

01153



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESPECIALIDAD EN SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

**VALIDACIÓN DE CRITERIOS DE ESTABILIDAD DE FLUJO EN POZOS  
CON BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO EN LOS CAMPOS DEL ACTIVO**

**KU MALOOB ZAAP**

**PRESENTA: ING. ALFONSO PALACIOS ROQUE**

**ASESOR: M.I. EDUARDO POBLANO ROMERO**

**México, D. F.**

**2005**

m. 340023

---

**I GENERALIDADES**

1.1	Agradecimientos.....	I - 1
1.2	Resumen.....	I - 2
1.3	Lista de Figuras.....	I - 3
1.4	Lista de Tablas .....	I - 4
1.5	Introducción.....	I - 5

**II ANTECEDENTES**

2.1	Fenómeno de Inestabilidad de Flujo.....	II - 1
2.1.1	Inestabilidad en Pozos Fluyentes.....	II - 1
2.1.2	Inestabilidad en Pozos con Bombeo Neumático Continuo.....	II - 2
2.2	Análisis Bibliográfico.....	II - 3
2.3	Prácticas de Estabilización.....	II - 6
2.4	Objetivo.....	II - 7

**III CRITERIOS DE ESTABILIDAD**

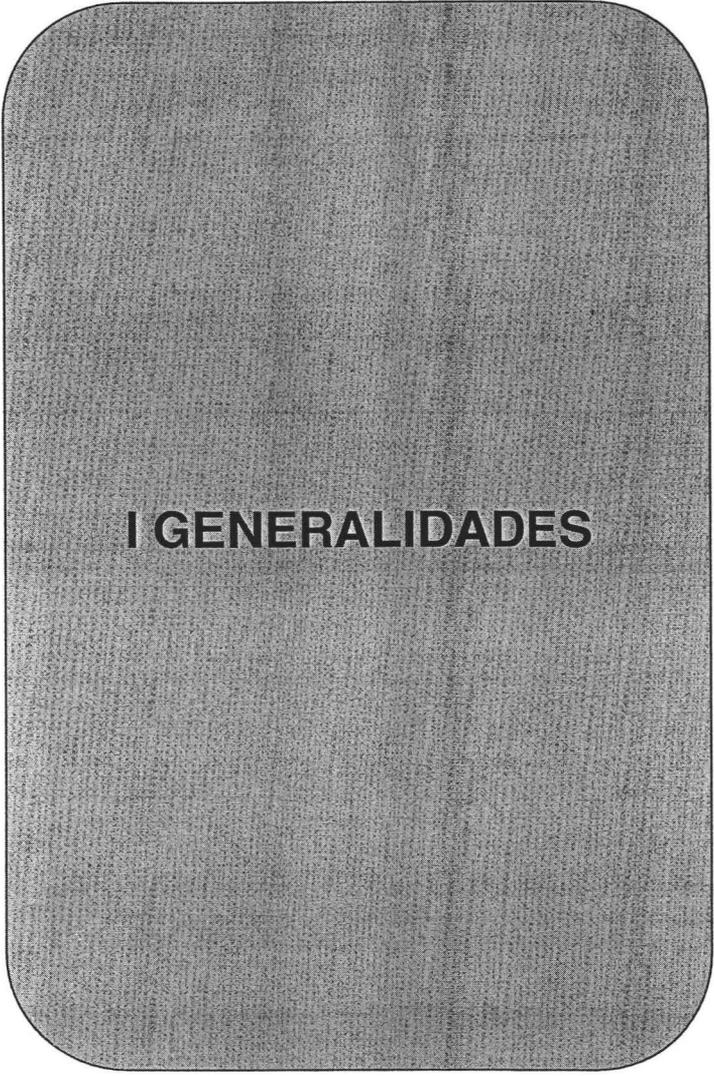
3.1	Criterios de Estabilidad.....	III - 1
3.2	Criterios de Asheim.....	III - 1
3.3	Criterios de Blick .....	III - 3
3.4	Criterios de Alhanati.....	III - 8
3.5	Criterios de Tinoco.....	III - 14

**IV VALIDACIÓN DE LOS CRITERIOS DE ESTABILIDAD**

4.1	Ámbito de aplicación.....	IV - 1
4.2	Programa de Computo para el cálculo de los criterios.....	IV - 1
4.3	Selección de la Información.....	IV - 3
4.4	Procedimiento de Cálculo.....	IV - 3
4.5	Resultados Finales .....	IV - 18

V	CONCLUSIONES.....	V- 1
VI	RECOMENDACIONES.....	VI - 1
	NOMENCLATURA.....	VII - 1
	BIBLIOGRAFÍA.....	VIII- 1
	APÉNDICE "A".....	A - 1
	APÉNDICE "B".....	B - 1
	APÉNDICE "C".....	C - 1

---



**I GENERALIDADES**

---

## AGRADECIMIENTOS

Agradezco a PEMEX Exploración y Producción, que a través de sus representantes: Ing. Javier Hinojosa Puebla, M.I. Armando R. Godina Rojas, Ing. Ángel Cid Murguía, Ing. Andrés Castillo Borjas, me brindaron la oportunidad de participar en este programa de capacitación.

A las autoridades de la UNAM, maestros de la especialidad y a mis compañeros de la generación por los conocimientos que me han transmitido.

A los Ingenieros Eduardo Poblano Romero y Rafael Navarro Rosales, por su amistad y sus conocimientos, que fueron fundamentales para la realización de este trabajo.

A mi familia: Idelfonso, Bertha, Ernesto, Laura y Rafael por su apoyo incondicional.

## RESUMEN

El presente trabajo contiene un resumen de los diversos trabajos que han sido desarrollados, para el estudio del fenómeno de la inestabilidad del flujo, en pozos fluyentes y con bombeo neumático continuo.

Asimismo contiene un análisis de los criterios de estabilidad de Asheim, Blick, Alhanati y Tinoco, para pozos con bombeo neumático continuo.

Para la validación de los criterios de estabilidad se seleccionaron los trabajos de Asheim, Alhanati y Tinoco, en los cuales es necesario determinar primero las propiedades de los fluidos y posteriormente los coeficientes de las ecuaciones que los conforman, por lo cual se generó una programa en Excel, que es valido para pozos con válvulas de inyección superficial y de bombeo neumático, operando ambas bajo un régimen de flujo subcrítico.

La validación de los criterios se llevó a cabo con la información de tres pozos estables y dos inestables, de los campos del activo Ku Maloob Zaap.

Los criterios de estabilidad de Alhanati, fueron los que tuvieron un mejor desempeño al ser evaluados con datos de campo.

Finalmente se realizó un análisis de sensibilidad con los coeficientes que afectan a cada una de las ecuaciones de los criterios de estabilidad, para demostrar que de acuerdo al valor que toman dichos coeficientes, podemos tomar la mejor decisión para estabilizar un pozo.

## LISTA DE FIGURAS

No. de Fig.	Descripción	Pag.
Fig. 2.1	Curvas de IPR y Capacidad de Transporte para un Pozo Fluyente	A - 1
Fig. 2.2	Curvas de IPR y Capacidad de Transporte para un Pozo con Bombeo Neumático Continuo, para Diferentes Gastos de Inyección.	A - 2
Fig. 2.3	Curvas de comportamiento del flujo de una válvula de orificio convencional y de una válvula Boquilla-Venturi.	A - 3
Fig. 3.1	Signo del coeficiente $K_{vt}$ de acuerdo al régimen de flujo en la válvula de bombeo neumático.	A - 4
Fig. 4.1	Comportamiento de la tubería de producción del pozo 22	A - 5
Fig. 4.2	Comportamiento de la tubería de producción del pozo 47	A - 6
Fig. 4.3	Comportamiento de la tubería de producción del pozo 89	A - 7
Fig. 4.4	Comportamiento de la tubería de producción del pozo 407	A - 8
Fig. 4.5	Comportamiento de la tubería de producción del pozo 487	A - 9

## LISTA DE TABLAS

<b>No. de Tab.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Pag.</b>
Tab. 3.1	Criterios de Alhanati	B - 1
Tab. 4.1	Ejemplos de los Artículos de Asheim, Alhanati y Tinoco	B - 2
Tab. 4.2	Resultados de los criterios de Asheim y Alhanati, caso siete	B - 3
Tab. 4.3	Resultados de los criterios de Asheim, Alhanati y tinoco, ejemplo uno	B - 4
Tab. 4.4	Información requerida para el cálculo de los parámetros de flujo estacionario	B - 5
Tab. 4.5	Parámetros de flujo estacionario	B - 6
Tab. 4.6	Información requerida para el cálculo de los criterios de estabilidad	B - 7
Tab. 4.7	Resultados de los criterios de estabilidad, para el pozo 22	B - 8
Tab. 4.8	Resultados de los criterios de estabilidad, para el pozo 47	B - 9
Tab. 4.9	Resultados de los criterios de estabilidad, para el pozo 89	B - 10
Tab. 4.10	Resultados de los criterios de estabilidad, para el pozo 407	B - 11
Tab. 4.11	Resultados de los criterios de estabilidad, para el pozo 487	B - 12
Tab. 4.12	Resultados de los criterios de estabilidad	B - 13
Tab. 4.13	Comportamiento de las ecuaciones 3.43 y 3.44 del criterio de Alhanati	B - 14
Tab. 4.14	Análisis de sensibilidad del pozo 487	B - 15
Tab. 4.15	Comportamiento de los coeficientes del criterio de Tinoco	B - 16

## INTRODUCCIÓN

Los principios que actualmente se utilizan para el diseño de un sistema artificial de producción de bombeo neumático tienen sus antecedentes en la época de los 50's.

De estos principios se derivaron relaciones como la que existe entre: la presión de inyección del gas de bombeo neumático y el punto de inyección de mayor eficiencia y la del gasto de inyección de gas de bombeo neumático y el gasto de producción esperado. Las cuales fueron la base, para el desarrollo de procedimientos estandarizados para el diseño del bombeo neumático continuo.

La aplicación y optimización de estos procedimientos, promovieron el estudio de la relación que existe entre el diseño de bombeo neumático continuo y su desempeño económico, ya que de una mayor producción y una mejor utilización del gas de bombeo neumático, se obtendrá una mayor retribución económica.

Sin embargo, en el diseño del bombeo neumático continuo existen suposiciones que no siempre son ciertas, como la de que inyectando gas bombeo neumático a un gasto constante en el fondo, se obtendrá un gasto de producción estable, ya que en la operación actual de los sistemas de bombeo neumático continuo se ha detectado inestabilidades intensas en el flujo.

La inestabilidad es un fenómeno indeseable que se presenta con frecuencia en pozos fluyentes y con bombeo neumático continuo, provocando una producción ineficiente de los mismos.

En numerosos sistemas de flujo multifásicos se han observado variaciones en el gasto y en la presión debidas a la redistribución del líquido y del gas. Esto podría desencadenar inestabilidades cíclicas. Es decir, que una caída instantánea de la presión en la tubería de producción, producirá un incremento instantáneo del volumen de gas de bombeo neumático que entra a la válvula, causando una disminución de la presión de fondo fluyendo y el incremento de fluidos desde el yacimiento. Si la presión en el espacio anular disminuye mucho, el volumen de gas de bombeo neumático que entra a la válvula disminuirá, causando

el aumento del gradiente de presión en la tubería de producción y la disminución de los fluidos desde el yacimiento.

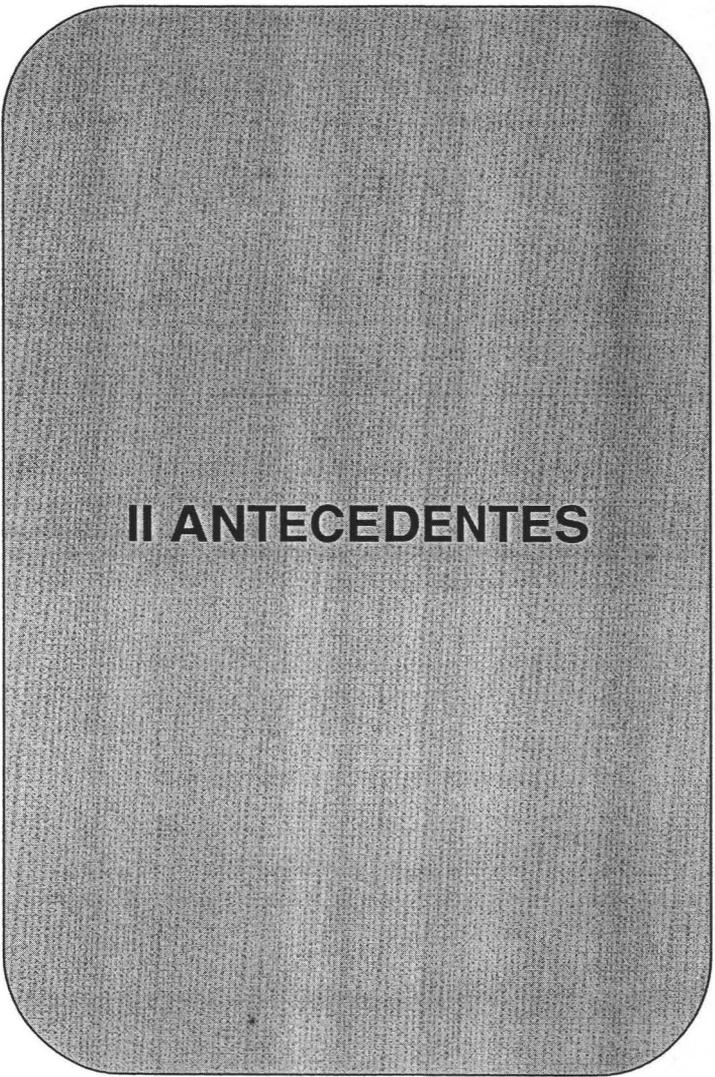
La operación de un pozo bajo estas condiciones cíclicas, generará las siguientes desventajas:

- 1.- Manejo ineficiente de la producción provocado por el flujo en régimen de bache del gas y líquido.
- 2.- Problemas operaciones en el equipo de compresión, cuando las fluctuaciones de la presión en el espacio anular son muy grandes.
- 3.- La capacidad de levantamiento del gas no es aprovechada eficientemente.
- 4.- Disminución de los fluidos producidos.
- 5.- Un difícil control tanto de la producción como de la cuota de inyección del gas de bombeo neumático, debido a las fluctuaciones en la presión de la T.P. y en la T.R.

Por lo anterior, la optimización de la producción en pozos con gas de bombeo neumático continuo es muy difícil de alcanzar, cuando el sistema de producción presenta flujo inestable.

A lo largo de la historia de la industria petrolera, el flujo inestable ha sido objeto de diversos estudios, por lo que se han generado técnicas de análisis, con el objeto de prevenirlo, controlarlo o minimizarlo. Una de éstas técnicas son los Criterios de Estabilidad, los cuales serán ampliamente analizados y evaluados en este trabajo.

---



## **II ANTECEDENTES**

---

## 2.1 FENÓMENO DE INESTABILIDAD DE FLUJO

Condiciones operacionales inestables pueden presentarse en un pozo con bombeo neumático continuo, cuando las características del sistema son tales que, pequeñas perturbaciones pueden generar oscilaciones grandes en los parámetros de flujo.

### 2.1.1 INESTABILIDAD EN POZOS FLUYENTES

Gilbert<sup>1</sup> estableció la necesidad de conocer la inestabilidad del flujo en pozos fluyentes para poder mantener los gastos de producción deseados, sobre todo, en las últimas etapas de su vida fluyente, así mismo identificó tres tipos de inestabilidades (cabeceos), las cuales se presentan en la tubería de producción, espacio anular y en el yacimiento.

En la tubería de producción, el cabeceo se debe a la segregación del gas libre del aceite producido en el trayecto hacia la superficie. En el espacio anular, cuando el pozo no cuenta con un empacador, el cabeceo se debe también a la segregación del gas libre del aceite en la entrada a la tubería de producción desde el yacimiento. En el yacimiento, el cabeceo puede deberse a que dos formaciones de diferentes RGL's se encuentren fluyendo a través de la misma sarta de producción.

Para pozos fluyentes, la estabilidad puede predecirse mediante el análisis de la superposición de las curvas de afluencia del yacimiento (IPR) y la de capacidad de transporte (OPR) de las tuberías instaladas (Fig. 2.1, Apéndice "A").

La condición de flujo será estable si, para un incremento en el gasto, causado por una pequeña perturbación, la demanda de presión de la tubería de producción se incrementa y sobrepasa la presión aportada por el yacimiento (Fig. 2.1, punto B, Apéndice "A"), por lo que, el flujo se desacelerará y regresará a su posición original. Es decir que, si el sistema sufre una perturbación desde el punto de equilibrio, éste se reajustará hacia dicho punto.

La condición de flujo será inestable si, un incremento en el gasto, causado por una pequeña perturbación, provoca que la de presión aportada por el yacimiento sea mayor que la requerida por la tubería de producción instalada y esto a su vez provocará que el flujo en la tubería de producción se acelere aún más y la condición de operación será inestable (Fig. 2.1, punto A, Apéndice "A"), es decir que si el sistema es perturbado, éste se reajustará hacia un punto diferente al de equilibrio.

### 2.1.2. INESTABILIDAD EN POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO

La aplicación de la teoría enunciada en pozos con bombeo neumático continuo, es complicada. Si analizamos las condiciones de flujo presentadas en la Fig. 2.2 (Apéndice "A"), en la cual se graficó una sola curva de IPR, con varias curvas de capacidad de transporte, a la profundidad de la válvula de inyección, en donde cada curva de transporte corresponde a una cantidad diferente de gasto de inyección de gas y por lo tanto a una diferente RGL, lo cual diferenciará el comportamiento de afluencia de un pozo de bombeo neumático continuo de uno fluyente.

Desde el punto de vista del sistema de inyección, considerando una presión de inyección, una presión corriente arriba de la válvula de aguja y una apertura de la misma constantes, sólo es posible obtener un punto de operación en el comportamiento de cada una de las curvas de capacidad de transporte. En la Fig. 2.2 (Apéndice "A") estos puntos están conectados con una curva discontinua. Si consideramos el comportamiento del yacimiento, de la tubería de producción y del sistema de inyección de gas, sólo es posible obtener dos condiciones de operación (puntos A y B).

Para revisar si podemos tener una operación estable en ambas condiciones, deberíamos poder contestar las siguientes preguntas, ¿qué pasaría si el flujo de líquido es ligeramente incrementado, desde su valor en estado estacionario, por una pequeña perturbación?. Por ejemplo, qué pasa si el pozo está operando en el punto A y el flujo de líquido es ligeramente incrementado de  $QL_1$  a  $QL_2$ . La presión aportada por el yacimiento está dada por el comportamiento del IPR en  $PT_2$ , pero ¿qué sucedería con la presión requerida por la tubería de producción y la línea de escurrimiento?, una posible respuesta es  $PT_3$ . Para llegar a esta

---

conclusión uno podría razonar que como el yacimiento estaría aportando la presión  $PT_2$ , por la válvula pasaría una cantidad de gas  $QG_2$ . Entonces (para manejar  $QL_2$  y  $QG_2$ ), la presión

requerida es  $PT_3$ . Como  $PT_2 > PT_3$  el flujo se aceleraría y la condición de operación sería inestable. Otra posible respuesta es  $PT_1$ , para llegar a esta conclusión, uno podría razonar que a esta presión, por la válvula pasaría una cantidad de gas  $QL_1$ , y por lo tanto, sería posible que fluyera  $QL_2$ . Como  $PT_2 < PT_1$ , el flujo se desacelerará y regresará a su condición original. La condición de operación sería entonces estable.

Se observó que las dos maneras de razonar, aparentemente correctas, nos llevan a resultados opuestos. Esta confusión ocurre ya que, contrario a lo que ocurre en pozos fluyentes, la relación gas líquido fluyendo en la tubería de producción, no es conocida a priori para pozos con bombeo neumático, ésta es una función del gasto del gas que pasa a través de la válvula de bombeo neumático y a su vez, el gas de bombeo neumático es una función de la presión de la tubería de producción.

Por lo tanto, examinar únicamente las curvas de transporte y la del IPR, como se hizo anteriormente, no es suficiente para realizar un análisis apropiado de estabilidad de flujo de pozos con bombeo neumático continuo. Una posibilidad podría ser la construcción de un modelo matemático totalmente trasciente. Sin embargo, un modelo con estas características por más exacto que sea, sería inconveniente para los propósitos de diseño.

De acuerdo a la literatura, lo único que se requiere, son criterios seguros que puedan ser fácilmente incorporados a los programas de diseño, por lo cual, la inestabilidad del flujo en pozos de bombeo neumático continuo ha sido objeto de numerosos estudios, tal como se verá a continuación.

### 2.3 ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

Bertuzzi y colaboradores<sup>2</sup>, observaron que cuando se reduce el gasto de inyección a un valor mínimo determinado en el sistema de bombeo neumático, se generarán cabeceos tan severos que pueden provocar el abatimiento del pozo.

Gruppung y colaboradores<sup>3,4</sup>, fueron los primeros en describir los mecanismos por los cuales se generan las condiciones de inestabilidad. Ellos desarrollaron un modelo numérico para un pozo con bombeo neumático, el cual emplearon para investigar los mecanismos de la inestabilidad del flujo. Basados en dicho modelo propusieron métodos de estabilización.

Filtermann y Verdrines<sup>5</sup>, desarrollaron un modelo matemático de un pozo con bombeo neumático, plantearon un análisis de estabilidad lineal para encontrar las condiciones bajo las cuales el sistema es inestable. Los resultados obtenidos fueron comparados con experimentos de laboratorio.

Asheim<sup>6</sup>, propuso dos criterios teóricos de estabilidad y los comparó tanto con datos experimentales obtenidos por Bertuzzi y colaboradores<sup>2</sup>, como con datos de algunos pozos del campo Claymore.

Blick y colaboradores<sup>7</sup>, generaron un desarrollo más riguroso de la inestabilidad en pozos de bombeo neumático. Linearizaron ecuaciones para flujo no estable en un pozo con bombeo neumático, alrededor de un cierto estado estable, resolviéndolas mediante el método de la transformada de Laplace. De este análisis surgió una ecuación característica, que sirvió para el estudio de la estabilidad del sistema.

Gang<sup>8</sup>, clasificó el fenómeno de inestabilidad de los sistemas de bombeo neumático en dos grupos: el de la inestabilidad estática y el de la dinámica. Un flujo está sujeto a inestabilidad estática si, cuando las condiciones del flujo cambian a una nueva posición desde su estado estable original, no es posible otro estado estable en la vecindad del estado original. La inestabilidad estática de flujo en pozos está relacionada con dos puntos de intersección, derivados de las curvas de transporte y de la curva del IPR (Fig. 2.1, Apéndice "A"), el punto de equilibrio del lado derecho es estáticamente estable, en tanto que el de la izquierda es inestable. Las inestabilidades dinámicas son causadas por la inercia y por los efectos dinámicos por lo que la predicción de su comportamiento requiere la modelación del flujo transiente.

Alhanati y colaboradores<sup>9</sup>, ampliaron el modelo de Asheim<sup>6</sup>, utilizando la misma técnica que Blick<sup>7</sup> para formular un criterio unificado, el cual toma en cuenta el régimen de flujo que se establece entre la válvula de inyección superficial y la válvula operante de bombeo neumático.

Tokar y colaboradores<sup>10</sup>, desarrollaron una válvula de inyección nueva, denominada válvula de bombeo neumático Boquilla-Venturi, para asegurar un gasto de inyección constante a una presión constante en el espacio anular, incluso cuando la presión en la tubería de producción es del orden del 10% menor que la presión en el espacio anular. La válvula tiene esencialmente los mismos elementos que una válvula convencional, con la excepción de que el orificio es remplazado por una apertura convergente-divergente. El gas entra a la válvula a través de un puerto de entrada, pasa por la sección convergente, por la garganta, por la sección divergente y finalmente sale por un puerto hacia la tubería de producción. Compararon una válvula convencional con la válvula Boquilla-Venturi, encontrando que la principal diferencia entre ambas, es que la válvula convencional alcanza el flujo crítico a una presión de producción que es aproximadamente el 60% de la presión de inyección, mientras que la válvula propuesta alcanza el flujo crítico a un 90% de la presión de inyección (Fig. 2.3, Apéndice "A"). Con lo cual se puede eliminar la inestabilidad en el espacio anular y minimizarla en la tubería de producción.

Tinoco<sup>11</sup>, desarrolló un nuevo modelo de estabilidad para pozos con bombeo neumático continuo, el cual toma en cuenta todos los regímenes de flujo, tanto en el estrangulador de inyección superficial, como en la válvula de inyección de gas de bombeo neumático. El modelo además incorpora en el cálculo del gradiente de presión, la fricción en la tubería de producción. Asimismo, generó datos de campo, a partir de 25 pozos inestables del lago de Maracaibo, en Venezuela, con los cuales demostró la ineficiencia de los modelos de estabilidad existentes y soportó el mejoramiento hecho por el nuevo modelo. Finalmente realizó un análisis de sensibilidad, mostrando qué variables operacionales influyen la estabilidad de un pozo.

Poblano y colaboradores <sup>12</sup>, desarrollaron un modelo para un pozo de bombeo neumático, validándolo con datos de campo obtenidos de pruebas de pozos de bombeo neumático del campo Maloob. Basándose en el modelo desarrollado y en los criterios de estabilización existentes, crearon mapas teóricos de estabilidad de bombeo neumático y los compararon con datos de campo. Con la ayuda de estos mapas de estabilización estudiaron el efecto que tiene: el gasto de gas de bombeo neumático, el tamaño del puerto de inyección y el diámetro de la tubería de producción, sobre la estabilidad del flujo. Mostraron que los mapas propuestos pueden ser usados como un método sencillo y eficiente, para predecir el comportamiento estable en el diseño de los sistemas de bombeo neumático.

## 2.4 PRÁCTICAS DE ESTABILIZACIÓN

En la industria petrolera el personal encargado de diseñar o de operar los pozos con bombeo neumático continuo, lleva a cabo una serie de actividades, de acuerdo a su experiencia o a métodos de ensayo y error, para corregir la inestabilidad. A continuación se mencionarán las más importantes.

**Profundizar el punto de inyección:** Promoverá la estabilidad en el flujo, ya que ayuda a tener una menor contrapresión frente al yacimiento, incrementándose con esto la producción de fluidos. Esta solución no es aplicable cuando mecánicamente se está limitado por el empacador.

**Reducción del tamaño del orificio del fondo:** Este método requiere de una mayor presión en la red de bombeo neumático para pasar la misma cantidad de gas a través de la válvula de bombeo neumático, lo cual incrementará la presión en el espacio anular, promoviendo el flujo crítico y finalmente la estabilidad. Una desventaja es que se incrementan los costos de compresión.

**Incrementar el área de flujo de la válvula de inyección superficial:** Operacionalmente es la mejor opción para estabilizar un pozo con bombeo neumático continuo, ya que se incrementa considerablemente el gasto de inyección y con esto la producción. Una desventaja de este método es que puede ser necesario sobre inyectar gas de bombeo neumático para prevenir el cabeceo del pozo.

**Estrangular la tubería de producción:** Incrementará la contrapresión en la superficie de manera tal, que se reducirá la caída de presión entre el espacio anular y el flujo en la tubería de producción al nivel del punto de inyección, situación que disminuirá la cantidad de gas que pasa a través de la válvula de bombeo neumático, favoreciendo la estabilidad.

## 2.5 OBJETIVO

Este trabajo tiene como principales objetivos estudiar el fenómeno de la inestabilidad en pozos de bombeo neumático continuo e identificar y evaluar, respecto a las condiciones prevalecientes en los campos del activo Ku Maloob Zaap, los criterios y métodos para prevenirla, controlarla y/o eliminarla.

---

**III CRITERIOS  
DE ESTABILIDAD**

---

### 3.1 CRITERIOS DE ESTABILIDAD

El presente capítulo estará enfocado a analizar los principales criterios de estabilidad que se han desarrollado, sin contemplar el desarrollo matemático riguroso, ya que no es el objetivo de este trabajo.

### 3.2 CRITERIOS DE ASHEIM<sup>6</sup>

Asheim, desarrolló dos criterios de estabilización. El primero cuantifica la estabilización, como un resultado de la capacidad de respuesta tanto de los fluidos del yacimiento, como del gas de bombeo neumático. El segundo cuantifica la estabilización causada por la disminución de la presión en el conducto del gas (espacio anular).

Si los fluidos aportados por el yacimiento, con una densidad mayor a la del gas de bombeo neumático, son más sensitivos a la presión, entonces la densidad promedio de la mezcla de ambos fluidos, se incrementará a medida que la presión en la tubería de producción disminuya. Esto causará que la presión en la tubería de producción se incremente nuevamente y el flujo se estabilice.

Al fenómeno descrito anteriormente Asheim, lo denominó “**Primer Criterio**” y matemáticamente lo expresó de la siguiente manera.

$$F_1 = \frac{\rho_g * B_g * q_g^2 * j}{q_L (E * A_i)^2} > 1 \quad (3.1)$$

Como se puede ver para este criterio, la estabilidad es promovida por altos gastos de gas de bombeo neumático, por un índice de productividad alto y por un tamaño pequeño del puerto de inyección.

Si el primer criterio no es totalmente satisfecho, entonces una disminución en la tubería de producción causará que el gasto de gas de bombeo neumático, se incremente más que el gasto de los fluidos del yacimiento, causando una disminución tanto de la presión en la tubería de producción, como de la presión en el espacio anular. Si la presión en el espacio anular disminuye más rápido que la presión en la tubería de producción, la diferencial de presión entre ambos disminuirá y por consiguiente el volumen de gas de bombeo neumático también disminuirá, esta acción estabilizará el flujo.

Al fenómeno descrito anteriormente Asheim, lo denominó **“Segundo Criterio”** y matemáticamente lo expresó de la siguiente manera.

$$F_2 = C \frac{V_t}{V_c} \frac{1}{g} \frac{1}{D_v} \frac{p_{fi}}{(\rho_{fi} - \rho_{gi})} \frac{q_{fi} + q_{gi}}{q_{fi}(1 - F_1)} > 1 \quad (3.2)$$

Donde:

$$C = \frac{P_{fi} * T_{ci} * Z_{ci}}{P_{ci} * T_{fi} * Z_{fi}} \approx 1 \quad (3.3)$$

Como se puede ver para el segundo criterio, la estabilidad es promovida por espacios anulares pequeños y por un gasto alto de gas de bombeo neumático. Así mismo por una alta presión en la tubería de producción, producto de una contrapresión en la cabeza del pozo, siempre y cuando se mantenga constante el volumen de gas de inyección.

Para poder llegar a las desigualdades algebraicas mencionadas anteriormente y poder describir el comportamiento de los componentes del sistema, Asheim utilizó las siguientes suposiciones:

- Válvula de orificio en el punto de inyección.
- Desprecia la respuesta transitoria del yacimiento.

- Terminación con empacador.
- Flujo isotérmico en el punto de inyección.
- Flujo constante a través de la válvula de aguja o regulador.

El concepto utilizado por Asheim, es similar al utilizado en el análisis de estabilidad de pozos fluyentes, pero toma en cuenta la diferencia de densidades, de los fluidos del yacimiento y del gas de bombeo neumático. Además la información requerida en sus criterios, es la misma que la utilizada en el diseño de una instalación de bombeo neumático, pero se encuentra limitado por las suposiciones que realiza.

### 3.3 CRITERIOS DE BLICK<sup>7</sup>

Blick y colaboradores, aproximaron el problema de una manera diferente como a continuación se verá:

Primero seleccionaron las ecuaciones diferenciales que describen la respuesta transitoria de cada uno de los componentes del sistema, considerando que todas las variables físicas de flujo, experimentan pequeñas perturbaciones desde su estado estacionario y están representadas por:

$$P_{wf} = P_{wfo} + P_{wf}' \quad (3.4)$$

$$P = P_o + P' \quad (3.5)$$

$$q = q_o + q' \quad (3.6)$$

(Instantáneo) = (Estado Estacionario) + (Fluctuación)

La relación entre la perturbación de la presión de fondo fluyente debida a un cambio en el flujo del yacimiento es:

$$P_{wf}'(t) = - \int_0^t \frac{\partial q_R}{\partial \tau} \left[ \frac{B\mu}{0.00708kh_f} \right] [1 - \exp(ab\{t - \tau\})] d\tau \quad (3.7)$$

El incremento del flujo ( $q_a$ ), en el espacio anular debido al efecto de capacitancia es:

$$q_a = -C_a \frac{\partial P_{wf}}{\partial t} \quad (3.8)$$

El incremento del flujo ( $q_t$ ), en la tubería de producción debido al efecto de capacitancia es:

$$q_t = -C_t \frac{\partial \Delta P}{\partial t} \quad (3.9)$$

La perturbación del gasto total,  $q$ , se expresó de la siguiente manera:

$$q' = q_r + q_a + q_t \quad (3.10)$$

El cambio en la caída de presión,  $\Delta P_1'$ , en la tubería de producción debajo de la válvula, debida al efecto de interferencia, al cambio de la relación gas-liquido,  $RGL_1$ , y al cambio en el gasto, lo expresaron de la siguiente manera.

$$\Delta P_1' = \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial GLR} \right)_0 (GLR)_1' + \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial q} \right)_0 q' + M_1 \left( \frac{\partial q'}{\partial t} \right) \quad (3.11)$$

De una manera similar, el cambio en la caída de presión,  $\Delta P_2'$ , en la tubería de producción arriba de la válvula, debida al efecto de interferencia, al cambio de la relación gas-liquido,  $RGL_2$ , y al cambio en el gasto, se expresó de la siguiente manera.

$$\Delta P_2' = \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial GLR} \right)_0 (GLR)_2' + \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial q} \right)_0 q' + M_2 \left( \frac{\partial q'}{\partial t} \right) \quad (3.12)$$

La diferencia entre la presión de fondo fluyete y la presión en la cabeza del pozo se expresó de la siguiente manera:

$$P_{wf}' - P_{if}' = \Delta P_1' + \Delta P_2' \quad (3.13)$$

El cambio en la presión de la cabeza del pozo,  $P_{if}'$ , se expresó en términos del cambio en la relación gas líquido, RGL, del gasto,  $q$ , y del diámetro del estrangulado,  $d$ , de la siguiente manera:

$$P_{if}' = \left( \frac{\partial P_{if}'}{\partial GLR} \right)_0 (GLR)_2' + \left( \frac{\partial P_{if}'}{\partial q} \right)_0 q' + \left( \frac{\partial P_{if}'}{\partial d} \right)_0 d' \quad (3.14)$$

Segundo, comprobaron el comportamiento asintótico del sistema, para una perturbación inicial sobre una de las variables. Si a medida que el tiempo tiende al infinito, las variables fundamentales que son: el gasto de líquido desde el yacimiento, el gasto de gas de bombeo neumático a través de la válvula inyección y la presión a la profundidad de la válvula de inyección, tienden a valores de estado estacionario, el sistema será estable, de lo contrario será inestable.

Para llevar a cabo la comprobación del comportamiento asintótico, es necesario llevar el sistema de ecuaciones al campo de la transformada de Laplace y resolver para las variables transformadas.

Por lo cual, de la ecuación 3.7 a la 3.14 son transformadas al campo de Laplace, obteniéndose lo siguiente:

$$-P_{wf}'(s) = \frac{q_R(s)}{J(1 + s/ab)} \quad (3.15)$$

$$q_A(s) = -sC_s P_{wf}'(s) \quad (3.16)$$

$$q_T(s) = sC_T \Delta P'(s) \quad (3.17)$$

$$q'(s) = q_R(s) + q_A(s) + q_T(s) \quad (3.18)$$

$$\Delta P_1'(s) = \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial GLR} \right)_0 (GLR)_1'(s) + \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial q} \right)_0 q'(s) + M_1 s q'(s) \quad (3.19)$$

$$\Delta P_2'(s) = \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial GLR} \right)_0 (GLR)_2'(s) + \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial q} \right)_0 q'(s) + M_2 s q'(s) \quad (3.20)$$

$$P_{wf}'(s) = P_f'(s) + \Delta P_1'(s) + \Delta P_2'(s) \quad (3.21)$$

$$P_f'(s) = \left( \frac{\partial P_f}{\partial GLR} \right)_0 (GLR)_2'(s) + \left( \frac{\partial P_f}{\partial q} \right)_0 q'(s) + \left( \frac{\partial P_f}{\partial d_i} \right)_0 d'(s) \quad (3.22)$$

En las ecuaciones 3.15 a la 3.22 "s" es la variable de la transformada de Laplace.

Las ecuaciones 3.15 a la 3.22, forman un grupo de 8 ecuaciones con 8 incógnitas:  $P_{wf}'(s)$ ,  $P_{wi}'(s)$ ,  $P_1'(s)$ ,  $P_2'(s)$ ,  $q_r'(s)$ ,  $q_i'(s)$ ,  $q_a'(s)$  y  $q'(s)$ , que fue resuelto por la regla de Cramer para obtener:

$$P_f'(s) = \frac{f_1(s)}{AS^2 + BS + C} d'(s) + \frac{f_2(s)}{AS^2 + BS + C} GLR'(s) \quad (3.23)$$

$$P_{wf}'(s) = \frac{f_3(s)}{AS^2 + BS + C} d'(s) + \frac{f_4(s)}{AS^2 + BS + C} GLR'(s) \quad (3.24)$$

$$q'(s) = \frac{f_5(s)}{AS^2 + BS + C} d'(s) + \frac{f_6(s)}{AS^2 + BS + C} GLR'(s) \quad (3.25)$$

El denominador de cada uno de los términos de arriba ( $AS^2 + BS + C$ ), se denomina función característica. Cuando la función característica se iguala a cero, da como resultado la ecuación característica:

$$AS^2 + BS + C = 0 \quad (3.26)$$

Donde, para un pozo con bombeo neumático continuo:

$$A = (M_1 + M_2) \left( C_a - C_t + \frac{J}{ab} \right) \quad (3.27)$$

$$B = \left[ \left( \frac{\partial P_{wf}}{\partial q} \right)_0 + \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial q} \right)_0 + \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial q} \right)_0 \right] \left( \frac{J}{ab} + C_s \right) + J(M_1 + M_2) - C_T \left[ \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial q} \right)_0 + \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial q} \right)_0 \right] \quad (3.28)$$

$$C = \left[ \left( \frac{\partial P_{wf}}{\partial q} \right)_0 + \left( \frac{\partial \Delta P_1}{\partial q} \right)_0 + \left( \frac{\partial \Delta P_2}{\partial q} \right)_0 \right] J + 1 \quad (3.29)$$

Por medio del criterio de Routh o bien resolviendo la ecuación característica, como una ecuación cuadrática, se demuestra que es una condición necesaria y suficiente, él tener todas las raíces reales positivas. Esto es, que los coeficientes de la ecuación característica sean o bien todos positivos o bien todos negativos, para que el pozo sea estable:

$$A > 0, B > 0, C > 0$$

ó

$$A < 0, B < 0, C < 0$$

ó

$$\frac{B}{A} > 0 \dots y \dots \frac{C}{A} > 0$$

### 3.4 CRITERIOS DE ALHANATI<sup>9</sup>

Alhanati y colaboradores, partieron del criterio de Asheim, él cual mejoraron, utilizando el mismo procedimiento matemático de Blick, y considerando los regímenes de flujo existentes tanto en la válvula de bombeo neumático de fondo, como en la válvula de inyección superficial. Los regímenes de flujo son descritos por medio del coeficiente "K" ( $K_{vc}$ ,  $K_{vt}$ ,  $K_{cch}$ ), él cual representa las variaciones del gasto másico a través de una válvula de bombeo neumático y de una válvula de inyección superficial, causadas por las variaciones de la presión en la tubería de producción y de revestimiento.

Resolvieron varias ecuaciones diferenciales y por medio de manipulaciones algebraicas, llegaron a dos desigualdades adimensionales, que representan el criterio de estabilidad y que deben ser satisfechas para que el pozo sea estable.

$$\left( \frac{B_f * J * p_{to}}{q_{fo}} + K_{vt} \right) + \frac{(q_{fo} + q_{go}) * A_t}{(\rho_f - \rho_g) * g} a \frac{p_{to}}{q_{go} * q_{fo}} > 0 \quad (3.30)$$

$$\left( \frac{B_f * J * p_{to}}{q_{fo}} + K_{vt} \right) + \left( \frac{K_{vc} * p_{to}}{p_{co}} \right) \frac{a}{b} > 0 \quad (3.31)$$

Donde:

$$a = -\frac{m\phi}{V_c * p_{co} * M} (K_{cch} - K_{vc}) \quad (3.32)$$

y

$$b = -\frac{m\phi}{V_c * p_{to} * M} (K_{vt}) \quad (3.33)$$

Es importante observar que el termino "a" siempre es positivo, debido a que  $K_{cch}$  siempre es negativo o cero y  $K_{vc}$  siempre es positivo, a continuación el por que:

- $K_{cch}$  siempre es negativo, cuando la válvula de inyección superficial opera bajo un régimen de flujo subcrítico, debido a que un incremento de la presión en la tubería de revestimiento, causa una disminución en el gasto de gas que pasa a través de dicha válvula.
- $K_{cch}$  siempre es cero, cuando la válvula de inyección superficial opera bajo un régimen de flujo crítico, debido a que un incremento de la presión en la tubería de revestimiento no influencia el gasto de gas que pasa a través de dicha válvula.
- $K_{vc}$  siempre es positivo, debido a que un incremento de la presión en la tubería de revestimiento, causa un incremento en el gasto de gas que pasa a través de la válvula de bombeo neumático.

Así mismo, el termino "b" puede ser positivo o negativo dependiendo del signo de  $K_{vt}$  (Fig. 3.1, Apéndice "A").

- $K_{vt}$  siempre es cero, cuando la válvula de bombeo neumático opera como un orificio bajo un régimen de flujo crítico, debido a que un incremento de la presión en la tubería de producción, no causa cambios en el gasto de gas que pasa a través de dicha válvula.

- $K_{vt}$  siempre es positivo, cuando la válvula de bombeo neumático opera como un orificio variable, bajo un régimen de flujo crítico, debido a que un incremento de la presión en la tubería de producción, causa un incremento en el gasto de gas que pasa a través de dicha válvula
- $K_{vt}$  siempre es negativo, cuando la válvula de bombeo neumático opera ya sea como un orificio variable o como un fijo, bajo un régimen de flujo subcrítico, debido a que un incremento de la presión en la tubería de producción, causa una disminución en el gasto de gas que pasa a través de dicha válvula.

La formula especifica para cada uno de los coeficientes "K" ( $K_{vc}$ ,  $K_{vt}$ ,  $K_{ch}$ ), depende del régimen de flujo tanto en la válvula de bombeo neumático, como en la válvula de inyección superficial. Para una válvula de bombeo neumático operando bajo un régimen de flujo subcrítico (ya sea como un orificio fijo o variable), el coeficiente "K" que debe ser aplicado es:

$$K_{vc} = \frac{1}{2} \frac{P_{co} + (P_{co} - P_{to})}{(P_{co} - P_{to})} \quad (3.34)$$

$$K_{vt} = -\frac{1}{2} \frac{P_{to}}{(P_{co} - P_{to})} \quad (3.35)$$

En cambio, para una válvula de bombeo neumático operando bajo un régimen de flujo crítico, el coeficiente "K" que debe ser aplicado es:

$$K_{vc} = 1 \quad \text{y} \quad K_{vt} = 0$$

Para una válvula de inyección superficial operando bajo un régimen de flujo subcrítico, el coeficiente "K" que debe ser aplicado es:

$$K_{ch} = -\frac{1}{2} \frac{P_{to}}{(P_m - P_{co})} \quad (3.36)$$

En cambio, para una válvula de inyección superficial operando bajo un régimen de flujo crítico, el coeficiente "K" que debe ser aplicado es:

$$K_{ch} = 0$$

En la deducción de los coeficientes "K" para la válvula de inyección superficial, Alhanati, consideró que la presión corriente arriba permanece constante.

Aplicando lo expuesto anteriormente a las ecuaciones (3.30 y 3.31), podemos concluir que cuando una válvula de bombeo neumático esta operando bajo un régimen de flujo crítico, ambas ecuaciones serán siempre positivas y predecirán un comportamiento estable del pozo. Así mismo si la válvula se encuentra operando bajo un régimen de flujo subcrítico, pueden adquirir valores positivos o negativos, dependiendo del valor de  $K_v$  y predecirán comportamientos estables o inestables.

Finalmente tenemos que para flujo crítico a través de una válvula de inyección superficial y cuando la válvula de bombeo neumático opera ya sea como un orificio fijo o como uno variable, bajo un régimen de flujo subcrítico, el criterio de Alhanati, se expresa de la siguiente manera:

$$\left( F_1 * \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 * \left( \frac{2 - r_v}{\mu_v} \right) > 0 \quad (3.37)$$

y

$$\left( F_1 * \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + r_v > 0 \quad (3.38)$$

Donde:

$$F_1 = \frac{B_f * \rho_g * q_{go}^2 * j}{(C_D * A_p * Y_v)^2 * q_{fo}} \quad (3.39)$$

Un parámetro adicional es:

$$F_3 = \frac{(q_{fo} + q_{go}) * A_t * P_{toi} * 1}{(\rho_f - \rho_g) * g * q_{fo} * V_c} \quad (3.40)$$

$$r_v = \frac{P_{ro}}{P_{co}} \quad (3.41)$$

y

$$\mu_v = \frac{(zT)_t}{(zT)_c} \quad (3.42)$$

Para flujo subcrítico a través de una válvula de inyección superficial y cuando la válvula de bombeo neumático opera ya sea como un orificio fijo o como uno variable, bajo un régimen de flujo subcrítico, el criterio de Alhanati, se expresa de la siguiente manera:

$$\left( F_1 * \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 * \left( \frac{2 - r_v}{\mu_v} \right) * F_c > 0 \quad (3.43)$$

y

$$\left( F_1 * \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + \frac{r_v}{F_c} > 0 \quad (3.44)$$

Donde:

$$F_c = \frac{(C_D A_p Y)_{ch}^2 + (C_D A_i Y)_v^2 * \left( \frac{r_{ch}(2 - r_v)}{\mu_{ch}} \right)}{(C_D A_p Y)_v^2 * \left( \frac{r_{ch}(2 - r_v)}{\mu_{ch}} \right)} \quad (3.45)$$

$$r_{ch} = \frac{P_{co}}{P_M} \quad (3.46)$$

y

$$\mu_{ch} = \frac{(zT)_c}{(zT)_m} \quad (3.47)$$

En la elaboración de estos criterios, Alhanati no consideró las variaciones de la presión en la tubería de revestimiento con la profundidad, los efectos de la fricción y de la aceleración, la respuesta transitoria del yacimiento y asumió una presión constante en la red de bombeo neumático corriente arriba de la válvula de inyección superficial, lo cual constituye una limitante para el criterio. Sin embargo, este criterio proporcionará procedimientos que puedan ser implantados para estabilizar un pozo con bombeo neumático continuo, los cuales a continuación se describen.

a) Operación de la válvula de inyección de gas de bombeo neumático.

- Para el caso de una válvula de inyección convencional, se recomienda operarla cerca de la región de estrangulación (Fig. 3.1, Apéndice "A")
- Para el caso de un orificio de inyección, se recomienda operarlo bajo un régimen de flujo crítico (Fig. 3.1, Apéndice "A")

b) Cambiar los parámetros de operación con la finalidad de incrementar cualquiera de los dos factores  $F_1$  ó  $F_3$ .

- Mediante el incremento del volumen de gas inyectado ( $q_{go}$ ), por la apertura de la válvula de inyección superficial.
- Disminuyendo el gasto del yacimiento ( $q_{io}$ ) e incrementando la presión de fondo fluuyente ( $p_{fo}$ ), por el estrangulamiento la tubería de producción.
- Sustituyendo la válvula operante por una de un puerto más pequeño ( $A_{pv}$ ).
- Disminuyendo el espacio anular ( $V_c$ ).

Finalmente la tabla 3.1 (Apéndice "B"), presenta un resumen de los criterios mencionados.

### 3.5 CRITERIOS DE TINOCO <sup>11</sup>

Tinoco, partió de las tres ecuaciones fundamentales utilizadas por Alhanati, para describir la repuesta de cada uno de los principales componentes del sistema. De estas tres ecuaciones sólo una de ellas sufrió modificaciones, al incluirse la componente de fricción al gradiente de presión de la tubería de producción. Es importante remarcar que aunque la ecuación utilizada para describir el gasto de gas a través de una válvula de bombeo neumático, no sufrió cambios fundamentales, se desarrollaron ecuaciones asociadas para dos de sus variables ( $K_{vt}$  y  $K_{vc}$ ), con la finalidad de tomar en cuenta apropiadamente la operación de una válvula de bombeo neumático como un estrangulador, bajo un régimen de flujo crítico.

A continuación se describen las ecuaciones fundamentales y sus modificaciones:

1.- Ecuación que relaciona las variaciones de la presión en la tubería de producción, con las variaciones del gasto de fluidos aportados por el yacimiento:

$$P_i(t) = -\frac{q_f(t)}{B_f * J} \quad (3.48)$$

La cual transformada al campo de Laplace, se convierte en :

$$P_i(s) = -\frac{Q_f(s)}{B_f * J} \quad (3.49)$$

2.- Ecuación que relaciona las variaciones de la presión en la tubería de producción, con las variaciones del gasto del líquido y del gas:

La ecuación del gradiente de presión, la cual es deducida a partir de la ecuación general de energía, puede ser escrita como:

$$\frac{\partial p}{\partial z} = \frac{g}{g_c} \rho^* \text{sen} \theta + \frac{f^* \rho^* v^2}{2g_c * d} + \frac{\rho v}{g_c} \frac{\partial v}{\partial z} \quad (3.50)$$

Donde:

$\frac{g}{g_c} \rho^* \text{sen} \theta$  es la componente de elevación

$\frac{f^* \rho^* v^2}{2g_c * d}$  es la componente de fricción, y

$\frac{\rho v}{g_c} \frac{\partial v}{\partial z}$  es la componente de aceleración.

En esta parte despreció el termino por aceleración y consideró que a medida que transcurre el tiempo y para cualquier instante, el comportamiento de un pozo puede ser especificado por la ecuación mencionada arriba.

Para el cálculo de los cambios de la presión, debidos tanto a las variaciones de la densidad para el termino de elevación, como a las variaciones de la velocidad para el termino de la fricción, y asumiendo que este último es más sensitivo a los cambios en la velocidad que a los cambios de la densidad, consideró las siguientes ecuaciones:

Para la componente por elevación:

$$P_{IG}(t) = \int_0^t \frac{g}{g_c} \delta_{pm}(t) * v_{mo} \partial t \quad (3.51)$$

Para la componente por fricción:

---

$$P_{IF}(t) = \delta_{vo}(t) \int_0^L \frac{f}{2g_c * d_t} 2v_m(h,0) * \rho_m(h,0) dh \quad (3.52)$$

Combinado las ecuaciones 3.50 y 3.51 y transformándolas al campo de Laplace, se obtendrá la ecuación para la respuesta de la presión en la tubería de producción, la cual está escrita en términos de un factor de fricción. Es apropiado utilizar un valor promedio para el factor de fricción. Sin embargo, si el pozo tiene una operación poco común caracterizada, por gastos altos de inyección de gas y bajas presiones en la red, podría ser conveniente utilizar un factor de fricción para las condiciones de fondo y otro para las superficiales.

$$P_t(s) = \frac{1}{s} \frac{g * \delta_{pm} q_{fo} + q_{go}}{g_c A_t} + \frac{f}{24g_c * d_t} (\rho_{ms} * v_{ms} + \rho_{mo} * v_{mo}) \delta_{vo} * L \quad (3.53)$$

3.- Ecuación que relaciona las variaciones de la presión en la tubería de producción, con las variaciones del gasto de gas a través de la válvula de bombeo neumático:

$$q_g(t) = q_{go} \left\{ \frac{K_{vc} \int e^{at} * b * P_t(t) dt}{e^{at}} + \frac{K_{vt}}{P_{to}} P_t[t] \right\} \quad (3.54)$$

La cual transformada al campo de Laplace, se convierte en:

$$Q_g(s) = q_{go} \left\{ \frac{K_{vc} b}{P_{co}} \frac{K_{vt}}{(s + a(K_{cht} - K_{vc}))} + \frac{K_{vt}}{P_{to}} P_t(s) \right\} \quad (3.55)$$

Al igual que otros autores, Tinoco escribió las ecuaciones 3.48, 3.52 y 3.54 en forma de matriz y la resolvió para las variables transformadas. Debido a que las ecuaciones fueron transformadas al campo de Laplace, el análisis de estabilidad se convierte en un estudio de las singularidades de las ecuaciones transformadas. Además las raíces del determinante se convierten en las raíces de un ecuación de un polinomio de segundo grado, permitiendo con esto, una formulación simple del criterio de estabilidad, como a continuación se describe:

$$aas^2 + bbs + cc aa$$

Las condiciones para que el sistema sea estable son:

$$aa > 0, \quad bb > 0 \quad \text{y} \quad cc > 0$$

ó

$$aa < 0, \quad bb < 0 \quad \text{y} \quad cc < 0$$

Donde:

$$aa = \frac{A_i * d_t * p_{to} + 6f * L(B_f * J * P_{to} - K_{vt} * q_{go})(v_{mo} * \rho_{mo} + v_{ms} * \rho_{ms})}{A_i * d_t * g_c * p_{to}} \quad (3.56)$$

Examinando los componentes de este coeficiente, se puede observar "aa" puede adquirir valores positivo o negativos, dependiendo del signo que adquiera el coeficiente  $K_{vt}$ .

$$bb_1 = a(K_{cch} - K_{vc})p_{co}(q_{fo} + q_{go})(A_i d_t g_c p_{to} + 6fL(B_f J p_{to} - K_{vt} q_{go})(v_{mo} \rho_{mo} + v_{ms} \rho_{ms}))$$

$$bb_2 = K_{vt}(d_t g p_{to} q_{fo} (-\rho_{fo} + \rho_{go})) + 6bfK_{vc} L p_{to} (q_{fo} + q_{go})(v_{mo} \rho_{mo} + v_{ms} \rho_{ms})$$

$$bb_3 = B_f d_t g J p_{co} p_{to} (-\rho_{fo} + \rho_{go})$$

$$bb = \frac{bb_1 - q_{go}(bb_2 + bb_3)}{A_i d_t g_c p_{co} p_{to} (q_{fo} + q_{go})} \quad (3.57)$$

De la misma manera el coeficiente "bb", puede adquirir valores positivo o negativos, dependiendo de los valores que adquieran los coeficientes K.

$$cc = \frac{g(bK_{vc}K_v p_{to} q_{fo} + a(K_{cch} - K_{vc})p_{co}(B_f J p_{to} + K_v q_{fo}))q_{go}(\rho_{fo} - \rho_{go})}{A_r g_c p_{co} p_{to} (q_{fo} + q_{go})} \quad (3.58)$$

De la misma manera el coeficiente "cc", puede adquirir valores positivo o negativos, dependiendo de los valores que adquieran los coeficientes K.

Todas las ecuaciones anteriores fueron desarrolladas con un software matemático y validadas con datos de pozos del campo de Maracaibo, en Venezuela.

---

**IV VALIDACIÓN  
DE LOS CRITERIOS  
DE ESTABILIDAD**

---

#### 4.1 AMBITO DE APLICACIÓN

El activo Ku Maloob Zaap es uno de los más importantes del país, ya que sus reservas se estiman en 3,400 millones de barriles de crudo equivalente. Su producción diaria es de 270 mil barriles de aceite en su mayoría tipo Maya. Geográficamente se encuentra localizado a  $\pm$  110 kilómetros al Noreste de Cd. del Carmen, Campeche y está constituido por tres campos del mismo nombre. La producción inicial del Activo fue extraída del campo Ku en 19981, con la puesta en operación del pozo Ku-89 de la plataforma Ku-I. Para el campo Maloob el inicio de su explotación fue en 1988 con los pozos perforados en la plataforma Ku-H. Finalmente, en 1992 entró a producción el campo Zaap con el pozo Zaap-2051 de la plataforma Ku-M.

En este capítulo se analizará el desempeño de los criterios de estabilidad, primero con la información proveniente de artículos y posteriormente con las condiciones de operación prevalecientes en los pozos de éstos tres campos.

#### 4.2 PROGRAMA DE COMPUTO PARA EL CÁLCULO DE LOS CRITERIOS

Para llevar a cabo la validación de los criterios de estabilidad en pozos con bombeo neumático continuo, se seleccionaron los trabajos de Asheim, Alhanati y de Tinoco, el primero por ser la punta de lanza de éstos criterios y tener el reconocimiento de varios autores como Blick y el segundo y el tercero por ser una mejora del primero.

Se generó una macro en Excel, la cual en primer lugar utiliza las correlaciones de Kartoatmodjo para el cálculo de las propiedades de los fluidos, posteriormente calcula los coeficientes de cada uno de los criterios de estabilidad. El apéndice "C" contiene la programación de la misma.

En la primera etapa se construyeron los criterios de Asheim, para la validación de dichos criterios y calibración de nuestro programa se seleccionó la información plasmada en el caso siete de su artículo <sup>6</sup> (ver tabla 1, Apéndice "B"), obteniéndose los siguientes resultados:

FACTORES	ARTICULO DE ASHEIM	MACRO EN EXCEL
F <sub>1</sub>	0.09	0.0897
F <sub>2</sub>	0.28	0.2083

Los resultados obtenidos son muy aproximados y se darán como buenos, ya que el autor no menciona con que correlaciones cálculo las propiedades de los fluidos.

En la segunda etapa se construyeron los criterios de Alhanati, para la validación de dichos criterios y calibración de nuestro programa se seleccionó la información plasmada en el ejemplo uno de su artículo <sup>9</sup> (ver tabla Apéndice "B"), obteniéndose los mismos resultados ya que, Alhanati también utiliza las correlaciones de Kartoatmodjo para el cálculo de las propiedades de los fluidos.

Una vez calibrado nuestro programa, se conjuntaron ambos criterios, observándose de manera consistente que los criterios de Asheim y los de Alhanati, predicen el mismo comportamiento para el ejemplo del caso siete (ver tabla 4.2 , Apéndice "B").

En la tercera etapa se construyeron los criterios de Tinoco, en cuyo trabajo <sup>11</sup> únicamente aparece un ejemplo de cálculo, que es el del pozo LL-1398 (ver tabla 4.1, Apéndice "B"). Cabe mencionar que para dicho ejemplo la válvula de inyección superficial se encuentra operando bajo un régimen de flujo crítico, la válvula de bombeo neumático se encuentra operando como un orificio variable y las propiedades de los fluidos fueron calculadas con la correlación de Standing, lo cual no es compatible con el ejemplo de Alhanati, por lo cual se generó un programa aparte, con el fin de entender de las ecuaciones que conforman los coeficientes del criterio, llegando a los mismos resultados que el autor.

Finalmente con el análisis de éste último, se detectó que únicamente se requería cambiar las ecuaciones de los coeficientes "K" para flujo subcrítico en ambas válvulas y determinar las propiedades de los fluidos a condiciones superficiales, por lo que al acoplar estas ecuaciones al primer programa, se generó un programa homogenizado que calcula los tres criterios de estabilidad y cuya aplicación es para pozos con válvulas de bombeo neumático y de inyección superficial, operando bajo un régimen de flujo subcrítico.

El programa final fue calibrado con la información del ejemplo uno de Alhanati, observándose de manera consistente que los criterios de Asheim, de Alhanati y de Tinoco predicen el mismo comportamiento para el ejemplo uno (ver tabla 4.3, Apéndice "B").

#### **4.3 SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN**

Para la validación de los criterios de estabilidad se seleccionaron los tres pozos estables: 22 de la plataforma Ku-A, 47 de la plataforma Ku-G y 89 de la plataforma Ku-I y dos inestables: pozo 407 de la plataforma Ku-H y 487 de la plataforma Ku-M, sus graficas de comportamiento de afluencia se presentan en las figuras 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5 (Apéndice "B") respectivamente.

Es importante mencionar que los autores de los criterios de estabilidad, dan por un hecho el conocimiento de los parámetros de flujo estacionario, por lo que en nuestro caso, fue necesario determinarlos de acuerdo a las condiciones de operación prevalecientes en cada uno de los pozos que se analizaron. La tabla 4.4 (Apéndice "B") presenta un resumen de la información requerida de cada pozo, para el cálculo de dichos parámetros.

Los parámetros de flujo estacionario, fueron determinados mediante un programa en FORTRAN<sup>15</sup> (Digital Visual Fortran 6.0.A) desarrollado por el M.I. Eduardo Poblano Romero y se presentan en la tabla 4.5 (Apéndice "B").

Finalmente se integraron las condiciones de operación (tabla 4.4), con las condiciones de flujo estacionario (tabla 4.5), obteniéndose la información necesaria (tabla 4.6, Apéndice "B"), para correr nuestro programa y validar los criterios de estabilidad.

#### 4.4 PROCEDIMIENTO DE CALCULO

Para ilustrar la metodología del cálculo de los criterios de estabilidad, se utilizará la información del pozo 47, la cual aparece en la tabla 4.6 (Apéndice "B"). Los resultados que aquí se presentan fueron obtenidos con nuestro programa en Excel. En cada paso se mostrarán las ecuaciones utilizadas y el resultado que se obtiene al sustituir cada una de las variables que las conforman.

##### 4.4.1.1 CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS EN EL PUNTO DE INYECCIÓN

El cálculo de las propiedades de los fluidos en el punto de inyección, se realizó utilizando la correlación de Kartootmodjo.

Densidad relativa del gas a 100 psig.

$$\gamma_{g,cor} = \gamma_g \left[ 1 + 0.1595 * \rho * API^{0.4078} * T_{sep}^{-0.2466} * \log \left( \frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (4.1)$$

$$\gamma_{g,cor} = 0.5732$$

Relación de solubilidad del gas-aceite.

$$R_s = 0.05958 * \gamma_{g,cor}^{0.7972} * P^{1.0014} * 10^{(13.1405 * \rho * API) / (T + 460)} \quad (4.2)$$

$$R_s = 82.8 \text{ (ft}^3\text{/bls)}$$

Si la  $R_s > RGL$  entonces  $R_s = RGL$ .

Presión de burbuja.

$$P_b = \left[ \frac{R_s}{0.05958 * \gamma_{g,cor}^{0.7972} * 10^{(13.1405 * API) / (T+460)}} \right] \quad (4.3)$$

$$P_b = 817.38 \text{ (psi)}$$

Compresibilidad del aceite.

$$c_K = 0.83415 + 0.500 * \log(R_s) + 0.3616 * \log(API) + 0.7606 * \log(T) - 0.35505 * \log(\gamma_{g,cor})$$

$$C_K = 4.131 \quad (4.4)$$

$$c_o = \frac{10^{C_K}}{P * 10^6} \quad (4.5)$$

$$C_o = 1.63 * 10^{-5} \text{ (psi}^{-1}\text{)}$$

Factor de volumen del aceite a  $P_b$ .

$$B_{ob} = 0.98496 + 0.0001 * F^{1.5} \quad (4.6)$$

con

$$F = R_s^{0.755} * \gamma_{g,cor}^{0.25} + 0.45 * T \quad (4.7)$$

$$F = 123.35$$

$$B_{ob} = 1.122$$

Factor de volumen del Aceite bajo saturado.

$$B_o = B_{ob} * e^{c_o(P_b - P)} \quad (4.8)$$

$$B_o = 1.121$$

Factor de compresibilidad del gas.

$$Z = 0.93101, \text{ calculado con el programa}$$

Factor de volumen del gas.

$$B_g = 0.0283 * Z * \frac{(T + 460)}{P} \quad (4.9)$$

$$B_g = 0.02165$$

#### 4.4.1.2 CÁLCULO DE LAS DENSIDADES DE LOS FLUIDOS

Densidad del aceite

$$\rho_o = \left( \frac{\gamma_o * 62.4 + \gamma_g * 0.07614 * R_s / 5.614}{B_o} \right) \quad (4.10)$$

$$\rho_o = 52.16 \text{ (lb/ft}^3\text{)}$$

Densidad del agua.

$$\rho_w = \left( \frac{\gamma_w * 62.4}{B_w} \right) \quad (4.11)$$

$$\rho_w = 66.768 \text{ (lb/ft}^3\text{)}$$

Densidad del gas.

$$\rho_g = \left( \frac{\gamma_g * 0.076144}{B_g} \right) \quad (4.12)$$

$$\rho_g = 2.4608 \text{ (lb/ft}^3\text{)}$$

#### 4.4.1.3 CÁLCULO DE LOS GASTOS EN EL PUNTO DE INYECCIÓN

Gasto de aceite @ C.S.

$$q_o = \left( \frac{q_L}{WOR + 1} \right) \quad (4.13)$$

$$q_o = 8436.75 \text{ (bpd)}$$

Gasto de agua @ C.S.

$$q_w = q_L - q_o \quad (4.14)$$

$$q_w = 0 \text{ (bpd)}$$

Gasto de los fluidos del yacimiento.

$$q_f = q_o * B_o + q_w * B_w + ((RGL - R_s)q_o * B_g / 5.614 \quad (4.15)$$

$$q_f = 17183.22 \text{ (bpd)}$$

Gasto del gas de inyección.

$$q_g = q_{gi} * B_g / 5.614 \quad (4.16)$$

$$q_g = 5152.84 \text{ (bpd)}$$

#### 4.4.1.4 CÁLCULO DEL FACTOR DE VOLUMEN DE LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN.

$$B_f = \frac{q_f}{q_o + q_w} \quad (4.17)$$

$$B_f = 2.03$$

#### 4.4.1.5 CÁLCULO DE LA DENSIDAD PROMEDIO DE LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN.

$$\rho_f = \frac{q_o * B_o * \rho_o + q_w * B_w * \rho_w + (RGL - R_s)q_o * B_g * \rho_g / 5.614}{q_f} \quad (4.18)$$

$$\rho_f = 29.83 \text{ (lbm/ft}^3\text{)}$$

#### 4.4.1.6 CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS GEOMÉTRICOS

Área del puerto de la válvula de orificio.

$$A_i = \frac{\pi}{4} (d_i)^2 \quad (4.19)$$

$$A_i = 0.11044 \text{ in}^2$$

Área de la sección transversal de la T.P.

$$A_t = \frac{\pi}{4} (d_{ii})^2 \quad (4.20)$$

$$A_t = 30.93 \text{ in}^2$$

Área de la sección transversal del espacio anular T.P. – T.R.

$$A_c = \frac{\pi}{4} (d_{ci}^2 - d_{to}^2) \quad (4.21)$$

$$A_c = 20.7 \text{ in}^2$$

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

$$V_t = A_t * L_v \quad (4.22)$$

$$V_t = 1161 \text{ (ft}^3\text{)}$$

Volumen del espacio anular T.P. – T.R. corriente arriba del punto de inyección.

$$V_c = A_c * L_v \quad (4.23)$$

$$V_c = 777.3 \text{ (ft}^3\text{)}$$

#### 4.4.2 EVALUACIÓN DE LOS CRITERIO DE ESTABILIDAD DE ASHEIM

Primer criterio de estabilidad de Asheim.

Todos los parámetro deberán estar en Unidades Consistentes.

$$F_1 = \frac{\rho_s * B_s * q_s^2}{q_L} \frac{J}{(E * A_t)^2} \quad (3.1)$$

$$F_1 = 1.333 > 1$$

Debido a que  $F_1$  es mayor que cero, el pozo se predice como: **ESTABLE**.

En caso de que el factor  $F_1$  hubiera sido menor que uno, se calcularía el factor  $F_2$ .

#### 4.4.3 EVALUACIÓN DE LOS CRITERIO DE ESTABILIDAD DE ALHANATI

Para ilustrar el cálculo de los criterios de Alhanati y colaboradores, se utilizará la información determinada en el ejemplo de la sección anterior, realizándose únicamente los cálculos necesarios para la evaluación de dichos criterios.

Retomando el ejemplo de la sección anterior a partir de la sección 4.2.1.6.

Área del estrangulador de inyección superficial.

$$A_{Ch} = \frac{\pi}{4} (d_{Ch})^2 \quad (4.24)$$

$$A_{Ch} = 1.563 \text{ in}^2$$

#### 4.4.1.7 ESTIMACIÓN DEL COEFICIENTE DE DESCARGA

Como no se cuenta con ninguna otra información del comportamiento de la válvula para este ejemplo se asumirá que:

$$C_D = 0.865$$

Factor de expansión para la válvula de bombeo neumático

Válvula de bombeo neumático.

$$y \approx \sqrt{\frac{k}{k-1} \frac{\left( r^{2/k} - r^{(k+1)/k} \right)}{(1-r)}} \quad (4.25)$$

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

$$r_v = 0.922 \quad \text{y} \quad y_v = 0.955$$

Válvula de inyección superficial.

De una manera semejante se asumirá que:

$$C_D = 0.865$$

$$r_{ch} = 0.813 \quad \text{y} \quad y_{ch} = 0.890$$

#### 4.4.3.1 CÁLCULO DE LOS DIFERENTES FACTORES QUE COMPONEN EL CRITERIO.

Cálculo de  $F_1$ .

$$F_1 = \frac{B_f * \rho_g * q_{go}^2 * j}{(C_D * A_p * Y)_v^2 * q_{fo}} \quad (3..39)$$

$$F_1 = 1.579$$

Cálculo de  $F_3$ .

$$F_3 = \frac{(q_{fo} + q_{go}) * A_t * P_{tot} * 1}{(\rho_f - \rho_g) * g * q_{fo} * V_c} \quad (3.40)$$

$$F_3 = 0.470$$

Como la válvula de inyección superficial y la de bombeo neumático, se encuentran operando bajo un flujo subcrítico, y de acuerdo con la tabla 3.1, los criterios de estabilidad estarán dados por las ecuaciones (3.43) y (3.44), por lo que es necesario determinar primero  $F_C$ .

Cálculo de  $F_C$ .

$$F_C = \frac{(C_D A_p Y)_{ch}^2 + (C_D A_i Y)_v^2 * \left( \frac{r_{ch}(2-r_v)}{\mu_{ch}} \right)}{(C_D A_p Y)_v^2 * \left( \frac{r_{ch}(2-r_v)}{\mu_{ch}} \right)} \quad (3.45)$$

$$\mu_{ch} = \frac{(zT)_c}{(zT)_m} \quad (3.47)$$

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

$$F_C = 199.5$$

Cálculo de  $F_4$ , ecuación (3.43).

$$\left( F_1 * \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 * \left( \frac{2-r_v}{\mu_v} \right) * F_C > 0 \quad (3.43)$$

$$F_4 = 101.6 > 0$$

Cálculo de  $F_5$ , ecuación (3.44).

---

$$\left( F_1 * \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + \frac{r_v}{F_c} > 0 \quad (3.44)$$

$$F_6 = 0.4613 > 0$$

$F_4 > 0$  y  $F_6 > 0$ , por lo tanto el pozo se predice como: **ESTABLE**

Se observó que de manera consistente los criterios de Asheim y los de Alhanati, predicen para este pozo un comportamiento **ESTABLE**.

#### 4.4.4 EVALUACIÓN DE LOS CRITERIO DE ESTABILIDAD DE TINOCO

De igual manera que en la sección anterior, para ilustrar el cálculo de los criterios de Tinoco, se utilizará la información calculada previamente, realizando únicamente los cálculos necesarios para la evaluación de dichos criterios.

Para evaluar este criterio es necesario determinar las propiedades, densidades y gastos de los fluidos, tanto en la superficie como en el punto de inyección, estas últimas se calcularon en las secciones 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3, 4.2.4 y 4.2.5, para el cálculo de las primeras se utilizaran las mismas formulas obteniéndose lo siguiente:

Relación de solubilidad del gas-aceite.

$$R_{ss} = 22.4 \text{ (ft}^3\text{/bls)}$$

Presión de burbuja.

$$P_{bs} = 206.18 \text{ (psi)}$$

Compresibilidad del aceite.

$$C_{os} = 2.638 * 10^{-5} \text{ (psi}^{-1}\text{)}$$

Factor de volumen del aceite a Pb.

$$B_{obs} = 1.063$$

Factor de volumen del Aceite bajo saturado.

$$B_{Os} = 1.062$$

Factor de compresibilidad del gas.

$$Z_s = 0.8958, \text{ calculado con el programa}$$

Factor de volumen del gas

$$B_{gs} = 0.07684$$

Densidad del aceite

$$\rho_{Os} = 54.5 \text{ (lb/ft}^3\text{)}$$

Densidad del agua

$$\rho_{Ws} = 66.768 \text{ (lb/ft}^3\text{)}$$

Densidad del gas.

$$\rho_{gs} = 0.6935 \text{ (lb/ft}^3\text{)}$$

Gasto de aceite @ C.S.

$$q_{Os} = 8436 \text{ (bpd)}$$

Gasto de agua @ C.S.

$$q_{Ws} = 0 \text{ (bpd)}$$

Gasto de los fluidos del yacimiento.

$$q_{fs} = 43332 \text{ (bpd)}$$

Gasto del gas de inyección.

$$q_{gs} = 18281 \text{ (bpd)}$$

Factor de volumen de los fluidos de la formación.

$$B_{fs} = 5.13$$

Densidad promedio de los fluidos de la formación.

$$\rho_{fs} = 11.82 \text{ (lbm/ft}^3\text{)}$$

Retomando el ejemplo de la sección anterior a partir de la sección 4.2.1.7

#### 4.4.1.8 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE LA MEZCLA

A condiciones de la válvula de B.N.:

$$vm = \frac{q_f * q_g}{a_t} \quad (4.26)$$

$$vm_v = 6.76 \text{ (ft/seg)}$$

A condiciones superficiales:

$$vm = 18.65 \text{ (ft/seg)}$$

#### 4.4.1.9 CÁLCULO DE LA DENSIDAD DE LA MEZCLA

A condiciones de la válvula de B.N.:

$$d_m = \frac{(q_f * d_f + q_g * d_g)}{(q_f + q_g)} \quad (4.27)$$

$$dm_v = 23.5 \text{ (lbm/ft}^3\text{)}$$

A condiciones superficiales:

$$dm = 8.5 \text{ (lbm/ft}^3\text{)}$$

#### 4.4.1.10 CÁLCULO DEL GASTO MÁXIMO DEL GAS INYECTADO

$$m_o = q_g * d_g \tag{4.28}$$

$$m_o = 0.8240 \text{ (lbm/seg)}$$

#### 4.4.1.11 CÁLCULO DE LAS VARIABLES AUXILIARES A Y B

$$a = \frac{-m_o}{\frac{V_c * P_c * M}{Z * R * T_v}} \tag{4.29}$$

$$a = -3.97 * 10^{-4}$$

$$b = \frac{-m_o}{\frac{V_c * P * M}{Z * R * T_v}} \tag{4.30}$$

$$b = -4.23 * 10^{-4}$$

#### 4.4.1.12 CÁLCULO DE LOS COEFICIENTES DE FLUJO

Coefficiente de flujo de la válvula debido a las variaciones de presión en la T.P.

$$k_{iv} = \frac{-1}{2} \frac{P}{(P_c - P)} \tag{4.31}$$

$$K_{iv} = -5.92$$

Coefficiente de flujo de la válvula debido a las variaciones de presión en la T.R.

$$k_{cv} = \frac{1}{2} \frac{P_c + (P_c - P)}{(P_c - P)} \quad (4.32)$$

$$K_{cv} = 6.92$$

Coefficiente de flujo de la válvula superficial de inyección debido a las variaciones de presión en la T.R.

$$k_{cch} = \frac{-1}{2} \frac{P_c}{(P_{ma} - P_{ma})} \quad (4.33)$$

$$K_{cch} = -6.033$$

#### 4.4.1.13 CÁLCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN

Para utilizar las ecuaciones siguientes es necesario utilizar sus variables en el sistema M.K.S.

$$\lambda = \frac{q_f}{q_f + q_g} \quad (4.34)$$

$$\lambda = 0.7693$$

$$\mu_m = 0.001 * \lambda + 0.00002 * (1 - \lambda) \quad (4.35)$$

$$\mu = 7.739 * 10^{-4}$$

$$Re = \frac{\rho_m * v_m * d}{\mu_m} \quad (4.36)$$

$$Re = 14887$$

$$f = 0.046 * Re^{-0.2} \quad (4.37)$$

$$f = 6.73 \cdot 10^{-3}$$

**4.4.4.1 CÁLCULO DE LOS DIFERENTES FACTORES QUE COMPONEN EL CRITERIO.**

$$aa = \frac{A_t \cdot d_t \cdot \rho_{to} + 6f \cdot L (B_f \cdot J \cdot P_{to} - K_{vt} \cdot q_{go}) (v_{mo} \cdot \rho_{mo} + v_{ms} \cdot \rho_{ms})}{A_t \cdot d_t \cdot g_c \cdot p_{to}} \quad (3.56)$$

$$aa = 14784830.8$$

$$bb_1 = a(K_{cch} - K_{vc}) p_{co} (q_{fo} + q_{go}) (A_t d_t g_c p_{to} + 6fL (B_f J p_{to} - K_{vt} q_{go}) (v_{mo} \rho_{mo} + v_{ms} \rho_{ms}))$$

$$bb_2 = K_{vt} (d_t g p_{to} q_{fo} (-\rho_{fo} + \rho_{go}) + 6bf K_{vc} L p_{to} (q_{fo} + q_{go}) (v_{mo} \rho_{mo} + v_{ms} \rho_{ms}))$$

$$bb_3 = B_f d_t g J p_{co} p_{to} (-\rho_{fo} + \rho_{go})$$

$$bb = \frac{bb_1 - q_{go} (bb_2 + bb_3)}{A_t d_t g_c p_{co} p_{to} (q_{fo} + q_{go})} \quad (3.57)$$

$$bb = 454227858305.7$$

$$cc = \frac{g (b K_{vc} K_{vt} p_{to} q_{fo} + a (K_{cch} - K_{vc}) p_{co} (B_f J p_{to} + K_{vt} q_{go})) q_{go} (\rho_{fo} - \rho_{go})}{A_t g_c p_{co} p_{to} (q_{fo} + q_{go})} \quad (3.58)$$

$$cc = 140382.1$$

aa > 0, bb > 0 y cc = > 0, por lo tanto el pozo se predice como: **ESTABLE**

Se observó que de manera consistente los criterios de Asheim, los de Alhanati y los de Tinoco, predicen para este pozo un comportamiento **ESTABLE**, el cual coincide con el comportamiento real del pozo.

#### 4.5 RESULTADOS FINALES

Los resultados de los tres criterios de estabilidad para cada uno de los pozos analizados, se presentan las tabla 4.7 a la 4.11 (Apéndice "B").

El criterio de Asheim predijo el 100% de los pozos estables y el 0% de los pozos inestables, el de Alhanati predijo el 66% de los pozos estables y el 100% de los pozos inestables y el de Tinoco predijo el 33% de los pozos estables y el 0% de los pozos inestables. Por lo que se puede concluir que el criterio que mayor consistencia presentó con los datos de campo fue el de Alhanati, la tabla 4.12 (Apéndice "B") presenta un resumen de los resultados.

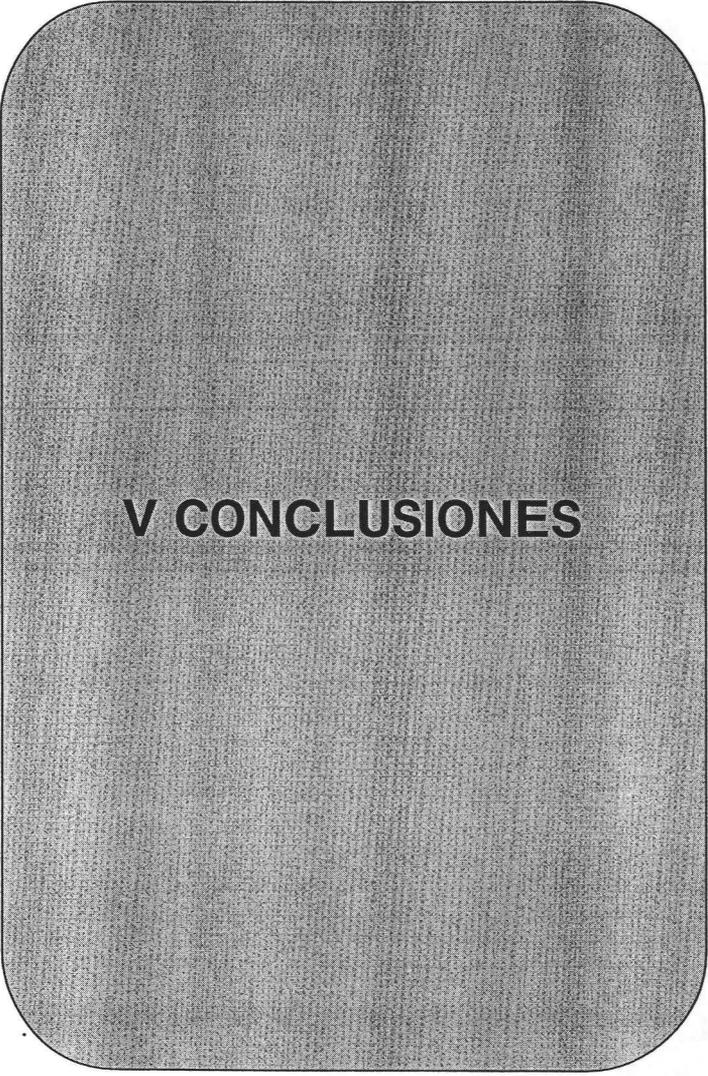
El criterio de Alhanati aunque fue el que mayor consistencia presentó, deberá ser considerado como conservativo, debido a que las condiciones de operación estables, las predice algunas veces como estables y otras como inestables, como el pozo 89. Lo cual podría considerarse como normal, debido a que utiliza un aproximación conservativa para modelar cada componente del sistema.

Del análisis de los coeficientes del criterio de Alhanati, se detecto que cuando el diámetro del área de flujo de la válvula de inyección superficial es mayor que el diámetro del área de flujo de la válvula de bombeo neumático, el factor de corrección ( $F_c$ ) es muy grande, lo cual causará que la ecuación 3.43 se satisfaga muy fácilmente y por lo tanto la ecuación 3.44 será la que determine el criterio de estabilidad, en la tabla 4.13 (Apéndice "B") se presenta dicho análisis.

Posteriormente se analizaron las variables de los factores que conforman la ecuación 3.44, detectándose que para mejorar las condiciones de flujo de cualquier pozo con las características mencionadas en el párrafo anterior, las acciones que se tomen para dicho fin deberán estar enfocadas a mejorar el factor  $F_1$ . Para ejemplificarlo tomemos el pozo 487, al cual se le disminuyó el diámetro de la válvula de inyección de 0.5 a 0.375, obteniéndose un incremento en la ecuación 3.44, pero si no se hubieran analizado los factores y se tomará una decisión como la de disminuir el diámetro interior de la tubería de producción de 4.892 a 4.532, la ecuación 3.44 no sufre ningún cambio, lo anterior considerando que se está en la etapa de diseño, si estuviéramos en la parte operativa podríamos incrementar el gasto de inyección de 1301940 a 1951940, con lo cual también se incrementa la ecuación 3.44, en la tabla 4.14 (Apéndice "B") se presentan los resultados.

De igual manera se realizó un análisis de los coeficientes del criterio de Tinoco, detectándose que el coeficiente "aa" siempre es positivo, por lo cual el coeficiente "bb" es el que determinará la estabilidad de un pozo operando con válvulas bajo flujo subcrítico y para conseguir la estabilidad, se deberán afectar variables como  $K_{och}$ , que conforman el coeficiente "bb", en la tabla 4.15 (Apéndice "B") se presenta dicho análisis.

---



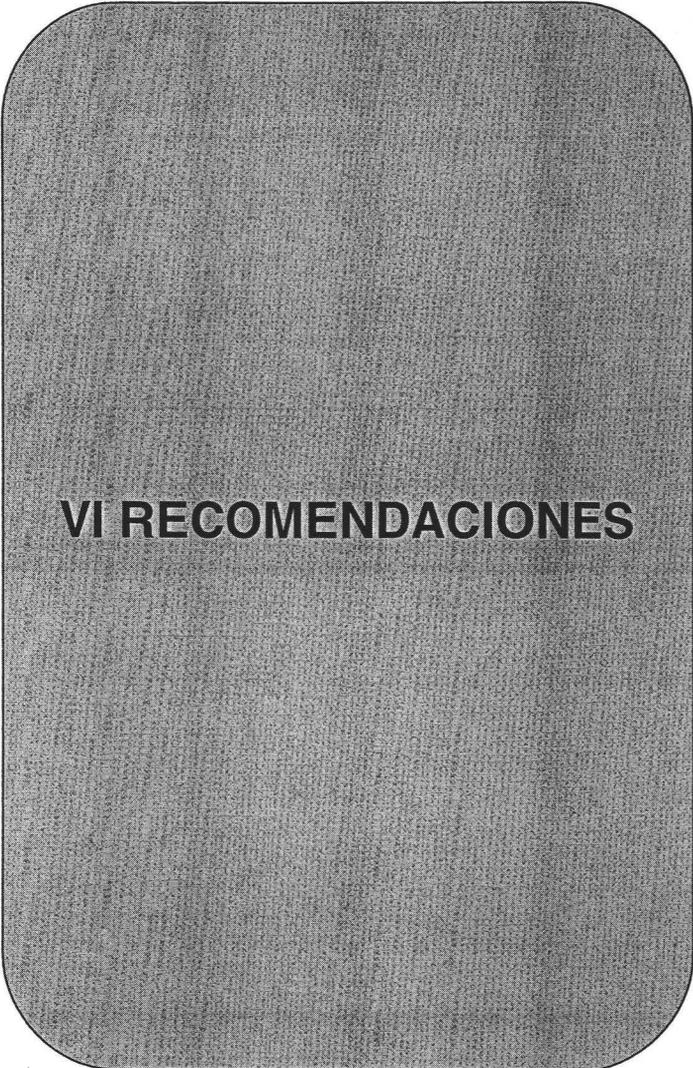
**V CONCLUSIONES**

---

- Los criterios de estabilidad son técnicas de análisis, que no pueden predecir todos los tipos de inestabilidades encontradas en los pozos con gas de bombeo neumático continuo, debido a que durante su desarrollo teórico sufren muchas simplificaciones.
- Se observó que el criterio de estabilidad de Asheim tiende a predecir todas las condiciones de operación como estables, lo cual constituye una inconsistencia.
- El criterio de estabilidad de Alhanati presentó el mejor comportamiento, al ser evaluado con datos de campo.
- El criterio de Alhanati debe ser considerado como conservativo, debido a que las condiciones de operación estables, las predice algunas veces como estables y otras como inestables. Lo cual podría considerarse como normal, debido a que utiliza una aproximación conservativa para modelar cada componente del sistema.
- Para el criterio de Alhanati, cuando el diámetro del área de flujo de válvula de inyección superficial de inyección es mayor que el diámetro del área de flujo de la válvula de bombeo neumático, el factor de corrección ( $F_c$ ) es muy grande, lo cual causará que la ecuación 3.43 se satisfaga muy fácilmente, por lo tanto la ecuación 3.44 será la que determine el criterio de estabilidad y las acciones que sean tomadas para mejorarla, deberán estar enfocadas a incrementar únicamente el factor  $F_1$ .
- En el criterio de Tinoco para un régimen de flujo subcrítico en ambas válvulas, el coeficiente "aa" siempre será positivo, por lo que el coeficiente "bb" será el que determine la estabilidad.

- Se confirmó que cuando un pozo que se encuentra operando con válvula de bombeo neumático, bajo un régimen de flujo subcrítico, el incremento del gas de inyección tiende a estabilizarlo.
- Antes de aplicar los criterios de estabilidad, es importante determinar lo regímenes de flujo tanto en la válvula superficial de inyección, como en la válvula de bombeo neumático, para poder aplicar las ecuaciones correspondientes.
- Los criterios de estabilidad pueden llegar a constituir una herramienta importante para las fases de diseño y de operación de un sistema artificial de bombeo neumático continuo y un análisis de sensibilidad de sus coeficientes, permitirá tomar la mejor decisión para conseguir la estabilidad.

---

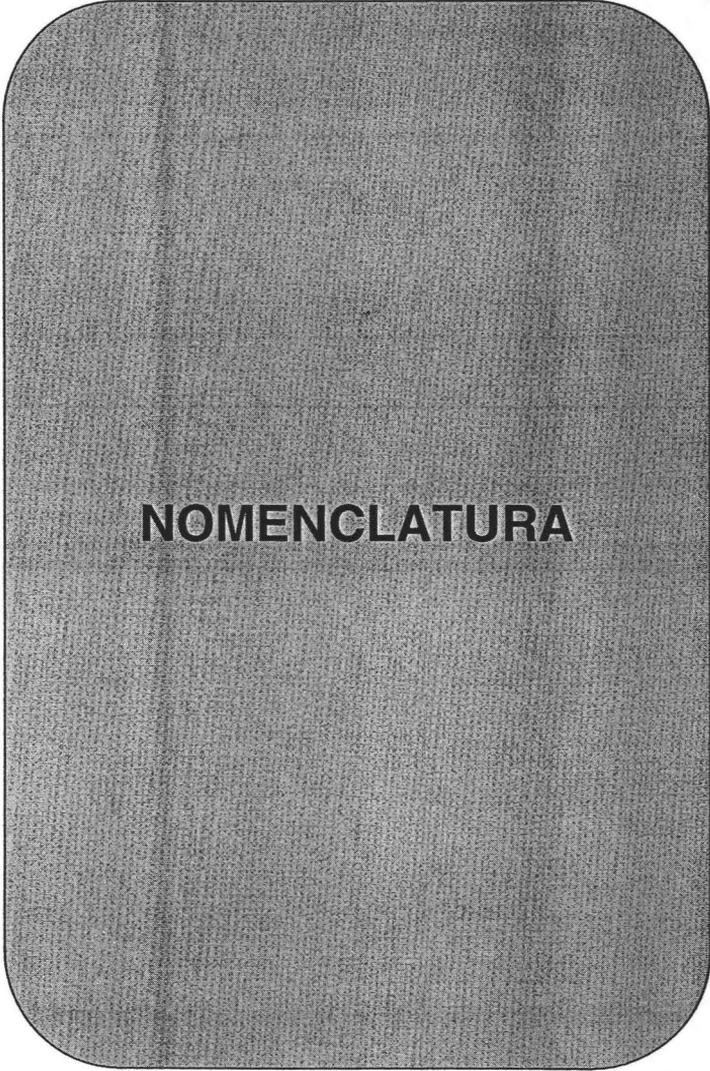


**VI RECOMENDACIONES**

---

- Validar con datos de campo el desempeño de los criterios de estabilidad, para otros tipos de regímenes de flujo.
- Realizar un análisis del comportamiento de los factores que componen a cada uno de los criterios, para determinar cual de ellos es el que predominará en la estabilidad.
- Estudiar otras técnicas de análisis, que abarquen los tipos de inestabilidad, que los criterios presentados en este trabajo, no pueden predecir por su propia naturaleza.

---



**NOMENCLATURA**

---

<b>Símbolo</b>	<b>Descripción</b>
$A_i$	Área del puerto del válvula de orificio ( $\text{in}^2$ )
$A_t$	Área de la sección transversal de la T.P. ( $\text{in}^2$ )
$A_c$	Área de la sección transversal del espacio anular T.P.-T.R. ( $\text{in}^2$ )
$A_{ch}$	Área de flujo de la válvula de inyección superficial ( $\text{in}^2$ )
API	Densidad del aceite ( $^\circ\text{API}$ )
a	Variable auxiliar (Adm)
aa	Criterios de estabilidad de Tinoco (Adm)
b	Variable auxiliar (Adm)
bb	Criterios de estabilidad de Tinoco (Adm)
$B_o$	Factor de volumen del aceite (Adm)
$B_{OPb}$	Factor de volumen del aceite @ $P_b$ (Adm)
$B_r$	Factor de volumen de los fluidos del yacimiento (Adm)
$B_g$	Factor de volumen del gas (Adm)
$d_{it}$	Diámetro interno de la T.P. (in)
$d_{et}$	Diámetro externo de la T.P. (in)
$d_{ic}$	Diámetro interno de la T.R. (in)
$d_{ich}$	Diámetro de estrangulación de la válvula superficial de inyección (in)
$C_D$	Coeficiente de descarga (Adm)
cc	Criterios de estabilidad de Tinoco (Adm)
$C_o$	Compresibilidad del aceite ( $\text{psi}^{-1}$ )
E	Factor de eficiencia del orificio (Adm)
f	Factor de fricción (Adm)
$F_1, F_2$	Criterios de estabilidad de Asheim (Adm)
$F_4, F_6$	Criterios de estabilidad de Alhanati (Adm)
J	Índice de productividad (bpd/psi)
$K_{yt}$	Coeficiente de flujo de la válvula debido a las variaciones de presión en la T.P. (Adm)
$K_{yc}$	Coeficiente de flujo de la válvula debido a las variaciones de presión en la T.R. (Adm)

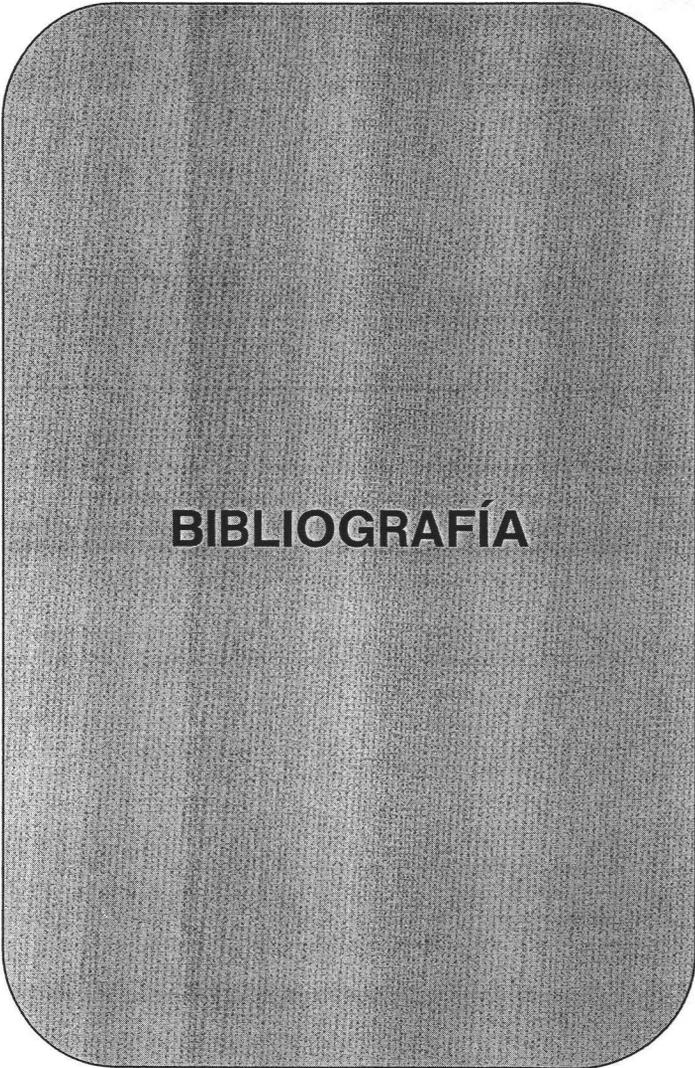
$K_{vch}$	Coeficiente de flujo de la válvula superficial de inyección debido a las variaciones de presión en la T.R. (Adm)
$L_v$	Profundidad de la válvula de Bombeo neumático (ft)
$m_o$	Flujo masico del gas inyectado (lbm/seg)
$M$	Peso molecular del gas inyectado (mol)
$P_c$	Presión en la T.R. @ $L_v$ (psi)
$P$	Presión en la T.p. @ $L_v$ (psi)
$P_b$	Presión de burbuja (psi)
$P_m$	Presión en el manifold de inyección de gas (psi)
$P_s$	Presión en la cabeza del pozo (psi)
$P_{sep}$	Presión de separación (psi)
$q_f$	Gasto de los fluidos del yacimiento (bpd)
$q_g$	Gasto del gas de inyección (mpcd)
$q_L$	Gasto de líquido (bpd)
$q_o$	Gasto del aceite (bpd)
$q_w$	Gasto del agua (bpd)
$R$	Constante universal del gas (adm)
$RGL$	Relación gas líquido ( $ft^3/ft^3$ )
$R_s$	Relación de solubilidad ( $ft^3/bls$ )
$r$	relación de presiones (adm)
$V_c$	Volumen del espacio anular ( $ft^3$ )
$v_{mo}$	Velocidad de la mezcla, en el punto de inyección (ft/seg)
$v_{ms}$	Velocidad de la mezcla, en la superficie (ft/seg)
$T$	Temperatura en el punto inyección ( $^{\circ}F$ )
$T_{sep}$	Temperatura de separación ( $^{\circ}F$ )
$y$	Factor de expansión del gas (adm)
$z$	Factor de compresión del gas (adm)
$\rho_f$	Densidad de los fluidos del yacimiento (lbm/ $ft^3$ )
$\rho_g$	Densidad del gas inyección (lbm/ $ft^3$ )
$\rho_o$	Densidad del aceite (lbm/ $ft^3$ )
$\rho_m$	Densidad de la mezclan en el punto de inyección (lbm/ $ft^3$ )
$\rho_{ms}$	Densidad de la mezcla en la superficie (lbm/ $ft^3$ )

$\rho_w$	Densidad del agua (lbm/ft <sup>3</sup> )
$\gamma_{g,cor}$	Densidad relativa corregida del gas de inyección (adm)
$\gamma_{g,sep}$	Densidad relativa del gas de inyección (adm)
$\mu$	Relación de productos zT (adm)

**Abreviaturas**

T.P.	Tubería de producción
T.R.	Tubería de revestimiento

---

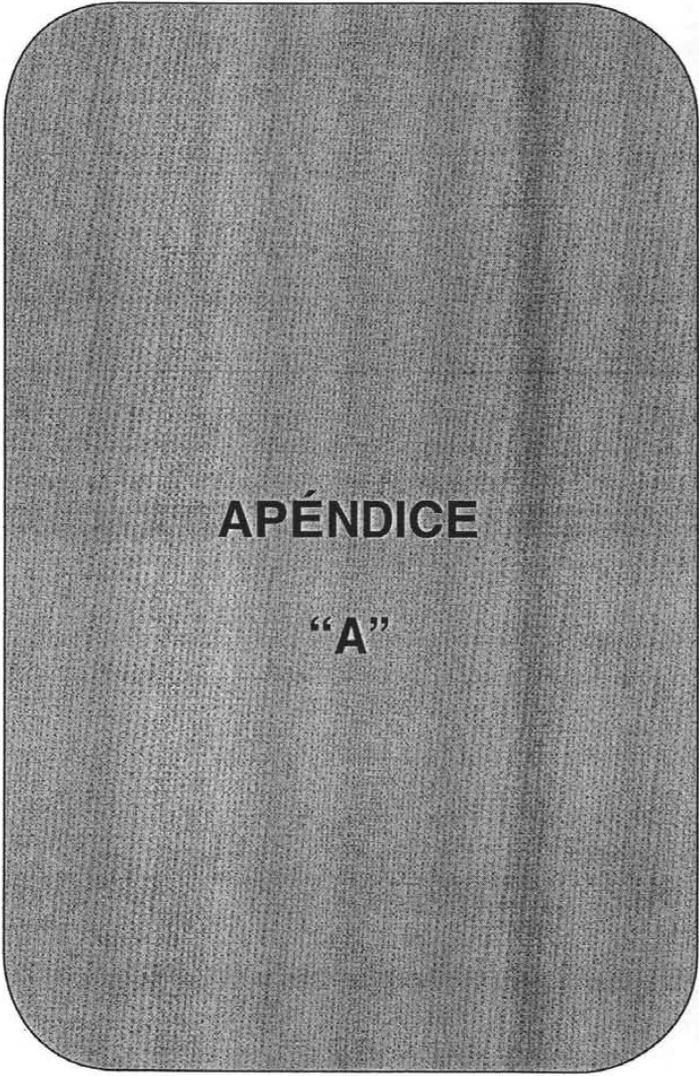


**BIBLIOGRAFÍA**

---

- 1.- Gilbert, W.E.: "Flowing and Gas Lift Well Performance," Drill and Prod. Prac. (1954).
- 2.- Bertuzzi, A.F. Welchon, J.K. and Poettmann, F.H.: "Description and Analysis of an Efficient Continuous-Flow Gas Lift Installation," Trans AIME (1953).
- 3.- Gruppig, A.W., Luca, C.W.F., Vermulen, F.D.: "Continuous Flow Gas Lift: Heading Action Analyzed for Stabilization," Oil and gas Journal, 23 July 1984, 47-51.
- 4.- Gruppig, A.W., Luca, C.W.F., Vermulen, F.D.: "Continuous Flow Gas Lift: These Methods Can Eliminate or Control Annulus Heading," Oil and gas Journal, 30 July 1984, 47-51.
- 5.- Filtremann, J.M. and Verdines, P.: "Non steady Gas-Liquid Flow in Pipes and Gas-Lifted Wells," Second Intl. Conference on Multifase Flow, London 1985.
- 6.- Asheim, H.: "Criteria for Gas Lift Stability", JPT November 19881452-1456.
- 7.- Blick, E.F., Enga, P.N., LIN, P.C., "Stability Analysis of Flowing Oil Wells and Gas Lift Wells, SPE Production Engineering, November 1988, 194-192.
- 8.- Gang, X.Z. and Golan, M.: "Criteria for Operation Stability of Gas Lift Wells," SPE 1989.
- 9.- Alhanati, F.J.S., Schmidt, Z, Doty, D.R. "Continuous Gas Lift Instability: Giagnosis, Criteria, and Solutions", paper SPE 26554, presented at the SPE 68<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX. 3-6, October 1993.
- 10.- Tokar, T., Gutierrez, M., Schmidt, Z., Tuckness, S., Gossell, S., Barrios, O.: "New Gas Lift Valve Desing Stabilizes Injection Rates," SPE 36077, 1996.
- 11.- Tinoco, M.M.: "Validation and Improvement of Stability Criteria for Gas Lift Wells," The University of Tulsa, September 1998.
- 12.- Poblano, E., Camacho, R. and Fairuzov, Y.V.: "Stability Análisis of Continuous Flow Gas Lift Wells," paper SPE 77732, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX. October 2002.

---



**APÉNDICE**

**“A”**

---

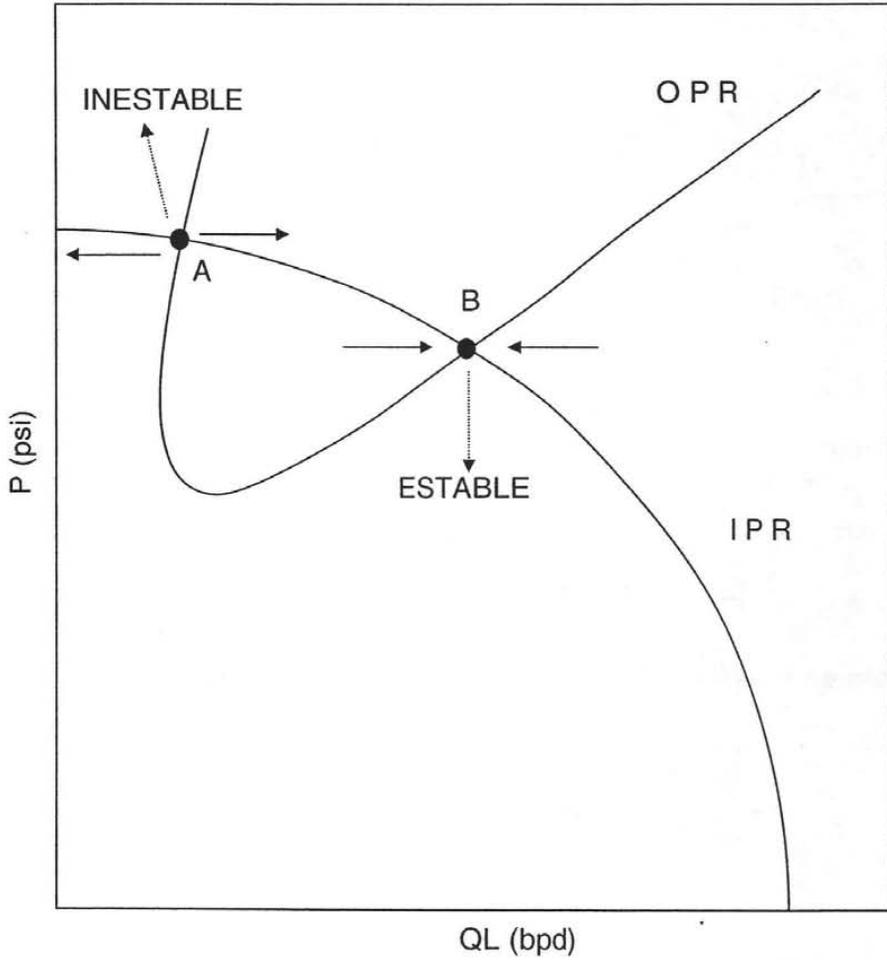


Fig. 2.1

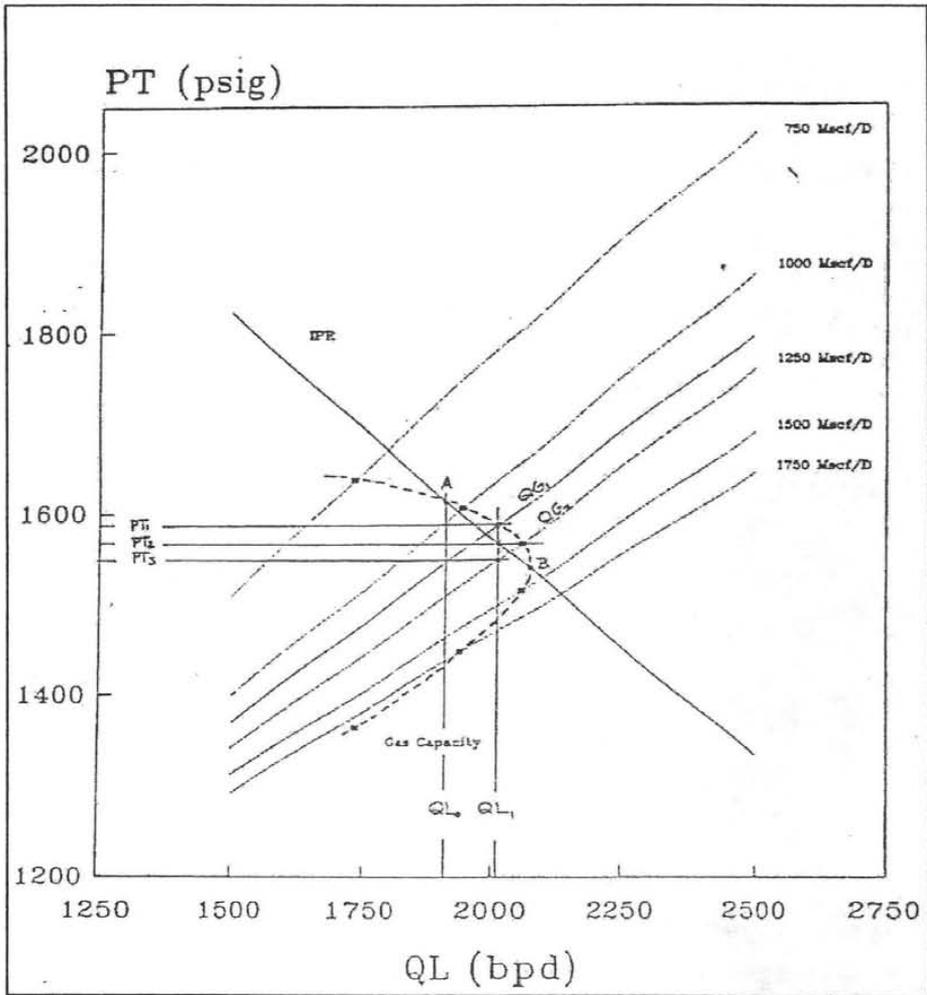


Fig. 2.2

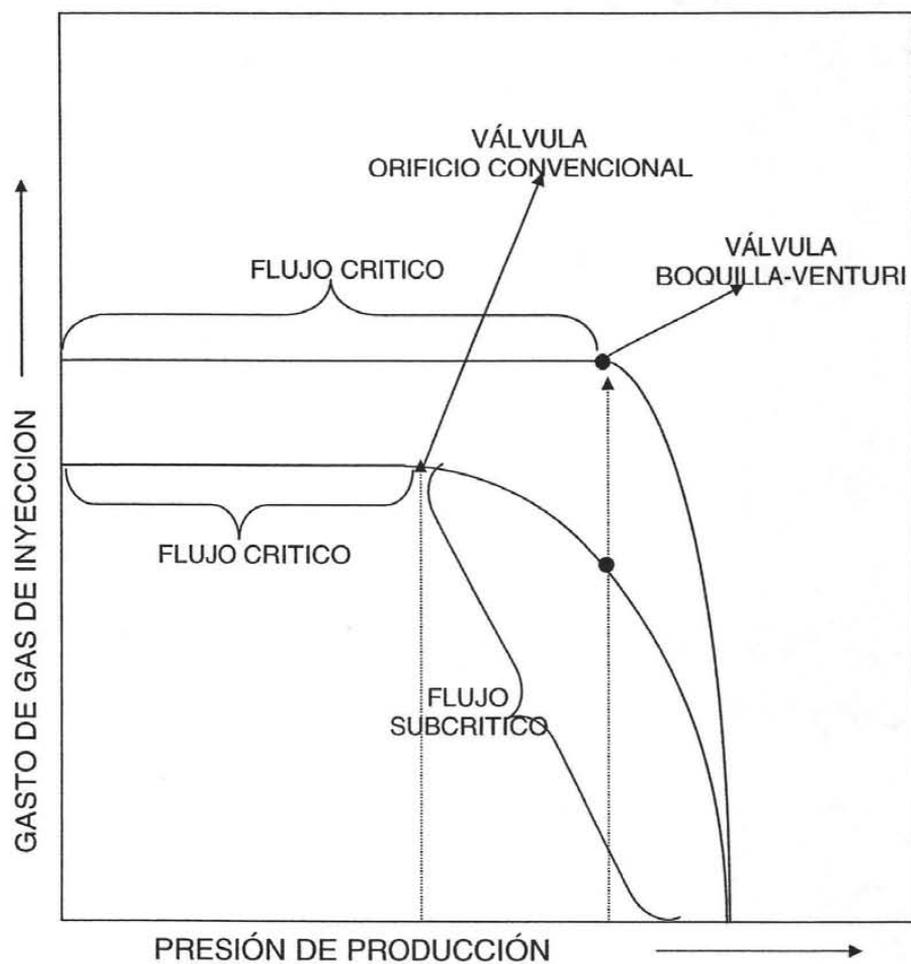


Fig. 2.3

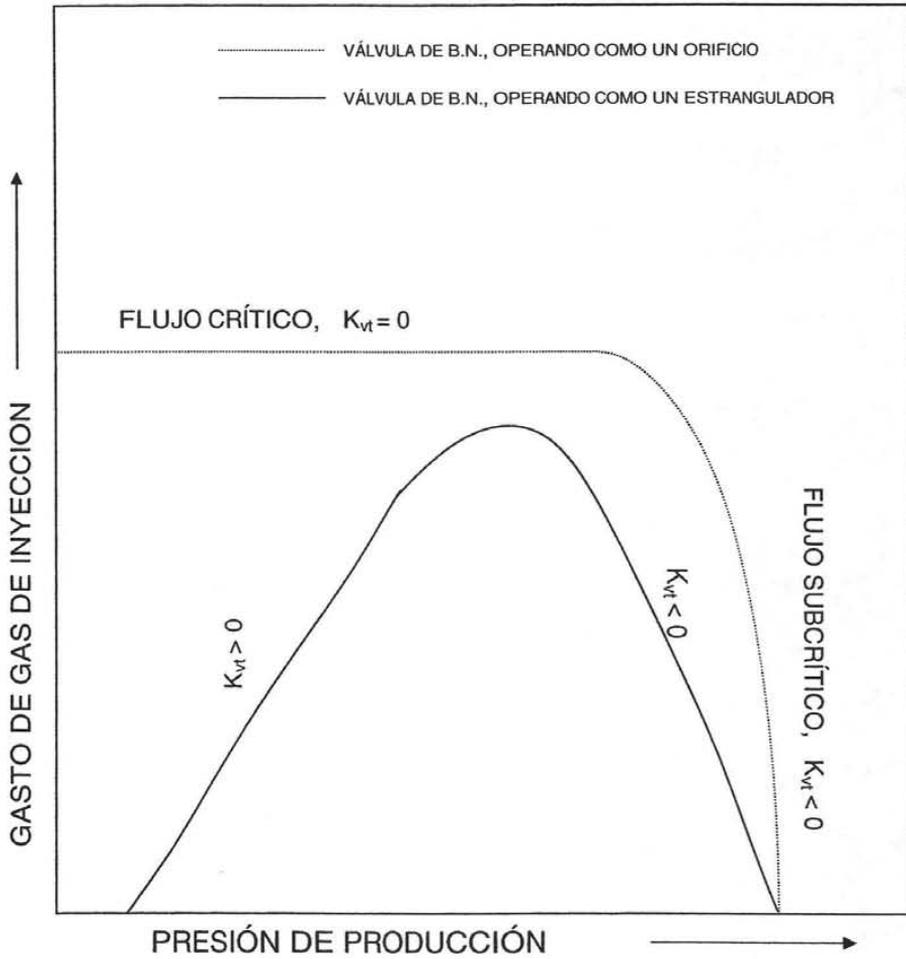


Fig. 3.1

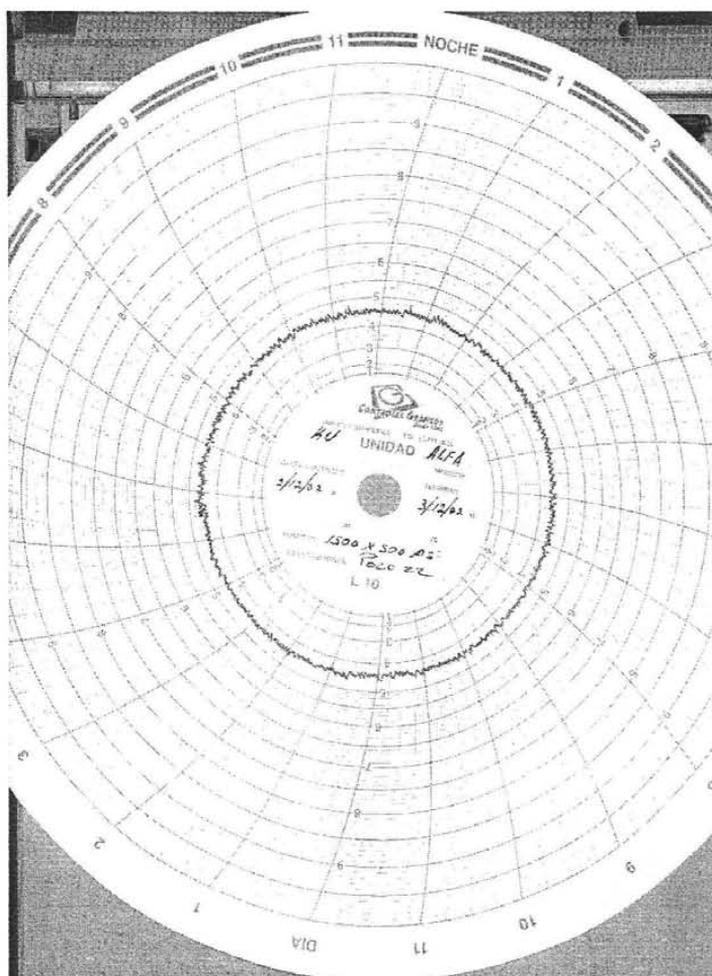


Fig. 4.1

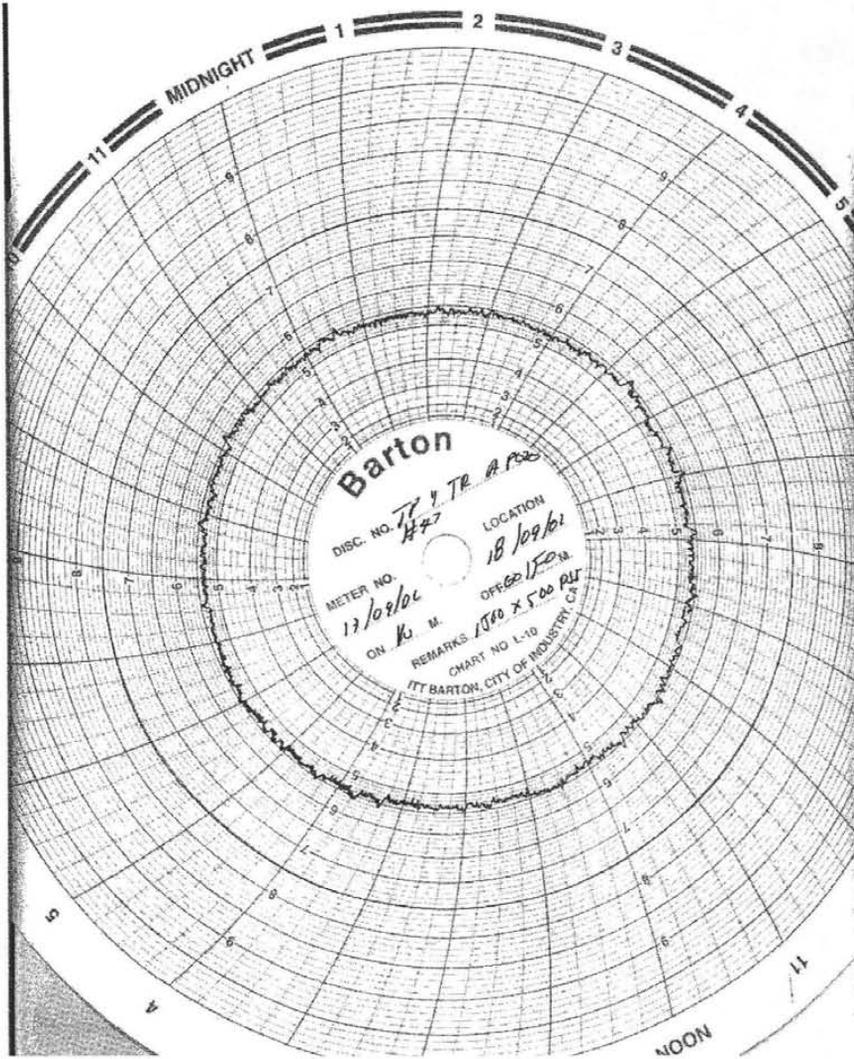


Fig. 4.2

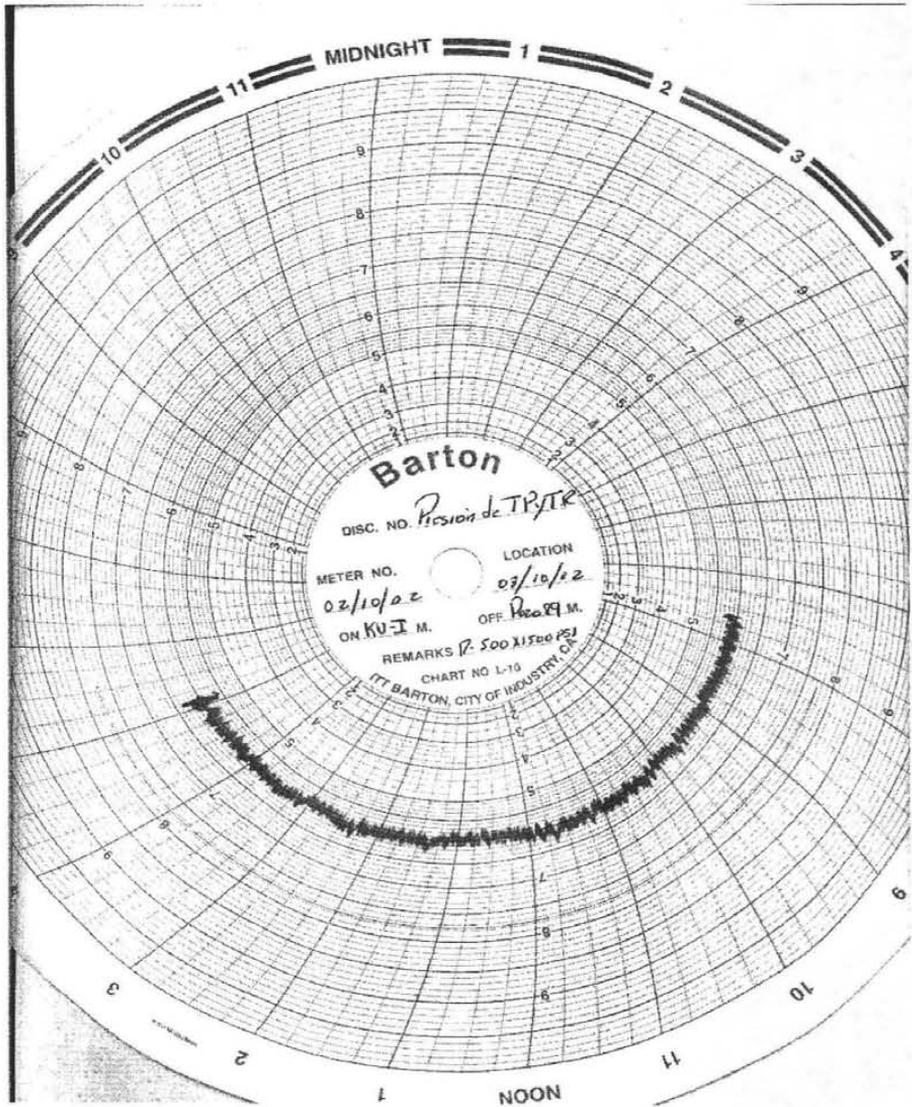


Fig. 4.3

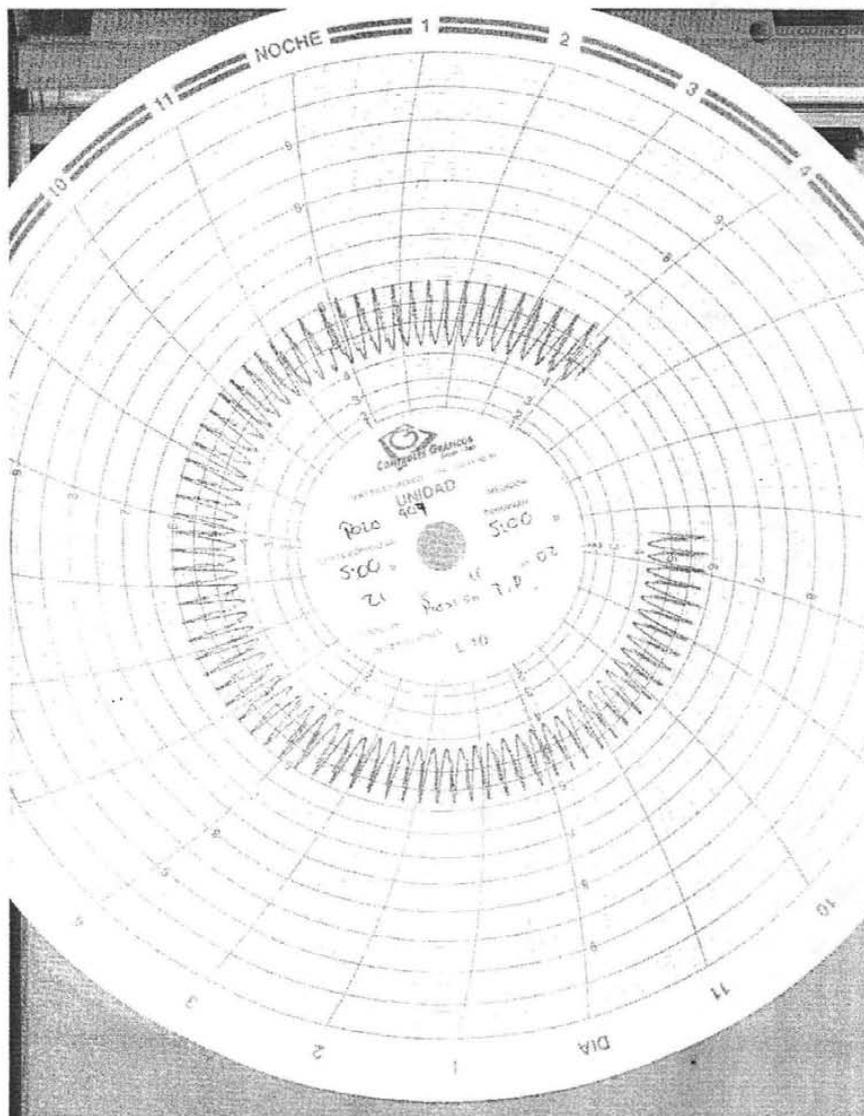


Fig. 4.4

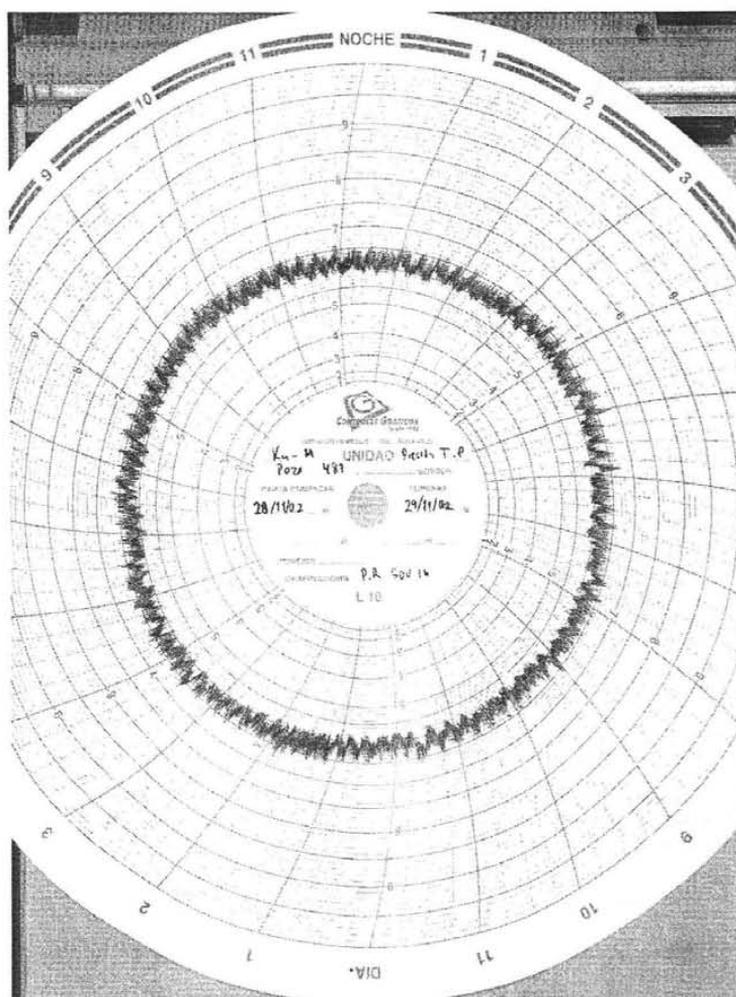
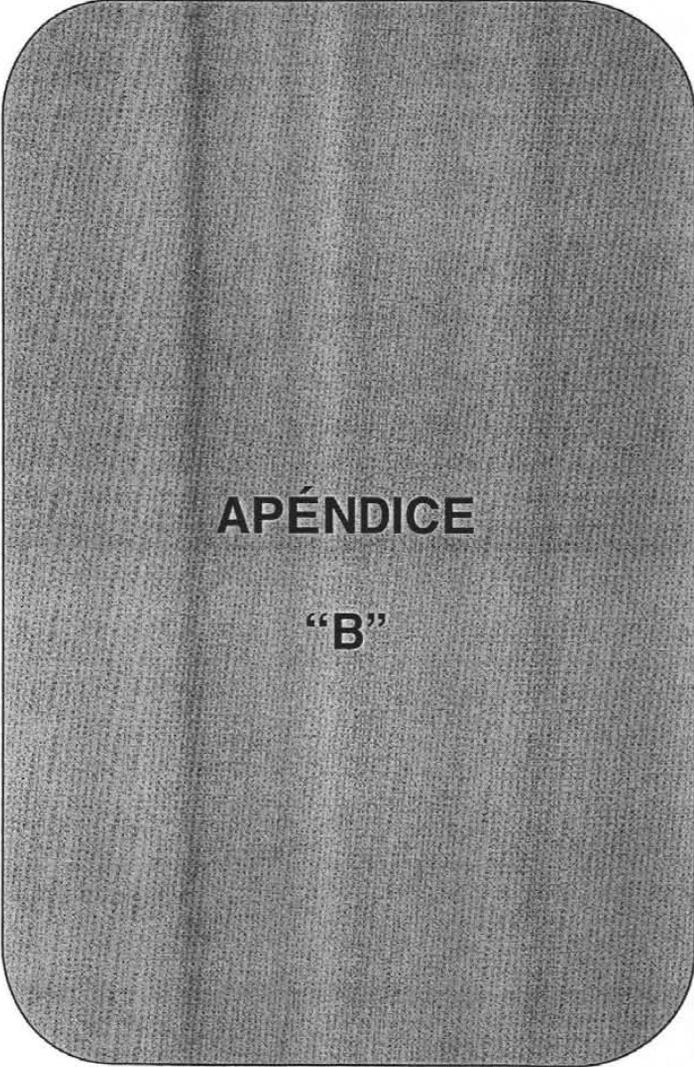


Fig. 4.5

---



**APÉNDICE**

**“B”**

---

CRITERIOS DE ALHANATI		
VÁLVULA SUPERF. DE NYECCIÓN	VÁLVULA DE B.N.	
	REGÍMEN DE FLUJO	
RÉGIMEN DE FLUJO	FLUJO SUBCRÍTICO	FLUJO CRÍTICO
FLUJO CRÍTICO	Ec. (3.37) y (3.38)	ESTABLE
FLUJO SUBCRÍTICO	Ec. (3.43) y (3.44)	ESTABLE

TABLA 3.1

PARAMETROS	P O Z O S		
	C-7	Ejemplo - 1	LL-1398
Profundidad V. punto de inyec. (pie)	3810	7250	3682
Diámetro interior de TP (pg)	1.995	2.992	2.992
Diámetro exterior de TP (pg)	2.375	3.5	3.5
Diámetro interior de TR (pg) anular	5	8.63	6.366
Gasto de gas de BN (Mpcd)	541	2000	65000
Gasto de líquido (bpd)	192.3	2150	68
Relación agua-aceite (cf/cf)	105	0	52
Diámetro del puerto del orificio (pg)	0.22	0.375	.375
Densidad relativa del gas de inyec.	0.668	0.7	0.7
Densidad relativa del aceite	0.846	.934	0.92
Densidad relativa del agua	1.07	1.07	1
Relación gas-líquido form. (cf/cf)	29.1	112	7353
Temperatura en el punto de inyec. (°F)	162	188.4	149.8
Presión en el punto de inyec. (psi)	590	1500	365
Índice de $\square$ productividad (BPD/psi)	1.88	2.21	0.06
Factor Z del gas de inyección	0.0274	0.87	0.998

TABLA 4.1

		POZO:	C - 7
VARIABLE	UNIDADES	VALOR	
CUADRO RESUMEN			
$R_s$	163.400	scf/stb	
$B_o$	1.106838	adm	
$B_g$	0.02678	adm	
$q_f$	538.5572972	bpd	
$q_g$	917.3425851	bpd	
$d_f$	67.2550269	lb/cf	
$d_g$	1.899173562	lb/cf	
$B_f$	0.995485	adm	
Criterio de Asheim			
$F_1$	0.089712122	adm	
$F_2$	0.20828748	adm	
Condición Operacional	INESTABLE		
Criterio de Alhanati			
$F_1$	0.099776073	adm	
$F_3$	0.194485253	adm	
$F_5$	0.065538357	adm	
Ecuación I	2.067278794	adm	
Ecuación II	-0.834685569	adm	
Condición Operacional	INESTABLE		

TABLA 4.2

VARIABLE	UNIDADES	VALOR
CUADRO RESUMEN		
$R_s$	112.000	scf/stb
$B_o$	1.110579	adm
$B_g$	0.01062	adm
$q_f$	2387.745796	bpd
$q_g$	3784.835768	bpd
$d_f$	53.4359809	lb/cf
$d_g$	5.016738463	lb/cf
$B_f$	1.110579	adm
Criterio de Asheim		
$F_1$	0.715587624	adm
$F_2$	0.804481104	adm
Condición Operacional	INESTABLE	
Criterio de Alahanati		
$F_1$	1.006182344	adm
$F_3$	0.069685856	adm
$F_5$	20.43639603	adm
Ecuación I	1.517428012	adm
Ecuación II	-0.164816899	adm
Condición Operacional	INESTABLE	
Criterio de Tinoco		
aa	2832176.103	adm
bb	-334246393.7	adm
cc	603.55897	adm
Condición Operacional	INESTABLE	

TABLA 4.3

PARAMETROS	P	O	Z	O	S
	22	47	89	407	487
Profundidad V. del yacimiento (pie)	9540.7	9376.6	9284.8	9920.6	10203
Profundidad V. punto de inyec. (pie)	5516.63	5406.8	6005.6	5286.5	5817
Profundidad vertical de la TP (pie)	6529.9	6231.9	8218.5	5754	8186
Diámetro interior de TP (pg)	6.276	6.276	6.276	6.276	4.892
Diámetro exterior de TP (pg)	7	7	7	7	5.5
Diámetro interior de TR (pg) anular	8.681	8.681	8.681	8.535	8.681
Diámetro interior de TR (pg) produc.	5.968	5.968	5.968	6.094	6.094
Relación agua-aceite (bl/bl)	0	0	0	0	0
Factor de eficiencia del orificio	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Densidad relativa del gas de inyec.	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Densidad relativa del aceite	0.9238	0.9250	0.9256	0.9784	0.9790
Densidad relativa del agua	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07
Relación gas-líquido form. (pie3/bl)	323	320	305	224.6	175
Índice de productividad (BPD/psi)	95	90	83.9	73.9	85
Porcentaje de NACL agua prod. (%)	4	4	4	4	4
rugosidad de la tubería (pg)	0.00072	0.00072	0.00072	0.00072	0.00072
Presión de TP en superficie (psi)	199.3	206.19	237.566	170.6	228.942
Presión del yacimiento (psi)	2083	1940	1994	2308	2388
Temperatura del yacimiento. (°F)	248	248	248	240.8	240.8
Temperatura cabeza del pozo. (°F)	158	166.1	156.2	145.4	140
Diámetro del puerto del orificio (pg)	0.375	0.375	0.5	0.375	0.5
Gasto de gas de BN (pcd)	1554446	1335641	1603254	1009938	1301940
Pres. corriente arriba vâl.de iny. (psi)	952.7	959.85	966.9	928.56	938.52
Diámetro línea de inyección (pg)	2	2	2	2	2

TABLA 4.4

PARÁMETROS	P	O	Z	O	S
	22	47	89	407	437
Presión c. abajo de v. iny. sup. (psi)	852.4	780.8	841.3	790.3	754.9
Z a cond. superficiales (adm)	0.89123	0.8958	0.88075	0.88505	0,87998
Diámetro del puerto v. iny. sup (in)	1.69267	1.4107	1.664	1.6892	1.52387
Presión T.P. punto de inyección (psi)	884.32413	817.3915	940.926	759.96	837.15
Temp. T.P. punto de inyección (°F)	210.1792	213.109	211.79	196.01	197.418
Z a cond. de fondo (adm)	0.92498	0.93101	0.92173	0.92868	0.92299
Presión T.R. punto de inyección (psi)	969.96	886.39	967.63	894.75	864.74

TABLA 4.5

PARAMETROS	P	O	Z	O	S
	22	47	89	407	487
Profundidad v. punto de inyec. (pie)	5516.63	5406.8	6005.6	5286.5	5817
Diámetro interior de TP (pg)	6.276	6.276	6.276	6.276	4.892
Diámetro exterior de TP (pg)	7	7	7	7	5.5
Diámetro interior de TR (pg) anular	5.968	5.968	6.094	6.094	6.094
Diámetro interior de TR (pg) produc.	8.681	8.681	8.681	8.535	8.681
Gasto de líquido (bpd)	10999.69	8436.75	7084.7	7363.9	3322.8
Gasto de gas de Inyección (Mctd)	1554.446	1335.641	1603.254	1009.938	1301.94
Relación agua-aceite (bl/bl)	0	0	0	0	0
Diámetro v. de B.N. (pg)	0.375	0.375	0.5	0.375	0.5
Factor de eficiencia (adm)	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Densidad relativa gas B.N.	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Densidad relativa del aceite	0.9238	0.925	0.9256	0.9784	0.979
Densidad relativa del agua	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07
Relación gas líquido (scf/scf)	323	320	305	224.6	175
Temp. T.P. punto de inyección (°F)	210.18	213.1	211.79	196	197.4
P. T.P. punto de inyección (psi)	884.31	817.39	940.9	759.9	837.2
Índice de productividad (bpd/psi)	95	90	83.9	73.9	85
Z en v. de B.N. (adm)	0.924988	0.93101	0.92173	0.92868	0.92299
Coefficiente de flujo (adm)	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35
Coefficiente de descarga (adm)	0.865	0.865	0.865	0.865	0.865
Diámetro puerto v. sup. (pg)	1.6926	1.41	1.66	1.68	1.52
Temp. T.P. superficie(°F)	158	166.1	156	145.4	140
Pres. T.P. superficie (psi)	199.5	206.2	237	170.6	228.9
Pres. T.R. punto inyección (psi)	969.96	886.4	967.6	894.7	864.7
Pres. T.R. c. arriba v. sup (psi)	952.74	959.8	966.9	928.56	938.5
Pres. T.R. c. abajo v. sup (psi)	852.41	780.8	841.3	790.3	754.9
Z cond. superficiales (adm)	0.89123	0.8958	0.88075	0.88505	0.87998

TABLA 4.6

POZO:

22

VARIABLE	UNIDADES	VALOR
CUADRO RESUMEN		
$R_s$	90.743	scf/stb
$B_o$	1.122855	adm
$B_g$	0.01980	adm
$q_f$	21363.01354	bpd
$q_g$	5483.334111	bpd
$d_f$	31.26004893	lb/cf
$d_g$	2.691345383	lb/cf
$B_f$	1.942147	adm
Criterio de Ashemi		
$F_1$	1.337304926	adm
$F_2$		adm
Condición Operacional	ESTABLE	
Criterio de Alahanati		
$F_1$	1.604276808	adm
$F_3$	0.462032857	adm
$F_5$	418.4510004	adm
Ecuación I	210.872986	adm
Ecuación II	0.464793722	adm
Condición Operacional	ESTABLE	
Criterio de Tinoco		
aa	16191258.4	adm
bb	-1.14644E+12	adm
cc	-54397.13415	adm
Condición Operacional	INESTABLE	

TABLA 4.7

POZO:

47

VARIABLE	UNIDADES	VALOR
CUADRO RESUMEN		
$R_s$	82.822	scf/stb
$B_o$	1.121690	adm
$B_g$	0.02166	adm
$q_f$	17183.21883	bpd
$q_g$	5152.842334	bpd
$d_{f-cv}$	29.83143634	lb/cf
$d_g$	2.46082875	lb/cf
$B_f$	2.036711	adm
Criterio de Asheim		
$F_1$	1.333739034	adm
$F_2$		adm
Condición Operacional	ESTABLE	
Criterio de Alahanati		
$F_1$	1.579729373	adm
$F_3$	0.470453459	adm
$F_5$	199.4858354	adm
Ecuación I	101.6112054	adm
Ecuación II	0.461378191	adm
Condición Operacional	ESTABLE	
Criterio de Tinoco		
aa	14784830.82	adm
bb	4.54228E+11	adm
cc	140382.1274	adm
Condición Operacional	ESTABLE	

TABLA 4.8

POZO:

89

VARIABLE	UNIDADES	VALOR
CUADRO RESUMEN		
$R_s$	95.145	scf/stb
$B_o$	1.125743	adm
$B_g$	0.01859	adm
$q_f$	12897.75742	bpd
$q_g$	5309.247043	bpd
$d_f$	33.31324283	lb/cf
$d_g$	2.866869356	lb/cf
$B_f$	1.820689	adm
Criterio de Asheim		
$F_1$	0.579469609	adm
$F_2$	3.716356348	adm
Condición Operacional	ESTABLE	
Criterio de Alhanati		
$F_1$	0.6469125	adm
$F_3$	0.475986944	adm
$F_5$	122.2214564	adm
Ecuación I	59.4107307	adm
Ecuación II	-0.362988546	adm
Condición Operacional	INESTABLE	
Criterio de Tinoco		
aa	17065440.87	adm
bb	-2.27167E+13	adm
cc	6337441.432	adm
Condición Operacional	INESTABLE	

TABLA 4.9

POZO:

407

VARIABLE	UNIDADES	VALOR
CUADRO RESUMEN		
$R_s$	55.438	scf/stb
$B_o$	1.095507	adm
$B_g$	0.02265	adm
$q_f$	13092.49057	bpd
$q_g$	7301.274421	bpd
$d_f$	35.53867212	lb/cf
$d_g$	2.353442167	lb/cf
$B_f$	1.777907	adm
Criterios de Ashem		
$F_1$	0.750105906	adm
$F_2$	5.405483247	adm
Condición Operacional	ESTABLE	
Criterios de Alahanati		
$F_1$	0.974221774	adm
$F_3$	0.41140619	adm
$F_5$	422.4898778	adm
Ecuación I	199.8271673	adm
Ecuación II	-0.170531785	adm
Condición Operacional	INESTABLE	
Criterios de Tinoco		
aa	13455524.14	adm
bb	3.49956E+11	adm
cc	96971.19222	adm
Condición Operacional	ESTABLE	

TABLA 4.10

POZO:

487

VARIABLE	UNIDADES	VALOR
CUADRO RESUMEN		
$R_s$	60.773	scf/stb
$B_o$	1.098583	adm
$B_g$	0.02048	adm
$q_f$	5034.834075	bpd
$q_g$	5660.536523	bpd
$d_f$	41.41391495	lb/cf
$d_g$	2.602890115	lb/cf
$B_f$	1.515216	adm
Criterios de Asheim		
$F_1$	0.909043758	adm
$F_2$	6.051100304	adm
Condición Operacional	ESTABLE	
Criterios de Alahanati		
$F_1$	1.01987416	adm
$F_3$	0.167628232	adm
$F_5$	85.47371975	adm
Ecuación I	14.77235405	adm
Ecuación II	-0.001345031	adm
Condición Operacional	INESTABLE	
Criterios de Tinoco		
aa	7407061.912	adm
bb	86097204983	adm
cc	106619.172	adm
Condición Operacional	ESTABLE	

TABLA 4.11

POZO	C. ASHEIM	C. ALHANATI	C. TINOCO	COMP. REAL
22	ESTABLE	ESTABLE	INESTABLE	ESTABLE
47	ESTABLE	ESTABLE	ESTABLE	ESTABLE
89	ESTABLE	INESTABLE	INESTABLE	ESTABLE
<b>% P. ESTABLES</b>	<b>100</b>	<b>66</b>	<b>33</b>	
407	ESTABLE	INESTABLE	ESTABLE	INESTABLE
487	ESTABLE	INESTABLE	ESTABLE	INESTABLE
<b>% P. INESTABLES</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	
<b>% FINAL</b>	<b>60</b>	<b>80</b>	<b>20</b>	

TABLA 4.12

POZOS	DIÁM. V. B.N	DIÁM. V. S. INY.	EC. 3.43	EC. 3.44
22	0.375	1.69	210.8	0.46
47	0.375	1.41	101.0	0.46
89	0.5	1.66	59.4	-0.36
407	0.375	1.68	199.8	-0.17
489	0.5	1.5	14.7	-0.0013

TABLA 4.13

---

ECUACIÓN	CONDICIONES NORMALES	CON DIAM. V. B.N. 0.375	CON DIAM. INT. DE T.P. DE 4.548	CON UN G. DE INY. DE 1501940
3.43	14.7	48.47	12.7	14.04
3.44	-0.0013	2.12	-0.0013	0.325

TABLA 4.14

POZOS	"aa"	"bb"	"cc"
22	$16.2 \cdot 10^6$	$-1.1 \cdot 10^{12}$	54397
47	$14.7 \cdot 10^6$	$4.5 \cdot 10^{11}$	140382
89	$17 \cdot 10^6$	$-2.2 \cdot 10^{13}$	$6.3 \cdot 10^6$
407	$13.4 \cdot 10^6$	$3.4 \cdot 10^{11}$	96971
489	$7.4 \cdot 10^6$	$8.6 \cdot 10^{10}$	$0.1 \cdot 10^6$

TABLA 4.15

---

# APÉNDICE

“C”

---

Sub LNS()

'Variables

tvi = Worksheets("captura").Cells(17, 3).Value

dg = Worksheets("captura").Cells(13, 3).Value

Pi = Worksheets("captura").Cells(18, 3).Value

j = Worksheets("captura").Cells(19, 3).Value

e = Worksheets("captura").Cells(12, 3).Value

qgi = Worksheets("captura").Cells(9, 3).Value

ql = Worksheets("captura").Cells(8, 3).Value

lv = Worksheets("captura").Cells(3, 3).Value

div = Worksheets("captura").Cells(11, 3).Value

dit = Worksheets("captura").Cells(4, 3).Value

det = Worksheets("captura").Cells(5, 3).Value

dic = Worksheets("captura").Cells(7, 3).Value

Wor = Worksheets("captura").Cells(10, 3).Value

qf = Worksheets("captura").Cells(21, 3).Value

df = Worksheets("captura").Cells(23, 3).Value

rgl = Worksheets("captura").Cells(16, 3).Value

dwr = Worksheets("captura").Cells(15, 3).Value

z = Worksheets("captura").Cells(20, 3).Value

dor = Worksheets("captura").Cells(14, 3).Value



kch = Worksheets("captura").Cells(22, 3).Value

cdv = Worksheets("captura").Cells(23, 3).Value

cdch = Worksheets("captura").Cells(24, 3).Value

dich = Worksheets("captura").Cells(25, 3).Value

ts = Worksheets("captura").Cells(26, 3).Value

ps = Worksheets("captura").Cells(27, 3).Value

Pc = Worksheets("captura").Cells(28, 3).Value

pma = Worksheets("captura").Cells(29, 3).Value

pmb = Worksheets("captura").Cells(30, 3).Value

zs = Worksheets("captura").Cells(31, 3).Value

'Cálculo de las propiedades de los fluidos en el punto de inyección

api = (141.5 / dor) - 131.5

'Densidad relativa del gas a 100 psig

dgc = dg \* (1 + 0.1595 \* api ^ 0.4078 \* 60 ^ -0.2466 \* (Log(14.7 / 114.7) / Log(10)))

Worksheets("captura").Cells(5, 7).Value = dgc

'Relación de solubilidad del gas-aceite

$$rs = 0.05958 * dgc ^ 0.7972 * (Pi) ^ 1.0014 * 10 ^ ((13.1405 * api) / (tvi + 460))$$

Worksheets("captura").Cells(6, 7).Value = rs

Worksheets("criterios").Cells(12, 3).Value = rs

If rs > rgl Then

rs = rgl

Worksheets("criterios").Cells(12, 3).Value = rs

End If

'Presión de burbuja

$$pb = (rs / (0.05958 * dgc ^ 0.7972 * 10 ^ ((13.1405 * api) / (tvi + 460)))) ^ 0.9986$$

Worksheets("captura").Cells(7, 7).Value = pb

'Compresibilidad del aceite

$$ck = 0.83415 + 0.5002 * (\text{Log}(rs) / \text{Log}(10)) + 0.3613 * (\text{Log}(api) / \text{Log}(10)) + 0.7606 * (\text{Log}(tvi) / \text{Log}(10)) - 0.35505 * (\text{Log}(dgc) / \text{Log}(10))$$

$$co = 10 ^ ck / ((Pi + 14.7) * 10 ^ 6)$$

Worksheets("captura").Cells(8, 7).Value = co

$$dra = 141.5 / (131.5 + api)$$

'Factor de volumen del aceite a Pb

$$f = rs ^ 0.755 * dgc ^ 0.25 * dra ^ -1.5 + (0.45 * tvi)$$

$$bob = 0.98496 + 0.0001 * f ^ 1.5$$

Worksheets("captura").Cells(9, 7).Value = bob

'Factor de volumen del Aceite bajo saturado

$$bo = bob * \text{Exp}(co * (pb - (Pi + 14.7)))$$

Worksheets("captura").Cells(10, 7).Value = bo

Worksheets("criterios").Cells(13, 3).Value = bo

'Factor de volumen del gas

$$bg = 0.02825 * z * ((tvi + 460) / (Pi))$$

Worksheets("captura").Cells(11, 7).Value = bg

Worksheets("criterios").Cells(14, 3).Value = bg

'Densidad del aceite

$$da = (dra * 62.4 + dg * 0.07614 * (rs / 5.614)) / bo$$

Worksheets("captura").Cells(12, 7).Value = da

'Densidad del agua

$$bw = 1$$

$$dw = (dwr * 62.4) / bw$$

Worksheets("captura").Cells(13, 7).Value = dw

'Densidad del gas

$$dga = (dg * 0.07614) / bg$$

Worksheets("captura").Cells(14, 7).Value = dga

Worksheets("criterios").Cells(18, 3).Value = dga

'Gasto de aceite @ C.S

$$qo = ql / (Wor + 1)$$

'Gasto de agua @ C.S

$$qw = ql - qo$$

'Gasto de los fluidos del yacimiento

$$qf = qo * bo + qw * bw + (rgl - rs) * qo * (bg / 5.614)$$

Worksheets("captura").Cells(16, 7).Value = qf

Worksheets("criterios").Cells(15, 3).Value = qf

'Gasto del gas de inyección

$$qg = ((qgi * bg) / 5.614) * 1000$$

Worksheets("captura").Cells(17, 7).Value = qg

Worksheets("criterios").Cells(16, 3).Value = qg

'Cálculo del factor de volumen de los fluidos de la formación

$$bf = qf / (qo + qw)$$

Worksheets("captura").Cells(17, 7).Value = bf

Worksheets("criterios").Cells(19, 3).Value = bf

'Cálculo de la densidad promedio de los fluidos de la formación

$$df = ((da * qo * bo) + (qw * bw * dw) + ((rgl - rs) * qo * bg * dga / 5.614)) / qf$$

Worksheets("captura").Cells(19, 7).Value = df

Worksheets("criterios").Cells(17, 3).Value = df

'Área del puerto de la válvula de orificio

$$apv = (3.1416 / 4) * (div)^2$$

Worksheets("captura").Cells(21, 7).Value = apv

'Área del estrangulador de inyección superficial

$$apch = (3.1416 / 4) * (dich)^2$$

Worksheets("captura").Cells(22, 7).Value = apch

'Área de la sección transversal de la T.P

$$at = (3.1416 / 4) * (dit)^2$$

Worksheets("captura").Cells(23, 7).Value = at

'Área de la sección transversal del espacio anular T.P. - T.R

$$ac = (3.1416 / 4) * (dic^2 - det^2)$$

Worksheets("captura").Cells(24, 7).Value = ac

'Conversión a unidades consistentes

$$apv = (3.1416 / 4) * (div)^2$$

$$j1 = j * 2.67 * 10^{-10}$$

$$dgsc = (dg * 0.07614) * 16.02$$

$$qg1 = (qgi * 3.2774 * 10^{-7}) * 1000$$

$$ql1 = ql * 1.84027 * 10^{-6}$$

$$apv1 = (apv * 6.45116 * 10^{-4})$$

'Primer criterio de estabilidad de Asheim

$$ash1 = (dgsc * bg * qg1^2 * j1) / (ql1 * (e * apv1)^2)$$

Worksheets("criterios").Cells(21, 3).Value = ash1

If ash1 < 1 Then

'Volumen de la T.P. corriente abajo del punto de inyección

$$at = (3.1416 / 4) * (dit)^2$$

$$at2 = at * 6.4516 * 10^{-4}$$

$$lv2 = lv * 0.3048$$

$$vt = lv2 * at2$$

'Volumen del espacio anular T.P. - T.R. corriente arriba del punto de inyección

$$ac = (3.1416 / 4) * (dic^2 - det^2)$$

$$ac2 = ac * 6.4516 * 10^{-4}$$

$$vc = lv2 * ac2$$

$$Pt2 = Pi * 6894.757$$

$$qg2 = qg * 1.84 * 10^{-6}$$

$$df2 = df * 16.02$$

$$dga2 = dga * 16.02$$

$$qf2 = qf * 1.84 * 10^{-6}$$

'Segundo criterio de estabilidad de Asheim

$$m2 = vt / (vc * 9.807 * lv2)$$

$$n2 = Pt2 / (df2 - dga2)$$

$$l2 = (qg2 + qf2) / (qf2 * (1 - ash1))$$

$$ash2 = m2 * n2 * l2$$

Worksheets("criterios").Cells(22, 3).Value = ash2

End If

If ash1 > 1 Or ash2 > 1 Then

ash = Worksheets("captura").Cells(138, 2).Value

Worksheets("criterios").Cells(23, 3).Value = ash

Else

ash2 = Worksheets("captura").Cells(139, 2).Value

Worksheets("criterios").Cells(23, 3).Value = ash2

End If

$$rch = pmb / pma$$

$$wch = 1.0002$$

$$rv = Pi / Pc$$

$$wv = 1$$

'Factor de expansión para la válvula de bombeo neumático

$$y_v = ((k_v / (k_v - 1)) * ((r_v ^ (2 / k_v) - r_v ^ ((k_v + 1) / k_v)) / (1 - r_v))) ^ 0.5$$

Worksheets("captura").Cells(26, 7).Value = yv

'Factor de expansión para la válvula sup. de inyección

$$y_{ch} = ((k_{ch} / (k_{ch} - 1)) * ((r_{ch} ^ (2 / k_{ch}) - r_{ch} ^ ((k_{ch} + 1) / k_{ch})) / (1 - r_{ch}))) ^ 0.5$$

Worksheets("captura").Cells(27, 7).Value = ych

'Cálculo de los diferentes factores que componen el criterio

$$f_1 = ((b_f * j * d_{ga} * q_g ^ 2) / (q_f * (a_{pv} * c_{dv} * y_v)^2)) * 18.9 * 10 ^ -9$$

Worksheets("criterios").Cells(25, 3).Value = f1

$$d_{fm} = d_f * 16.02$$

$$d_{gam} = d_{ga} * 16.02$$

$$q_{fm} = q_f * 1.8403 * 10 ^ -6$$

$$q_{gm} = q_g * 1.8403 * 10 ^ -6$$

$$l_{vm} = l_v * 0.3048$$

$$a_{cm} = a_c / 1550$$

$$a_{tm} = a_t / 1550$$

$$P_{im} = P_i * 6894.757$$

$$f_3 = (((q_{fm} + q_{gm}) * a_{tm} * P_{im}) / (q_{fm} * a_{cm} * l_{vm} * 32.2 * (d_{fm} - d_{gam})))$$

Worksheets("criterios").Cells(26, 3).Value = f3

$$a_{pch5} = a_{pch} / 1550$$

$$a_{pv5} = a_{pv} / 1550$$

$$f_a = (c_{dch} * a_{pch5} * y_{ch}) ^ 2$$

$$f_b = (r_{ch} * (2 - r_v)) / w_{ch}$$

$$f_c = (c_{dv} * a_{pv5} * y_v) ^ 2$$

$$f_5 = (f_a + (f_b * f_c)) / (f_b * f_c)$$

Worksheets("criterios").Cells(27, 3).Value = f5

$$f_4 = (f_1 * (r_v / w_v) - 1) + (f_3 * (2 - r_v / w_v) * f_5)$$

---

```
Worksheets("criterios").Cells(28, 3).Value = f4
```

```
f6 = (f1 * (rv / vv) - 1) + (rv / f5)
```

```
Worksheets("criterios").Cells(29, 3).Value = f6
```

```
If f4 > 0 And f6 > 0 Then
```

```
cal = Worksheets("captura").Cells(138, 2).Value
```

```
Worksheets("criterios").Cells(30, 3).Value = cal
```

```
End If
```

```
If f4 < 0 Or f6 < 0 Then
```

```
cal = Worksheets("captura").Cells(139, 2).Value
```

```
Worksheets("criterios").Cells(30, 3).Value = cal
```

```
End If
```

```
'cálculo de los criterios de tinoco
```

```
rss = 0.05958 * dgc ^ 0.7972 * (ps) ^ 1.0014 * 10 ^ ((13.1405 * api) / (ts + 460))
```

```
If rss > rgl Then
```

```
rss = rgl
```

```
End If
```

```
'Cálculo de las propiedades de los fluidos en la superficie
```

```
pbs = (rss / (0.05958 * dgc ^ 0.7972 * 10 ^ ((13.1405 * api) / (ts + 460)))) ^ 0.9986
```

```
cks = 0.83415 + 0.5002 * (Log(rss) / Log(10)) + 0.3613 * (Log(api) / Log(10)) + 0.7606 * (Log(ts) /  
Log(10)) - 0.35505 * (Log(dgc) / Log(10))
```

```
cosu = 10 ^ cks / ((ps + 14.7) * 10 ^ 6)
```

```
dra = 141.5 / (131.5 + api)
```

```
fs = rss ^ 0.755 * dgc ^ 0.25 * dra ^ -1.5 + (0.45 * ts)
```

```
bobs = 0.98496 + 0.0001 * fs ^ 1.5
```

```
bos = bobs * Exp(cosu * (pbs - (ps + 14.7)))
```

```
bgs = 0.02825 * zs * ((ts + 460) / (ps))
```

```
das = (dra * 62.4 + dg * 0.07614 * (rss / 5.614)) / bos
```

```
bw = 1
```

```
dw = (dwr * 62.4) / bw
```

```
dgas = (dg * 0.07614) / bgs
```

$$q_0 = q_l / (W_{or} + 1)$$

$$q_w = q_l - q_0$$

$$q_{fs} = q_0 * b_{os} + q_w * b_{w} + (r_{gl} - r_{ss}) * q_0 * (b_{gs} / 5.614)$$

$$q_{gs} = ((q_{gi} * b_{gs}) / 5.614) * 1000$$

$$b_{fs} = q_{fs} / (q_0 + q_w)$$

$$d_{fs} = ((d_{as} * q_0 * b_{os}) + (q_w * b_w * d_w) + ((r_{gl} - r_{ss}) * q_0 * b_{gs} * d_{gas} / 5.614)) / q_{fs}$$

'Densidad y velocidad de la mezcla a condiciones superficiales

$$d_m = ((d_{fs} * q_{fs}) + (d_{gas} * q_{gs})) / (q_{fs} + q_{gs})$$

$$v_m = ((q_{fs} + q_{gs}) * (5.615 / 86400)) / (at * 0.00694)$$

'Densidad y velocidad de la mezcla a condiciones de la válvula de B.N

$$d_{mv} = ((d_f * q_f) + (d_{ga} * q_g)) / (q_f + q_g)$$

$$v_{mv} = ((q_f + q_g) * (5.615 / 86400)) / (at * 0.00694)$$

'Cálculo del factor de fricción

$$d_{mf} = d_m * (35.31467 / 2.2)$$

$$v_{mf} = v_m * (1 / 35.31467)$$

$$q_{ff} = q_f * (1 / 35.31467)$$

$$q_{gf} = q_g * (1 / 35.31467)$$

$$l_f = q_{ff} / (q_{ff} + q_{gf})$$

$$d_{if} = d_{it} * (0.3048 / 12)$$

$$u_f = (0.001 * l_f) + (0.00002 * (1 - l_f))$$

$$re_u = (d_{mf} * v_{mf} * d_{if}) / u_f$$

$$f = 0.046 * re_u^{-0.2}$$

$$R = 10.732$$

$$M = 20.23$$

'Cálculo del gasto másico el gas inyectado

$$m_o = (q_g * d_{ga}) * (5.615 / 86400)$$

$$ac = ((3.1416 / 4) * (d_{ic}^2 - d_{et}^2)) / 144$$

$$v_c = l_v * ac$$

'Cálculo de las variables auxiliares a y b

$$A = -m_o / ((v_c * P_c * M) / (z * R * (t_{vi} + 460)))$$

$$b = -mo / ((vc * (Pi + 14.7) * M) / (z * R * (tvi + 460)))$$

'Cálculo de los coeficientes de flujo

$$kcv = (1 / 2) * ((Pc + (Pc - Pi)) / (Pc - Pi))$$

$$ktv = (-1 / 2) * (Pi / (Pc - Pi))$$

$$kcch = (-1 / 2) * (Pc / (pma - Pc))$$

$$dtn = (dit / 12)$$

$$pin = (Pi + 14.7) * 4636.8$$

$$lvn = lv$$

$$qgn = qg * (5.615 / 86400)$$

$$qfn = qf * (5.615 / 86400)$$

$$j1 = j * 1.40158 * 10^{-8}$$

$$dgn = dga$$

$$dfn = df$$

$$pcn = Pc * 4636.8$$

$$at2 = at / 144$$

'Cálculo de los diferentes factores que componen el criterio

$$aa = (at2 * dtn * 32.2 * pin) + (6 * f * lvn * (bf * j1 * pin - ktv * qgn) * (vmv * dmv + vm * dm))$$

$$z = A * (kcch - kcv) * pcn * (qfn + qgn)$$

$$z1 = at2 * dtn * 32.2 * pin$$

$$z2 = 6 * f * lvn * (bf * j1 * pin - ktv * qgn) * (vmv * dmv + vm * dm)$$

$$zf = z * (z1 + z2)$$

$$w1 = 6 * b * f * kcv * lvn * pin * (qfn + qgn) * (vmv * dmv + vm * dm)$$

$$w2 = dtn * 32.2 * pcn * qfn * (-dfn + dgn)$$

$$W = ktv * (w1 + w2)$$

$$w3 = bf * dtn * 32.2 * j1 * pcn * pin * (-dfn + dgn)$$

$$wf = qgn * (w3 + W)$$

$$bb = zf - wf$$

$$cc = (((b * kcv * ktv * pin * qfn)) + ((A * (kcch - kcv) * pin) * ((bf * j1 * pin) + (ktv * qfn))))$$

Worksheets("criterios").Cells(32, 3).Value = aa

---

```
Worksheets("criterios").Cells(33, 3).Value = bb  
Worksheets("criterios").Cells(34, 3).Value = cc
```

```
If aa > 0 And bb > 0 And cc > 0 Then  
cal = Worksheets("captura").Cells(138, 2).Value  
Worksheets("criterios").Cells(35, 3).Value = cal
```

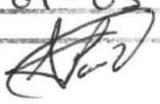
```
Else  
cal = Worksheets("captura").Cells(139, 2).Value  
Worksheets("criterios").Cells(35, 3).Value = cal  
End If
```

```
End Sub
```

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a depositar en formato electrónico o nacional el contenido de mi trabajo académico.

NOMBRE: Alfonso Palacios Roque

FECHA: 08-01-05

FIRMA: 

**ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA**