + 0.2 \cdot \frac{(38384.0) \cdot (1388.1) \cdot (6.1054)}{(7234.0) \cdot (1558.0 - 14.7)} \right]$$

$$\Omega = 0.00841, \text{ 1/(lb/pg}^2 \text{ abs.)}$$

- **Area del orificio**

$$A_o = \frac{\pi}{4} \cdot \phi_o^2$$

$$A_o = (0.7854) \cdot \left(\frac{48}{64} \cdot \frac{1}{12} \right)^2, \quad (\text{pie}^2)$$

$$A_o = 3.06797 \cdot 10^{-3}, \quad (\text{pie}^2)$$

- **Cálculo de F_1**

De acuerdo a la ec. (3.31):

$$F_1 = 2.20723 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{\gamma_{gi} \cdot B_{gi} \cdot q_{gi}^2}{(C_D \cdot A_o)^2} \cdot \Omega > 1$$

Sustituyendo valores:

$$F_1 = 2.20723 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(0.675) \cdot (0.02203) \cdot (5.5)^2}{(0.9 \cdot (3.06797 \cdot 10^{-3}))^2} \cdot (0.00841), \quad (\text{adim})$$

$$F_1 = 1.095, \quad (\text{adim})$$

Por lo tanto, el nuevo criterio predice que el flujo es **ESTABLE** ($F_1 > 1$). De acuerdo a la información disponible, el pozo operó de manera estable en las condiciones reportadas en la tabla 3.3

4. Modelo del sistema de BNC para el análisis de estabilidad

El modelo del sistema de BN está conformado por los modelos del yacimiento, del pozo y del sistema de inyección. El modelo del yacimiento predice la relación entre el gasto de los fluidos del yacimiento y la presión de fondo fluyendo (comportamiento de afluencia o *IPR*). El modelo del pozo permite calcular el perfil de la presión en las sartas de producción. Mediante el modelo del sistema de inyección, es posible predecir las caídas de presión desde la válvula de BN hasta la válvula superficial de inyección. Generalmente, y para fines prácticos, aún cuando el análisis del fenómeno del cabeceo debería realizarse con modelos en régimen transitorio, se utilizan modelos de flujo en régimen permanente.

Para determinar si el flujo en un pozo con BN es estable bajo ciertas condiciones de operación, es necesario predecir el valor de los parámetros del flujo (presiones, gastos y propiedades físicas de los fluidos) que se establecen en el sistema. Los parámetros del flujo se calculan a partir de los modelos de cada componente del sistema, mediante análisis nodal.

Antes de aplicar cualquiera de los criterios presentados en los capítulos anteriores, se requiere ajustar el modelo del sistema de BN con datos de campo. Este ajuste se lleva a cabo para garantizar que el modelo desarrollado reproduce el comportamiento real del sistema. A continuación se presentan la descripción de los modelos y los datos utilizados (tablas A.1 a A.4 del apéndice) para simular el sistema de BN correspondiente a un pozo en México.

Los modelos de la *IPR* y del pozo fueron desarrollados en el simulador de análisis nodal, Prosper. Por otra parte, en la simulación del sistema de inyección se utilizaron: la ecuación de flujo adiabático de gas a través de un orificio¹ para calcular la caída de presión en la válvula de BN; y la ecuación de Ikoku¹⁸ para predecir el perfil de la presión en el espacio anular. Debido a que existe una gran incertidumbre en la medición de la apertura de las válvulas superficiales de inyección, y ya que la medición de la presión en TR generalmente es confiable, se decidió no incluir el modelo de la válvula superficial.

4.1 Modelo del comportamiento de afluencia del yacimiento

La predicción del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo es compleja¹. La relación entre el gasto y la caída de presión que ocurre en el medio poroso depende del mecanismo de empuje en el yacimiento, de las propiedades petrofísicas de la formación productora y del daño a la formación, así como de las propiedades pVT y saturaciones de los fluidos.

El índice de productividad, J , de un pozo se define como el recíproco negativo de la pendiente de la curva de IPR . Para un yacimiento bajosaturado ($p_R > p_b$), la curva de IPR tiene un comportamiento lineal (J es constante). Para yacimientos saturados ($p_R < p_b$), el comportamiento de afluencia no es lineal.

Debido a la complejidad del análisis de estabilidad, se requieren modelos simples para la predicción del comportamiento de afluencia. En la literatura existen modelos, tales como el de Vogel¹⁷ y el de Fetkovich¹⁹, que aproximan el comportamiento de afluencia de los yacimientos saturados sólo con datos de producción (p_R y datos de q_o vs. p_{wf}). El modelo de Fetkovich¹⁹ tiene un fundamento teórico, por lo que es preferido sobre otros modelos. No obstante, se requieren al menos 3 datos de q_o vs. p_{wf} y la p_R . Para el modelo de Vogel¹⁷, que es de carácter semiempírico, sólo se necesita un dato de q_o vs. p_{wf} y la p_R .

Debido a las complicaciones operativas y económicas de realizar mediciones de fondo en pozos costa-afuera con cierta regularidad, generalmente la información disponible es escasa. En los pozos con BNC que producen desde yacimientos con un alto potencial de flujo, la incertidumbre en las mediciones de la presión de fondo fluyendo y gasto puede ser grande, aún más si el yacimiento es saturado. En el pozo analizado en la presente investigación se tienen estas características, por lo cual se optó por utilizar el modelo de Vogel¹⁷.

4.1.1 Modelo de Vogel

El método desarrollado por Vogel¹⁷ para predecir el comportamiento de afluencia de los yacimientos saturados es uno de los más utilizados en la industria petrolera¹. Permite generar la curva de *IPR* de pozos productores de aceite y gas que producen desde yacimientos saturados con empuje por gas disuelto. Se fundamenta en los resultados de numerosas simulaciones de yacimientos homogéneos ficticios. En las simulaciones, se consideraron diferentes propiedades *pVT* del aceite, permeabilidades relativas, espaciamento entre pozos y factores de daño. El estudio incluyó pozos con fracturamiento hidráulico. Vogel¹⁷ construyó curvas adimensionales de *IPR* (en términos de p_{wf} , p_R , q_o y q_{omax}) para cada uno de los casos simulados. Encontró que las curvas generadas se ajustaban a la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 1 - 0.2 \cdot \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2, \quad (4.1)$$

donde q_{omax} (o potencial del yacimiento) es el gasto de aceite que aportaría el yacimiento si la presión (manométrica) en la cara de la formación fuera cero. De acuerdo a la ec. (4.1), para construir la curva de *IPR* de un pozo se necesitan la p_R y un punto medido de q_o vs. p_{wf} .

Aún cuando el modelo de Vogel¹⁷ tiene un origen semiempírico, en la literatura¹ se menciona que ha sido aplicado en la práctica con buenos resultados, incluso en yacimientos en que el mecanismo de empuje no necesariamente es por gas disuelto.

4.1.2 Modelo de IPR para el pozo en análisis

Debido a que la presión media del yacimiento ($p_R = 1543.31 \text{ lb/pg}^2$) es menor a la presión de burbujeo ($p_b = 1550 \text{ lb/pg}^2$), se utilizó el modelo de Vogel¹⁷ incorporado en Prosper. En la Fig. 4.1 se muestra la curva de IPR obtenida. Las coordenadas de la gráfica son: la presión de fondo fluyendo (en lb/pg^2) y el gasto de aceite (bpd). El punto mostrado corresponde a datos medidos (tabla 4.1).

Tabla 4.1 Datos para generar la curva de IPR del pozo en análisis, mediante el método de Vogel. ¹⁷

Presión del yacimiento	1543.3	(lb/pg^2)
Gasto de aceite	7632.0	(bpd)
Presión de fondo fluyendo	1363.5	(lb/pg^2)

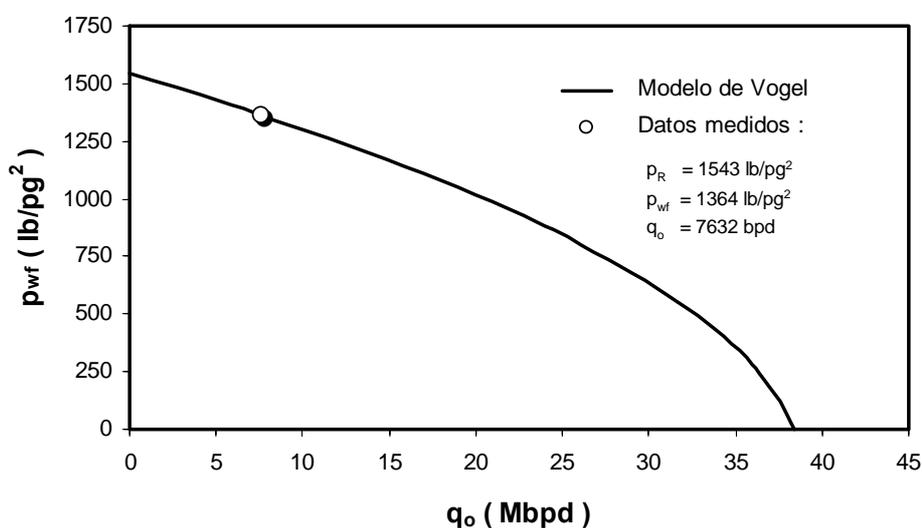


Fig. 4.1 Curva de IPR para el pozo en análisis.

De acuerdo a la Fig. 4.1, se observa que la respuesta del yacimiento a una ligera variación de la presión de fondo fluyendo es muy pronunciada. El índice de productividad es del orden de 40 bpd/(lb/pg²) en el rango actual de operación del pozo. Por ejemplo, para una disminución de 25 lb/pg² en la presión de fondo fluyendo, el gasto de aceite se incrementa en 1000 bdp. Esta respuesta del yacimiento tiene un efecto estabilizador en el sistema de BN. Si la presión en el punto de inyección se reduce, el yacimiento responde incrementando el gasto de los fluidos hacia el pozo. El incremento en el gasto de los fluidos del yacimiento tenderá a incrementar la presión en el punto de inyección hasta alcanzar su valor original.

4.2 Modelo del pozo

En los pozos que producen aceite desde yacimientos saturados existe el flujo simultáneo de líquido y gas desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales. La predicción del perfil de la presión en pozos en que fluyen simultáneamente dos fases es compleja¹³. Las diferencias de densidad y viscosidad de las fases líquida y gaseosa ocasionan que el gas se desplace a una mayor velocidad que el líquido (fenómeno de resbalamiento). Esta diferencia de velocidades locales ocasiona que la interfaz gas-líquido adquiera formas diversas, afectando todos los parámetros del flujo. Por la complejidad para predecir la forma y posición de la interfaz en el tiempo, resulta imposible desarrollar un modelo riguroso del flujo multifásico. Debido a esta dificultad, se han desarrollado numerosas correlaciones empíricas para predecir los gradientes de presión en pozos con flujo multifásico. Por su carácter empírico, la validez de las correlaciones está restringida al rango de los datos experimentales con que se desarrolló. Una de las correlaciones empíricas más empleadas en la industria petrolera es la de Hagedorn y Brown²⁰. Esta correlación ha sido ampliamente utilizada en el análisis del flujo multifásico, tanto en pozos naturalmente fluyentes como en aquellos con BNC.^{1,13}

4.2.1 Método de Hagedorn y Brown

El método de Hagedorn y Brown²⁰ está integrado por una serie de correlaciones para determinar el colgamiento y el factor de fricción de la mezcla. El método fue desarrollado a partir de datos experimentales y no depende del patrón de flujo. Se midieron gastos y caídas de presión en un pozo experimental de 1500 pies. Los diámetros de tubería considerados en el estudio fueron de 1.25 y 2.875 pg. Se realizaron mediciones para diferentes gastos de líquido y relaciones gas-líquido. Se analizó el efecto de la viscosidad del líquido en el gradiente de presión utilizando agua y diferentes tipos de aceites. Es importante señalar que el colgamiento de líquido que predice el método no necesariamente es real, ya que no fue medido en los experimentos. Este parámetro fue considerado como una variable más de correlación.

4.2.2 Modelo del pozo en análisis

Para predecir el comportamiento de la presión en el pozo, se utilizó la correlación de Hagedorn y Brown²⁰. Esta correlación fue ajustada en Prosper para acoplar los modelos del yacimiento y del pozo. Para realizar el ajuste, se calcularon factores de corrección para los gradientes hidrostáticos y por fricción. Los factores de corrección obtenidos fueron: 0.928037 para el gradiente hidrostático, y 1.0 para el gradiente de presión por fricción. En la tabla 4.2 se muestran los datos de campo utilizados.

**Tabla 4.2 Datos utilizados del pozo en análisis para
ajustar la correlación de Hagedorn y Brown.²⁰**

Presión en la cabeza	186.887	(lb/pg ²)
Temperatura en la cabeza	140.0	(°F)
Gasto de líquido	7632	(bpd)
Gasto del gas de inyección	5.5	(MMpcd)
Relación gas asociado-aceite	291.462	(pie ³ /bl)
Profundidad de inyección	6174.08	(pie)
Profundidad del manómetro	8841.86	(pie)
Presión a la profundidad del manómetro	1331.96	(lb/pg ²)

En la Fig. 4.2 se muestran: la curva de IPR (con línea continua) calculada con el método de Vogel¹⁷; y la curva de comportamiento hidráulico de la tubería de producción (con línea y marcador x) calculada con la correlación de Hagedorn y Brown²⁰ ajustada. Las coordenadas de la gráfica son el gasto de aceite (en Mbpd) y la presión de fondo fluyendo (en lb/pg²). El punto mostrado corresponde a datos medidos. La intersección de las curvas (solución teórica del sistema) se encuentra ligeramente desplazada hacia la izquierda del punto medido. En la tabla 4.3 se presenta la comparación de la solución del sistema con los datos medidos. Puede observarse que el ajuste logrado es excelente, ya que los errores relativos en el gasto y la presión de fondo fluyendo calculados son menores al 0.05%.

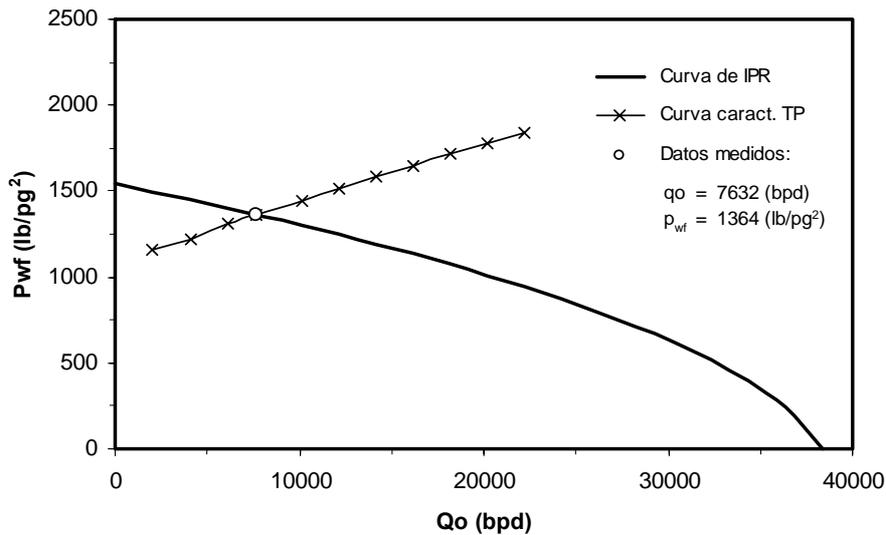


Fig. 4.2 Curvas de comportamiento hidráulico de la TP y de afluencia para el pozo en análisis.

Tabla 4.3 Comparación de la solución teórica del sistema con datos de campo.

Gasto de aceite (bpd)		
medido	calculado	error rel. (%)
7632	7628.9	-0.04
Presión de fondo fluyendo (lb/pg²)		
medido	calculado	error rel. (%)
1363.5	1363.4	-0.01

4.3 Modelo del sistema de inyección

El sistema de inyección del gas de BN está conformado por: la válvula de BN (comúnmente de orificio), la válvula superficial de inyección (o estrangulador), y el espacio anular entre las tuberías de revestimiento y de producción. Cada uno de estos elementos se modela de manera independiente. Para modelar la válvula de BN, generalmente se supone un modelo de flujo a través de un orificio¹. El modelo para la válvula superficial de inyección depende del tipo de válvula, y es función del gasto y de la apertura fraccional de la misma²¹. Si en lugar de una válvula se tiene instalado un estrangulador, se considera el modelo de flujo a través de un orificio. Para predecir el perfil de la presión en el espacio anular existen diferentes modelos, entre los que destaca el modelo de Ikoku.¹⁸

Se propone la utilización de: la ecuación de flujo adiabático de gas a través de un orificio para calcular la caída de presión en la válvula de BN; y la ecuación de Ikoku¹⁸ para predecir el perfil de la presión en el espacio anular. Debido a que existe una gran incertidumbre en la medición de la apertura de las válvulas superficiales de inyección, y ya que la medición de la presión en la TR es confiable, se decidió no incluir los modelos de las válvulas superficiales.

4.3.1 Modelo de la válvula de orificio

El flujo a través de un orificio puede ser crítico (sónico) o subcrítico (subsónico). Si el flujo en el orificio es crítico, los disturbios de presión corriente abajo no tienen efecto en el gasto ni en la presión corriente arriba. La relación de presiones a la cual el flujo se vuelve crítico depende de la relación de calores específicos, k , y está dada por ¹:

$$y_c = \left(\frac{p_2}{p_1} \right)_c = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (4.2)$$

El valor de k es determinado experimentalmente. Para gases hidrocarburos, comúnmente k toma valores de 1.25 a 1.3.

La ecuación general del flujo a través de un orificio puede obtenerse a partir de la ecuación de Bernoulli y una ecuación de estado. Las pérdidas de energía ocasionadas por la fricción son tomadas en cuenta utilizando un coeficiente de descarga. Este coeficiente de descarga es determinado experimentalmente y depende de las características físicas del orificio, así como del número de Reynolds. Generalmente, el coeficiente de descarga es del orden de 0.82 a 0.9.

La ecuación para el flujo adiabático a través de la válvula de orificio es ¹:

$$q_{gi} = \frac{976,716 \cdot C_D \cdot p_{ci} \cdot \phi_o^2}{\sqrt{\gamma_{gi} \cdot T_{ci} \cdot z_{ci}}} \cdot \sqrt{\left(\frac{k}{k-1} \right) \cdot \left(\left(\frac{p_{ti}}{p_{ci}} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{p_{ti}}{p_{ci}} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right)} \quad (4.3)$$

donde

q_{gi} , es el gasto del gas de inyección a condiciones estándar, en MMpcd,

ϕ_o , es el diámetro del orificio, en pg,

p_{ci} , es la presión en el espacio anular a la profundidad de inyección, en lb/pg² abs.,

p_{ii} , es la presión en la TP a la profundidad de inyección, en lb/pg² abs.,

T_{ci} , es la temperatura en el espacio anular a la profundidad de inyección, en °R,

z_{ci} , es el factor de compresibilidad del gas (a p_{ci} y T_{ci}),

C_D , es el coeficiente de descarga, y

γ_{gi} , es la densidad relativa del gas.

La ec. (4.3) es aplicable tanto en flujo crítico como en flujo subcrítico. Para flujo crítico, la relación de presiones $y = \frac{P_{ii}}{P_{ci}}$ se sustituye por la relación de presiones crítica y_c , ec. (4.2).

4.3.1.1 Algoritmo de cálculo

Para calcular la presión a la entrada de la válvula de orificio, p_{ci} , dada la presión en la TP a la profundidad de inyección, p_{ii} , se utiliza la ec. (4.3). Como puede observarse, esta ecuación es no lineal en p_{ci} , por lo que debe resolverse numéricamente. Para tal efecto, en el presente estudio se utilizó el método de Newton Raphson. Sin embargo, se encontró que este método falla cuando la caída de presión en el orificio es pequeña ($p_{ci} \approx p_{ii}$). Esto se detectó en el caso del pozo en análisis. El método falla debido a que en algunas iteraciones el argumento de la raíz cuadrada en la ec. (4.3) se vuelve negativo. El problema puede resolverse elevando al cuadrado ambos lados de la ecuación. Se tiene que:

$$q_{gi}^2 = C_1^2 \cdot \left(\frac{P_{ci, sup}^2}{z_{ci}} \right) \cdot (y^a - y^b) , \quad (4.4)$$

donde

$$C_1 = 976,716 \cdot C_D \cdot \phi_o^2 \cdot \sqrt{\frac{k}{(\gamma_{gi} \cdot T_{ci}) \cdot (k-1)}} , \quad (4.5)$$

$$a = \frac{2}{k} , \quad (4.6)$$

$$b = \frac{k+1}{k} , \quad y \quad (4.7)$$

$$y = \frac{p_{ii}}{p_{ci}} . \quad (4.8)$$

Para resolver la ec. (4.4) mediante el método de Newton Raphson, se define la función $\psi = \psi(p_{ci})$:

$$\psi(p_{ci}) = q^2 - C_1^2 \cdot \left(\frac{p_{ci}^2}{z_{ci}} \right) \cdot (y^a - y^b) , \quad (4.9)$$

Derivando la ec. (4.9) con respecto a p_{ci} :

$$\psi'(p_{ci}) = -\frac{C_1^2}{z_{ci}} \cdot \left(p_{ci}^2 \cdot \frac{d}{dp_{ci}} (y^a - y^b) + (y^a - y^b) \cdot \frac{d}{dp_{ci}} (p_{ci}^2) \right) , \quad (4.10)$$

Ahora bien, se puede demostrar que:

$$\frac{d}{dp_{ci}} (y^a - y^b) = -(a \cdot y^{a-1} - b \cdot y^{b-1}) \cdot p_{ii} \cdot p_{ci}^{-2} \quad (4.11)$$

y

$$\frac{d}{dp_{ci}} (p_{ci}^2) = 2 \cdot p_{ci} . \quad (4.12)$$

Finalmente, sustituyendo las ecs. (4.11) y (4.12) en (4.10), se tiene que:

$$\psi'(p_{ci}) = -C_1^2 \cdot \frac{p_{ci}}{z_{ci}} \cdot [y^b \cdot (b-2) - y^a \cdot (a-2)] . \quad (4.13)$$

A continuación se presenta el algoritmo para el cálculo de p_{ci} .

Datos: q_{gi} , ϕ_o , k , p_{ii} , T_{ii} , γ_{gi} , C_D .

Se considera que $k = 1.25$, $C_D = 0.9$ y que $T_{ci} = T_{ii}$.

1. Calcular las constantes dadas por las ecs. (4.5), (4.6), y (4.7).
2. Suponer un valor de p_{ci} ($p_{ci, sup} = 1.25 \cdot p_{ii}$).
3. Calcular el factor de compresibilidad, z_{ci} (a $p_{ci, sup}$ y T_{ci}).
4. Resolver la ecuación iterativa:

$$p_{ci, cal} = p_{ci, sup} - \frac{\psi(p_{ci, sup})}{\psi'(p_{ci, sup})} \quad (4.14)$$

5. Si $\left| 1 - \frac{p_{ci, cal}}{p_{ci, sup}} \right| > \text{tolerancia}$, entonces $p_{ci, sup} = p_{ci, cal}$. Repetir los cálculos desde el punto número 2. En caso contrario, $p_{ci} = p_{ci, cal}$.
6. Calcular el gasto que se tendría si el flujo fuera crítico, ($q_{gi, crítico}$), a partir de las ecs. (4.2) y (4.3).
7. Si $q_{gi} > q_{gi, crítico}$, entonces el sistema es inoperable.

Para verificar que el algoritmo anterior es correcto, se realizaron los siguientes cálculos. Dados los parámetros de entrada mostrados en la tabla 4.4, se calculó la $p_{ci, cal}$ para dado valor de q_{gi} . Después se calculó el gasto del gas de inyección, $q_{gi, cal}$, tomando como dato la $p_{ci, cal}$ obtenida. En la tabla 4.5 se muestran los resultados para 5 valores de q_{gi} . Al comparar q_{gi} con $q_{gi, cal}$ se puede observar que el algoritmo descrito es correcto.

Tabla 4.4 Datos de entrada para el modelo de la válvula de orificio

Variable	Valor
Presión en la TP, p_{ii}	900 (psi)
Temperatura en la TP, T_{ii}	200 (°F)
Relación de calores específicos, k	1.25 (adim)
Densidad relativa del gas de BN, γ_{gi}	0.675 (adim)
Diámetro del orificio, ϕ_o	0.75 (pg)
Coefficiente de descarga del orificio, C_D	0.9 (adim)

Tabla 4.5 Verificación del modelo de la válvula de orificio

q_{gi} (MMpcd)	$P_{ci, cal}$ (psi)	$q_{gi, cal}$ (MMpcd)
1.0	901.855663	0.9999999719
2.0	907.428949	1.9999999923
3.0	916.738700	2.9999999988
4.0	929.816188	4.0000000000
5.0	946.704915	4.9999999987

4.3.2 Modelo para el flujo del gas de BN en el espacio anular

La presión en el espacio anular a la profundidad de inyección se calcula como:

$$p_{ci} = p_{co} + \Delta p_h - \Delta p_f \quad , \quad (4.15)$$

donde

p_{co} , es la presión en la TR corriente abajo de la válvula superficial de inyección,

p_{ci} , es la presión en el espacio anular a la profundidad de la válvula de orificio,

Δp_f , es la caída de presión por fricción en el espacio anular, y

Δp_h , es la caída de presión por la columna hidrostática.

Debe observarse en la ec. (4.15), que la presión hidrostática actúa a favor del flujo debido a que éste es descendente.

Ikoku¹⁸ desarrolló un modelo matemático para predecir la presión de fondo fluyendo en pozos productores de gas, a partir de la presión en la TP. Este modelo fue modificado para calcular el perfil de la presión en el espacio anular, una vez que se conoce p_{ci} .

Puede demostrarse, con base en la definición de diámetro hidráulico y con la relación entre el gasto, la velocidad y el área transversal al flujo, que la ecuación resultante es:

$$p_{co}^2 = \left(p_{ci}^2 + \frac{25 \cdot \gamma_{gi} \cdot \bar{T} \cdot \bar{z} \cdot f \cdot D_m \cdot q_{gi}^2}{S \cdot (d_{ci} - d_{to})^3 \cdot (d_{ci} + d_{to})^2} \cdot (\exp(S) - 1) \right) \cdot \frac{1}{\exp(S)} \quad , \quad (4.16)$$

donde

$$S = \frac{0.0375 \cdot \gamma_{gi} \cdot D_v}{\bar{T} \cdot \bar{z}} \quad , \quad (4.17)$$

f , es el factor de fricción para flujo monofásico de Darcy-Weisbach,

D_m , es la profundidad desarrollada al punto de inyección, en pies,

D_v , es la profundidad vertical verdadera al punto de inyección, en pies,

q_{gi} , es el gasto del gas de inyección a condiciones estándar, en MMpcd,

d_{ci} , es el diámetro interno de la TR, en pg,

d_{to} , es el diámetro externo del TP, en pg,

p_{co} , es la presión en la TR, en lb/pg² abs.,

p_{ci} , es la presión en el espacio anular en el punto de inyección, en lb/pg² abs.

γ_{gi} , es la densidad relativa del gas de BN (aire=1)

\bar{T} , es la temperatura promedio en el espacio anular, en °R, y

\bar{z} , es el factor de compresibilidad del gas de BN a las condiciones promedio de presión y temperatura en el espacio anular.

El factor de fricción en la ec. (4.16), f , puede calcularse mediante la ecuación de Jain¹:

$$f = \left(1.14 - 2 \cdot \log \left(\frac{\varepsilon}{d_{ci} - d_{to}} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right)^{-2}, \quad (4.18)$$

donde ε (pg), es la rugosidad absoluta de la tubería.

El número de Reynolds en la ec. (4.18), N_{Re} , para el caso de flujo a través de conductos anulares, se define como:

$$N_{Re} = 20103.6 \cdot \frac{\gamma_{gi} \cdot q_{gi}}{\mu_{gi} \cdot (d_{ci} + d_{to})}, \quad (4.19)$$

en donde la viscosidad del gas de BN, μ_{gi} , está en (cp). Este parámetro puede estimarse a partir

de la correlación de Lee y cols.²²:

$$\mu_{gi} = 10^{-4} \cdot K \cdot \exp\left(X \cdot \left(\frac{\rho_{go}}{62.4}\right)^Y\right) \quad , \quad (4.20)$$

donde

$$X = 3.448 + \frac{986.4}{\bar{T}} + 0.2897 \cdot \gamma_{gi} \quad , \quad (4.21)$$

$$Y = 2.4 - 0.2 \cdot X \quad , \quad (4.22)$$

$$K = \frac{(9.379 + 0.5794 \cdot \gamma_{gi})}{(209.2 + 550.4 \cdot \gamma_{gi} + \bar{T})} \cdot \bar{T}^{1.5} \quad , \quad (4.23)$$

$$\rho_{go} = 2.7 \cdot \gamma_{gi} \cdot \frac{\bar{p}}{\bar{z} \cdot \bar{T}} \quad , \quad (4.24)$$

γ_{gi} , es la densidad relativa del gas de BN (aire=1),

\bar{p} , es la presión media, en lb/pg² abs.,

\bar{T} , es la temperatura media, en °R,

\bar{z} , es el factor de compresibilidad (a \bar{p} y \bar{T}),

ρ_{go} , es la densidad del gas de BN (a \bar{p} y \bar{T}), en lbm/pie³, y

μ_{gi} , viscosidad del gas de BN, en cp.

4.3.2.1 Algoritmo de cálculo

La ec. (4.16) relaciona la presión en el espacio anular a la profundidad del orificio y la presión en TR. Debe observarse que es una ecuación no lineal en p_{co} , ya que el factor de compresibilidad del gas, \bar{z} , así como el número de Reynolds involucrado en el cálculo del factor de fricción, f , dependen implícitamente de esta variable. Por lo tanto, debe resolverse numéricamente. Para tal efecto, puede utilizarse el método de aproximaciones sucesivas. El procedimiento de cálculo es el siguiente. Los datos requeridos son obtenidos de Prosper.

Para fines de cómputo, la ec. (4.16) puede expresarse como:

$$p_{co} = \left(\frac{p_{ci}^2 + C_2 \cdot f \cdot \bar{z}^2 \cdot \left(\exp\left(\frac{C_1}{\bar{z}}\right) - 1 \right)}{\exp\left(\frac{C_1}{\bar{z}}\right)} \right)^{0.5}, \quad (4.25)$$

donde

$$C_1 = \frac{0.0375 \cdot \gamma_{gi} \cdot D_v}{\bar{T}} \quad (4.26)$$

y

$$C_2 = \frac{25 \cdot \gamma_{gi} \cdot q_{gi}^2 \cdot \bar{T} \cdot D_m}{C_1 \cdot (d_{ci} - d_{to})^3 \cdot (d_{ci} + d_{to})^2}. \quad (4.27)$$

Datos: q_{gi} , p_{ci} , γ_{gi} , \bar{T} , D_v , D_m , d_{ci} , d_{to} , ε .

1. Calcular los parámetros constantes dados por las ecs. (4.26) y (4.27).
2. Suponer un valor de p_{co} ($p_{co,sup} = 0.95 \cdot p_{ci}$).
3. Calcular la presión media, $\bar{p} = 0.5 \cdot (p_{co,sup} + p_{ci})$.

4. Calcular el factor de compresibilidad del gas de BN, \bar{z} (a \bar{p} y \bar{T}).
5. Calcular la viscosidad del gas de BN (a \bar{p} y \bar{T}), mediante las ecs. (4.20), a (4.24).
6. Calcular el factor de fricción, f , con las ecs.(4.18) y (4.19).
7. A partir de la ec. (4.25), calcular p_{co} .
8. Si $\left| 1 - \frac{p_{co,cal}}{p_{co,sup}} \right| > tolerancia$, entonces $p_{co,sup} = p_{co,cal}$. Repetir el procedimiento desde el punto 2. En caso contrario, $p_{co} = p_{co,cal}$.

Para verificar el algoritmo anterior se compararon valores calculados de la presión en TR (con datos del pozo en análisis) con la presión teórica en TR calculada en Prosper. En la tabla 4.6 se presentan los resultados de la verificación del algoritmo descrito. Todos los parámetros requeridos fueron calculados en Prosper. Se obtuvo un buen acuerdo entre el modelo y los resultados de Prosper.

Tabla 4.6 Verificación del modelo de flujo en el espacio anular

p_{wh} (lb/pg ²)	T_{wh} (°F)	q_o (bpd)	$q_{g\ total}$ (MMpcd)	q_{gi} (MMpcd)	$p_{TR, calc}$ (lb/pg ²)	$p_{TR, Prosper}$ (lb/pg ²)	Error Rel. Abs. (%)
142.20	142.72	8627.92	7.02	4.50	682.65	691.03	1.21
213.30	127.73	5833.00	5.20	3.50	704.16	709.49	0.75
213.30	134.61	6771.62	7.47	5.50	727.54	738.53	1.49
248.85	127.76	5615.79	6.64	5.00	732.52	742.10	1.29
284.40	116.59	4120.29	4.7	3.50	728.18	733.57	0.73
284.40	109.89	3357.75	3.48	2.50	720.12	723.50	0.47
319.95	112.39	3466.95	5.01	4.00	737.34	743.84	0.87
355.50	94.36	1589.65	1.96	1.50	731.93	733.87	0.26

5. Validación y discusión de resultados

En este capítulo se presenta la validación del criterio de estabilidad propuesto en el capítulo 3, y se realiza un estudio acerca del efecto de algunos parámetros del diseño de los sistemas de BNC sobre la inestabilidad de flujo. El criterio propuesto permite predecir las condiciones de estabilidad de flujo en pozos que producen aceite desde yacimientos saturados, y en los cuales la distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo, es grande (500 a 750 m). De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada, se encontró que ninguno de los criterios existentes^{7,8,9,10} considera estas condiciones. Una manera conveniente de validar el nuevo criterio es mediante el uso de mapas de estabilidad. Un mapa de estabilidad es un diagrama 2D que muestra las regiones de operación estable e inestable de un sistema, así como sus fronteras de estabilidad e inoperabilidad.^{3,4} En estos mapas es posible comparar de manera inmediata las fronteras de estabilidad teóricas con datos de campo, así como determinar el efecto que tiene cada uno los parámetros del diseño del sistema de BNC en la inestabilidad del flujo.

Se desarrolló un programa de cómputo (*“Generador de Mapas de Estabilidad”*, GME) que permite generar mapas de estabilidad con base en el criterio propuesto. El programa fue elaborado en Visual Basic y se caracteriza porque interactúa con un simulador de análisis nodal, Prosper, y con Excel. El acoplamiento del programa con Prosper se realiza mediante las funciones públicas de Open Server. Mediante estas funciones, el GME envía datos a Prosper, ejecuta sus comandos y extrae los resultados que genera y que son requeridos en el análisis de estabilidad. Por otra parte, el GME utiliza la interfaz de Excel para la entrada y salida de datos.

Las coordenadas de los mapas generados en el GME son el gasto del gas de inyección y la presión en la cabeza del pozo. Estos parámetros fueron seleccionados como coordenadas de los mapas porque resultan convenientes desde el punto de vista operativo: pueden ser modificados fácilmente para estabilizar un pozo y son monitoreados de manera continua.

Para validar el nuevo criterio de estabilidad, se utilizaron datos de 7 pozos. En estos pozos se cumplen las siguientes condiciones:

1. La presión del yacimiento es menor a la presión de burbujeo
2. La distancia vertical entre el intervalo disparado y el punto de inyección es grande (de 500 a 750 m)
3. El pozo ha presentado inestabilidad de flujo

En todos los casos analizados se obtuvo un buen acuerdo entre las predicciones del criterio propuesto y lo observado en campo. A continuación se presentan los resultados obtenidos en uno de estos pozos, cuyo modelo del sistema de BN fue desarrollado en el capítulo 4.

5.1 Validación y verificación del nuevo criterio de estabilidad

El mapa de estabilidad generado para el pozo se presenta en la Fig. 5.1. Las coordenadas del mapa son el gasto del gas de BN (en MMpcd) y la presión en la cabeza del pozo (en kg/cm^2). El mapa fue construido con base en 490 simulaciones. La presión en la cabeza se varió desde 1 hasta 35 kg/cm^2 , con incrementos de 1 kg/cm^2 . El rango de variación del gasto del gas de inyección fue de 0.5 a 7 MMpcd, con incrementos de 0.5 MMpcd. En el mapa se muestran las fronteras de estabilidad predichas con base en el nuevo criterio y con los criterios de Asheim⁷, y de Alhanati y cols.¹⁰ Asimismo, con línea punteada se indica el límite de operación del sistema.

Los puntos mostrados en la Fig. 5.1 corresponden a datos de campo (tabla 5.1). Con un triángulo se indican las condiciones en que el pozo operó de manera inestable y con un cuadrado, las estables. El rango actual de operación del pozo es de 12 a 14 kg/cm^2 de presión en la cabeza, y de 4 a 5.5 MMpcd en el gasto del gas de BN. La inestabilidad de flujo en este pozo fue identificada a partir de gráficos circulares de producción (presiones en la TP, en la TR y diferencial), reportes de pruebas de presión y datos de campo. El cabeceo del pozo se caracterizó

por oscilaciones de la presión con una amplitud de 3.5 a 4 kg/cm², y con una frecuencia de 4 a 5 picos por hora.

Es importante destacar que, en sentido estricto, los criterios de estabilidad de Asheim⁷ y de Alhanati y cols.¹⁰ no son aplicables al caso en análisis. No son aplicables porque el yacimiento es saturado ($p_R = 108.5$ kg/cm² y $p_b = 109$ kg/cm²) y la distancia vertical entre el fondo del pozo y el punto de inyección es grande (644 m). Las fronteras de estabilidad predichas con los criterios de estos autores se incluyeron en la Fig.5.1 para compararlas con los datos de campo disponibles y con la frontera de estabilidad obtenida con el nuevo criterio. Para aplicar los criterios de los autores antes mencionados, se utilizó el inverso positivo de la derivada de la IPR en lugar del índice de productividad, J .

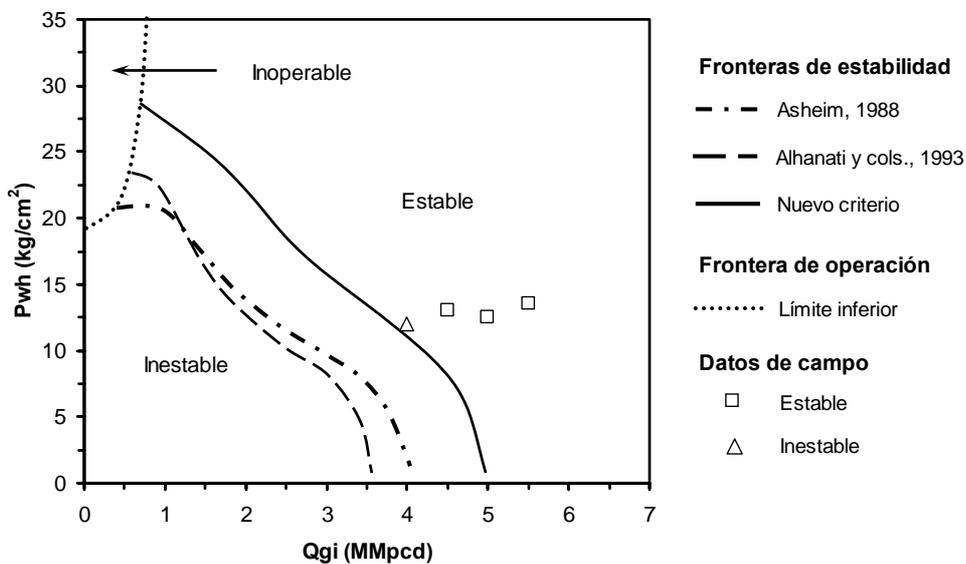


Fig. 5.1 Mapa de estabilidad del pozo en análisis.

Tabla 5.1 Datos de campo del pozo en análisis

q_{gi} (MMpcd)	p_{wh} (kg/cm ²)	Flujo
4.0	12.0	Inestable
4.5	13.0	Estable
5.0	12.5	Estable
5.5	13.5	Estable

En el mapa de estabilidad mostrado en la Fig. 5.1, se observa que el pozo no produce a presiones mayores de 19 kg/cm² si el gasto de inyección es menor a 0.8 MMpcd. Para otras condiciones de operación, el flujo en el pozo puede ser estable o inestable. A gastos bajos del gas de BN y presiones bajas en la cabeza, todos los criterios coinciden en la predicción de flujo inestable.

De acuerdo al mapa, existe una discrepancia en el orden de 1 a 1.5 MMpcd (para dada presión en la cabeza) entre las fronteras de Asheim⁷ y de Alhanati y cols.¹⁰, respectivamente, con la que predice el nuevo criterio. En el rango actual de presiones en la cabeza del pozo (de 12 a 14 kg/cm²), los criterios de Asheim⁷ predicen condiciones de flujo estable a partir de 2.5 MMpcd del gas de BN, y en el caso de los criterios de Alhanati y cols.¹⁰, a partir de 2.25 MMpcd. Con base en los datos de campo mostrados en el mapa, se observa que en realidad se requieren más de 4 MMpcd para estar en la región de flujo estable. Puede verse que la región en que estos criterios predicen flujo estable cuando realmente es inestable, es grande. Bajo estas condiciones, los criterios de Asheim⁷ y de Alhanati y cols.¹⁰ subestiman notablemente la región de inestabilidad. Por lo tanto, es necesario tener precaución al aplicarlos al tipo de pozo en estudio. Cabe señalar que Alhanati y cols.¹⁰ reconocen en su artículo que no pudieron explicar algunos mecanismos de la inestabilidad de flujo en algunos pozos del campo Prudhoe Bay.

En la Fig. 5.1 puede observarse que el nuevo criterio predice con mayor exactitud el límite de operación estable del pozo. Ligeramente se subestima el gasto del gas de BN (~0.5 MMpcd) requerido para estabilizar el flujo a dada presión en la cabeza. Esto puede deberse a la

incertidumbre inherente a los datos utilizados para desarrollar el modelo del sistema de BN. De acuerdo a la frontera de estabilidad que predice el criterio propuesto, el flujo será estable a gastos de inyección mayores a 5 MMpcd, independientemente de la presión en la cabeza.

Co base en el estudio anterior y los resultados obtenidos en otros 6 pozos, el nuevo criterio de estabilidad predice de manera más exacta la frontera de estabilidad en los pozos con BNC que producen desde yacimientos saturados, y en los cuales la distancia vertical entre el intervalo disparado y el punto de inyección, es de algunos cientos de metros. En general, se observó que los criterios de Asheim⁷ y de Alhanati y cols.¹⁰ subestiman la región de inestabilidad en estos casos. No obstante, se necesita una base experimental más extensa para confirmar lo resultados obtenidos y continuar con la validación del criterio propuesto.

5.2 Discusión de resultados

Una de las suposiciones principales en el desarrollo de los criterios de Asheim⁷ y de Alhanati y cols.¹⁰, es que la variación de la presión de fondo fluyendo es igual a la variación de la presión en el punto de inyección ($\partial p_{wf} / \partial p_{ii} = 1$). Esto sucede cuando el punto de inyección se encuentra cercano al nivel de los disparos, o bien cuando se tiene flujo incompresible entre ambos puntos. En el criterio propuesto se considera que existe gas libre desde el fondo del pozo y que la distancia vertical desde el fondo hasta la válvula de inyección, es grande (> 500 m). Bajo estas circunstancias, $\partial p_{wf} / \partial p_{ii} > 1$. En las secciones siguientes se analizan los efectos de la relación gas-aceite (RGA), la distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo (ΔH), y la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) en el cálculo de la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$.

También se presenta una discusión acerca de la validez de la suposición de flujo isotérmico entre el punto de inyección y el fondo del pozo. Esta suposición fue requerida en el planteamiento del criterio de estabilidad propuesto, para realizar la integración analítica del gradiente de presión entre ambos puntos (ec. 3.15).

Finalmente, en las últimas dos secciones se analizan los efectos del diámetro del orificio de la válvula operante de BN, así como de la profundidad de inyección, en el comportamiento de la frontera de estabilidad del sistema. Para realizar el estudio, se utilizaron los mapas de estabilidad generados en el GME a partir de los datos de las tablas A1 a A4 del apéndice.

5.2.1 Efectos de la RGA y de la distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo

En la Fig 5.2 puede analizarse el efecto de la relación gas-aceite (RGA), así como de la distancia vertical (ΔH) entre el punto de inyección y el fondo del pozo, en el cálculo de $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$. Las coordenadas de la gráfica son la relación gas-aceite (en pie³/bl) y la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$. Las curvas mostradas corresponden a diferentes ΔH , y se construyeron con base en la ec. (3.20). Se consideraron las siguientes propiedades de los fluidos: $\gamma_o = 0.925$, $\gamma_g = 0.922$ y $\bar{B}_o = 1.2$. Debido a que $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ es función tanto de p_{ii} como de p_{wf} , para realizar los cálculos se fijó esta última en 100 kg/cm². Es importante señalar que las curvas están basadas en el comportamiento hidráulico del flujo en la TP desde el fondo de pozo hasta el punto de inyección. De acuerdo a la ec. (3.20), no se consideran los efectos por fricción y aceleración.

Del análisis de la Fig. 5.2, se observa que la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ aumenta conforme ΔH crece, a RGA constante. Ya que la RGA y la p_{wf} se mantienen constantes, la fracción de gas libre en el fondo del pozo es la misma en todos los casos. Sin embargo, conforme aumenta la distancia entre el fondo y el punto de inyección, la p_{ii} disminuye. Esta disminución en la p_{ii} hace que la fracción volumétrica local del gas aumente, lo cual aligera la columna hidrostática. Por lo tanto, la Δp_{ii} debe disminuir para generar una misma Δp_{wf} . El efecto neto es que $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ aumenta.

Por otra parte, conforme el punto de inyección se aproxima al fondo del pozo (ΔH tiende a cero), se ve que $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ es prácticamente insensible a la RGA. Independientemente de que exista o no gas libre entre el punto de inyección y el fondo del pozo, cuando la distancia entre estos dos puntos es pequeña, se tiene que $\Delta p_{wf} \approx \Delta p_{ii}$. En el caso de $\Delta H = 180$ m, $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ permanece constante en 1.05 a partir de una de RGA de 200 pie^3/bl .

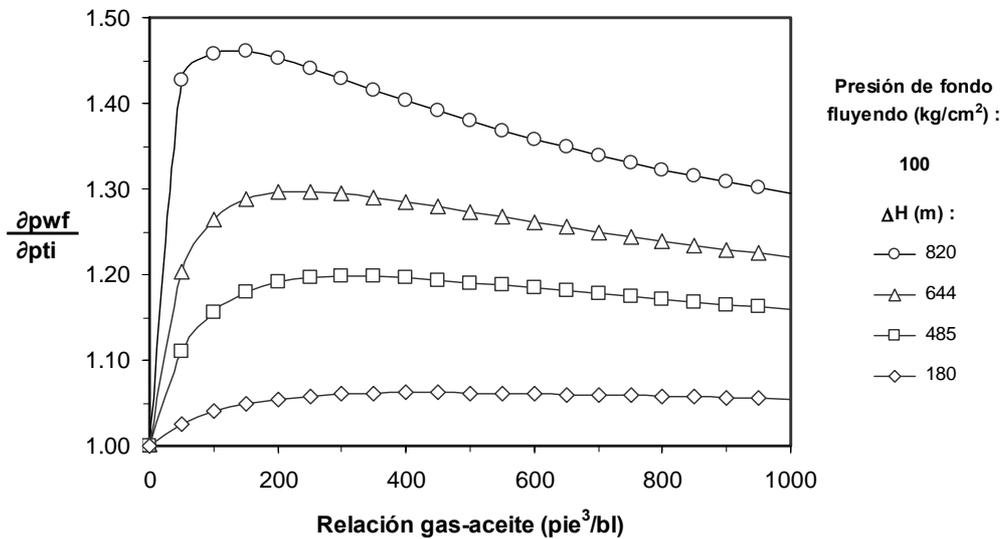


Fig. 5.2 Efectos de la RGA y de la distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo.

De acuerdo a la Fig 5.2, en todas las curvas se observa que $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ tiende a 1 cuando la RGA tiende a 0. Si la RGA es cero, se cumple que la derivada es igual a uno. En este caso no hay presencia de gas libre entre el punto de inyección y el fondo del pozo.

Es interesante notar que en cada una de las curvas, la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ alcanza un valor máximo. Aparentemente, esto sucede cuando el gas comienza a liberarse en el fondo del pozo. En la parte ascendente de las curvas (RGA bajas), en el fondo del pozo solamente hay líquido. No obstante, existe gas libre a partir de algún punto entre el fondo del pozo y el punto de inyección. En esta región de RGA bajas se presentan las variaciones más importantes de la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ con respecto a la RGA. Esto indica que la presencia de una pequeña fracción de gas en la columna de líquido tiene un efecto importante en el comportamiento de la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ (principalmente cuando ΔH es grande).

Con lo que respecta a la región de RGA altas, si ΔH permanece constante se observa que la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ presenta cambios suaves. Esto se debe a que la fase gaseosa actúa como una “amortiguador” de los disturbios de presión. Continuando con el análisis de las curvas, parece que la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ tiende a mantenerse constante conforme la RGA aumenta a valores altos ($>> 1000 \text{ pie}^3/\text{bl}$). Esto puede tener una explicación física: ya que la fracción volumétrica del gas entre el punto de inyección y el fondo del pozo será grande, el gradiente hidrostático estará dominado por la fase gaseosa y la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ tenderá a permanecer constante. Cabe destacar que la suposición de flujo homogéneo en la ec. (3.20) puede no ser adecuada cuando la fracción de gas libre es alta debido al resbalamiento entre las fases. Sin embargo, las curvas dan una idea general del comportamiento de la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ con respecto a la RGA y el ΔH .

5.2.2 Efectos de la RGA y de la presión de fondo fluyendo

En los pozos que producen desde yacimientos saturados, existe gas libre desde el fondo hasta las instalaciones superficiales. Conforme la presión de fondo fluyendo disminuye, los flujos de aceite y gas se incrementan. En el desarrollo del criterio de estabilidad propuesto en el capítulo 3, se consideró que el yacimiento es saturado. Para complementar el estudio realizado en

la sección anterior, en la Fig. 5.3 se muestran el efecto de la RGA y de la presión de fondo fluyendo en el cálculo de la $\frac{\partial p_{wf}}{\partial p_{ti}}$. Se grafica la RGA contra la $\frac{\partial p_{wf}}{\partial p_{ti}}$, para diferentes valores de presión de fondo fluyendo. La distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo se fijó en 644 m.

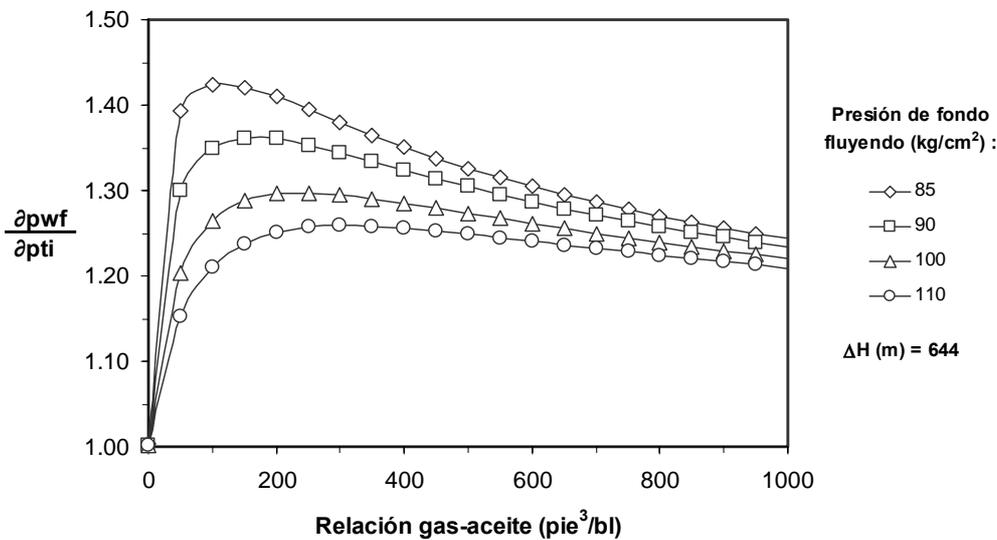


Fig. 5.3 Efectos de la RGA y de la presión de fondo fluyendo.

Un vez que la p_{wf} se reduce por debajo de la presión de saturación, el gas asociado al aceite comienza a liberarse en el fondo del pozo. El incremento de la fracción volumétrica del gas hace que la columna hidrostática se aligere y que la p_{ti} disminuya. Debido a la presencia de gas libre en la tubería y a que ΔH es grande (644 m), los disturbios de presión generados en el fondo del pozo se amortiguan en su trayecto hacia el punto de inyección. El efecto final, como puede observarse en la Fig. 5.3, es que la $\frac{\partial p_{wf}}{\partial p_{ti}}$ aumenta conforme la p_{wf} disminuye.

También en la Fig. 5.3, se ve que la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ es más sensible a las variaciones de la RGA cuando éstas son bajas (menores a 200 pie³/bl). Bajo estas condiciones, el surgimiento del gas libre se presenta generalmente cerca del punto de inyección y tiene un efecto preponderante en el comportamiento de la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$. En esta región de RGA bajas, el cambio en la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ se acentúa conforme la presión de fondo fluyendo disminuye ya que la fracción de gas libre cerca del punto de inyección se incrementa.

En las región de RGA altas, la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ decrece de una manera suave conforme la RGA aumenta. Para RGA > 700 pie³/bl ($\Delta H = 644$ m), la $\partial p_{wf} / \partial p_{ii}$ prácticamente no varía con la presión de fondo de fluyendo. Esto se debe a que la fracción volumétrica del gas existente entre el fondo del pozo y el punto de inyección, es alta.

De los análisis anteriores se puede concluir que la suposición de $\partial p_{wf} / \partial p_{ii} = 1$ en los criterios existentes de estabilidad, no es válida cuando existe gas libre en la cara de la formación (yacimiento saturado) y la distancia vertical del fondo del pozo al punto de inyección es grande.

5.2.3 Efecto de la temperatura característica entre el punto de inyección y el fondo del pozo

En el nuevo criterio de estabilidad se considera la respuesta de los yacimientos saturados, así como el efecto del gas libre en la TP desde el fondo del pozo hasta el punto de inyección. El criterio depende, entre otras variables, de las propiedades del aceite, del gas asociado y del gas de BN. Estas propiedades son función de la presión y la temperatura. Para realizar la integración analítica de la ec. (3.15), en el planteamiento del criterio se consideró flujo isotérmico entre el punto de inyección y el fondo del pozo. Se tomó como temperatura característica, la temperatura promedio entre ambos puntos.

Para analizar el efecto de la temperatura característica sobre la predicción de la frontera de estabilidad, se construyeron tres mapas de estabilidad para 7 pozos reales distintos. En el primer mapa, se tomó la temperatura promedio entre la válvula operante y el fondo del pozo como temperatura característica; en el segundo, la temperatura en el punto de inyección; y, en el tercero, la temperatura del yacimiento. Los mapas fueron generados considerando un Δp_{wh} de 1 Kg/cm², y un Δq_{gi} de 0.25 MMpcd.

En ningún de los mapas generados se detectó que la frontera de estabilidad predicha con el criterio propuesto fuera sensible a la temperatura característica entre el punto de inyección y el fondo del pozo. Es importante señalar que los pozos considerados en el estudio producen aceite pesado (21-22 API). Para fines prácticos, y tomando en cuenta el tiempo de cómputo requerido para la generación de los mapas de estabilidad, la suposición de flujo isotérmico en casos similares es razonable. Para generalizar esta conclusión, es necesario realizar un estudio que considere aceites cuyo comportamiento pVT dependa fuertemente de la temperatura. Esto no fue realizado en la presente investigación debido a sus alcances y la información de campo disponible.

5.2.4 Efecto del diámetro de orificio

Mediante el mapa de estabilidad mostrado en la Fig. 5.4, puede analizarse el efecto del diámetro del orificio de la válvula operante en la estabilidad del sistema de BN. En el mapa se muestran las fronteras de estabilidad predichas para tres diámetros de orificio: 0.5, 0.75 y 1 pg, así como los límites de operación del sistema. En todos los casos, el límite inferior de operación se presenta a presiones en la cabeza mayores a 19 kg/cm², con gastos de inyección inferiores a 0.8 MMpcd. Como puede observarse en la Fig. 5.4, el diámetro del orificio tiene un fuerte impacto en la frontera de estabilidad del sistema. La región de estabilidad crece conforme se el diámetro del orificio se reduce.

Es importante notar que cuando se utilizan orificios de diámetro reducido, si bien la región de inestabilidad se reduce de manera significativa, el sistema puede ser inoperable a gastos grandes del gas de BN. De acuerdo a la Fig. 5.4, en el caso del orificio de 0.5 pg, el límite superior de operación del sistema se presenta a gastos de inyección mayores a 5.5 MMpcd. Este límite de operación puede darse por dos causas. La primera (y la más común) es que la presión en la red de distribución del gas de BN no sea suficiente para permitir el flujo del gas de inyección a través de la válvula operante. Entre más pequeño sea el diámetro del orificio, se requerirá una mayor presión en la red, para un mismo gasto de inyección. La segunda causa de la inoperabilidad del sistema es que se alcancen condiciones de flujo crítico en la válvula operante. Cuando esto ocurre, no es posible inyectar más gas.

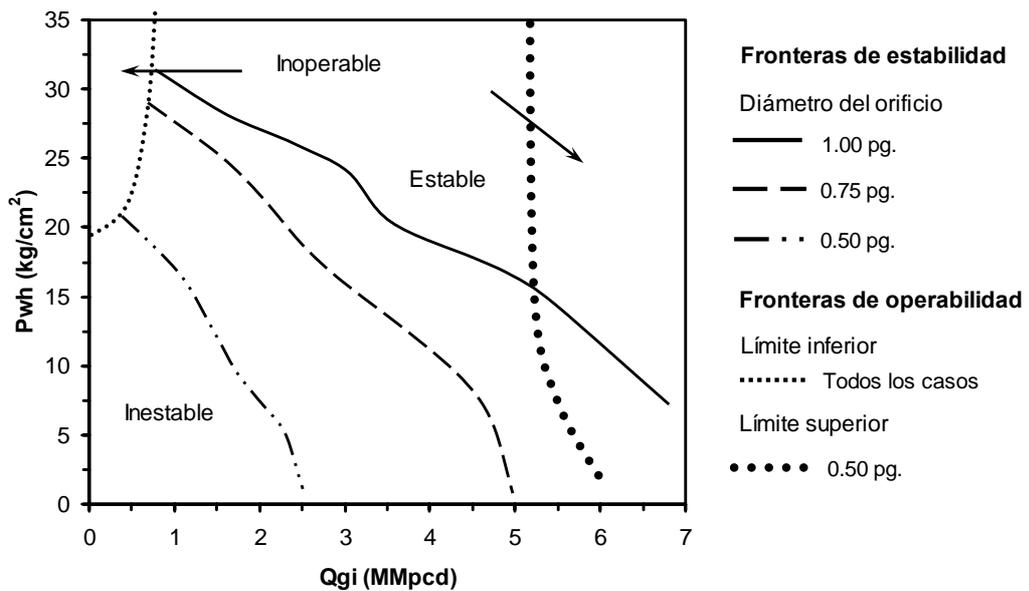


Fig. 5.4 Comparación de las fronteras de estabilidad para diferentes diámetros de orificio.

Al diseñar un sistema de BN, debe tenerse cuidado al seleccionar el diámetro del orificio, ya que tiene un fuerte impacto sobre las fronteras de estabilidad y de operación del sistema. Si el objetivo del diseño es garantizar la estabilidad del flujo en el pozo, entonces los orificios de diámetro reducido son una excelente opción. Esto no es así, si se contempla utilizar gastos grandes de inyección para incrementar la producción.

5.2.5 Efecto de la profundidad de inyección

En la Fig. 5.5, se muestra en un mapa de estabilidad el efecto de la profundidad de inyección en la estabilidad del sistema de BN. El mapa fue construido con base en los resultados del GME. Se muestran las fronteras de estabilidad para tres profundidades de inyección (1682, 1882 y 2082 m), así como el límite de operabilidad del sistema. De acuerdo al mapa, conforme se profundiza el punto de inyección, la región de inestabilidad crece.

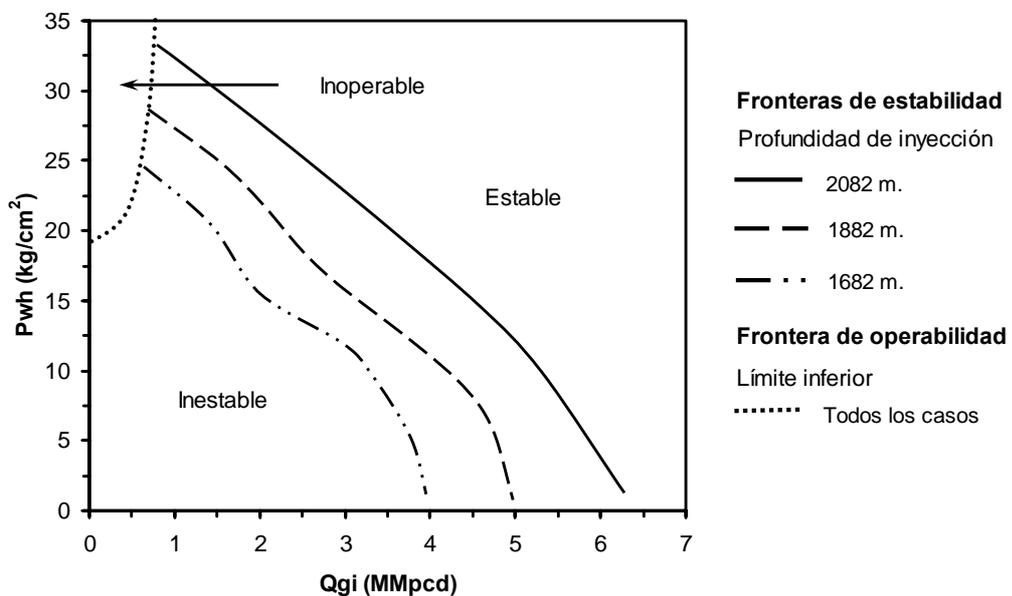


Fig. 5.5 Efecto de la profundidad de inyección sobre la frontera de estabilidad.

De acuerdo a los estudios realizados, este comportamiento de la frontera de estabilidad con respecto a la profundidad de inyección puede ser explicado con base en el análisis de los ritmos de depresionamiento del espacio anular y de la TP. Debido a que la presión en el espacio anular se incrementa conforme el punto de inyección se profundiza, entonces el ritmo de depresionamiento del espacio anular tenderá a ser menor que el de la TP. Por lo tanto, si la presión en el punto de inyección decrece, el sistema de inyección responderá incrementando el gasto del gas a través de la válvula de BN. Esto ocasiona que la presión en el punto de inyección continúe reduciéndose aún más. Bajo estas circunstancias, el sistema será inestable.

Al realizar el diseño del sistema de BN, el objetivo principal es incrementar la producción del pozo y obtener el máximo beneficio de la presión de inyección. Una forma de lograrlo es colocando la válvula operante a la máxima profundidad posible. Sin embargo, de acuerdo a los resultados del análisis anterior, el profundizar el punto de inyección tenderá a desestabilizar el sistema de BN. Por lo tanto, es recomendable que el diseñador verifique (con la ayuda de mapas de estabilidad) si el pozo será capaz de operar sin problemas de inestabilidad.

6. Conclusiones y recomendaciones

6.1 Conclusiones

1. En el presente estudio, se analizó la estabilidad de flujo en pozos con bombeo neumático continuo (BNC). Un resumen de los trabajos previos realizados en esta área fue presentado.
2. Se desarrolló un nuevo criterio de estabilidad para pozos con BNC que producen desde yacimientos saturados, y en los cuales la distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo, es grande (mayor a 500 m). De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada, se encontró que ninguno de los criterios existentes de estabilidad considera estas dos condiciones.
3. Se desarrolló un modelo del sistema de BNC. Este modelo fue requerido para analizar la estabilidad del sistema bajo diferentes condiciones de presión en la cabeza del pozo y gasto de inyección. El modelo del sistema de BNC fue validado con datos de un pozo.
4. Se elaboró un programa de cómputo ("*Generador de Mapas de Estabilidad*", GME) para generar mapas de estabilidad con base en el criterio desarrollado.
5. El criterio de estabilidad desarrollado fue validado con datos de un pozo. Utilizando mapas de estabilidad, se compararon los límites de operación estable que predicen el criterio propuesto y los criterios de Asheim⁷, así como los de Alhanati y cols.¹⁰ De acuerdo a los estudios, el nuevo criterio predice con mayor exactitud el comportamiento de la frontera de estabilidad de los pozos con BNC que producen desde yacimientos saturados, y en los cuales la distancia vertical entre el fondo de pozo y el punto de inyección, es grande (mayor a 500 m). En general, se observó que los criterios de estabilidad de Asheim⁷ y de Alhanati y cols.¹⁰ tienden a subestimar la región de inestabilidad en este tipo de pozos.
6. Se realizó un estudio acerca de la variación de la presión de fondo fluyendo con respecto a la presión en el punto de inyección ($\partial p_{wf} / \partial p_{ti}$). Se mostró que la suposición de que $\partial p_{wf} / \partial p_{ti} = 1$ (como en los criterios de Asheim⁷ y de Alhanati y cols.¹⁰), no es válida

cuando la distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo es de algunos cientos de metros, y existe gas libre en la sección de tubería comprendida entre ambos puntos. Bajo estas condiciones, $\partial p_{wf} / \partial p_{ti} > 1$.

7. Se realizó un estudio acerca de la validez de la suposición de flujo isotérmico entre el fondo del pozo y el punto de inyección, empleada en el desarrollo del nuevo criterio. Se mostró que esta suposición no tiene efecto notable en la predicción de la frontera de estabilidad del sistema de BNC en los casos analizados.
8. Mediante mapas de estabilidad basados en el criterio desarrollado, se analizaron los efectos del diámetro de orificio de la válvula operante y la profundidad de inyección sobre la estabilidad del sistema de BN. De acuerdo a los resultados obtenidos, la región de estabilidad del sistema se reduce conforme el diámetro del orificio se incrementa. Sin embargo, el sistema puede ser inoperable a gastos altos de inyección. Esto se debe a que la presión en la red de distribución del gas de BN puede no ser suficiente para permitir la inyección, o bien por la ocurrencia de flujo crítico en el orificio. Por otra parte, se encontró que la región de inestabilidad crece conforme se profundiza el punto de inyección.

6.2 Contribuciones

1. Se desarrolló un programa de cómputo (“Generador de Mapas de estabilidad”, GME) que actualmente es utilizado en la industria, para analizar la estabilidad de los sistemas de BNC.
2. Se analizaron algunas de las suposiciones en que se fundamentan los criterios existentes de estabilidad, con la finalidad de aclarar sus alcances y limitaciones.
3. Se realizó un estudio que mostró los efectos de la relación gas-líquido, la presión de fondo fluyendo y la distancia vertical entre el punto de inyección y el fondo del pozo, sobre la $\partial p_{wf} / \partial p_{ti}$.

4. Se mostró que profundizar el punto de inyección puede desestabilizar el sistema de BNC y que la reducción del diámetro de orificio de la válvula de BN puede ocasionar que el pozo sea inoperable a gastos altos de inyección. Estas conclusiones deben tomarse en cuenta en la fase de diseño de los pozos con BNC.

6.3 Recomendaciones para trabajos futuros

1. Desarrollar un criterio de estabilidad para pozos con BNC aplicable tanto para yacimientos saturados como bajosaturados, y que incorpore el corte de agua.
2. Estudiar el efecto de la respuesta transitoria del yacimiento sobre la inestabilidad del sistema de BN.
3. Desarrollar el modelo de la válvula de BN cuando no es de orificio.
4. Generar un modelo transitorio del sistema de BNC para el análisis de estabilidad.
5. Estudiar la estabilidad de flujo en pozos horizontales.
6. Analizar, mediante mapas de estabilidad, el efecto de otros parámetros del sistema de BN sobre la estabilidad de flujo.
7. Realizar un estudio acerca de la incertidumbre en la predicción de la frontera de estabilidad de los pozos con BNC.
8. Continuar con la validación del nuevo criterio a partir de mapas experimentales de estabilidad.

Cabe mencionar que actualmente estos tres últimos tópicos están siendo desarrollados por el Ing. Carlos A. Calva Molares como tema de tesis de Maestría en Ingeniería Petrolera en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, y con la supervisión del Dr. Yuri V. Fairuzov.

Referencias

1. Beggs, H.D.: *Production Optimization Using NODALTM Analysis*, OGCI Publications, Tulsa, 1991.
2. Brown, K.: *Technology of Artificial Lift Methods*, vol.4, PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1984.
3. Poblano, E., Camacho, R. and Fairuzov, Y.: "Stability Analysis of Continuous-Flow Gas-Lift Wells", SPE 77732, SPE A.T.C.E. held in San Antonio, Texas, 29 September–2 October 2002.
4. Poblano, E.: *Estabilidad de Flujo en Pozos con Bombeo Neumático Continuo*, Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2002.
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. Asheim, H.: "Criteria for Gas Lift Stability," *JPT* (November, 1988), 1452-1456.
8. 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.
9. Blick, E.F., Boone, L.: "Stabilization of Naturally Oil Wells Using Feedback Control," SPE 1986.
10. Alhanati, F.J.S., Schmidt, Z., y Doty, D.R.: "Continuous Gas-Lift Instability: Diagnosis, Criteria, and Solutions," SPE 26554, SPE 68th A.T.C., Houston, TX, (October 1993).
11. Gang, X.Z. y Golan, M.: "Criteria for Operation Stability of Gas Lift Wells", SPE 19362, 1990.
12. Golan, M. y Withson, C.H.: *Well Performance*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1991.
13. Brill, J.P. y Mukherjee, H.: "Multiphase Flow In Wells," First Edition, Henry L. Doherty Memorial Found of AIME. SPE, Richardson, Texas, 1999.

14. Vasquez, M. y Beggs, H.D.: "Correlations for Fluid Physical Property Predictions", *JPT* (June, 1980), 968-970.
15. Kartoadmodjo, T. y Schmidt, Z.: "New Correlations for Crude Oil Physical Properties", SPE 23556, 1991.
16. Brown, K.: *Technology of Artificial Lift Methods*, vol.1, PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1984.
17. Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells", *JPT* (January, 1968) 83; *Trans.*, AIME , **243**.
18. Ikoku, C.U.: "Natural Gas Production Engineering", Krieger Publishing Co., Malabar, Florida, 1992.
19. Fetkovich, M.J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells", SPE 4529, 48th Annual Fall Meeting of SPE, Las Vegas, Nev., 1973.
20. Hagedorn, A.R. y Brown, K.E.: "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Vertical Diameter Vertical Conduits", *JPT* (April, 1965), 475; *Trans.*, AIME, **234**.
21. White, F.M.: *Fluid Mechanics*, McGraw-Hill, Inc., University of Rhode Island, 1994.
22. Lee, A. L.: "The Viscosity of Natural Gases", *JPT* (August, 1996).

APÉNDICE

Tabla A.1 Datos generales del pozo

Presión del yacimiento	1543.3	(lb/pg ²)
Temperatura del yacimiento	216.9	(° F)
Corte de agua	0.0	(%)
Gasto de líquido	7632.0	(bpd)
Presión de fondo fluyendo	1363.5	(lb/pg ²)
Densidad relativa del aceite	21.4	(API)
Densidad relativa del gas asociado	0.922	(adim)
Densidad relativa del gas de inyección	0.675	(adim)
Relación gas asociado-aceite	291.46	(pie ³ /bl)
Relación agua-aceite	0.0	(bl/bl)
Presión de burbujeo	1550.0	(lb/pg ²)

Tabla A.2 Datos del estado mecánico del pozo

Profundidad desarrollada	Profundidad Vertical	Diámetro interior TP	Diámetro exterior TP	Diámetro interior TR
(pie)	(pie)	(pg)	(pg)	(pg)
2362.2	2362.2	6.765	7.625	10.685
4232.3	4210.5	6.765	7.625	10.685
4527.6	4490.2	6.765	7.625	10.685
5193.4	5085.7	6.765	7.625	10.685
5413.4	5282.4	6.765	7.625	10.685
5905.5	5679.9	6.765	7.625	10.685
6102.4	5826.4	6.765	7.625	10.685
6163.1	5870.4	6.765	7.625	10.685
6496.1	6111.9	6.765	7.625	10.685
6889.8	6405.8	6.765	7.625	10.685
6911.5	6422.7	6.765	7.625	10.685
6929.0	6436.2	6.765	7.625	8.53
7578.7	6939.6	---	---	8.53
8563.0	7694.6	---	---	8.53
8759.8	7840.5	---	---	8.53
8989.5	7993.3	---	---	8.53

Tabla A3 Datos de producción-inyección del pozo

Presión en la cabeza	186.887	(lb/pg ²)
Temperatura en la cabeza	140.0	(°F)
Corte de agua	0.0	(%)
Gasto de líquido	7632	(bpd)
Profundidad del manómetro	8841.86	(pie)
Presión a la profundidad del manómetro	1331.96	(lb/pg ²)
Relación gas asociado-aceite	291.462	(pie ³ /bl)
Gasto del gas de inyección	5.5	(MMpcd)
Profundidad de inyección	6174.08	(pie)
Diámetro del orificio	0.75	(pg)
Presión de inyección	967.0	(lb/pg ²)

Tabla A.4 Datos de campo del pozo

Gasto del gas de inyección	Presión en la cabeza del pozo	Flujo
(MMpcd)	(kg/cm ²)	
4.0	12.0	Inestable
4.5	13.0	Estable
5.0	12.5	Estable
5.5	13.5	Estable