



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE CASO: ANÁLISIS DE ESTABILIDAD
DE FLUJO EN POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO
CONTINUO QUE PRODUCEN ACEITE PESADO**

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

CÉSAR AXEL GALLEGOS CASTRO

DIRECTOR DE TESIS

DR. TEODORO IVÁN GUERRERO SARABIA

Ciudad Universitaria, Cd. Mx., febrero 2019.





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Dedicatoria

Agradecimientos

Este trabajo de tesis se realizó gracias al Programa UNAM-DGAPA-PAPIIT, en el marco del proyecto con clave IA107817: “Estudio sobre la inestabilidad del flujo en pozos petroleros que producen aceite pesado y operan con bombeo neumático continuo”.

Asimismo, se agradece al Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo (GIIMAF) de la Facultad de Ingeniería, por las facilidades otorgadas para la realización de este trabajo.

Resumen

En la actualidad, la industria petrolera se ha orientado a la explotación de los yacimientos de crudo pesado y extrapesado, ya que representan más del 50% de las reservas en México. La extracción de estos recursos se realiza mediante sistemas artificiales de producción, entre los cuales el bombeo neumático continuo (BNC) constituye uno de los más utilizados principalmente por su flexibilidad, manejo de altos volúmenes y aplicación en costa afuera.

Ahora bien, los sistemas de BNC son susceptibles a la inestabilidad del flujo o “cabeceo”. Este fenómeno se caracteriza por variaciones súbitas de presión y gasto en el pozo. En los casos más severos, la presión puede oscilar hasta en 20 kg/cm² en periodos cortos de tiempo (10 a 15 minutos). Este fenómeno ocasiona fallas en los separadores y equipos de bombeo y compresión, aforos poco confiables, daño en el yacimiento, y eventualmente el cierre de pozos.

Esta problemática se ha identificado en algunos de los pozos que operan con BNC en uno de los campos productores de aceite pesado más importantes en el Golfo de México. Por lo tanto, el objetivo de este trabajo es: *analizar la estabilidad del flujo en un pozo tipo que produce aceite pesado y opera con bombeo neumático continuo en un campo costa afuera de México*. El nombre del campo no se menciona por aspectos de confidencialidad. La investigación se realizó en el marco del proyecto UNAM-DGAPA-PAPIIT, con clave IA107817.

El estudio se realiza con base en mapas de estabilidad generados a partir de un modelo del sistema pozo-yacimiento y criterios de estabilidad seleccionados. La tesis comienza con una descripción de las principales características del campo y del pozo seleccionado. Posteriormente, se presentan los criterios de Asheim. También se discuten las funciones de la herramienta computacional utilizada para generar los mapas de estabilidad, y los detalles del modelo del pozo.

A partir de datos de campo, se discute la validación de los mapas de estabilidad obtenidos. Se muestra que los criterios modificados de Asheim reproducen de manera más aproximada la frontera de estabilidad del sistema analizado. Finalmente, se presentan los resultados de un estudio paramétrico en que se investigó el efecto del diámetro del orificio de la válvula subsuperficial de BN, la profundidad de inyección, la relación gas-aceite y la viscosidad del aceite sobre la estabilidad del flujo.

CONTENIDO

Dedicatoria	i
Agradecimientos	ii
Resumen	iii
Lista de figuras	ix
Lista de tablas	xi
Nomenclatura	xii
Introducción	1
Objetivo general	2
Objetivos específicos.....	2
Contenido de la tesis	3
Capítulo 1	
Fundamentos	4
1.1 Sistema de bombeo neumático continuo (BNC).....	4
1.1.1 Filosofía de operación	4
1.1.2 Ventajas y desventajas.....	7
1.2 Inestabilidad de flujo en pozos con BNC	8

1.2.1	Importancia de la inestabilidad de flujo.....	9
1.2.2	Estudios sobre la inestabilidad de flujo.....	10

Capítulo 2

Criterios de estabilidad.....	13
2.1 Criterios de estabilidad de Asheim	13
2.1.1 Consideraciones para el desarrollo de los criterios de Asheim	14
2.1.2 Primer criterio	14
2.1.3 Segundo criterio	17
2.2 Metodología.....	20
2.2.1 Recopilación y validación de datos.....	21
2.2.2 Selección de criterios de estabilidad	21
2.2.3 Construcción del modelo del sistema de BNC	22
2.2.4 Validación de resultados	22
2.2.5 Generación de mapas de estabilidad	23

Capítulo 3

Herramientas computacionales	24
3.1 Descripción del programa.....	24
3.1.1 Datos de entrada	25
3.1.2 Módulo PVT.....	26
3.1.3 Módulo de perfiles de presión y temperatura.....	27
3.1.4 Módulo de comportamiento de afluencia	27
3.1.5 Módulo de análisis nodal	27
3.1.6 Módulo de estabilidad.....	28

3.2 Verificación de los resultados del programa.....	28
3.2.1 Verificación de las propiedades PVT.....	28
3.2.2 Verificación del perfil de presión y de temperatura.....	31
3.2.3 Verificación de los resultados de análisis nodal	32
3.3 Mapas de estabilidad.....	33

Capítulo 4

Estudio de caso.....	35
4.1 Descripción del campo	35
4.2 Pozo analizado.....	37
4.2.1 Datos PVT	37
4.2.2 Estado mecánico.....	41
4.2.3 Registro giroscópico.....	42
4.2.4 Datos de presión-producción.....	42
4.2.5 Problemática de inestabilidad de flujo	43
4.3 Análisis de estabilidad.....	45
4.3.1 Validación del mapa de estabilidad	45

Capítulo 5

Estudios paramétricos.....	49
5.1 Efecto del diámetro del orificio de la válvula operante.....	49
5.2 Efecto de la profundidad de inyección	51
5.3 Efecto de la relación gas-aceite.....	53
5.4 Efecto de la viscosidad.....	55

Conclusiones y recomendaciones	57
Referencias	59
Apéndice A	
Sistema de bombeo neumático continuo (BNC).....	64
Apéndice B	
Propiedades del aceite y gas	69
Apéndice C	
Perfiles de presión y temperatura.....	74
Apéndice D	
Comportamiento de afluencia.....	86

Lista de figuras

Fig. 1.1	Esquema simplificado del sistema BNC.....	6
Fig. 1.2	Curva típica de un sistema con BNC	7
Fig. 1.3	Gráfica L-10 con el registro de presión en la cabeza de un pozo inestable ..	9
Fig. 2.1	Mapas de estabilidad, (Guerrero, 2011).....	23
Fig. 3.1	Comparación de resultados para la relación de solubilidad	29
Fig. 3.2	Comparación de resultados para el factor de volumen del aceite.....	29
Fig. 3.3	Comparación de resultados para la densidad del aceite.....	30
Fig. 3.4	Comparación de resultados para la viscosidad del aceite	30
Fig. 3.5	Verificación del perfil de presión	31
Fig. 3.6	Verificación del perfil de temperatura	32
Fig. 3.7	Verificación de resultados de un análisis nodal.....	33
Fig. 3.8	Macro en Excel para la generación de mapas de estabilidad	34
Fig. 3.9	Mapa de estabilidad	34
Fig. 4.1	Ubicación del campo A	36
Fig. 4.2	Histórico de producción campo A (CNH, 2018).....	36
Fig. 4.3	Factor de volumen del aceite: datos procesados y resultados calculados...	39

Fig. 4.4	Relación de solubilidad: datos procesados y resultados calculados	39
Fig. 4.5	Viscosidad del aceite: datos procesados y resultados calculados	40
Fig. 4.6	Perfil de desviación del pozo.....	42
Fig. 4.7	Comportamiento de la presión en la cabeza del pozo A1 (Larios y Guerrero, 2018)	44
Fig. 4.8	Comparación de las fronteras de estabilidad generadas con los criterios de Asheim (1988) y los criterios de Asheim modificados (Guerrero, 2019), contra datos de campo (Pto. Iny: 2927 m; Orificio: 0.5 pg; RGA: 170 m ³ /m ³).....	46
Fig. 4.9	Comparación de las fronteras de estabilidad generadas con los criterios de Asheim modificados (Guerrero, 2019) para dos escenarios de inyección, contra datos de campo.....	47
Fig. 5.1	Efecto del diámetro del orificio de la válvula de inyección sobre la frontera de estabilidad	50
Fig. 5.2	Efecto de la profundidad de inyección sobre la frontera de estabilidad	52
Fig. 5.3	Efecto de la relación gas de formación-aceite sobre la frontera de estabilidad	54
Fig. 5.4	Efecto de la viscosidad sobre la frontera de estabilidad	56
Fig. A.1	Efecto de la viscosidad sobre la frontera de estabilidad.....	65
Fig. A.2	Efecto de la viscosidad sobre la frontera de estabilidad.....	67
Fig. C.1	Efecto de la viscosidad sobre la frontera de estabilidad.....	78
Fig. C.2	Efecto de la viscosidad sobre la frontera de estabilidad.....	78
Fig. C.3	Efecto de la viscosidad sobre la frontera de estabilidad.....	79
Fig. D.1	Efecto de la viscosidad sobre la frontera de estabilidad.....	88
Fig. D.2	Efecto de la viscosidad sobre la frontera de estabilidad.....	91

Lista de tablas

Tabla 3.1	Correlaciones usadas para el cálculo de las propiedades del aceite	26
Tabla 3.2	Correlaciones usadas para el cálculo de las propiedades del gas	27
Tabla 4.1	Datos generales procesados del estudio PVT	38
Tabla 4.2	Datos del estado mecánico	41
Tabla 4.3	Datos de presión-producción	43
Tabla 4.4	Datos de campo y condición de estabilidad de flujo del pozo A1	45
Tabla 5.1	Datos de entrada para analizar el efecto del diámetro del orificio de la válvula de BN	50
Tabla 5.2	Datos de entrada para analizar el efecto de la profundidad de inyección .	52
Tabla 5.3	Datos de entrada para analizar el efecto de la RGA	53
Tabla 5.4	Datos de entrada para analizar el efecto de la viscosidad del aceite.....	56

Nomenclatura

A_i	Área del punto de inyección [m ²], [ft ²]
A_t	Área de la tubería de producción [m ²], [ft ²]
B_o	Factor de volumen de los fluidos del yacimiento [m ³ /m ³]
B_{fi}	Factor de volumen de los fluidos del yacimiento en el punto de inyección [m ³ /m ³].
B_{gi}	Factor de volumen del gas en el punto de inyección [m ³ /m ³]
C_o	Compresibilidad isotérmica del aceite [kg/cm ²] ⁻¹ , [psi] ⁻¹
D	Profundidad vertical del punto de inyección [m], [ft]
E	Factor de eficiencia del orificio [adim]
F_1	Primer criterio de estabilidad [adim]
F_2	Segundo criterio de estabilidad [adim]
g	Aceleración de la gravedad [m/s ²], [ft/sec ²]
J	Índice de productividad [m ³ /s·Pa], [scf/sec·psi]
M_g	Peso molecular del gas [adim]
p_b	Presión de burbuja [kg/cm ²], [psi]
p_{ci}	Presión de la válvula de orificio en el punto de inyección [Pa], [psi]
p_R	Presión promedio del yacimiento [Pa], [psi]
p_{ti}	Presión de la tubería de producción en el punto de inyección [Pa], [psi]

p_{wf}	Presión de fondo fluyendo [Pa], [psi], [kg/cm ²]
p_{wh}	Presión en la cabeza del pozo [Pa], [psi], [kg/cm ²]
Δp_f	Pérdida de presión por fricción [Pa], [psi]
q_{fi}	Gasto de los fluidos del yacimiento en el punto de inyección [m ³ /s], [ft ³ /sec]
q_{gi}	Gasto del gas de BN en el punto de inyección [m ³ /s], [ft ³ /sec]
$q_{fi@cs}$	Gasto del gas del líquido a condiciones estándar [std m ³ /s], [scf/sec]
$q_{gi@cs}$	Gasto del gas de BN en el punto de inyección a condiciones estándar [std m ³ /s], [scf/sec].
Q_{iny}	Gasto de inyección de gas de BN [MMpcd]
R	Constante universal del gas [Nm/kmol·K], [ft·lbf/gmol·°F]
RGA	Relación gas aceite [m ³ /m ³]
Rs	Relación de solubilidad [m ³ /m ³]
t	Tiempo [s]
T_{ci}	Temperatura del gas en el espacio anular en el punto de inyección [K], [°F]
T_{ti}	Temperatura del fluido dentro de la tubería de producción en el punto de inyección [K], [°F]
v	<i>Velocidad de flujo</i> [m/s], [ft/sec]
V_c	Volumen en el espacio anular [m ³], [ft ³]
V_t	Volumen de la tubería de producción debajo del punto de inyección [m ³], [ft ³]
w_{ci}	Gasto másico de gas inyectado en el espacio anular [kg/s], [lbm/sec]
w_{ti}	Gasto másico de gas inyectado en la tubería de producción [kg/s], [lbm/sec]
z	Factor de compresibilidad del gas [adim]
z_{ci}	Factor de compresibilidad del gas en el espacio anular [adim]
z_{ti}	Factor de compresibilidad del gas en la tubería de producción [adim]

ρ_i	Densidad de la mezcla, de los fluidos del yacimiento y gas de BN [kg/std m ³], [lbm/scf].
ρ_{fi}	Densidad del fluido del yacimiento en el punto de inyección [kg/m ³], [lbm/ft ³]
ρ_{gi}	Densidad del gas de BN en el punto de inyección [kg/m ³], [lbm/ft ³]
$\rho_{gi@cs}$	Densidad del gas de BN en el punto de inyección a condiciones estándar [std kg/m ³], [lbm/scf].
μ_g	Viscosidad del gas de BN [cp]
μ_o	Viscosidad del aceite [cp]

Introducción

Actualmente, la mayoría de los yacimientos de petróleo convencional en México se encuentran en su etapa de declinación, y la demanda de hidrocarburos continúa incrementándose. Por lo tanto, la industria petrolera ha comenzado a poner interés en la explotación de los yacimientos de crudo pesado y extrapesado, ya que representan más del 50% de las reservas en México (PEMEX, 2015). La extracción de estos recursos se realiza mediante sistemas artificiales de producción, entre los cuales el bombeo neumático continuo (BNC) constituye uno de los más utilizados.

El BNC consiste en inyectar gas a alta presión en la tubería de producción para aligerar la columna de fluido, con lo cual la presión en el fondo disminuye y se incrementa el aporte de aceite proveniente del yacimiento. Ahora bien, estos sistemas son susceptibles a la inestabilidad del flujo o “cabeceo”. Este fenómeno se caracteriza por variaciones súbitas de la presión y gasto en el pozo. En los casos más severos, la presión puede oscilar hasta en 20 kg/cm^2 en periodos cortos de tiempo (10 a 15 minutos). Este fenómeno ocasiona fallas en los separadores y equipos de bombeo y compresión, aforos poco confiables, daño en el yacimiento, y eventualmente el cierre de pozos.

En los últimos lustros, diversos autores han propuesto criterios teóricos para predecir las condiciones de operación estable en este tipo de sistemas; pueden mencionarse los trabajos de: Asheim (1988), Blick et al. (1988); Alhanati et al. (1993); Fairuzov y Guerrero (2004); y, recientemente, Guerrero (2019). Con base en los criterios de estabilidad, es posible generar mapas que muestren las condiciones de flujo estable e inestable en términos de las variables de operación y diseño de interés (Poblano et al., 2005; Fairuzov et al., 2004).

En este trabajo se investiga la estabilidad del flujo en un pozo típico con BNC de uno de los campos petroleros costa afuera más importantes de México. El estudio se realiza en el marco del proyecto UNAM-DGAPA-PAPIIT, con clave IA107817: *“Estudio sobre la inestabilidad del flujo en pozos petroleros que producen aceite pesado y operan con bombeo neumático continuo”*.

Objetivo general

Analizar la estabilidad del flujo en un pozo tipo que produce aceite pesado (13.6 °API) y opera con bombeo neumático continuo en un campo costa afuera de México.

Objetivos específicos

- Realizar una revisión de la literatura sobre la estabilidad del flujo en pozos con BNC, así como de criterios existentes para predecir las condiciones de operación y diseño que derivan en inestabilidad.
- Analizar la estabilidad del flujo en un pozo productor de aceite pesado y que opera con BNC de un campo costa afuera de México; se seleccionará un pozo tipo que ha presentado flujo inestable.
- Revisar, validar y procesar la información primaria del pozo seleccionado
- Desarrollar un modelo del pozo para el análisis de estabilidad; para tal efecto, se utilizará el programa computacional desarrollado en el proyecto PAPIIT IA107817.
- Generar mapas de estabilidad y comparar con datos de campo las fronteras de estabilidad calculadas con los criterios de estabilidad seleccionados.
- Realizar estudios paramétricos para identificar el efecto de variables selectas de operación y diseño sobre la frontera de estabilidad.

Contenido de la tesis

En el capítulo 1, se mencionan las principales características de los sistemas de BNC, así como sus ventajas y desventajas. Se discute el fenómeno de inestabilidad de flujo en los pozos que operan con este sistema artificial de producción, y la importancia de su estudio. El capítulo termina con una revisión de los criterios de estabilidad existentes, así como de algunos estudios de simulación dinámica con relación a esta problemática.

En el capítulo 2, se presentan los criterios de Asheim para predecir las condiciones de operación estable e inestable de los pozos con BNC. Asimismo, se describe la metodología para el análisis de estabilidad.

En el capítulo 3, se describen las funciones de la herramienta computacional utilizada para el análisis de estabilidad. Se mencionan las correlaciones PVT y los métodos implementados en el programa para calcular el comportamiento de afluencia, así como la hidrodinámica y la transferencia de calor en el pozo.

En el capítulo 4, se describe el sistema de BNC objeto de este trabajo. También, se mencionan las características principales del campo y del pozo seleccionado. Se describen los detalles del modelo generado. Adicionalmente, se presenta el análisis de estabilidad de flujo realizado para el pozo, y se discute su validación con base en datos de campo.

En el capítulo 5, se presentan y discuten los efectos del diámetro del orificio de la válvula subsuperficial de BN, la profundidad de inyección, la relación gas-aceite, y la viscosidad del aceite, sobre la frontera de estabilidad del sistema.

Finalmente, se presenta las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado.

Capítulo 1

Fundamentos

En este capítulo se describen las características principales del sistema de bombeo neumático continuo (BNC), y se mencionan sus ventajas y desventajas. Se describe el fenómeno de inestabilidad de flujo en este tipo de sistemas; se mencionan las problemáticas que ocasiona, y se destaca la importancia de su estudio. Finalmente, se presentan un resumen de algunos de los estudios más relevantes sobre el tema.

1.1 Sistema de bombeo neumático continuo (BNC)

1.1.1 Filosofía de operación

El sistema artificial de BNC consiste en la inyección continua de gas a alta presión en la tubería de producción con el objetivo de reducir la carga hidrostática; de esta manera, la presión de fondo fluyendo disminuye y se incrementa el aporte de fluidos del yacimiento (Brown, 1984). En la **Figura 1.1**, se presenta un esquema simplificado del sistema BNC.

Ahora bien, el funcionamiento de un BNC implica los mecanismos que se mencionan a continuación:

- a) *Disminución de la densidad de la mezcla.* La densidad de la columna de fluidos en la tubería de producción disminuye debido a que el gas de BNC se mezcla con el líquido procedente del yacimiento.
- b) *Expansión del gas.* El gas inyectado se expande en su ascenso hacia la superficie debido a la reducción de la presión, lo cual favorece la expulsión de los fluidos en el pozo.
- c) *Desplazamiento del fluido.* Cuando el gas de BNC ocupa todo el diámetro de la tubería de producción, genera baches de líquido; estos se desplazan hacia la superficie por el empuje del gas y fluidos ascendentes.

Los sistemas convencionales de BNC están integrados por cinco partes fundamentales:

1. Sistema de suministro de gas (gas seco deshidratado o nitrógeno) a alta presión. La compresión del gas puede realizarse a boca de pozo o a distancia; en este último caso, el gas se transporta hacia el pozo a través de una red de gasoductos.
2. Sistema de regulación del gasto de gas de inyección en la superficie; puede tratarse de una válvula de aguja o un estrangulador.
3. Espacio anular existente entre las tuberías de producción y de revestimiento
4. Válvula subsuperficial que comunica el espacio anular y la tubería de producción, y controla el gasto de gas en el fondo; suele denominársele válvula operante.
5. Equipo superficial para el manejo y almacenamiento de los fluidos producidos

Con respecto al punto cuatro, cabe señalar que pueden instalarse válvulas adicionales en la tubería de producción para el arranque y descarga de los pozos. Por otra parte, la comunicación del espacio anular y la tubería de producción puede lograrse mediante disparos "puncher". Información adicional sobre los sistemas de BN puede consultarse en el apéndice A.

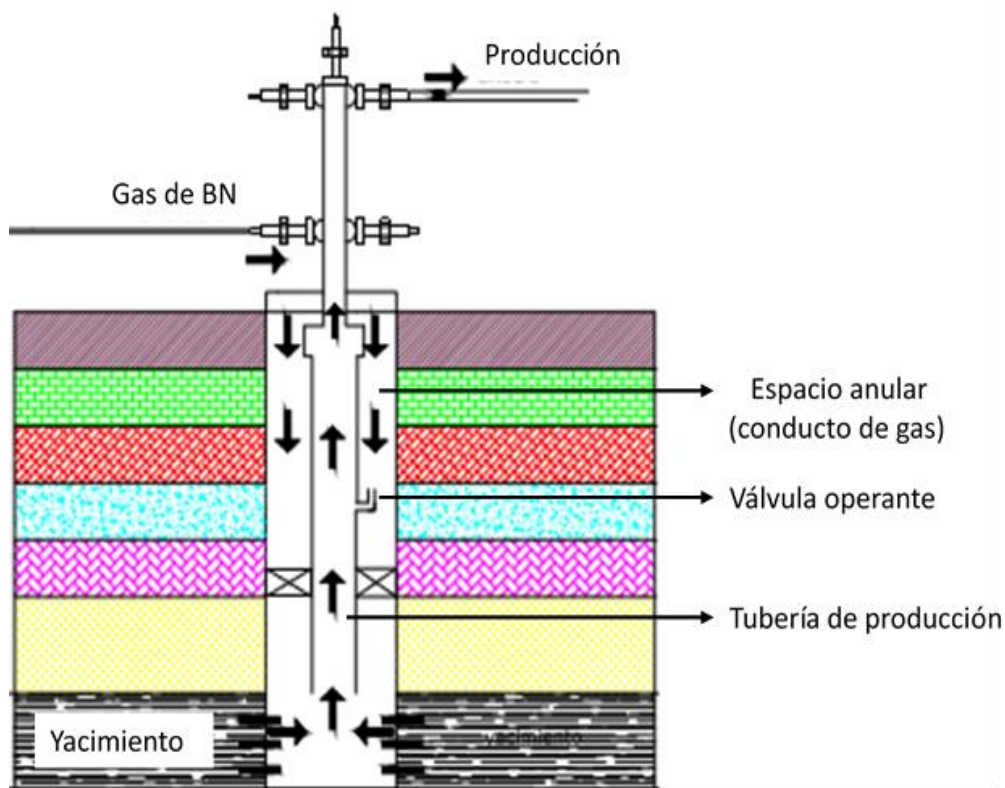


Fig. 1.1 Esquema simplificado del sistema BNC

La filosofía de operación de un pozo con BNC es similar a la de un pozo que fluye naturalmente. Ahora bien, la diferencia es que la relación gas-líquido (RGL) en los pozos con BNC aumenta en algún punto dentro de la tubería de producción; esto permite reducir la carga hidrostática, disminuir la presión en el fondo e incrementar el gasto de los fluidos del yacimiento.

Existen diversos parámetros que se deben considerar en el diseño de un sistema BNC; algunos de los más importantes son: la profundidad y el gasto de inyección de gas de BNC. Es decir, la producción de aceite se incrementa conforme aumenta la profundidad de inyección; esta profundidad depende de la presión de inyección disponible en la superficie.

Por otra parte, la **Figura 1.2** muestra la relación que existe entre el gasto de gas de BNC y el gasto del líquido. Se observa que éste crece conforme aumenta el gasto de inyección hasta llegar a un punto máximo; en esta primera parte, la caída de presión del pozo se rige por los efectos gravitacionales. Una vez alcanzado el gasto máximo del líquido, éste comienza a reducirse si el gasto del gas de BNC sigue en aumento; esto se atribuye a que las pérdidas de presión están dominadas la fricción.

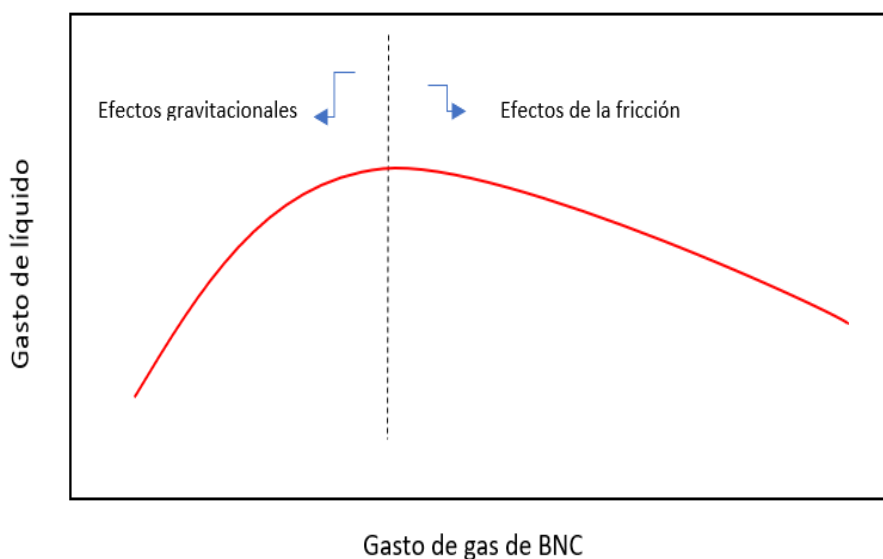


Fig. 1.2 Curva típica de un sistema con BNC

1.1.2 Ventajas y desventajas

a) *Ventajas:*

- Maneja rangos amplios de gasto de líquido
- Presenta pocos problemas con arenas ya que puede manejar cantidades significativas de sólidos.
- Las instalaciones son compactas.
- Fácil de monitorear, así como para intervenir y reparar el pozo

- Es utilizado para cualquier tipo de pozos (desviado u horizontal)
- El reacondicionamiento de los pozos se puede realizar con línea de acero
- Se obtienen fácilmente las presiones de fondo fluyendo requeridas
- Tiene una larga vida de operación

b) Desventajas:

- La inversión inicial puede ser significativa
- Puede no ser una opción debido a la escasez del gas para la inyección
- El gas se debe deshidratar y endulzar antes de inyectarse
- Posible formación de hidratos en la línea de inyección
- Operación complicada cuando existen emulsiones o el crudo es viscoso
- Las tuberías deben soportar presiones elevadas
- **El flujo puede ser inestable bajo determinadas condiciones de operación**

1.2 Inestabilidad de flujo en pozos con BNC

Un sistema es estable si las perturbaciones que experimenta se disipan con el tiempo, restituyendo su estado de equilibrio inicial. Por el contrario, será inestable si las perturbaciones se mantienen o se amplifican.

En el caso de los pozos con BNC, la inestabilidad de flujo (o “cabeceo”) se manifiesta como variaciones de gran amplitud en los gastos y presiones en el sistema en periodos cortos de tiempo. Por ejemplo, la presión en la cabeza del pozo puede variar hasta en 20 kg/cm² en lapsos de 10 a 20 minutos (**Figura 1.3**); por otra parte, el gasto instantáneo de líquido puede oscilar entre cero y miles de barriles por día en un ciclo del cabeceo. Es claro que estas variaciones no permiten aprovechar de manera eficiente la energía del sistema, y pueden provocar daños operativos en los pozos, las instalaciones superficiales e incluso en el yacimiento.

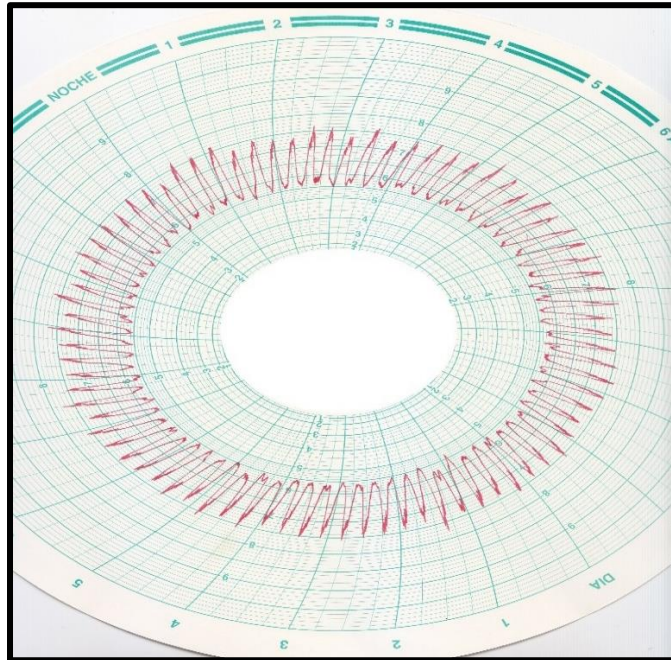


Fig. 1.3 Gráfica L-10 con el registro de presión en la cabeza de un pozo inestable

1.2.1 Importancia de la inestabilidad de flujo

El estudio de la inestabilidad el flujo en los pozos con BNC, así como de los métodos existentes para predecir en qué condiciones se presenta, es importante por las problemáticas que puede ocasionar, entre las que pueden mencionarse:

1. Disminución sustancial en la producción
2. Cierre de pozos
3. Incremento en el consumo del gas de inyección
4. Separación ineficiente
5. Paro de compresores
6. Aforos poco confiables
7. Daño al yacimiento

1.2.2 Estudios sobre la inestabilidad de flujo

a) Criterios de estabilidad

En 1988, Harald Asheim desarrolló dos criterios para predecir las condiciones en que el flujo es estable. El primer criterio se formuló a partir del análisis de las respuestas del yacimiento y del sistema de inyección a los disturbios presión. El segundo criterio considera los ritmos de despresurización del espacio anular y de la tubería de producción. En 2004, Fairuzov y Guerrero modificaron el primer criterio de Asheim, considerando el comportamiento de afluencia de yacimientos saturados, así como la variación de los disturbios de presión entre el punto de inyección y el fondo del pozo.

Blick, Enga y Lin (1988) desarrollaron dos criterios de estabilidad de flujo mediante un análisis de estabilidad en sistemas dinámicos; para tal efecto, plantearon modelos simplificados del sistema BNC, considerando la inercia de los fluidos, la capacitancia de la tubería, el almacenamiento del pozo y la respuesta transitoria del yacimiento. Una vez obtenidas las ecuaciones de perturbación correspondientes, obtuvieron la ecuación característica del sistema. Se determinó que el flujo será estable cuando los tres coeficientes de la ecuación característica sean del mismo signo.

Alhanati et al. (1993) propusieron dos criterios unificados de estabilidad que consideran los regímenes de flujo en las válvulas superficial y subsuperficial de inyección. Utilizaron la misma metodología matemática de Blick, Enga y Linn (1988), y mostraron que sus criterios unificados se reducen a los de Asheim (1988) bajo las mismas consideraciones.

Recientemente, Guerrero (2019) propuso una modificación a los criterios de Asheim (1988), que considera la hidrodinámica del flujo de la columna de fluidos debajo de la válvula operante, y que son aplicables para pozos que producen aceite pesado. Estos criterios se utilizarán en el presente estudio.

b) Estudios de simulación dinámica

La simulación dinámica resulta una herramienta valiosa para estudiar los procesos complejos que se presentan durante el flujo multifásico transitorio en los sistemas de producción de hidrocarburos. En cuanto al estudio de la inestabilidad, permite predecir y caracterizar el comportamiento de los sistemas de BNC con cabeceo. A partir del análisis de la evolución de ciertas variables (presión, gasto y colgamiento), se determina si el sistema es estable o no. Una vez determinado que existe flujo inestable, lo siguiente será caracterizar las variaciones de los parámetros de interés (Hu B., 2003).

Mediante análisis de estabilidad basados en la simulación dinámica es posible:

- Estudiar y comparar diferentes alternativas para mitigar el flujo inestable antes de implementarlo.
- Estimar el tiempo requerido para que el sistema se estabilice
- Cuantificar el efecto que ocasiona la inestabilidad en la producción del líquido.
- Caracterizar las ondas de densidad generadas durante el flujo inestable.

A continuación, se mencionan algunos estudios de estabilidad del flujo realizados con simulación dinámica.

Gruppig et al. (1984a, 1984b) crearon un programa para simular la inestabilidad del flujo. Particularmente, estudiaron el efecto de los diámetros de los orificios de las válvulas superficial y subsuperficial en la estabilidad. Con base en resultados de simulación, propusieron alternativas para mitigar el cabeceo.

Avest y Oudeman (1995) desarrollaron un simulador dinámico de sistemas con BNC para estudiar las causas de inestabilidad. Propusieron algunas alternativas para mitigarla, así como para optimizar el arranque de los pozos. Por otra parte, Tang (1998) generó una herramienta computacional para simular el proceso de descarga de los pozos con BNC, así como para estudiar la estabilidad.

Guerrero (2011) desarrolló un simulador de flujo transitorio gas-líquido en pozos con BNC. Realizó estudios paramétricos con variables selectas del sistema para estudiar su efecto sobre la estabilidad del sistema. En 2016, Larios utilizó esta herramienta para analizar la estabilidad del flujo en pozos con BNC típicos de los campos Maloob y Zaap.

Capítulo 2

Criterios de estabilidad

En este capítulo se abordan los criterios originales de estabilidad de Asheim; se mencionan sus consideraciones, y se presentan los detalles de su desarrollo. Asimismo, se describe la metodología que se implementará en este estudio para realizar los análisis de estabilidad.

2.1 Criterios de estabilidad de Asheim

En 1988, Asheim presentó dos criterios para predecir si el flujo en los pozos con BNC es estable o inestable. En el primer criterio considera las respuestas del yacimiento y del sistema de inyección de gas, a las variaciones de presión en la tubería de producción. Por otra parte, en su segundo criterio parte del análisis de los ritmos de despresurización del espacio anular y la tubería de producción. A continuación, se presenta el desarrollo de ambos criterios.

2.1.1 Consideraciones para el desarrollo de los criterios de Asheim

1. El yacimiento es bajosaturado y responde de manera instantánea a los disturbios de presión.
2. El flujo en el pozo es homogéneo y está dominado por efectos gravitacionales
3. El gasto del gas de BN en la superficie es constante
4. La inyección del gas de BN a la tubería de producción es a través de una válvula de orificio.
5. El flujo a través de la válvula de orificio es isotérmico
6. El gradiente de presión en el espacio anular es despreciable
7. La columna de fluidos entre el punto de inyección y el fondo del pozo es incompresible, o bien, la inyección se realiza cerca del intervalo productor.

2.1.2 Primer criterio

En su primer criterio, Asheim analizó las respuestas del sistema de inyección y del yacimiento, a las variaciones de presión en la tubería de producción. Siguiendo su razonamiento, cuando la presión en el punto de inyección (p_{ti}) disminuye, el gasto de gas de BN y el gasto de los fluidos que aporta el yacimiento aumentan; ahora bien, la densidad de la mezcla puede aumentar y restablecer la presión en su valor inicial (efecto estabilizador), o puede disminuir y ocasionar que la presión siga disminuyendo (efecto desestabilizador). Por una parte, si la respuesta del yacimiento es más pronunciada que la del sistema de inyección, entonces la densidad de la mezcla se incrementará con el aporte de una mayor cantidad de líquido del yacimiento (efecto estabilizador); en caso contrario, el sistema tenderá a desestabilizarse.

Por lo tanto, para que el flujo sea estable se debe cumplir que:

$$\frac{\delta \rho_i}{\delta p_{ti}} < 0, \quad \dots\dots\dots (2.1)$$

donde ρ_i es la densidad de la mezcla (fluidos del yacimiento y gas de inyección) en el punto de inyección.

A partir de un balance de materia, la densidad de la mezcla ρ_i , se expresa como:

$$\rho_i = \rho_{fi} \left(\frac{q_{fi}}{q_{fi} + q_{gi}} \right) + \rho_{gi} \left(\frac{q_{gi}}{q_{fi} + q_{gi}} \right). \quad \dots\dots\dots (2.2)$$

Considerando que $\rho_i = \rho_i(q_{fi}, q_{gi})$, la derivada de ρ_i con respecto a p_{ti} es:

$$\frac{\delta \rho_i}{\delta p_{ti}} = \frac{\delta \rho_i}{\delta q_{fi}} \frac{\delta q_{fi}}{\delta p_{ti}} + \frac{\delta \rho_i}{\delta q_{gi}} \frac{\delta q_{gi}}{\delta p_{ti}}. \quad \dots\dots\dots (2.3)$$

Con base en las Ecs. (2.2) y (2.3), puede demostrarse que:

$$\frac{\delta \rho_i}{\delta p_{ti}} = \frac{(\rho_{fi} - \rho_{gi})}{(q_{fi} + q_{gi})^2} \left[q_{gi} \frac{\delta q_{fi}}{\delta p_{ti}} - q_{fi} \frac{\delta q_{gi}}{\delta p_{ti}} \right]. \quad \dots\dots\dots (2.4)$$

Por lo tanto, la desigualdad (2.1) se cumple cuando:

$$\left[q_{gi} \frac{\delta q_{fi}}{\delta p_{ti}} - q_{fi} \frac{\delta q_{gi}}{\delta p_{ti}} \right] < 0. \quad \dots\dots\dots (2.5)$$

Si se define el parámetro adimensional F_1 :

$$F_1 = \frac{-\frac{1}{q_{fi}} \cdot \frac{\delta q_{fi}}{\delta p_{ti}}}{-\frac{1}{q_{gi}} \cdot \frac{\delta q_{gi}}{\delta p_{ti}}}, \quad \dots\dots\dots (2.6)$$

entonces el flujo será estable cuando:

$$F_1 > 1. \quad \dots\dots\dots (2.7)$$

Ahora bien, Asheim consideró que el gasto de los fluidos provenientes del yacimiento puede estimarse como:

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

Considerando que $\delta p_{wf} \approx \delta p_{ti}$, lo cual ocurre cuando el líquido que fluye entre el fondo del pozo y el punto de inyección es incompresible o cuando el punto de inyección se encuentra cerca del fondo del pozo, se tiene que:

$$\frac{\delta q_{fi}}{\delta p_{ti}} = -B_{fi}J. \quad \dots\dots\dots (2.9)$$

Por otra parte, el gasto del gas de inyección se calcula como:

$$q_{gi} = EA_i \left(\frac{2zRT_{ti}}{M_g} \ln \left(\frac{p_{ci}}{p_{ti}} \right) \right)^{0.5}. \quad \dots\dots\dots (2.10)$$

De la Ec. (2.10) puede demostrarse que:

$$\frac{\delta q_{gi}}{\delta p_{ti}} = \frac{(EA_i)^2}{\rho_{gi}q_{gi}}, \quad \dots\dots\dots (2.11)$$

donde

$$\rho_{gi} = \frac{p_{ti}M_g}{zRT_{ti}}. \quad \dots\dots\dots (2.12)$$

A partir de las Ecs. (2.9), (2.10), (2.12), el primer criterio de estabilidad de Asheim puede expresarse de la manera siguiente:

$$F_1 = \frac{\rho_{gi} q_{gi}^2 B_{fi} J}{(EA_i)^2 q_{fi}} > 1, \quad \dots\dots\dots (2.13)$$

o bien en términos del gasto y densidad de los fluidos a condiciones estándar:

$$F_1 = \frac{\rho_{gi@cs} B_{gi} q_{gi@cs}^2 J}{(EA_i)^2 q_{fi@cs}} > 1. \quad \dots\dots\dots (2.14)$$

Finalmente, considerando este primer criterio, la estabilidad será favorable cuando:

- a) Exista un gasto alto del gas de inyección BN
- b) Un índice de productividad grande
- c) Un diámetro de orificio reducido

2.1.3 Segundo criterio

Como menciona Asheim en su trabajo (1988), si el sistema es inestable de acuerdo con el primer criterio, entonces una disminución de la presión en el punto de inyección causará que se incremente el flujo de gas a través de la válvula operante, reduciendo la presión en la tubería de producción; sin embargo, este incremento del flujo de gas de inyección a través de la válvula operante también ocasiona que el espacio anular se despresurice. Entonces si el espacio anular se despresuriza más rápido que la tubería de producción, el flujo de gas de inyección disminuirá, la densidad de la mezcla se incrementará, la presión se restablecerá y se estabilizará el flujo. Por lo tanto, para que el sistema alcance una condición estable cuando no se ha cumplido el primer criterio deberá cumplirse que:

$$\frac{\delta q_{gi}}{\delta t} < 0. \quad \dots\dots\dots (2.15)$$

Considerando que $q_{gi} = q_{gi}(p_{ci}, p_{ti})$, entonces:

$$\frac{\delta q_{gi}}{\delta t} = \frac{\delta q_{gi}}{\delta p_{ci}} \frac{\delta p_{ci}}{\delta t} + \frac{\delta q_{gi}}{\delta p_{ti}} \frac{\delta p_{ti}}{\delta t}. \quad \dots\dots\dots (2.16)$$

De la Ec. (2.10), puede demostrarse que:

$$\frac{\delta q_{gi}}{\delta p_{ti}} = -\frac{E_1}{P_{ti}}, \quad \dots\dots\dots (2.17)$$

y

$$\frac{\delta q_{gi}}{\delta p_{ci}} = -\frac{E_1}{p_{ci}}, \quad \dots\dots\dots (2.18)$$

donde

$$E_1 = \frac{(EA_i)^2}{q_{gi}} \left(\frac{zRT_{ti}}{M_g} \right). \quad \dots\dots\dots (2.19)$$

Sustituyendo las Ecs. (2.17) y (2.18) en la Ec. (2.16) y simplificando se obtiene:

$$\frac{\delta q_{gi}}{\delta t} = E_1 \left(\frac{1}{p_{ci}} \frac{\delta p_{ci}}{\delta t} - \frac{1}{p_{ti}} \frac{\delta p_{ti}}{\delta t} \right). \quad \dots\dots\dots (2.20)$$

De la Ec. (2.20), la desigualdad de la Ec. (2.15) solo se cumplirá cuando:

$$\frac{1}{p_{ci}} \frac{\delta p_{ci}}{\delta t} - \frac{1}{p_{ti}} \frac{\delta p_{ti}}{\delta t} < 0. \quad \dots\dots\dots (2.21)$$

Definiendo el parámetro adimensional F_2 :

$$F_2 = \frac{-\frac{1}{p_{ci}} \frac{\delta p_{ci}}{\delta t}}{-\frac{1}{p_{ti}} \frac{\delta p_{ti}}{\delta t}}, \quad \dots\dots\dots (2.22)$$

el flujo es estable sólo si:

$$F_2 > 1. \quad \dots\dots\dots (2.23)$$

Los cambios de presión en el espacio anular pueden expresarse como:

$$\frac{\delta p_{ci}}{\delta t} = \delta(w_{ci} - w_{ti}) \frac{z_{ci}RT_{ci}}{V_c M_g}. \quad \dots\dots\dots (2.24)$$

Considerando que el flujo de gas que entra al espacio anular es constante, entonces $\delta w_{ci} = 0$. Así la Ec. (2.24) se reduce a:

$$\frac{\delta p_{ci}}{\delta t} = - \frac{p_{ti}}{T_{ti} z_{ti}} \frac{T_{ci} z_{ci}}{V_c} \delta q_{gi}. \quad \dots\dots\dots (2.25)$$

Por otra parte, la presión en el punto de inyección puede determinarse partiendo de un balance de cantidad de movimiento en la TP:

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

Considerando que p_{wh} es constante y que las pérdidas por fricción (Δp_f) en la TP son despreciables, derivando la Ec. (2.26) con respecto al tiempo se tiene que:

$$\frac{\delta p_{ti}}{\delta t} = Dg \frac{\delta \rho_a}{\delta t}. \quad \dots\dots\dots (2.27)$$

Aplicando la ecuación de continuidad para la mezcla de fluidos dentro de la tubería de producción se tiene que:

$$\frac{\delta \rho}{\delta t} + v \frac{\delta \rho}{\delta x} = 0, \quad \dots\dots\dots (2.28)$$

la cual puede aproximarse como:

$$\frac{\delta \rho_a}{\delta t} = \left(\frac{q_{fi} + q_{gi}}{A_t} \right) \delta \rho_i. \quad \dots\dots\dots (2.29)$$

Tomando las Ecs. (2.27) y (2.29), y con base en las Ecs. (2.4) y (2.6), la respuesta de la presión en la TP al cambio en el gasto de gas de BN puede expresarse de la siguiente manera:

$$\frac{\delta p_{ti}}{\delta t} = \left(\frac{(\rho_{fi} - \rho_{gi})gD}{V_t} \right) \left(\frac{q_{fi}}{q_{fi} - q_{gi}} \right) (F_1 - 1) \delta q_{gi}. \quad \dots\dots\dots (2.30)$$

Sustituyendo las Ecs. (2.25) y (2.30) en la Ec. (2.22), el segundo criterio de estabilidad se puede expresar de la manera siguiente:

$$F_2 = E_2 \left(\frac{V_t}{V_c} \right) \left(\frac{p_{ti}}{(\rho_{fi} - \rho_{gi})gD} \right) \left(1 + \frac{q_{gi}}{q_{fi}} \right) \left(\frac{1}{1 - F_1} \right) > 1, \quad \dots\dots\dots (2.31)$$

donde:

$$E_2 = \frac{p_{ti} T_{ci} Z_{ci}}{p_{ci} T_{ti} Z_{ti}} \approx 1. \quad \dots\dots\dots (2.32)$$

Tomando en cuenta este criterio, la estabilidad será favorable cuando:

- a) Exista espacio anular de volumen pequeño
- b) Un gasto alto de gas de BN
- c) La afluencia del yacimiento sea grande
- d) Exista una alta presión en la cabeza del pozo

2.2 Metodología

La metodología para el análisis lineal de estabilidad del flujo en los sistemas BNC está compuesta por los siguientes puntos:

1. Recopilación y validación de datos
2. Selección de los criterios de estabilidad
3. Construcción del modelo del sistema de BNC
4. Validación de los resultados
5. Generación de mapas de estabilidad

A continuación, se describe brevemente esta metodología.

2.2.1 Recopilación y validación de datos

La información del sistema del BNC requerida en el análisis de estabilidad es (Guerrero, 2011):

- Estado mecánico del pozo
- Reporte del giroscópico del pozo
- Histórico de aforos
- Datos de las propiedades físicas de los fluidos producidos
- Registros de presión-temperatura, dinámicos y estáticos
- Gráficas L10 de presión en la cabeza
- Reportes de variación de parámetros en tiempo real disponibles
- Histórico de las intervenciones realizadas

La información obtenida deberá ser revisada minuciosamente para identificar y resolver posibles inconsistencias.

2.2.2 Selección de criterios de estabilidad

La selección de los criterios de estabilidad de flujo dependerá de las características del sistema analizado, así como de la información disponible. Como se mencionó en el

capítulo 2, actualmente existen diversos criterios de estabilidad, entre los cuales pueden mencionarse los de Asheim (1988), Blick, Enga y Linn (1988), Alhanati et al. (1993), y Fairuzov y Guerrero (2004). Ahora bien, por las características del pozo analizado en el presente estudio, se utilizarán los criterios de modificados de Asheim (Guerrero, 2019); estos se desarrollaron en el marco del proyecto UNAM-DGAPA-PAPIIT, con clave IA107817: “Estudio sobre la inestabilidad del flujo en pozos petroleros que producen aceite pesado y operan con bombeo neumático continuo”.

Con respecto a la validación de los criterios seleccionados, ésta podrá realizarse eventualmente mediante mapas de estabilidad; en ellos es posible comparar la frontera de estabilidad teórica y la condición de estabilidad observada en campo.

2.2.3 Construcción del modelo del sistema de BNC

Con base en la información recopilada, se construye un modelo del sistema de BNC que permita calcular los gastos de aceite y gas que se establecen en función del gasto de gas de inyección y la presión en la cabeza del pozo; asimismo, el modelo debe predecir la distribución de las principales variables del flujo en la tubería de producción. Por lo tanto, el modelo estará integrado por ecuaciones que describan el comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo, así como la hidrodinámica y la transferencia de calor en la tubería de producción y el sistema de inyección. Las ecuaciones que integran el modelo se resuelven numéricamente. En el siguiente capítulo se describe el programa computacional utilizado para tal efecto, y se mencionan los métodos y correlaciones implementadas para el sistema analizado.

2.2.4 Validación de resultados

Se considera que el modelo desarrollado es válido si reproduce los datos medidos en campo. De no ser así, el modelo deberá calibrarse, lo cual puede realizarse mediante

factores de ajuste en la correlación de flujo multifásico. Algunos otros factores que pueden considerarse en el proceso de ajuste del modelo son:

1. Declinación de la presión del yacimiento
2. Cambios en el índice de productividad (IP)
3. Variación del corte de agua y de la relación gas-líquido
4. Cambios en la rugosidad de la sarta de producción
5. Datos de campo con incertidumbre por la inestabilidad de flujo

2.2.5 Generación de mapas de estabilidad

A partir de los criterios seleccionados, se construyen mapas de estabilidad, como el mostrado en la **Figura 2.1**. Los mapas permiten identificar las condiciones de operación y diseño en las que el flujo es estable o inestable. Asimismo, son útiles para verificar la validez de los criterios al comparar la frontera de estabilidad teórica contra el comportamiento observado en campo. Finalmente, facilitan realizar estudios paramétricos e identificar el efecto de las variables de interés sobre la frontera de estabilidad.

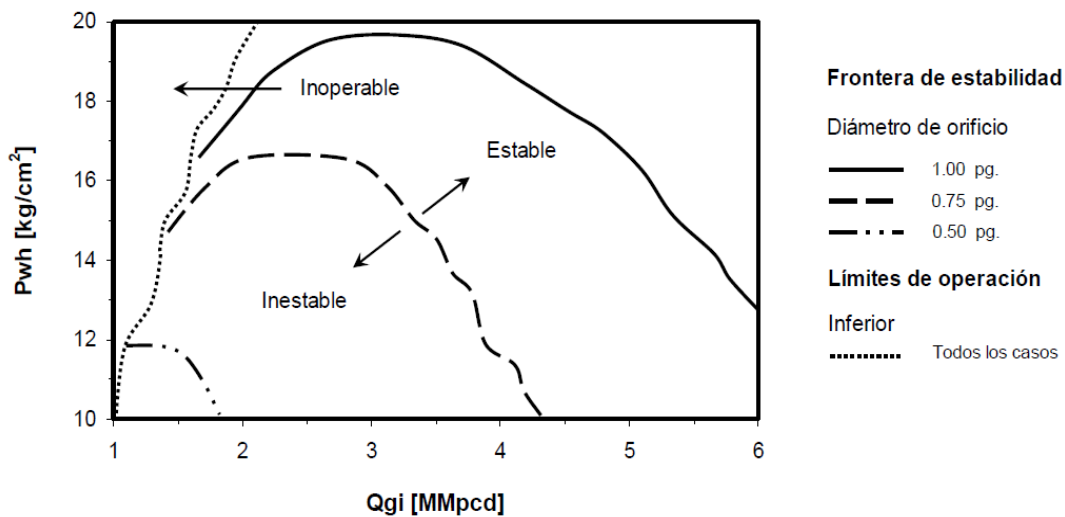


Fig. 2.1 Mapas de estabilidad (Guerrero, 2011)

Capítulo 3

Herramientas computacionales

En este capítulo se describe la herramienta computacional utilizada para realizar el análisis de estabilidad del flujo en el pozo con BNC objeto del presente estudio. La herramienta se desarrolló por el Grupo de Investigación en Ingeniería Multifásica y Aseguramiento de Flujo (GIIMAF), en el marco del proyecto UNAM-DGAPA-PAPIIT, con clave IA107817: “Estudio sobre la inestabilidad del flujo en pozos petroleros que producen aceite pesado y operan con bombeo neumático continuo”.

3.1 Descripción del programa

El programa computacional permite generar mapas de estabilidad. Para tal efecto, calcula los gastos de aceite y gas que se establecen en los pozos con BNC, en función del gasto de gas de inyección y de la presión en la cabeza del pozo; asimismo, predice la distribución de la presión y la temperatura en el pozo, así como otras variables hidrodinámicas requeridas en la evaluación de los criterios de estabilidad. Las ecuaciones que describen el comportamiento de afluencia, el flujo multifásico y la transferencia de calor en la sarta de producción se resuelven numéricamente mediante un algoritmo de análisis nodal. Como criterios de estabilidad se utilizan los de Asheim (1988) modificados por Guerrero (2019).

Los módulos que integran la herramienta permiten:

1. Procesar los datos de entrada
2. Calcular las propiedades PVT de los fluidos
3. Calcular perfiles de presión y temperatura en el pozo
4. Calcular el comportamiento de afluencia y generar la curva IPR del pozo
5. Realizar análisis nodales
6. Determinar si el flujo es estable o inestable para diferentes condiciones de frontera

El código del programa se desarrolló en Fortran 90/95; adicionalmente, se desarrolló una macro en Visual Basic para visualizar los mapas de estabilidad.

3.1.1 Datos de entrada

Los datos de entrada del programa son:

1. *Propiedades de los fluidos*: Densidad relativa del aceite, densidad relativa del gas, y la relación gas-aceite del fluido original.
2. *Estado mecánico*: profundidad desarrollada, diámetros interno y externo de la tubería de producción, diámetro interno de las tuberías de revestimiento, rugosidad relativa, y coeficiente global de transferencia de calor.
3. *Registro giroscópico*: profundidad desarrollada y profundidad vertical.
4. *Datos de pruebas de presión-producción*: presión y temperatura del yacimiento, presión de fondo fluyendo y gasto de líquido.
5. *Datos del sistema de inyección*: Densidad relativa del gas de BN, profundidad de inyección, diámetro del orificio y coeficiente de descarga de la válvula operante.

6. *Datos para el análisis de estabilidad*: temperatura ambiente, presión en la cabeza del pozo, relación gas-líquido de producción, corte de agua, y gasto de gas de inyección.

3.1.2 Módulo PVT

Para calcular las propiedades de los fluidos del yacimiento y del gas se utilizan las correlaciones indicadas en la **Tablas 3.1** y **4.1**. En el **apéndice B** pueden consultarse las ecuaciones correspondientes.

Tabla 3.1 Correlaciones usadas para el cálculo de las propiedades del aceite

Propiedad	Correlación
Presión de burbuja (P_b)	Standing, 1947
Factor de volumen del aceite (B_o)	Standing, 1947
Relación de solubilidad (R_s)	Standing, 1977
Compresibilidad del aceite bajosaturado (C_o)	Vázquez y Beggs, 1980
Viscosidad del aceite saturado (μ_o)	Beggs y Robinson, 1975
Viscosidad del aceite muerto (μ_{od})	Beggs y Robinson, 1975
Viscosidad del aceite bajosaturado (μ_o)	Vázquez y Beggs, 1980
Tensión interfacial (σ)	Abdul Majee et al., 2000

Tabla 3.2 Correlaciones usadas para el cálculo de las propiedades del gas

Propiedad	Correlación
Propiedades pseudocríticas	Standing, 1981
Factor de compresibilidad (Z)	Dranchuk y Abu-Kassem, 1975
Viscosidad del gas (μ_g)	Lee et al., 1966

3.1.3 Módulo de perfiles de presión y temperatura

Para calcular los gradientes de presión en el pozo, se utiliza el método de flujo multifásico de Hagedorn y Brown (1965). Por otra parte, la temperatura se calcula con el modelo de Alves et al. (1992). Ambos métodos se describen en el **Apéndice C**.

3.1.4 Módulo de comportamiento de afluencia

Para describir el comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo se utiliza el método de Vogel (1968), y su extensión de IPR generalizada; estos pueden consultarse en el **Apéndice D**.

3.1.5 Módulo de análisis nodal

Este módulo tiene como propósito calcular los gastos de aceite y gas que se establecen en el sistema de BNC, en función del gasto de inyección y la presión en la cabeza del pozo. Para tal efecto, se implementó un algoritmo de análisis nodal que resuelve simultáneamente las ecuaciones de comportamiento de afluencia, de flujo multifásico y de transferencia de calor en la tubería de producción. Adicionalmente se calcula la distribución de la presión y la temperatura, así como otras variables hidrodinámicas requeridas en la evaluación de los criterios de estabilidad seleccionados.

3.1.6 Módulo de análisis de estabilidad

Este módulo cuenta con un algoritmo que realiza un barrido de diferentes combinaciones de gasto de gas de inyección y presión en la cabeza, cuyas soluciones se obtienen mediante las funciones de análisis nodal incorporadas en el programa. Para cada combinación, se determina si el flujo es estable o inestable con base en los criterios de estabilidad modificados de Asheim (Guerrero, 2019). Los resultados generados para construir los mapas de estabilidad se guardan en un archivo de texto. La visualización de estos se realiza en Excel, para lo cual se desarrolló una macro en VB que lee el archivo de resultados.

3.2 Verificación de los resultados del programa

Los resultados del programa se verificaron favorablemente con los obtenidos en un simulador de uso comercial. A continuación, se ejemplifican algunos de los resultados obtenidos.

3.2.1 Verificación de las propiedades PVT

En las **Figuras 3.1 a 3.4** se muestra la comparación de los valores calculados de relación de solubilidad, factor de volumen, densidad y viscosidad del aceite, con aquellos obtenidos en una herramienta comercial para un mismo conjunto de datos de entrada. Como puede observarse, existe un buen acuerdo de los resultados del programa con los de la herramienta comercial.

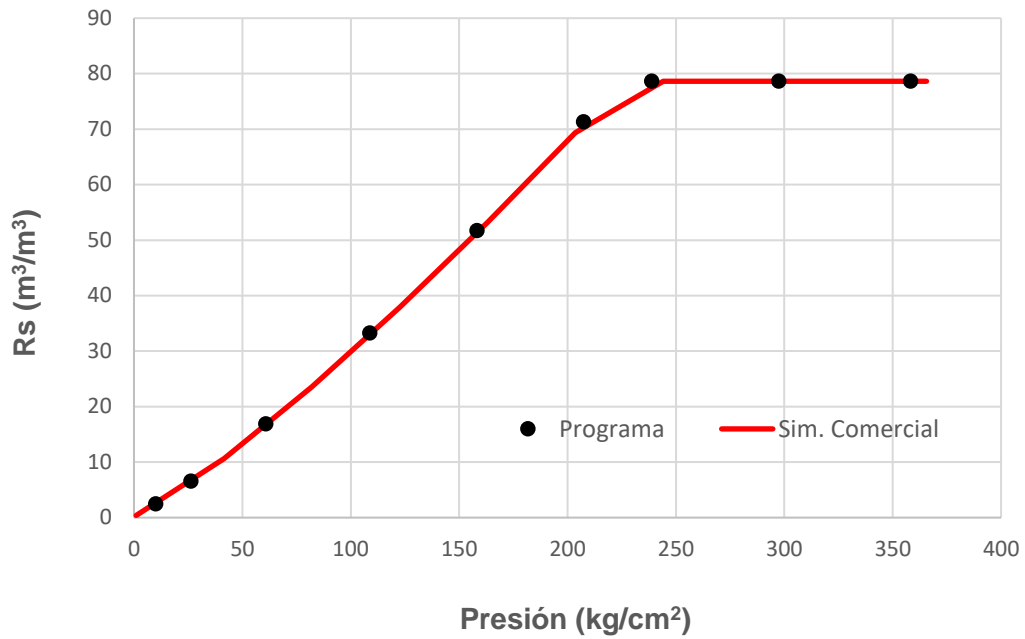


Fig. 3.1 Comparación de resultados para la relación de solubilidad

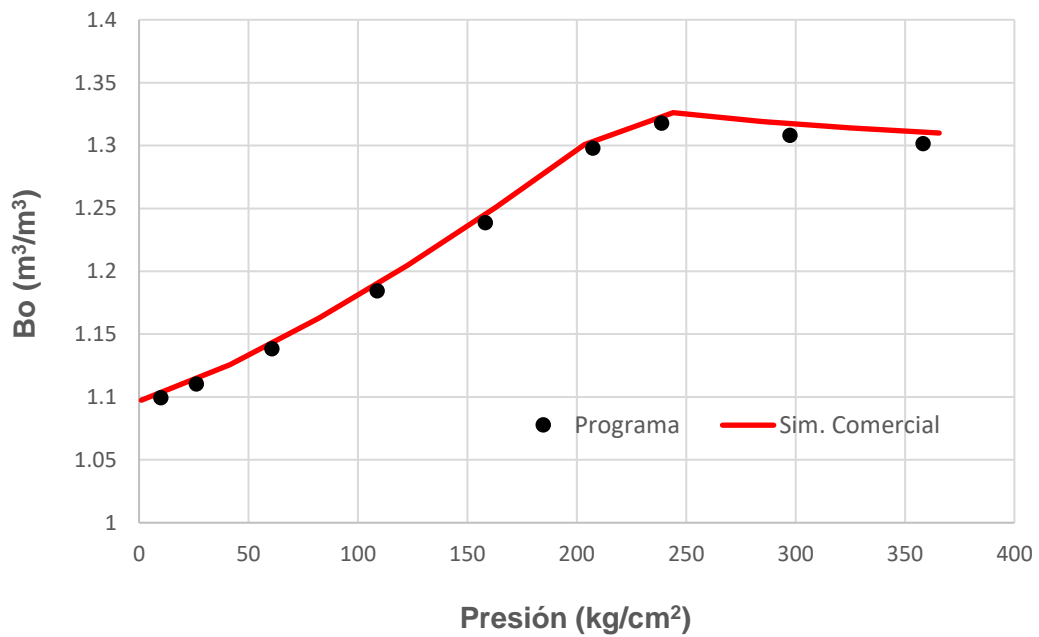


Fig. 3.2 Comparación de resultados para el factor de volumen del aceite

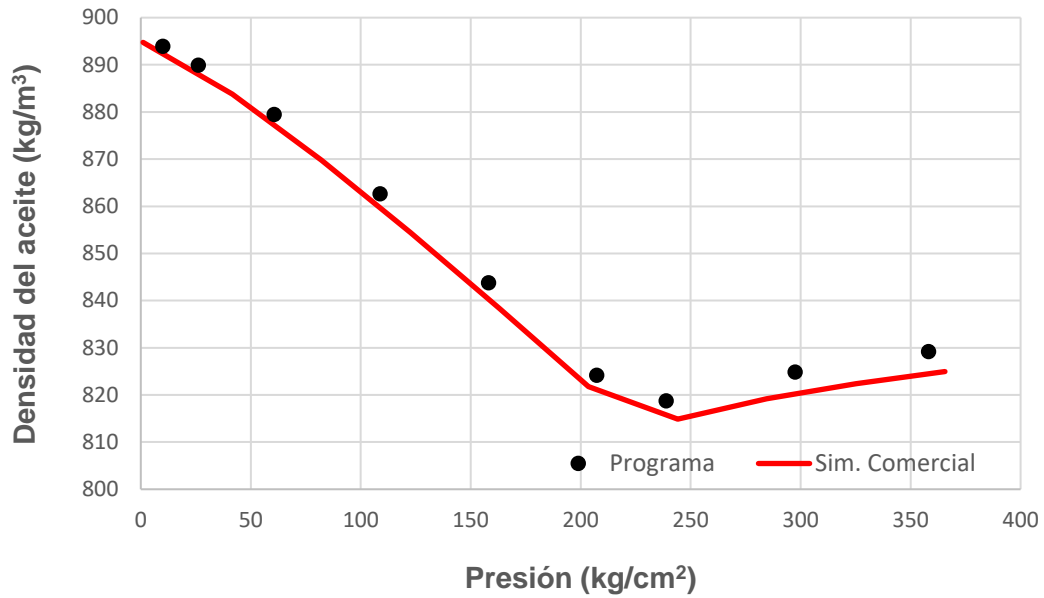


Fig. 3.3 Comparación de resultados para la densidad del aceite

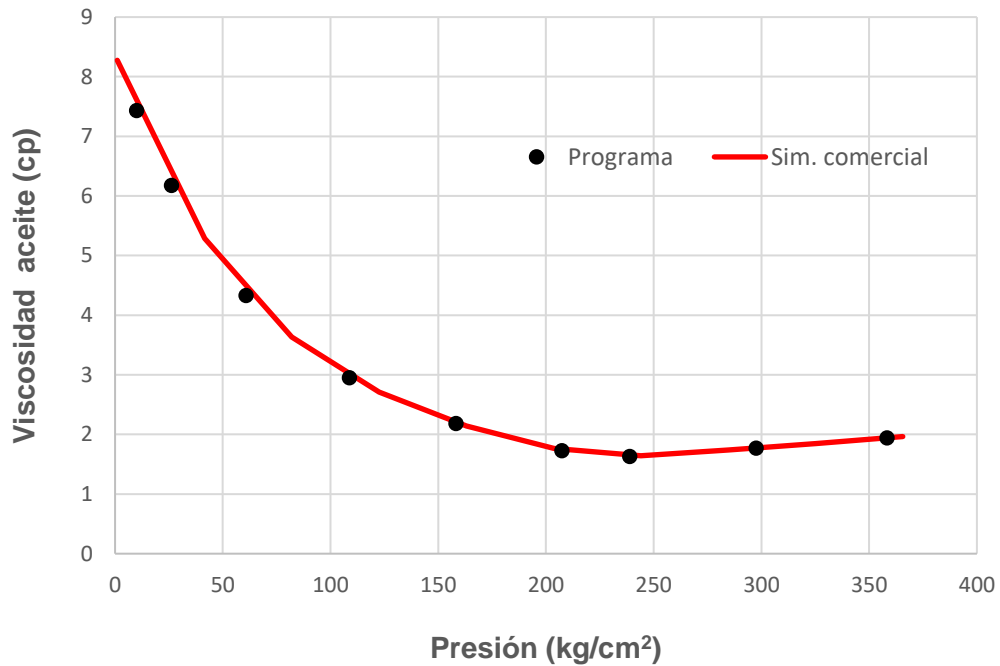


Fig. 3.4 Comparación de resultados para la viscosidad del aceite

3.2.2 Verificación del perfil de presión y de temperatura

En las **Figuras 3.5** y **3.6** se comparan los perfiles de presión y de temperatura calculados con el programa utilizado en este estudio, con aquellos obtenidos en el simulador comercial para un mismo conjunto de datos de entrada. Como se observa existe un buen acuerdo de los resultados del programa con los del simulador.

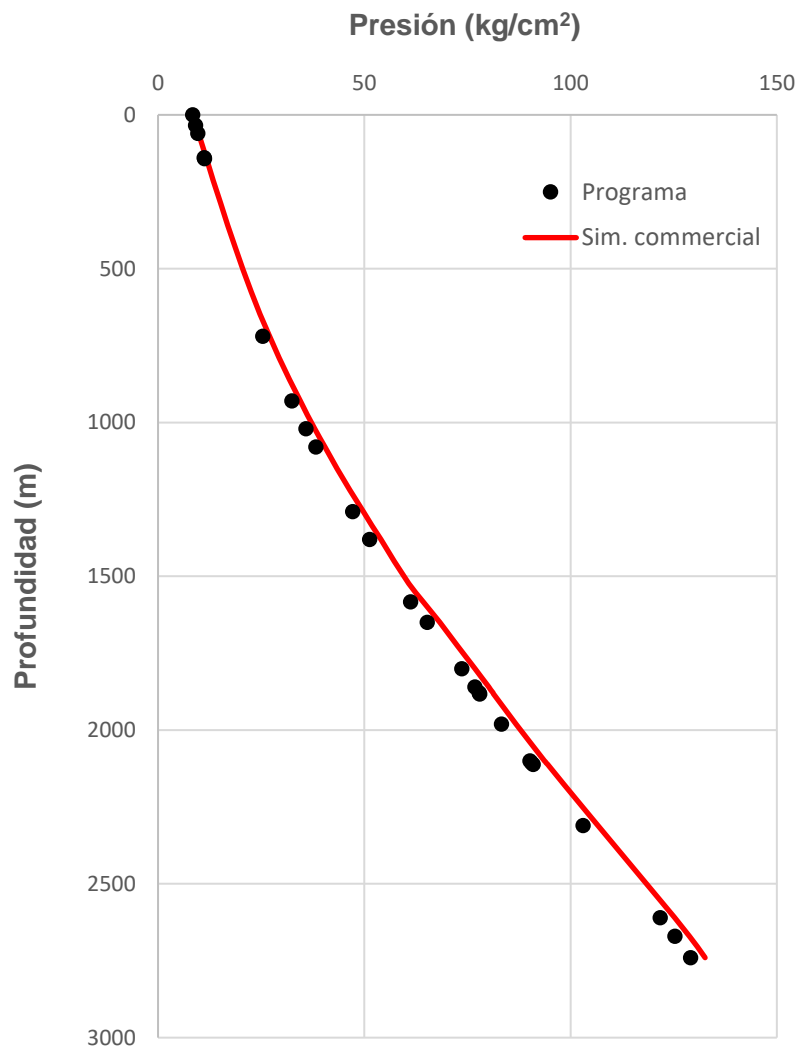


Fig. 3.5 Verificación del perfil de presión

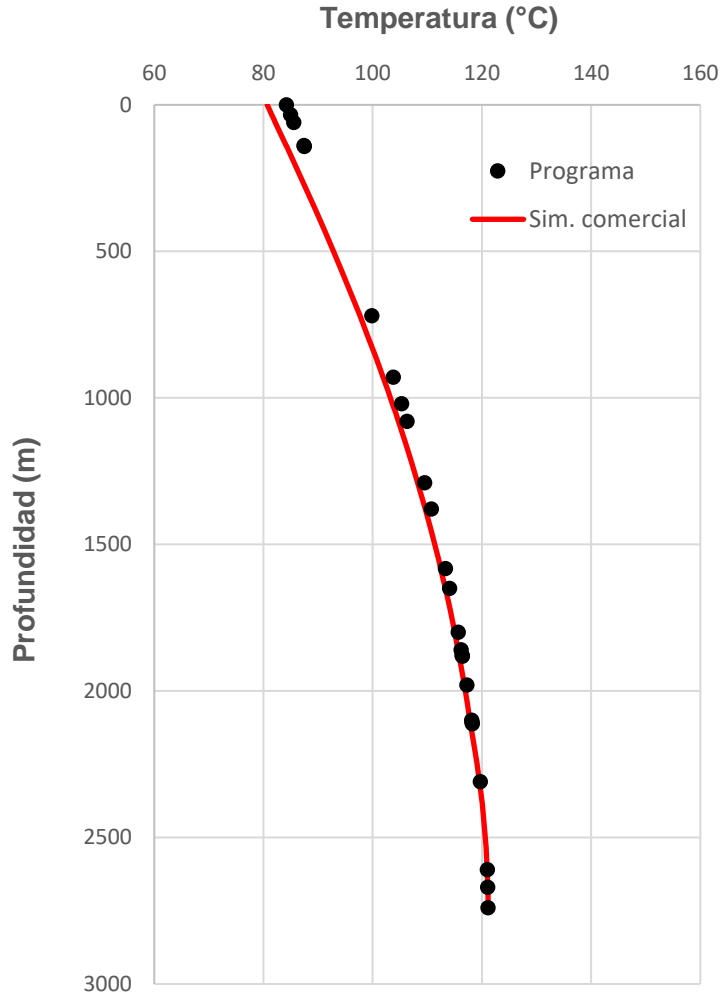


Fig. 3.6 Verificación del perfil de temperatura

3.2.3 Verificación de los resultados del análisis nodal

En la **Figura 3.7** se presentan los resultados de un análisis nodal calculados con el programa y el simulador comercial. Se observa que existe un buen acuerdo entre ambos.

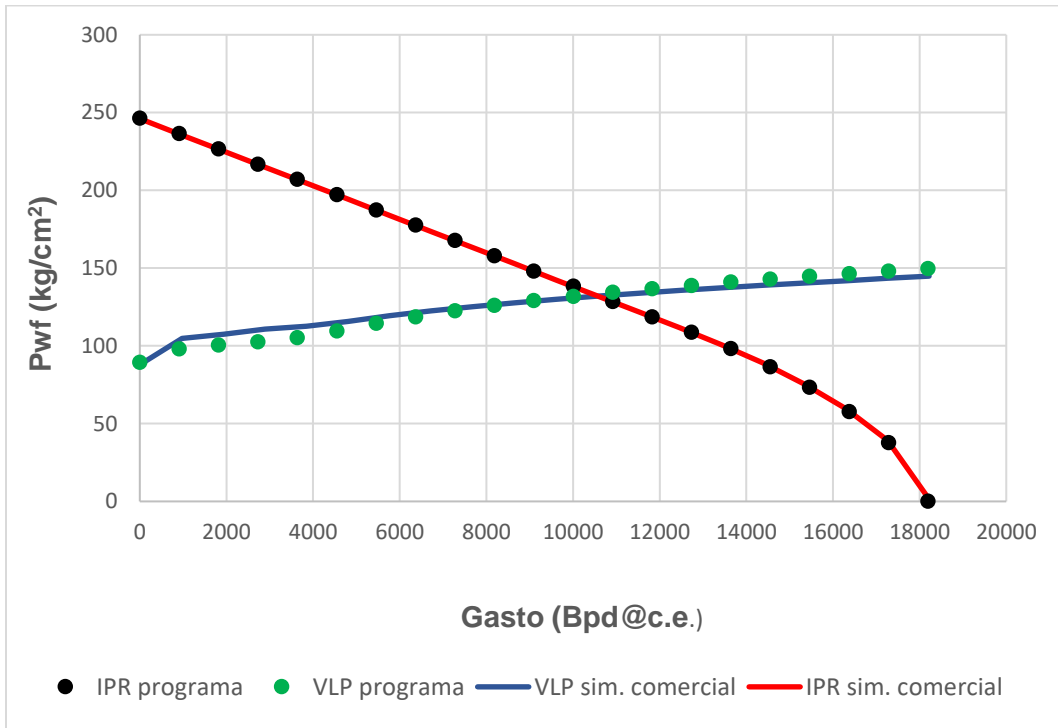


Fig. 3.7 Verificación de resultados de un análisis nodal

3.3 Mapas de estabilidad

Los resultados de los análisis de estabilidad se visualizan en Excel (**Figura 3.8**); para tal efecto se desarrolló una macro que lee el archivo de resultados del programa. En la **Figura 3.9** se muestra uno de los mapas de estabilidad generados; las regiones en verde corresponden a las condiciones de flujo estable, en tanto que las negras indican flujo inestable. Los puntos rojos señalan las condiciones en que el sistema es inoperable.

Mapas de estabilidad																	
Ruta de archivo: F:\IT_Generador (020119) Z-16\mapas.txt															Ejecutar macro		
Primer Criterio de Asheim (1988)									Segundo criterio de Asheim (1988)								
Estables			Inestables			Inoperables			Estables			Inestables			Inoperables		
Pwh (psia)	Qiny (MMpcd)	Go (bpd)	Pwh (kg/cm ²)	Qiny (MMpcd)	Go (bpd)	Pwh (kg/cm ²)	Qiny (MMpcd)	Go (bpd)	Pwh (kg/cm ²)	Qiny (MMpcd)	Go (bpd)	Pwh (kg/cm ²)	Qiny (MMpcd)	Go (bpd)	Pwh (kg/cm ²)	Qiny (MMpcd)	Go (bpd)
27.5	1	6316.4	5	1	3373.4				25	1	7506.5	5	1	3373.4			
5	15	3932.2	7.5	1	9850.7				27.5	1	6316.4	7.5	1	3850.7			
7.5	15	3825.7	10	1	9674.2				5	15	3932.2	10	1	9674.2			
10	15	3667	12.5	1	9445.1				7.5	15	3825.7	12.5	1	9445.1			
12.5	15	3461.3	15	1	9168.8				10	15	3667	15	1	9168.8			
15	15	3212.4	17.5	1	8831.8				12.5	15	3461.3	17.5	1	8831.8			
17.5	15	2913.2	20	1	8443.1				15	15	3212.4	20	1	8443.1			
20	15	2753.7	22.5	1	7998.7				17.5	15	2913.2	22.5	1	7998.7			
22.5	15	2183.6	25	1	7506.5				20	15	2753.7						
25	15	1750.5							22.5	15	2183.6						
27.5	15	1262.1							25	15	1750.5						
5	2	3883.4							27.5	15	1262.1						
7.5	2	3786.8							5	2	3883.4						
10	2	3641.4							7.5	2	3786.8						
12.5	2	3443.3							10	2	3641.4						
15	2	3228.3							12.5	2	3443.3						
17.5	2	2958							15	2	3228.3						
20	2	2647.1							17.5	2	2958						
22.5	2	2303.7							20	2	2647.1						
25	2	1914.2							22.5	2	2303.7						
27.5	2	1495.1							25	2	1914.2						
									27.5	2	1495.1						

Fig. 3.8 Macro en Excel para la generación de mapas de estabilidad

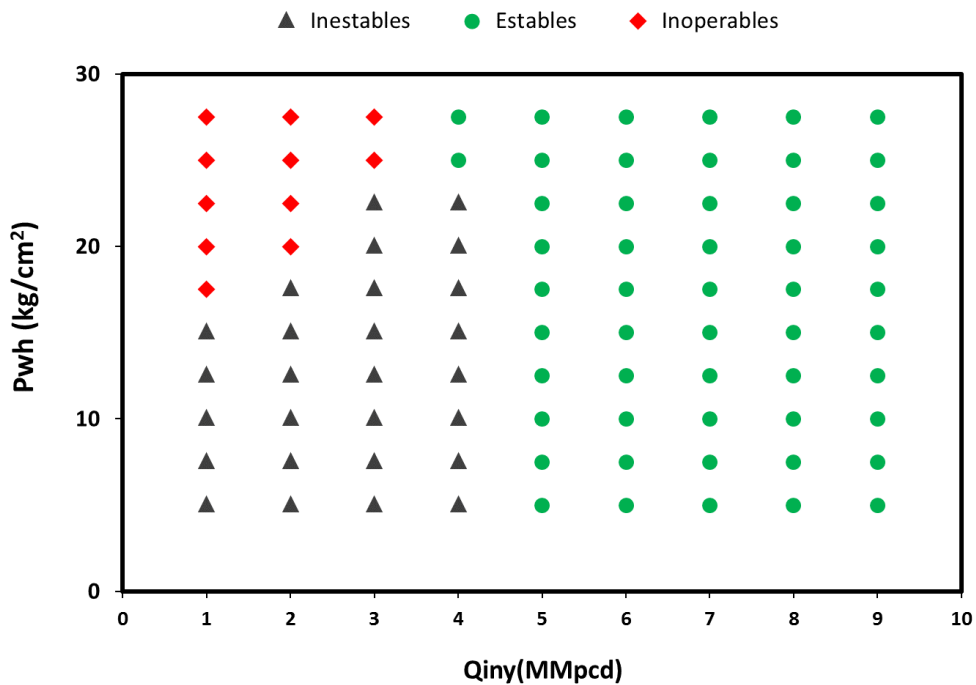


Fig. 3.9 Mapa de estabilidad

Capítulo 4

Estudio de caso

En este capítulo se presenta un estudio de caso sobre el análisis de estabilidad del flujo en un pozo típico con BNC de un campo costa afuera que produce aceite pesado. Primeramente, se describen las características principales del campo y el pozo analizado. Posteriormente, se mencionan los detalles de la generación del modelo de simulación. Finalmente, se discute la validación del mapa de estabilidad generado con base en datos de campo.

4.1 Descripción del campo

El campo petrolero (campo “A”) considerado en este estudio se localiza en el Golfo de México, al noreste de las costas de la Ciudad del Carmen, Campeche (**Figura 4.1**). Actualmente, es uno de los campos más importantes de México, ya que aporta 292 Mbpd de petróleo crudo, lo cual representa el 17.2% de la producción nacional (CNH, 2019). El yacimiento más importante del campo es de tipo naturalmente fracturado, y produce aceite pesado de 13.6 °API de la formación Brecha del Paleoceno.



Fig. 4.1 Ubicación del campo A.

En la **Figura 4.2** se muestra el histórico de producción del campo A. En una primera etapa (años 1992 a 1997), se producían 5 Mbd con dos pozos operando en la formación Cretácico. En el periodo de 1997 a 2003, comenzó la explotación de los yacimientos del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Eoceno Medio, con tres pozos adicionales; la producción promedio total del campo se incrementó a 30 Mbd. En la tercera etapa (2003 a 2009), se aceleró el desarrollo del campo con la perforación de pozos y la entrada en operación de plataformas y un barco de proceso (FSPO); el número de pozos productores se incrementó a 47, con una producción promedio por pozo de 6.5 Mbd. En la última etapa (2009 a la fecha), inició la inyección de nitrógeno en el casquete como mecanismo de mantenimiento de la presión; los pozos productores aumentaron a 58, y la producción promedio del campo es de 292 Mbd.

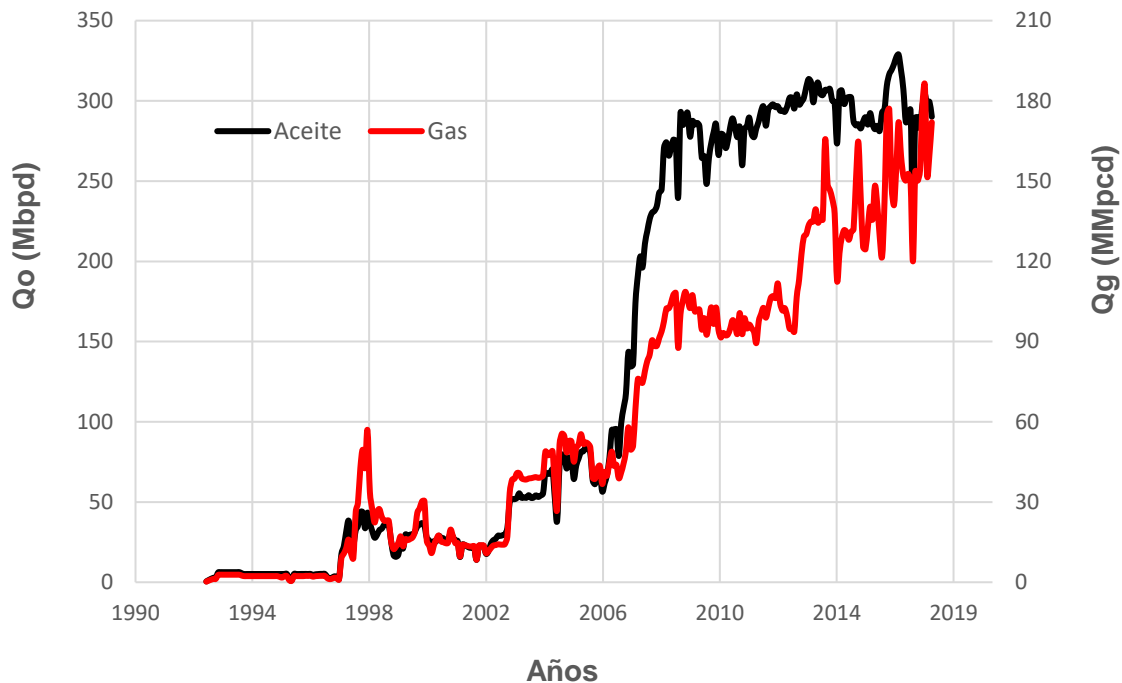


Fig. 4.2 Histórico de producción del campo A (CNH, 2018)

4.2 Pozo analizado

Para los efectos del presente estudio, se seleccionó un pozo típico con BNC (identificado aquí como A1) del campo, que frecuentemente ha presentado inestabilidad de flujo. A continuación se describen sus características, la información primaria recopilada, y se describe la problemática de inestabilidad de flujo que ha manifestado.

4.2.1 Datos PVT

Se recopiló un estudio PVT del aceite producido en el campo, con el objetivo de procesar la información y utilizarla en la calibración de las correlaciones seleccionadas para calcular

las principales propiedades termodinámicas del aceite y su gas asociado. Al respecto, cabe destacar que se procesaron los datos de las pruebas de expansión a composición constante, liberación diferencial y de separador, para generar los datos de relación de solubilidad y factor de volumen del aceite corregidos por las condiciones del separador. En la **Tabla 4.1** se indican los datos generales procesados.

Tabla 4.1 Datos generales procesados del estudio PVT.

Propiedad	Valor	Unidad
Densidad relativa del aceite	12.77	°API
Densidad relativa del gas asociado	1.03	adim
Presión de burbuja @ 117.3 °C	154	kg/cm ²
Relación gas-aceite	78.6	m ³ /m ³
Factor de volumen del aceite en el pto. burbuja	1.25	m ³ /m ³
Viscosidad del aceite en el pto. de burbuja	7	cp

Ahora bien, los datos corregidos a las condiciones del separador se utilizaron para calibrar las correlaciones PVT (indicadas en el capítulo 3, Tabla 3.1) consideradas en la construcción del modelo de simulación del pozo. En las **Figuras 4.3, 4.4 y 4.5** se comparan los resultados obtenidos para el factor de volumen del aceite, la relación de solubilidad y la viscosidad del aceite, respectivamente. En cada caso, se muestran los datos procesados del estudio PVT, así como los valores correspondientes calculados con las correlaciones antes y después de su calibración. Como se observa, existe un buen acuerdo de las correlaciones calibradas con los datos procesados.

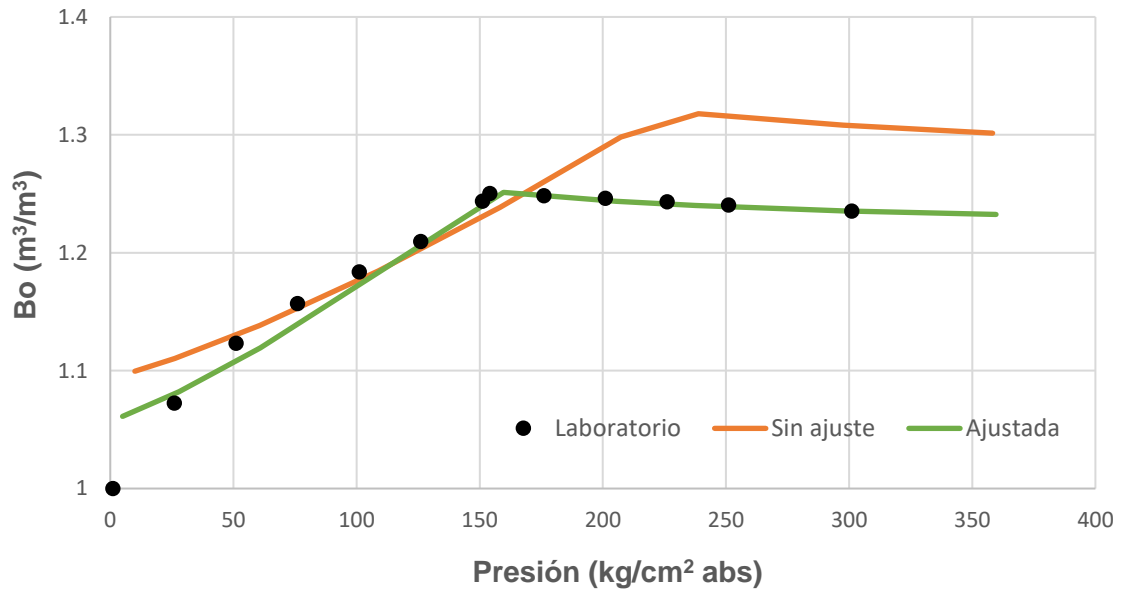


Fig. 4.3 Factor de volumen del aceite: datos procesados y resultados calculados

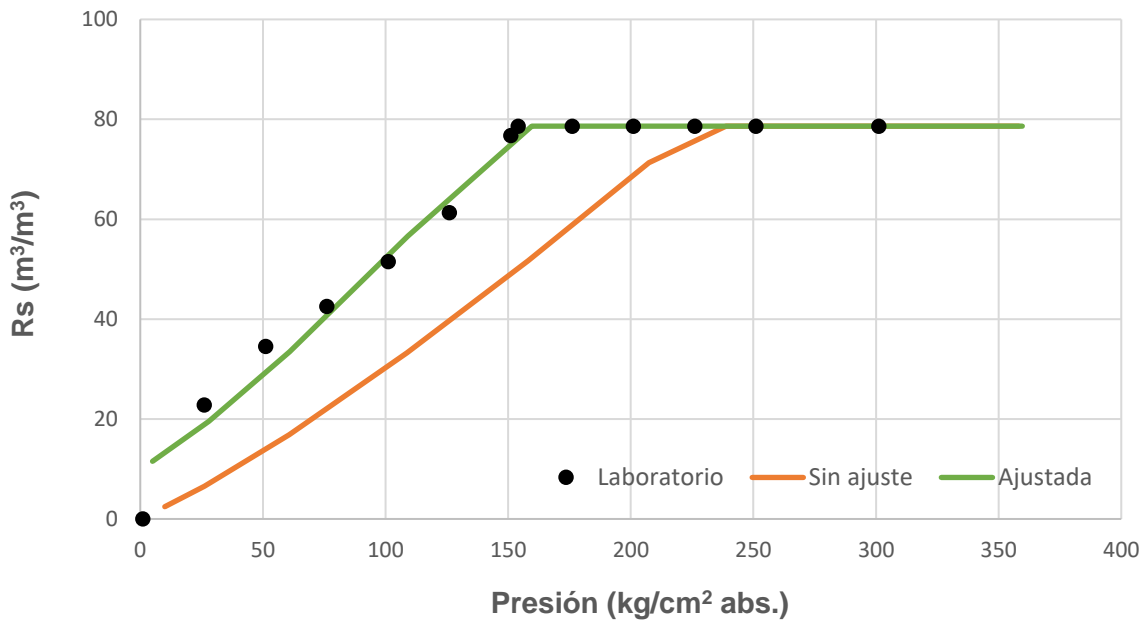


Fig. 4.4 Relación de solubilidad: datos procesados y resultados calculados

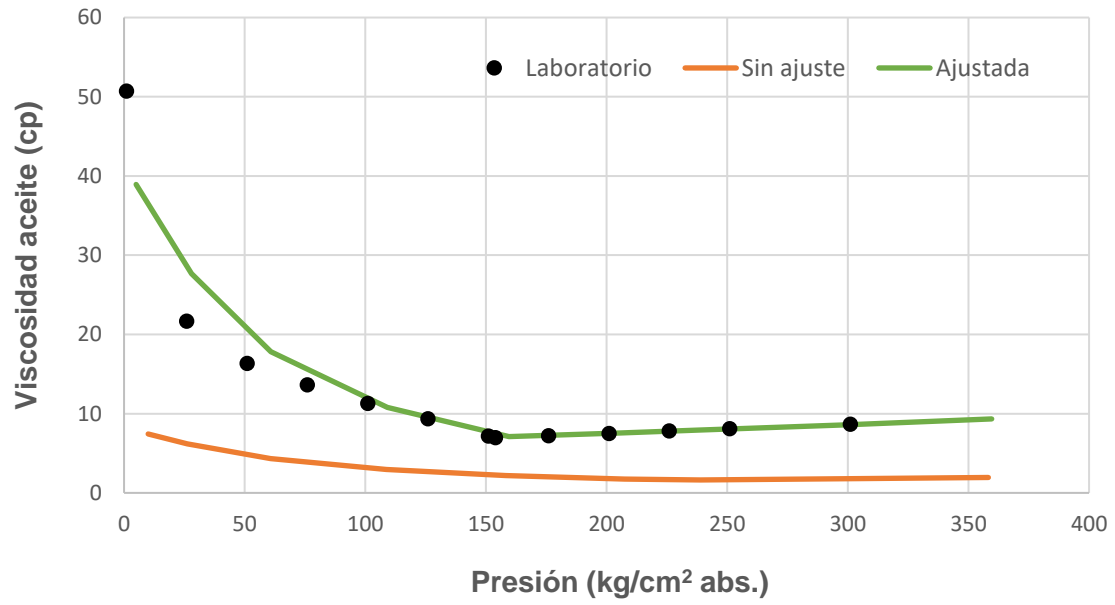


Fig. 4.5 Viscosidad del aceite: datos procesados y resultados calculados

4.2.2 Estado mecánico

El pozo fue terminado con una sarta de producción telescopiada de 7 y 5 ½ pg. En cuanto al nivel medio del intervalo productor, éste se localiza a una profundidad de 3205 m. El aparejo de producción cuenta con dos válvulas para la inyección de gas (a 2712 y 2927 m), con un diámetro de orificio de 0.5 pg. En la **Tabla 4.2** se indican datos adicionales del estado mecánico.

Tabla 4.2 Datos del estado mecánico

Propiedad	Valor	Unidad
Diámetro de la TP	7 @ 2013 md	pg
	5 ½ @ 3200 md	pg
Diámetro de TR	11 7/8 @ 2928 md	pg
	9 5/8 @ 3313 md	pg
	7 5/8 @ 3629 md	pg
Profundidad de inyección (2 mandriles)	2712	md
	2927	md
Diámetro del orificio de las válvulas	0.5	pg
Nivel medio del intervalo disparado	3471 (3205)	md (mv)

4.2.3 Registro giroscópico.

El pozo es direccional y tiene una desviación máxima de 33° con respecto a la vertical. En la **Figura 4.6** se muestra la trayectoria del pozo.

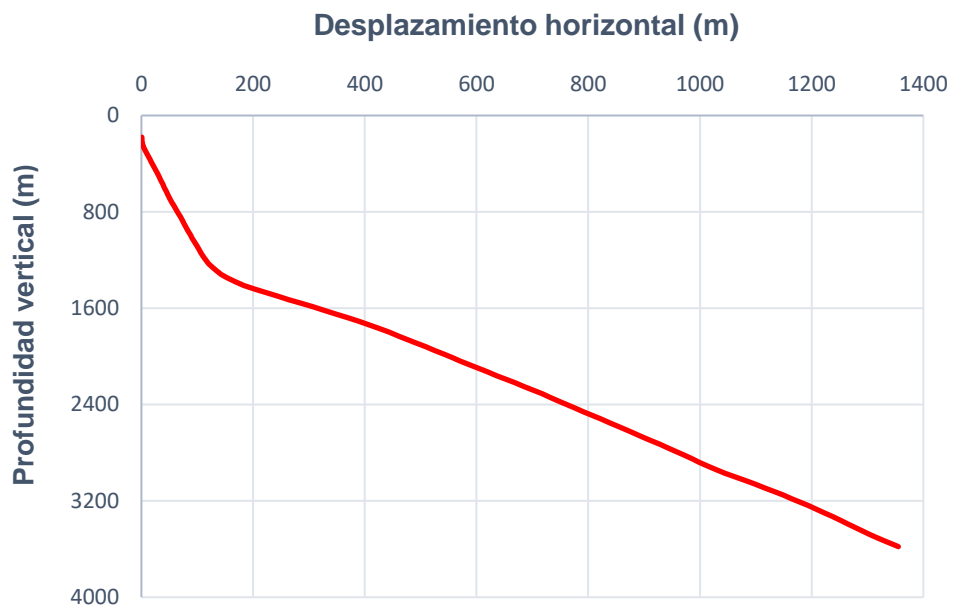


Fig. 4.6 Perfil de desviación del pozo

4.2.4 Datos de presión-producción

En la **Tabla 4.3** se indican los datos procesados de un reporte PLT disponible, y que se requieren para generar la curva de comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo.

Tabla 4.3. Datos de presión-producción

Propiedad	Valor	Unidad
Presión de yacimiento	159.8	kg/cm ²
Presión de fondo fluyendo	159.1	kg/cm ²
Temperatura del yacimiento	115	°C
Temperatura en la cabeza del pozo	23	°C
Presión en la cabeza del pozo	20	kg/cm ²
Gasto de aceite @c.e.	1200	bpd
Gasto de inyección de gas @c.e.	3	MMpcd
Relación gas-aceite	50	m ³ /m ³
Diámetro del estrangulador	1	pg

Con respecto a los datos de aforos en el periodo considerado en este estudio, puede mencionarse que el pozo produjo de 8 a 9 Mbpd de petróleo crudo, con gastos de entre 5 y 7 MMpcd de gas de BN. Las presiones en la cabeza fueron del orden 11 a 12 kg/cm².

4.2.5 Problemática de inestabilidad de flujo

De acuerdo con información de campo, el pozo A1 ha presentado frecuentemente inestabilidad de flujo. Por ejemplo, la **Figura 4.7** muestra una gráfica L10 con el registro de la presión en la cabeza. Se observa que el comportamiento fue cuasi-estable con la inyección de 6.1 MMpcd de gas de BN; las variaciones de presión en esta condición son de alta frecuencia y amplitud pequeña (menores a 2 kg/cm²), por lo que no representan un problema en la operación del pozo.

Por otra parte, en la misma Figura 4.7, se observa que el flujo se desestabilizó cuando la inyección de gas se redujo a 6 MMpcd; en estas condiciones, la variación de la presión (Δp) fue de 4.4 kg/cm², con valores mínimo de 8.8 kg/cm² y máximo de 13.2 kg/cm². Es de esperar que la amplitud de las oscilaciones se hubiera incrementado si el gasto de gas de BN hubiera disminuido aún más. Estos datos, así como el gasto de aceite y la relación gas-aceite medidos durante el aforo del pozo en ambas condiciones, se indican en la Tabla 4.4.

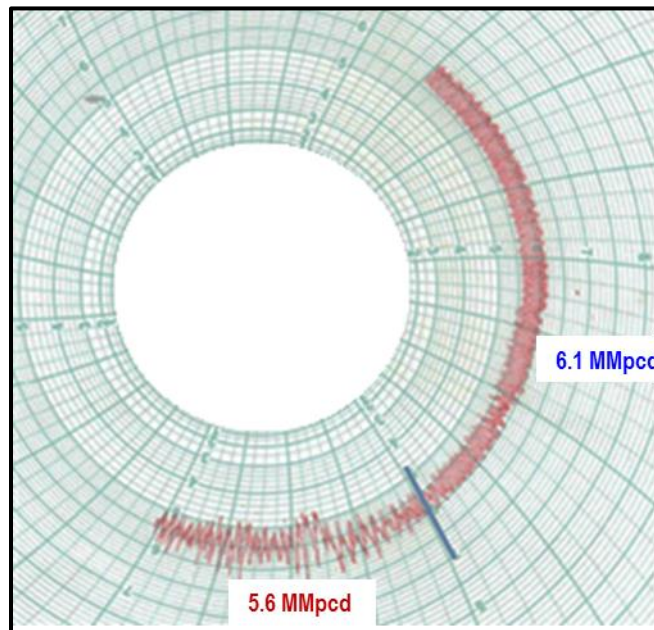


Fig. 4.7 Comportamiento de la presión en la cabeza del pozo A1 (Larios y Guerrero, 2018)

Tabla 4.4 Datos de campo y condición de estabilidad de flujo del pozo A1.

Gasto BN MMpcd	Presión en la cabeza kg/cm ²			RGA m ³ /m ³	Gasto de aceite bpd	Condición
	Mín.	Máx.	Prom.			
6.1	11	13	12	164	9,200	Estable
5.6	8.8	13.2	11	161	8,500	Inestable

4.3 Análisis de estabilidad

Primeramente, se generó y calibró el modelo del pozo en el programa computacional descrito en el capítulo 3, a partir de la información primaria disponible. Posteriormente, se generaron mapas de estabilidad con base en los criterios de Asheim (1988) y los criterios modificados de Asheim (Guerrero, 2019), y se compararon las fronteras de estabilidad con los datos de campo. A continuación, se discuten los resultados obtenidos.

4.3.1 Validación del mapa de estabilidad

En la **Figura 4.8** se muestran las fronteras de estabilidad determinadas con los criterios originales de Asheim (1988) y con los criterios modificados (Guerrero, 2019). Asimismo, se indican las condiciones de operación registradas en campo (Figura 4.7 y Tabla 4.4). En las simulaciones se consideró que la inyección se efectuó por una sola válvula (a 2927 m), con un diámetro de orificio de 0.5 μg ; como se mencionó en la descripción del estado mecánico del pozo, se tienen instaladas dos válvulas, pero se desconoce si sólo operaba una o las dos cuando se obtuvieron los datos de campo.

Como puede observarse en la Figura 4.8, ambos criterios tienden a sobreestimar la región de estabilidad del sistema; sin embargo, los criterios modificados presentan una mejora sustancial con relación a los criterios originales de Asheim. Por ejemplo, para presiones en la cabeza de 10 a 12 kg/cm², los datos de campo indican que se requieren al menos 6 MMpcd de gas de BN para estabilizar el flujo. En este rango de presiones, los criterios de Asheim indican que sólo basta la inyección de 1.5 MMpcd. Con los criterios modificados, el gasto de gas en la transición de estabilidad es de 4.5 MMpcd, lo cual está más próximo a lo observado en campo.

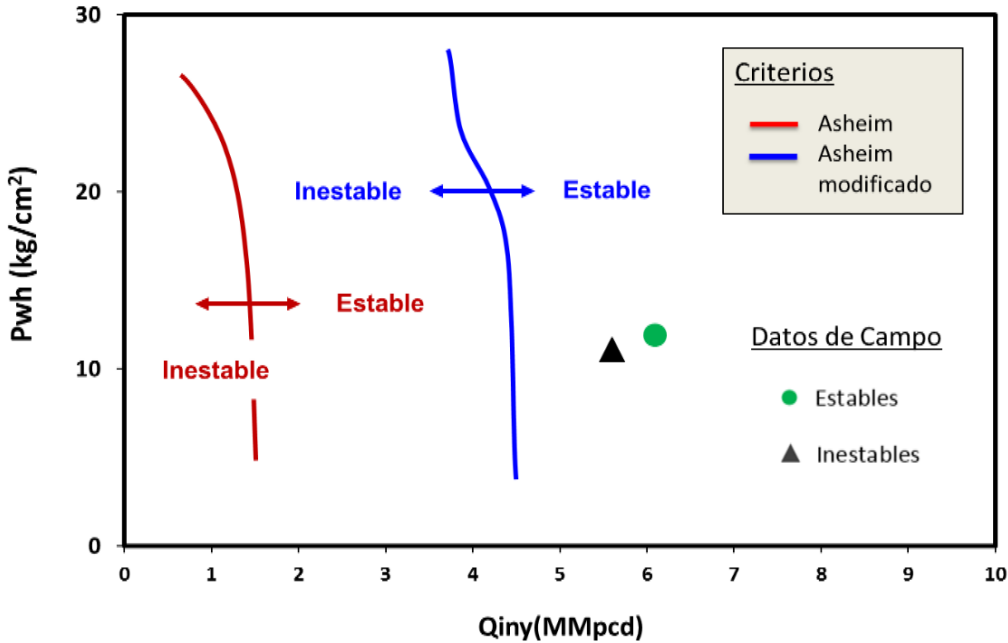


Fig. 4.8 Comparación de las fronteras de estabilidad generadas con los criterios de Asheim (1988) y los criterios de Asheim modificados (Guerrero, 2019), contra datos de campo

Para continuar con el estudio, se generó un segundo mapa considerando que la inyección se realizó a través de las dos válvulas instaladas; en este caso, se calculó un diámetro de orificio equivalente de 0.66 pg, y el punto de inyección se estableció en 2818 m (punto medio). En la **Figura 4.9** se muestra la frontera de estabilidad

obtenida con los criterios modificados, y se compara con la calculada inicialmente considerando la inyección por una sola válvula.

De acuerdo con los resultados mostrados en la Figura 4.9, es probable que se haya presentado la interferencia del flujo entre las válvulas durante la toma de información. Es interesante notar en la Figura 4.7 las fluctuaciones de pequeña amplitud y alta frecuencia de la presión de cabeza durante la inyección de 6.1 MMpcd; aun cuando estas fluctuaciones no son relevantes para la operación del sistema, sí podrían explicar porque los criterios modificados indican que se requieren alrededor de 7.5 MMpcd de gas de BN para estabilizar totalmente el flujo en el rango de 10 a 12 kg/cm².

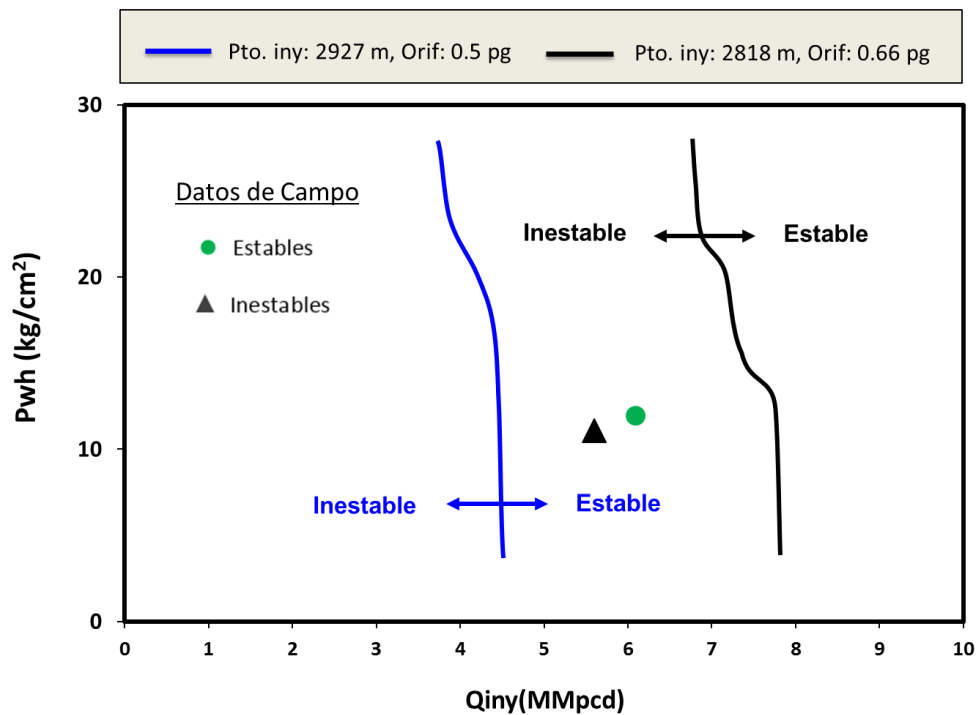


Fig. 4.9 Comparación de las fronteras de estabilidad generadas con los criterios de Asheim modificados (Guerrero, 2019) para dos escenarios de inyección, contra datos de campo

En el capítulo siguiente se presentan y discuten los resultados de un estudio paramétrico, en el que se investiga el efecto del diámetro del orificio de la válvula operante, la profundidad de inyección, la relación gas-aceite, y la viscosidad del aceite, en la frontera de estabilidad del sistema.

Capítulo 5

Estudios paramétricos

Mediante el uso de mapas de estabilidad, en este capítulo se discute el efecto del diámetro del orificio de la válvula operante, la profundidad de inyección, la relación gas-aceite, y la viscosidad del aceite, en la frontera de estabilidad del pozo A1. El objetivo del estudio es visualizar posibles estrategias de estabilización.

5.1 Efecto del diámetro del orificio de la válvula operante

Se analizó el efecto del diámetro del orificio de la válvula operante sobre las fronteras de estabilidad. En la **Tabla 5.1** se indica la profundidad de inyección y la relación gas de formación-aceite utilizadas en las simulaciones. Se consideraron diámetros de orificio de 0.5 y 0.625 pg. Las fronteras de estabilidad correspondientes se muestran en la **Figura 5.1**.

En la Figura 5.1 se observa que la región de flujo inestable se incrementa si el diámetro del orificio aumenta; por lo tanto, se necesitará un gasto mayor de gas de BN para estabilizar el flujo. Por ejemplo, en el rango de 10 a 12 kg/cm² de presión en la cabeza, el gasto de gas en la transición se incrementa de 4.5 a 6.5 MMpcd. Esto se explica porque la caída de presión a través de la válvula se reduce conforme

el diámetro del orificio aumenta; así, el gasto de gas es más sensible a las perturbaciones de presión en la tubería de producción, promoviendo la desestabilización del flujo.

Tabla 5.1 Datos de entrada para analizar el efecto del diámetro del orificio de la válvula de BN

Propiedad	Valor	Unidad
Profundidad de inyección	2927	m
Diám. del orificio de la válvula de BN	0.5 y 0.625	pg
Relación gas de formación-aceite	170	m ³ /m ³

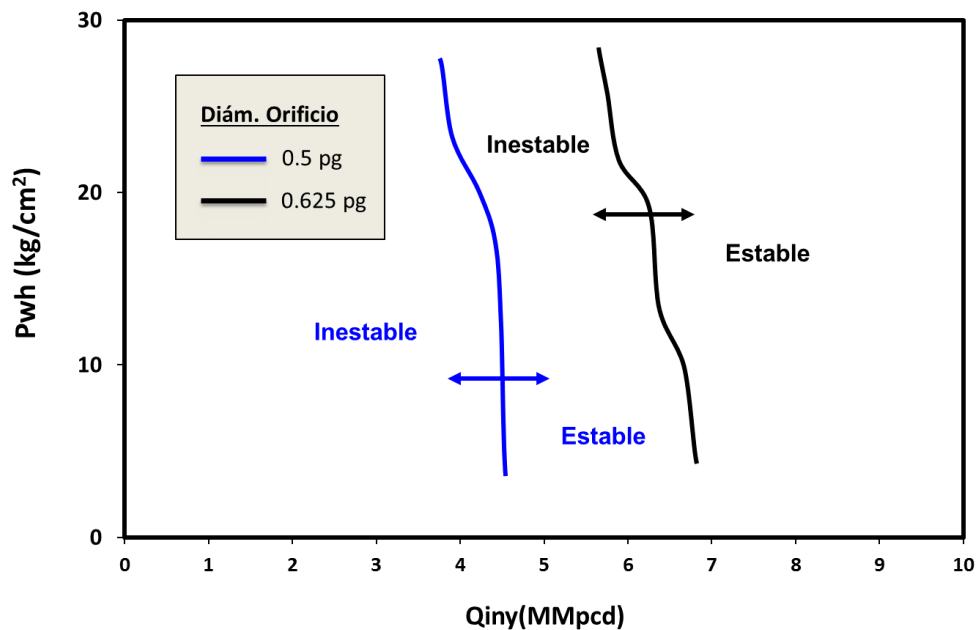


Fig. 5.1 Efecto del diámetro del orificio de la válvula de inyección sobre la frontera de estabilidad

5.2 Efecto de la profundidad de inyección

Se analizó el efecto de la profundidad de inyección sobre la frontera de estabilidad. Para tal efecto, se consideraron profundidades de 2,000 y 2927 m; la relación gas-aceite y el diámetro del orificio de la válvula de BN se indican en la **Tabla 5.2**. El mapa de estabilidad generado se presenta en la **Figura 5.2**.

La Figura 5.2 muestra que profundizar el punto de inyección tiene un efecto estabilizador, lo cual resulta interesante ya que se ha reportado lo contrario (Fairuzov et al., 2004; Larios y Guerrero, 2017). Estos resultados aparentemente contradictorios pueden explicarse con base en el análisis de las premisas de estabilidad de Asheim (1988).

Primero, la caída de presión a través de la válvula operante se reduce si se profundiza el punto de inyección; esto favorece la inestabilidad porque el gasto de gas a través de la misma será más sensible a los disturbios de presión en la tubería de producción. Por otra parte, si el punto de inyección se encuentra más próximo al intervalo productor, entonces resulta más fácil que el yacimiento aporte un gasto mayor de líquido cuando la presión en el punto de inyección disminuye (efecto estabilizador). De esta manera, la condición de estabilidad dependerá de cuál de los dos efectos predomine.

Ahora bien, entre más grande sea la columna de fluidos debajo de la válvula operante (cientos de metros en el pozo analizado), será más difícil que el yacimiento responda a los disturbios de presión en el punto de inyección. Por lo tanto, la hidrodinámica de la columna debe ser incorporada en los análisis de estabilidad, como ocurre en los criterios modificados de Asheim (Guerrero, 2019) utilizados en el presente trabajo.

Tabla 5.2 Datos de entrada para analizar el efecto de la profundidad de inyección

Propiedad	Valor	Unidad
Profundidad de inyección	2000 y 2927	m
Diám. del orificio de la válvula de BN	0.5	pg
Relación gas de formación-aceite	170	m ³ /m ³

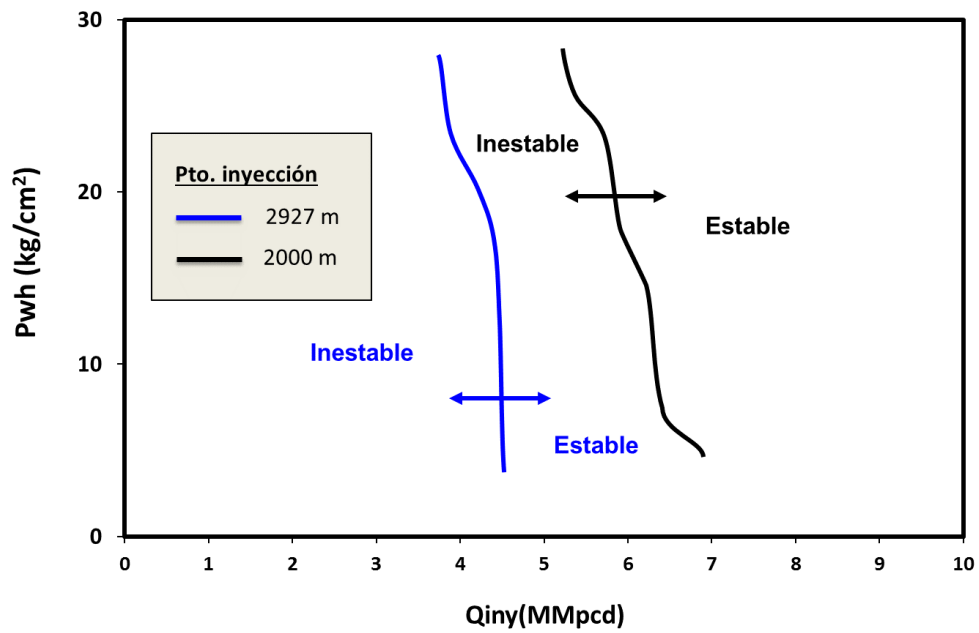


Fig. 5.2 Efecto de la profundidad de inyección sobre la frontera de estabilidad

5.3 Efecto de la relación gas-aceite

De acuerdo con la información disponible, la relación gas-aceite (RGA) original fue de $50 \text{ m}^3/\text{m}^3$; ahora bien, en el periodo considerado en este estudio se reportaron valores de hasta $170 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Esto indica que el yacimiento está saturado y que en el pozo hay entrada de gas del casquete. Por lo tanto, se analizó el efecto de la RGA en la estabilidad del flujo. Las condiciones consideradas en las simulaciones se indican en la **Tabla 5.3**. En la **Figura 5.3** se muestran las fronteras de estabilidad obtenidas.

En la Figura 5.3 se observa que el incremento de la RGA tiene un efecto desestabilizador importante. Por ejemplo, cuando la RGA es de $50 \text{ m}^3/\text{m}^3$, se requieren alrededor de 2 MMpcd de gas de BN para estabilizar el flujo en el rango de presiones de 10 a 12 kg/cm^2 . Sin embargo, se necesitan más de 4.5 MMpcd cuando se incrementa a $170 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Analizando las premisas de estabilidad de Asheim (1988), el efecto desestabilizador que tiene el incremento de la RGA se debe a que la densidad de la mezcla de los fluidos que entran al pozo se reduce cuando la presión en el punto de inyección disminuye.

Tabla 5.3 Datos de entrada para analizar el efecto de la RGA

Propiedad	Valor	Unidad
Profundidad de inyección	2927	m
Diám. del orificio de la válvula de BN	0.5	pg
Relación gas de formación-aceite	50 y 170	m^3/m^3

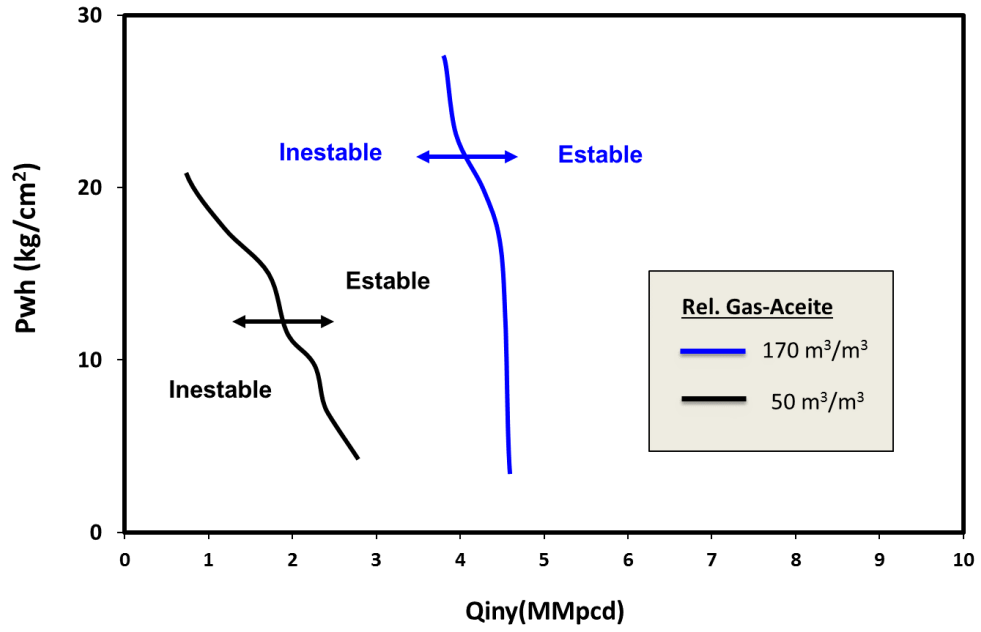


Figura 5.3 Efecto de la relación gas de formación-aceite sobre la frontera de estabilidad

5.4 Efecto de la viscosidad

El efecto de la viscosidad del aceite sobre las fronteras de estabilidad se muestra en la **Figura 5.4**. En las simulaciones realizadas se consideró que la viscosidad del aceite transportando en la tubería de producción se incrementa cuatro veces; al respecto, es importante destacar que no se consideró su efecto sobre el comportamiento de afluencia del yacimiento.

En la **Tabla 5.4** se indican la profundidad de inyección, el diámetro de la válvula y la relación gas-aceite. De acuerdo con los resultados mostrados en la Figura 5.4, el incremento de la viscosidad tiene un efecto estabilizador. Independientemente de la presión en la cabeza, se requieren 1.5 MMpcd menos de gas de BN para estabilizar el flujo si la viscosidad se incrementa cuatro veces.

Es interesante mencionar que Larios y Guerrero (2017) encontraron en un sistema similar que el incremento de la viscosidad tiene un efecto desestabilizador, particularmente a bajas presiones (menores de 15 kg/cm²); sin embargo, estos autores también mencionan que puede tener un efecto estabilizador bajo determinadas condiciones.

El efecto estabilizador del incremento de la viscosidad se explica al considerar que la fricción en el pozo aumenta, con lo cual las perturbaciones en el sistema tenderán a disiparse. Por otra parte, también es posible que el sistema tienda a desestabilizarse porque se dificulta la entrada de líquido al pozo cuando la presión en el punto de inyección disminuye.

Por lo tanto, se recomienda realizar más estudios con relación al efecto del incremento de la viscosidad sobre la estabilidad del flujo, incorporando en el análisis la consecuente reducción del índice de productividad (efecto desestabilizador)..

Tabla 5.4 Datos de entrada para analizar el efecto de la viscosidad del aceite

Propiedad	Valor	Unidad
Profundidad de inyección	2927	m
Diám. del orificio de la válvula de BN	0.5	pg
Relación gas de formación-aceite	170	m ³ /m ³

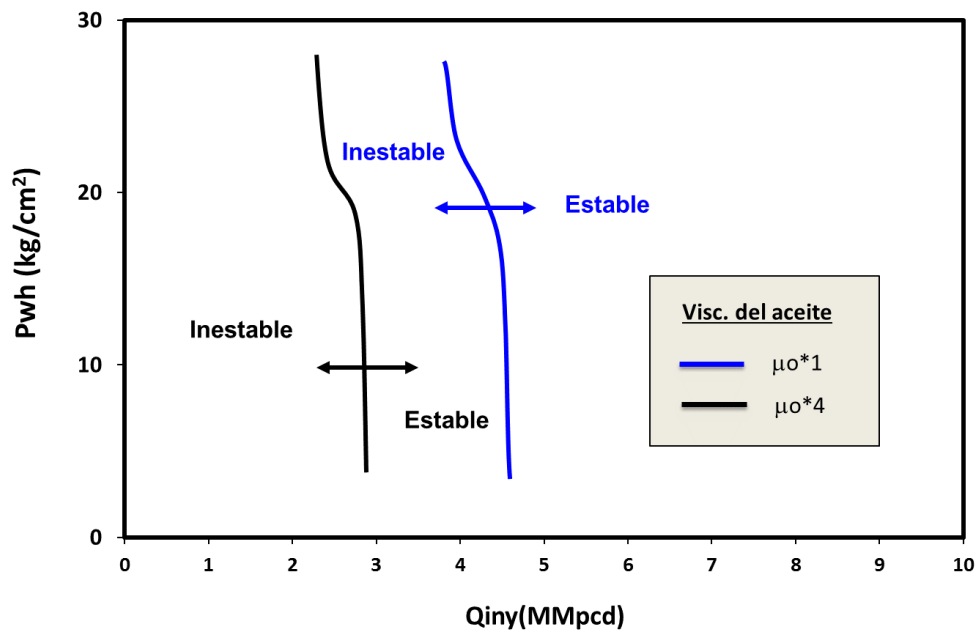


Figura 5.4 Efecto de la viscosidad sobre la frontera de estabilidad

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

1. Se revisó la literatura sobre la estabilidad del flujo en pozos con BNC, así como de los criterios existentes para predecir las condiciones de operación y diseño que derivan en inestabilidad.
2. Se realizó un análisis de la estabilidad del flujo en un pozo tipo que opera con BNC en un campo costa afuera productor de aceite pesado en México. Para tal efecto, se recopiló, revisó y procesó la información primaria y de campo del pozo.
3. Se desarrolló un modelo del pozo seleccionado en una herramienta computacional de análisis de estabilidad, y se generaron mapas con base en los criterios de estabilidad de Asheim y de Asheim modificados.
4. Las fronteras de estabilidad calculadas se validaron con información de campo para una condición de operación estable y una inestable. Se mostró que los criterios modificados de Asheim reproducen de manera más aproximada la frontera de estabilidad en comparación con los resultados obtenidos con los criterios originales.

5. Se realizaron estudios paramétricos para identificar el efecto de variables selectas de operación y diseño sobre la estabilidad del flujo. Se determinó que:
 - a) Reducir el diámetro del orificio de la válvula de BN tiene un efecto estabilizador.
 - b) Profundizar en el punto de inyección tiene un efecto estabilizador.
 - c) El incremento de la relación gas-aceite tiene un efecto desestabilizador.
 - d) El incremento de la viscosidad del aceite en el pozo tiene un efecto estabilizador.

Recomendaciones

1. Continuar con la validación de los criterios modificados de Asheim con información de otros pozos que producen aceite pesado y operan con BNC.
2. Realizar más estudios sobre el efecto de la viscosidad del aceite sobre la estabilidad del flujo, incorporando en el análisis la consecuente reducción del índice de productividad del yacimiento.
3. Considerar en los análisis el efecto de la hidrodinámica de la columna de fluido debajo del punto de inyección sobre la estabilidad del flujo.

Referencias

1. Abdul-Majeed, G.H. y Abu Al-Soof, N.B. 2000. Estimation of Gas-Oil Surface Tension. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 27 (3-4): 197-200.
2. Alhanati, F.J.S, Lagerlef and Zelimir S., 1993. *Continuous Gas-Lift Instability; Diagnosis, Criteria and Solutions*. Artículo SPE 26554, presentado en: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 3-6. <http://dx.doi.org/10.2118/26554-MS>.
3. Alves, I.N., Alhanatl, F.J.S. and Shoham, O. 1992. *A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines*. *SPE Production Engineering* 7 (4): 363-367. <http://dx.doi.org/10.2118/20632-PA>
4. Asheim, H. 1988. Criteria for Gas-Lift Stability. *Journal of Petroleum Technology* 40 (11): 1452-1456. <http://dx.doi.org/10.2118/16468-PA>
5. Avest, P. Oudemán. 1995. Dynamic Simulator to Analyse and Remedy Gas Lift Problems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-25 October, Dallas, Texas SPE-30639-MS. <https://doi.org/10.2118/30639-MS>
6. Beggs, H.D. y Robinson, J.R. 1975. Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems. *Journal of Petroleum Technology* 27 (9): 1140-1141. <http://dx.doi.org/10.2118/5434-PA>

7. Blick, E.F., Enga, P.N. and Lin, P.C.1988. Stability Analysis of Flowing Oil Wells and Gas Lift Wells. *SPE Production & Engineering* 3 (4): 508-514. <https://doi.org/10.2118/15022-PA>
8. Brown K., 1984a. *The technology of artificial lift Methods*, vol. 4, PennWell Publishing co., Tulsa, Oklahoma.
9. Calva-Morales C., Carmona-Diaz R., Cervantes-Baza T., Fairuzov V.Y., GuerreroSarabia, Miguel-Hernández N. y Rojas-Figueroa A., 2004. Stability Maps for Continuous Gas-Lift Wells: A New Approach to Solving an old Problem.
10. CNH. 2018. Portal de información técnica.Recuperado de: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/iicnih2/>. Consultada el 3 de agosto del 2018.
11. CNH. 2019. Sistema de información de hidrocarburos. Producción de petróleo y gas por cuenca y ubicación. Recuperado de: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/SIH>. Consultada el 2 de enero del 2019.
12. CNH. 2019. Tablero de Producción de Petróleo y Gas. Recuperado de: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboards.php#>. Consultada el 8 de enero del 2019.
13. Dranchuk, P. M. y Abu-Kassem, J.H., 1975. Calculation of Z factor for Natural Gases Using Equations-of-state, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, JulySeptember: 14,34.
14. Fairuzov, V.Y., Guerrero-Sarabia, I., Calva-Morales, C., Carmona-Diaz, R., Cervantes-Baza, T., Miguel-Hernández, N. and Rojas-Figueroa, A. 2004. Stability Maps for Continuous Gas-Lift Wells: A New Approach to Solving an old Problem. Artículo SPE 90644, presentado en: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, September 26-29. <http://dx.doi.org/10.2118/90644-MS>.
15. Gruppung, A.W., Luca, C. W. F. and Vermulen F.F. 1984a. Continuous Flow Gas Lift Heading Action Analyzed for Stabilization, *Oil and Gas Journal*. 47-51.

16. Gruppig, A.W., Luca, C. W. F. and Vermulen F.F. 1984b. Continuous Flow Gas Lift These Methods Can Eliminate or Control Annulus Heading, *Oil and Gas Journal*. 186-192.
17. Guerrero Sarabia, T.I. 2004. Nuevo Criterio de Estabilidad para Pozos con Bombeo Neumático Continuo. Tesis de Maestría, UNAM, México, D.F.
18. Guerrero Sarabia T.I., 2011. Análisis No-Lineal de Estabilidad de Flujo para Pozos Petroleros con Bombeo Neumático Continuo, Tesis de Doctorado UNAM, México.
19. Guerrero Sarabia, T.I. 2019. Estudio sobre la inestabilidad del flujo en pozos petroleros que producen aceite pesado y operan con bombeo neumático continuo. Proyecto UNAM-DGAPA-PAPIIT, IA107817.
20. Hagedorn A.R., Brown K.E., 1965. Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two phase Flow in small vertical diameter vertical conduits, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, April: 475-484.
21. Hu, B. and Golan, M.: "Gas-Lift Instability Resulted Production Loss and Its Remedy by Feedback Control: Dynamical Simulation Results", SPE 84917, presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, October 20-21, 2003.
22. Lee A.L., González M.H. y Eakin B.E., 1966. The Viscosity of Natural Gases, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, August: 997-1000.
23. Larios, J. 2016. Análisis lineal y no lineal de estabilidad de flujo en pozos con bombeo neumático de los campos maloob y zaap. Ingeniería Petrolera. Tesis de Maestría, UNAM, México, D.F.
24. Larios, J. y Guerrero, I. 2017. Estudio de caso: análisis de estabilidad de flujo en un pozo con BNC del campo Maloob. Ingeniería Petrolera, 57 (6): 437-449.
25. Larios, J. y Guerrero, I. 2018. Beneficios de la estabilización y optimización de pozos e instalaciones superficiales: experiencias en el campo Zaap. Presentado en: Congreso Mexicano del Petróleo. Acapulco, Guerrero, 26-29 septiembre.

26. Lozada, M., Poblano, E., Guerrero, I., and Fairuzov, Y.V. (2011). Flow Instabilities in Gas-Lift Wells with Water Coning. Artículo SPE 142694, presentado en: SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, September 25-28. <https://doi.org/10.2118/142694-MS>
27. Maysse Roque. 2015. Análisis de estabilidad de flujo en pozos con bombeo neumático continuo del campo Jjujo-Tecominoacán. Ingeniería Petrolera. Tesis de Maestría, UNAM, México, D.F.
28. McCain W.D. Jr. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa Oklahoma: PennWell Books.
29. Pemex. 2015. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015. Recuperado de:
www.pemex.com Consultada el 3 de febrero del 2019.
30. Poblano, E., Camacho, R. and Fairuzov, Y.V. 2005. Stability Analysis of Continuous-Flow Gas Lift Wells. *SPE Production & Facilities* **20** (1):70-79. <https://doi.org/10.2118/77732-PA>
31. Schlumberger. 2010. Bombeo neumático. Recuperado de:
<https://vdocuments.mx/bombeo-neumatico-basico-schlumberger.html> Consultada el 1 de febrero del 2018.
32. Standing, M.B. 1947. *A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases*. Drilling and Production Practice. API Drilling and Production Practice (1947): 275-287.
33. Standing, M.B. 1977. *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*. Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas.
34. Standing M.B., 1981. *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*, ninth edition SPE, Texas.

35. Vazquez, M. and Beggs, H.D. 1980. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. *Journal of Petroleum Technology* 32 (6): 968-970.
<http://dx.doi.org/10.2118/6719-PA>
36. Vogel J.V., 1968. *Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Well*, JPT 83, January.

Apéndice A

Sistema de bombeo neumático continuo (BNC)

Descripción

Los sistemas artificiales de producción tienen como objetivo complementar la energía proveniente del yacimiento, éstos transportan los fluidos contenidos en el fondo del pozo hasta la superficie. El sistema de bombeo neumático continuo consiste en la inyección continua de gas a alta presión, con el fin de mantener o aumentar el potencial de flujo. El gas se inyecta por el espacio anular e, ingresa a la TP por medio de una válvula, mezclándose con los fluidos provenientes del yacimiento. Debido a lo anterior, la RGL aumenta y ocasiona una diferencial de presión dentro del pozo que reduce la carga hidrostática dentro de la TP y la formación.

El sistema de inyección BNC está compuesto principalmente por:

1. Suministro de gas (gas seco deshidratado o nitrógeno) a alta presión, por medio de una estación de compresión, compresor de gas a boca de pozo o algún pozo productor de gas.
2. Sistema para regular el gasto de gas en la cabeza de pozo, válvula o estrangulador.

3. Espacio anular entre la tubería de producción y revestimiento.
4. Sistema de control de gas que conecta el espacio anular con la tubería de producción, válvula operante.
5. Equipo superficial para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

El suministro de gas a alta presión (estación de compresión) puede emplearse para un campo o una pera (grupo de pozos), como se muestra en la **Figura A.1**.

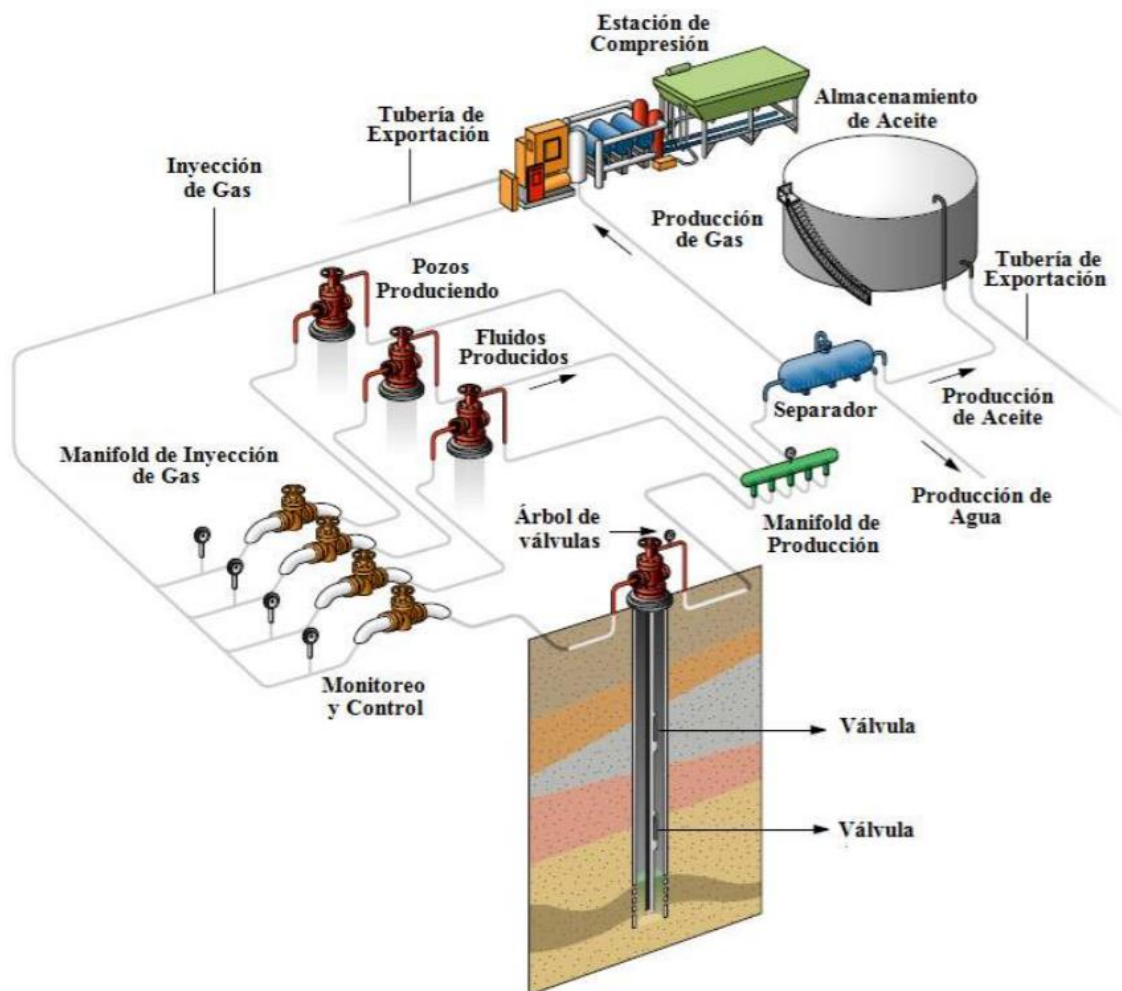


Fig. A.1 Esquema completo de un sistema de BN (Schlumberger, 2010)

Tipos de instalaciones de un BNC

Dentro del sistema de BNC pueden tenerse diferentes tipos de instalaciones, dependiendo principalmente de las características mecánicas del pozo (tipo de terminación), así como las características de producción (agua, arena, gas, etc.). Por otra parte, resulta de gran importancia analizar el comportamiento de la presión en el fondo y el índice de productividad del pozo. Dentro de los tipos de instalaciones de BNC pueden mencionarse:

Instalación Abierta

La terminación del pozo se realiza mediante el colgamiento de la tubería de producción al cabezal del pozo sin el uso de algún empacador; por lo cual existe comunicación directa entre el espacio anular y la tubería de producción.

Estas instalaciones normalmente se ocupan en pozos que hayan tenido buenas características de producción, permitiendo que el nivel de los fluidos sea alto y el mismo líquido permita el sello. Una de las desventajas de este tipo de instalación es la presión variable en la línea de descarga en superficie. Esta variación puede dañar las instalaciones superficiales; adicionalmente, el nivel del pozo estará fluctuando en el espacio anular, derivando en problemas para ubicar la válvula de inyección.

Instalación Semicerrada

En la instalación semicerrada se coloca un empacador para sellar el espacio entre la TP y el espacio anular. Esto es una gran ventaja, puesto que no permite que el fluido proveniente del yacimiento entre al espacio anular, mejorando el manejo de la producción en el sistema. Así, el nivel del fluido se mantendrá por arriba de la válvula de operación y los incrementos de presión en el pozo no afectaran a la tubería de revestimiento, evitando daños en la infraestructura del pozo.

Instalación cerrada

Esta instalación se realiza en el espacio anular y la conexión de la TP. Este arreglo emplea un empacador de producción y una válvula de pie (principalmente en el fondo del pozo o debajo de la válvula operante) que permite que la energía del yacimiento no sienta el cambio de presión en el fondo. Esta instalación es usada comúnmente para pozos con baja presión en el fondo.

En la **Figura A.2** se muestra las características de los tipos de instalación mencionados.

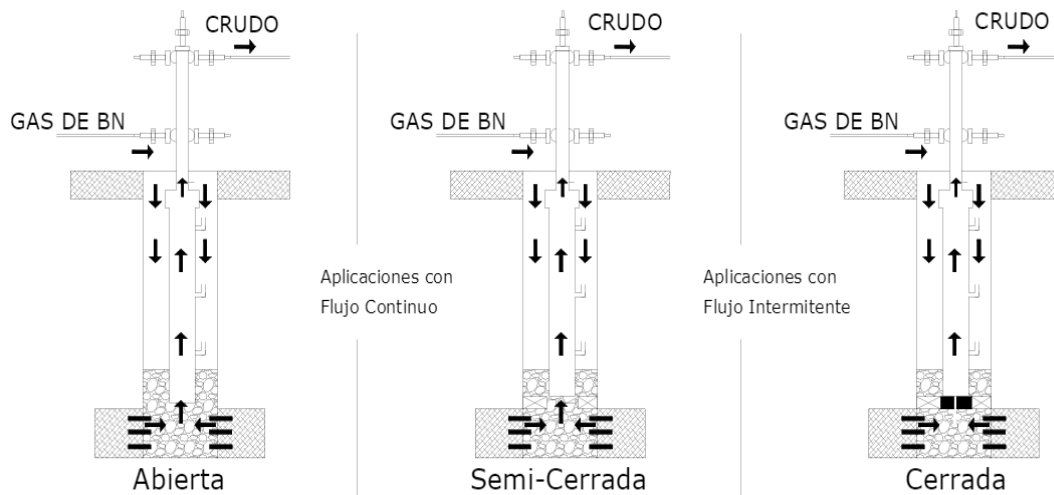


Fig. A.2 Tipos de instalaciones de BN

Consideraciones para el diseño

Los factores a considerar para el diseño del sistema de BNC tienen como objetivo aprovechar de la mejor manera la capacidad de aportación del pozo por medio de

la energía del yacimiento, asimismo cuidar los aspectos económicos de su instalación. Los principales parámetros del diseño son:

1. Mecanismo de empuje del yacimiento
2. Propiedades de los fluidos
3. Índice de productividad
4. Comportamiento del flujo vertical (correlaciones de flujo multifásico)
5. Emulsiones
6. Históricos de producción
7. Volumen de gas de inyección
8. Presión del separador
9. Calidad del gas

Por otra parte, en cuanto a las instalaciones superficiales y subsuperficiales se tiene:

1. Cabezal del pozo
2. Línea de descarga
3. Separador
4. Tanque de almacenamiento
5. Registradores de presión
6. Compresor
7. Válvulas de BN

Válvulas de BN

Uno de los componentes más importantes del BNC son las válvulas subsuperficiales, las cuales son el medio de conexión del espacio anular y la TP del gas de BN. Estas tienen como propósito descargar el pozo a la profundidad establecida con la presión de operación, levantar los fluidos del yacimiento a partir del punto de inyección aumentando el gasto de producción.

Por último, el pozo debe limpiarse de cualquier residuo y fluido para de control para impedir que se tape la válvula, a esto se le conoce como acondicionamiento. Por otro lado, al arrancar la instalación los componentes superficiales y las válvulas en el fondo del pozo deben estar previamente probadas e instaladas; además la válvula operante debe estar abierta e instalada a la profundidad de interés.

Apéndice B

Propiedades del aceite y gas

Las propiedades de los fluidos del yacimiento resultan indispensables en diversas áreas de la industria petrolera, ya sea para caracterizar el modelo dinámico del yacimiento, mejorar la productividad del pozo por medio del cálculo de las caídas de presión, diseñar instalaciones superficiales, tratar el crudo y la instalación de sistemas artificiales de producción.

Es recomendable que la caracterización de las propiedades de los fluidos sea por medio de estudios PVT realizados en laboratorio, entre las pruebas más comunes tenemos expansión a composición constante, agotamiento a volumen constante, liberación diferencial y pruebas de separador. Algunos de los resultados que se obtienen de estas pruebas son la presión de saturación, el comportamiento de la relación de solubilidad, el factor de volumen y la viscosidad del aceite y gas.

Debido a que los estudios PVT se realizan normalmente a temperatura del yacimiento, es necesario estimar las propiedades a diferentes condiciones, a través de ecuaciones de estado o correlaciones empíricas. La herramienta computacional utilizada requiere estimar las propiedades del aceite y gas en su trayecto del yacimiento hasta la superficie. A continuación, se muestran las correlaciones consideradas en el modelo.

Unidades

- Presión.....[psia]
- Temperatura.....[°F]
- Relación de solubilidad.....[ft³/lb]
- Compresibilidad.....[psi⁻¹]
- Viscosidad.....[cp]
- Tensión interfacial.....[dina/cm]

Propiedades del aceite

- Presión de Burbuja, P_b (Standing, 1947):

$$P_b = 18.2 \left(\left(\frac{RGA}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125API)} \right).$$

- Factor de formación de volumen del aceite B_o :

Para aceite saturado (Standing, 1947):

$$B_o = 0.9759 + 0.00014 \left(R_s \sqrt{\left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right) + 125T} \right)^{1.175}.$$

Para aceite bajosaturado (Standing, 1947):

$$B_o = B_{ob} e^{(-C_o(p - P_b))}$$

- Relación de solubilidad, R_s (Standing, 1977):

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125API - 0.000091T)} \right]^{1.2048} .$$

- Compresibilidad isotérmica del aceite bajosaturado, C_o (Vázquez y Beggs, 1980):

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_g + 12.61API}{10^5 p} .$$

- Viscosidad del aceite, μ_o :

Para aceite saturado (Beggs y Robinson, 1975):

$$\mu_o = [10.715(R_s + 100)^{-0.515}] \mu_{od}^b .$$

Para aceite muerto (Beggs y Robinson, 1975):

$$\mu_o = 10^x - 1 ,$$

$$x = \frac{10^{(3.0324 - 0.02023API)}}{T^{1.163}} ,$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} .$$

Para aceite bajosaturado (Vázquez y Beggs, 1980):

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m ,$$

$$m = 2.6p^{1.187}10^a,$$

$$a = -(8.98 \times 10^{-5})p - 11.513.$$

- Tensión interfacial, $\sigma_{o/g}$ (Abdul Majee et al., 2000):

$$\frac{\sigma_o}{g} = k(38.085 - 0.259API)(1.1701 - (1.6944 \times 10^{-3})T),$$

si $R_s < 280.75$ [ft³/bl]

$$k = (1 + 4.4183 \times 10^{-3} R_s^{1.0157})^{-1},$$

si $R_s > 280.75$ [ft³/bl]

$$k = (227.7886 R_s)^{-1.1367}.$$

Propiedades del gas

- Propiedades pseudocríticas (Standing, 1981):

$$T_{pc} = 168 + 325\gamma_g - 125\gamma_g^2,$$

$$p_{pc} = 667 + 15\gamma_g - 37.5\gamma_g^2.$$

- Factor de compresibilidad, z (Dranchuk y Abu-Kassem, 1975):

$$z = \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right) \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^2 +$$

$$-A_9 \left(\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^5 + A_{10} (1 + A_{11} \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \exp(-A_{11} \rho_r^2) + 1.$$

Donde:

$$A_1=0.3265$$

$$A_5=-0.05165$$

$$A_9=0.1056$$

$$A_2=-1.0700$$

$$A_6=0.5475$$

$$A_{10}=0.6134$$

$$A_3=-0.5339$$

$$A_7=-0.7361$$

$$A_{11}=0.7210$$

$$A_4=0.01569$$

$$A_8=0.1844$$

- Viscosidad del gas, μ_g (Lee et al., 1966):

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp \left[X \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^Y \right],$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M_g)(T + 460)^{1.5}}{209 + 19.3M_g + (T + 460)},$$

$$X = 3.5 + \left(\frac{986.4}{T + 460} \right) + 0.01M_g,$$

$$Y = 2.4 - 0.2X.$$

Apéndice C

Perfiles de presión y temperatura

Correlación de Hagedorn y Brown

Hagedorn y Brown (1965) desarrollaron esta correlación a partir de los datos experimentales de un pozo vertical de 1500 pies de profundidad. Emplearon aire para emular la fase gaseosa y cuatro líquidos diferentes como el agua y aceites con viscosidades alrededor de 10, 30 y 110 cp. Los diámetros de tubería que utilizaron fueron de 1.0, 1.25 y 1.5 pulg. (Brill y Mukherjee, 1999). Hagedorn y Brown no midieron el colgamiento de líquido, en lugar de eso, desarrollaron una ecuación para calcular el gradiente de presión que después de asumir una correlación para el cálculo del factor de fricción, se calculará un valor de pseudo colgamiento del líquido para cada prueba coincidiera con el gradiente de presión. Así, el colgamiento de líquido no es una medida verdadera de la porción de la tubería ocupada por el líquido, sino que es un parámetro de la correlación.

Predicción del colgamiento de líquido

Para calcular el término de gradiente de presión debido al cambio de elevación se debe determinar un valor de colgamiento de líquido. El cálculo del colgamiento involucra tres correlaciones, dos de las cuales son factores de corrección para la

viscosidad del líquido. A continuación, se presentan algunos parámetros adimensionales necesarios para la correlación. Estas ecuaciones incluyen constantes que las hacen correctas dimensionalmente cuando se usan unidades de campo.

$$N_{Lv} = \text{Número de la velocidad de líquido} = 1.938v_{sL}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (\text{C.1})$$

$$N_{gv} = \text{Número de la velocidad de gas} = 1.938v_{sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (\text{C.2})$$

$$N_d = \text{Número de diámetro de la tubería} = 120.872d \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \quad (\text{C.3})$$

$$N_L = \text{Número de la viscosidad de líquido} = 0.15726\mu_L^4 \sqrt{\frac{1}{\rho_L\sigma_L^3}} \quad (\text{C.4})$$

Cuando el flujo líquido incluye aceite y agua, las propiedades líquidas se ponderan de la siguiente manera.

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad (\text{C.5})$$

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad (\text{C.6})$$

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad (\text{C.7})$$

donde

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (\text{C.8})$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = 1 - f_o \quad (\text{C.9})$$

Estos números adimensionales fueron definidos para cualquier conjunto de unidades consistentes por Ros como:

$$N_{Lv} = v_{sL}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{g\sigma}}, \quad (\text{C.10})$$

$$N_{gv} = v_{sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{g\sigma}}, \quad (\text{C.11})$$

$$N_d = d \sqrt{\frac{\rho_L g}{\sigma}}, \quad (\text{C.12})$$

$$N_L = \mu_L^4 \sqrt{\frac{g}{\rho_L \sigma^3}}, \quad (\text{C.13})$$

La correlación para el colgamiento de líquido es dividida por un factor de corrección secundario que se muestra en la **Figura C.1** ($H_L = \frac{H_L}{\psi}$). La expresión requiere un valor de N_{Lc} que está correlacionado con N_L en la **Figura C.2**. En la **Figura C.3** se muestra la correlación del factor de corrección secundario

Una vez que se ha determinado el valor del colgamiento del líquido a partir de las Figuras C.1, C.2 y C.3, el gradiente de presión debido al cambio de elevación se calcula a partir de:

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] \quad (\text{C.14})$$

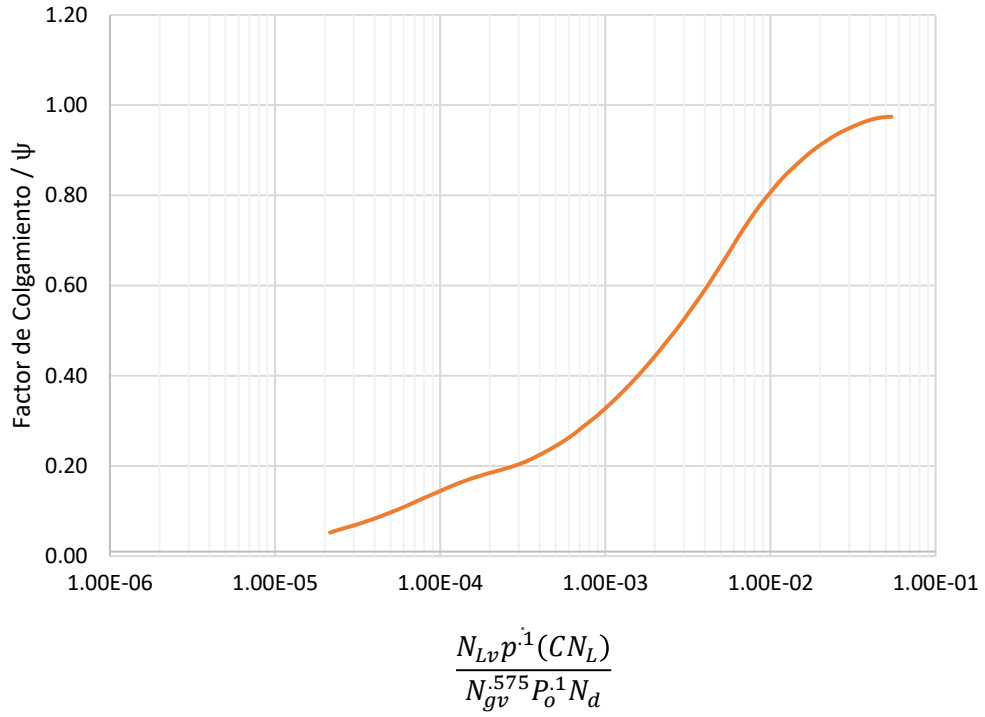


Fig. C.1 Correlación del factor de colgamiento

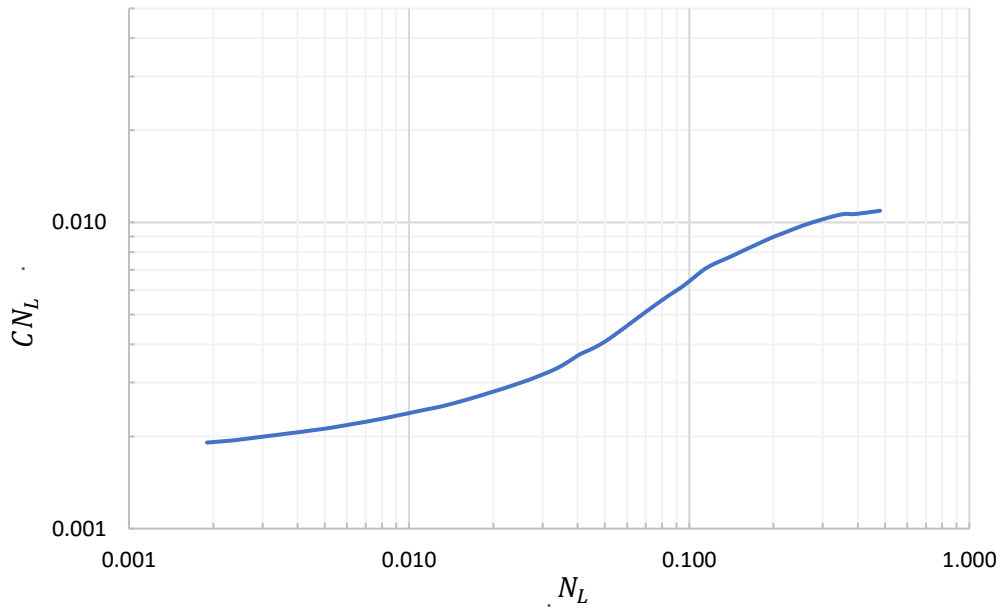


Fig. C.2 Correlación del coeficiente C para el número de viscosidad

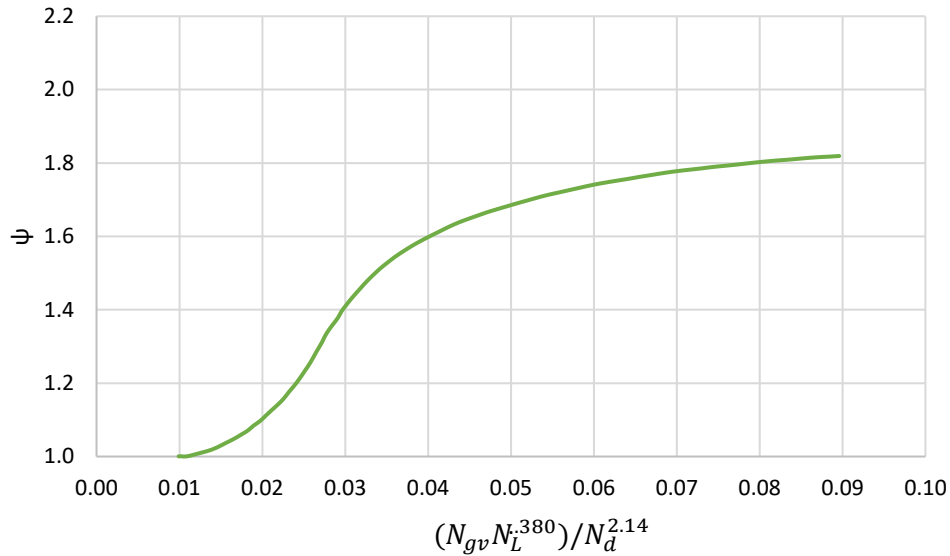


Fig. C.3 Correlación para el segundo factor de corrección

Gradiente de presión por fricción

El gradiente de presión debido a la fricción se obtiene a partir de

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = \frac{f \rho_f v_m^2}{2 g_c d}, \quad (\text{C.15})$$

donde

$$\rho_f = \frac{\rho_n^2}{\rho_s}, \quad (\text{C.16})$$

Esta ecuación se escribe en términos de flujo másico, multiplicando y dividiendo por el cuadrado del área de la tubería.

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = \frac{f_{TP} W^2}{2 g_c d A^2 \rho_s}, \quad (\text{C.17})$$

La expresión que Hagedorn y Brown propusieron es

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = \frac{f_{TP} W^2}{2.9652 \times 10^{11} \rho_s d^5}, \quad (\text{C.18})$$

donde

$$w = \text{flujo masico} \left[\frac{\text{lbm}}{\text{dia}} \right]$$

$$\rho_s = \text{densidad basada en el colgamiento de líquido} \left[\frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3} \right]$$

$$d = \text{diametro interior de la tubería} [\text{ft}]$$

$$f_{TP} = \text{factor de fricción de las dos fases}$$

El factor de fricción se correlaciona con el número de Reynolds para dos fases utilizando un diagrama de Moody estándar. El número de Reynolds es calculado como:

$$N_{Re} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_s}, \quad (\text{C.19})$$

o

$$N_{Re} = \frac{4w}{\pi d \mu_s}, \quad (\text{C.20})$$

donde

$$v_m = v_{sL} + v_{sg}, \quad (\text{C.21})$$

y

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} \times \mu_g^{H_g}. \quad (\text{C.22})$$

Gradiente de presión por aceleración

El gradiente de presión debido a la aceleración se calcula a partir de:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{acc} = \frac{\rho_s \Delta(v_m^2)}{2g_c dz}, \quad (C.23)$$

donde

$$\Delta(v_m^2) = v_m^2(p_1, T_1) - v_m^2(p_2, T_2). \quad (C.24)$$

Si se define E_k como

$$E_k = \frac{dz}{dp} \left(\frac{dp}{dz}\right)_{acc} = \frac{\rho_s \Delta(v_m^2)}{2g_c dp}. \quad (C.25)$$

El gradiente de presión total es calculado como:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{\left(\frac{dp}{dz}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_f}{1 - E_k}. \quad (C.26)$$

Modificaciones al método de Hagedorn y Brown

Con el paso del tiempo se sugirieron algunas modificaciones al método original de Hagedorn y Brown; una discusión al respecto puede consultarse en Brill y Mukherjee (1999). En el presente trabajo se consideran las siguientes modificaciones recomendadas:

1. Determinar si el patrón de flujo es tipo burbuja; para ello se debe cumplir que:

$$L_b \geq \lambda_g.$$

donde

$$L_b = 1.071 - \frac{0.2218 V_m^2}{d_i}, \quad (C.27)$$

$$\lambda_g = 1 - \lambda_l, \quad (C.28)$$

Si $L_b \leq 0.13$ entonces $L_b = 0.13$.

2. Si el flujo es burbuja, el colgamiento y el gradiente de presión se calculan a partir de las siguientes expresiones:

$$H_l = 1 - 0.5 \left(1 + \frac{V_m}{V_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{V_m}{V_s}\right)^2 - \frac{4V_{sg}}{V_s}} \right), \quad (\text{C.29})$$

donde

$$V_s = 0.8 \left(\frac{pie}{s} \right), \quad (\text{C.30})$$

$$-\frac{dp}{dz} = \frac{1}{144} \left(\rho_m \frac{g \cdot \text{sen}(\theta)}{g_c} + \frac{f \cdot \rho_L \cdot Vsl^2}{2g_c \cdot d_i \cdot H_L^2} \right). \quad (\text{C.31})$$

3. Si el colgamiento (H_L) calculado con el método de Hagedorn y Brown es menor que la fracción volumétrica de entrada del líquido, (λ_L), entonces se considera que $H_L = \lambda_L$.

Modelo de Alves, Alhanati y Shoham

En este trabajo se propone el uso del modelo unificado de Alves et al. (1992) para predecir la distribución de la temperatura a lo largo de los pozos petroleros que producen aceite pesado. Las características del modelo se describen a continuación.

En la formulación de su modelo, Alves et al. parten de las ecuaciones de conservación de masa (C.32), momento (C.33) y energía (C.34) en régimen permanente, para un volumen de control de tubería:

$$\frac{d}{dL} (\rho v) = 0, \quad (C.32)$$

$$\frac{d}{dL} (\rho v^2) = -\frac{dp}{dL} - \rho g \operatorname{sen}(\theta) - \frac{\tau \pi d}{A_p}, \quad (C.33)$$

$$\frac{d}{dL} \left[\rho v \left(u + \frac{1}{2} v^2 \right) \right] = -\frac{d}{dL} (p v) - \rho v g \operatorname{sen}(\theta) - \frac{Q \pi d}{A_p}, \quad (C.34)$$

donde:

u es la energía interna específica, así como

τ es el esfuerzo cortante entre el fluido y las paredes de la tubería.

Partiendo de la Ec. (C.32), las Ecs. (C.33) y (C.34) pueden expresarse como:

$$-\frac{dp}{dL} = \rho v \frac{dv}{dL} + \rho g \operatorname{sen}(\theta) + \frac{\tau \pi d}{A_p}, \quad (C.35)$$

$$-\frac{dh}{dL} = v \frac{dv}{dL} + g \operatorname{sen}(\theta) + \frac{q'' \pi d}{\bar{w}}, \quad (C.36)$$

Donde h es la entalpía específica y w es el gasto másico.

El ritmo de transferencia de calor con los alrededores se expresa en términos de U con:

$$q'' = U (T - T_e), \quad (\text{C.37})$$

Sustituyendo la ecuación C.37 en C.36, se obtiene:

$$-\frac{dh}{dL} = v \frac{dv}{dL} + g \operatorname{sen}(\theta) + \frac{U \pi d}{\bar{w}} (T - T_e), \quad (\text{C.38})$$

Definiendo el valor de U :

$$U = \frac{1}{r} \left(\frac{1}{U_o} + \frac{f(t)}{k_e} \right)^{-1}. \quad (\text{C.39})$$

Ahora bien, el gradiente de entalpía, dh , se expresa en términos del gradiente de temperatura y presión:

$$\frac{dh}{dL} = \bar{C}_p \frac{dT}{dL} - \eta \bar{C}_p \frac{dp}{dL}. \quad (\text{C.40})$$

Donde \bar{C}_p es el calor específico a presión constante, y η es el coeficiente de Joule-Thompson.

Sustituyendo la Ec. (C.40) en la Ec. (C.39), se obtiene:

$$\bar{C}_p \frac{dT}{dL} - \eta \bar{C}_p \frac{dp}{dL} = -v \frac{dv}{dL} - g \operatorname{sen}(\theta) - \frac{U \pi d}{\bar{w}} (T - T_e). \quad (\text{C.41})$$

La Ec. (C.41) puede expresarse como:

$$\frac{dT}{dL} + \frac{T}{Y} = \frac{T_e}{Y} + \frac{1}{\rho \bar{C}_p} \frac{dp}{dL} \Phi, \quad (\text{C.42})$$

donde el parámetro Y es una distancia de relajación definida como:

$$Y = \frac{\bar{w} \bar{C}_p}{U \pi d}, \quad (\text{C.43})$$

y el parámetro Φ se define como:

$$\Phi = \left(\rho \eta \bar{C}_p \frac{dp}{dL} - \rho g \text{sen}(\theta) - \rho v \frac{dv}{dL} \right) / \left(\frac{dp}{dL} \right). \quad (\text{C.44})$$

Considerando que el perfil de temperatura en las formaciones perforadas es lineal con la profundidad, se tiene que:

$$T_e = T_{ei} - g_e L \text{sen}(\theta). \quad (\text{C.45})$$

Donde T_{ei} es la temperatura en el fondo y g_e es el gradiente geotérmico.

Por otro lado, sustituyendo la Ec. (C.45) en la Ec. (C.42), se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{dT}{dL} + \frac{1}{A} T &= \frac{1}{A} T_{ei} - \frac{1}{A} g_e L \text{sen}(\theta) \\ &+ \frac{1}{\rho \bar{C}_p} \frac{dp}{dL} \Phi. \end{aligned} \quad (\text{C.46})$$

La Ec. (C.46) puede integrarse analíticamente en un tramo de tubería considerando valores constantes de U , C_p , η , g_e , θ , $v \frac{dv}{dL}$ y $\frac{dp}{dL}$, de tal manera que:

$$\begin{aligned} T &= (T_{ei} - g_e L \sin \theta) \\ &+ (T_i - T_{ei}) \exp(-L/Y) + g_e Y \sin \theta [1 - \exp(-L/Y)] \\ &+ \frac{1}{\rho \bar{C}_p} \frac{dp}{dL} \Phi Y \sin \theta [1 - \exp(-L/Y)]. \end{aligned} \quad (\text{C.47})$$

Ahora bien, Alves et al. mostraron que $\Phi = 0$ cuando se considera flujo incompresible y se desprecian las pérdidas de presión. Por lo tanto, la ecuación anterior se simplifica a:

$$T = (T_{ei} - g_e L \sin \theta) + (T_i - T_{ei}) \exp(-L/Y) + g_e Y \sin \theta [1 - \exp(-L/Y)]. \quad (C.48)$$

En el presente estudio, la Ec. C.48 se utiliza para calcular la temperatura de los fluidos transportados en los pozos que producen aceite pesado con bombeo neumático continuo.

Apéndice D

Comportamiento de afluencia

El comportamiento de afluencia de un pozo es la capacidad de producir fluidos provenientes del yacimiento por unidad de abatimiento de presión (p_{wf}). Podemos decir que es medición puntual del potencial de un pozo a una presión medida del yacimiento. Un parámetro muy importante para el equipo y operación de cualquier pozo es el conocimiento del comportamiento de afluencia el cual puede establecerse relacionando la presión de fondo fluyendo y la presión estática contra el gasto de producción.

Comportamiento de afluencia en pozos de aceite bajosaturado

La ecuación de afluencia más simple y más usada es el índice de productividad (IP), la cual establece que el gasto es directamente proporcional al cambio de presión, es decir:

$$J = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}}. \quad (D.1)$$

Donde:

J= índice de productividad

p_{ws}= presión estática

p_{wf}= presión de fondo fluyendo

Definiendo el índice de productividad a partir de la Ley de Darcy, se tiene:

$$J = \frac{2\pi kh}{B_o \mu_o \text{Ln}\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}. \quad (\text{D.2})$$

La ecuación descrita solo es utilizada cuando el yacimiento es bajosaturado, para el caso de pozos con aceite proveniente de yacimientos saturados se requieren abatimientos de presión más que lineales para incrementar el gasto.

En la **Figura D.1** se puede observar el comportamiento lineal del índice de productividad.

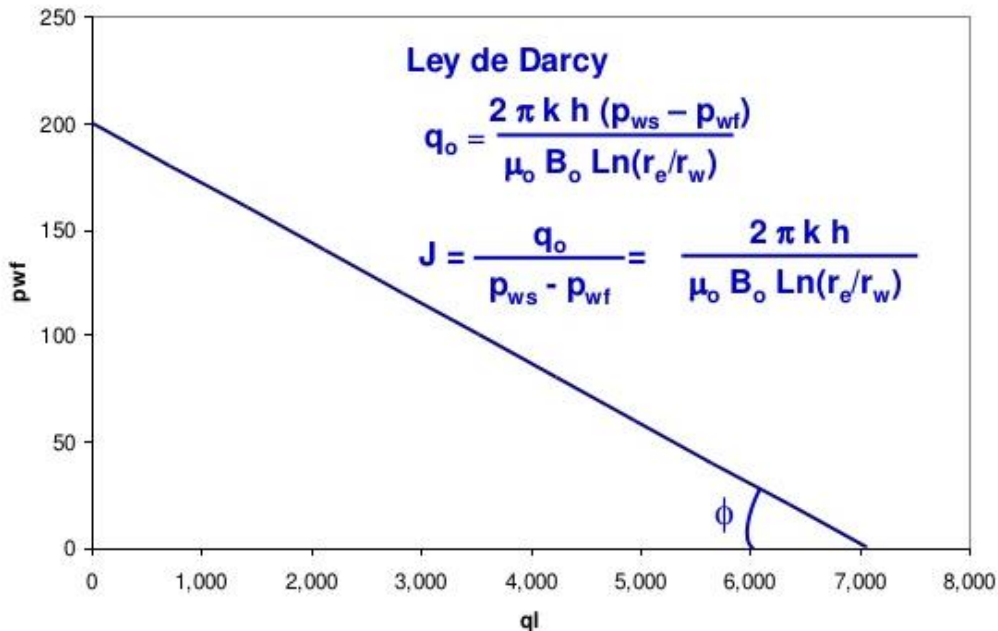


Fig. D.1 Comportamiento lineal del IP

El considerar el índice de producción constante tiene como limitación la aplicación de un flujo de líquido incompresible en un medio poroso isotrópico, por lo que solo se puede usar con aceite bajosaturado.

Ahora bien, existe el daño que se refleja en el comportamiento de afluencia del pozo. Algunas veces es importante expresar el efecto de daño y estimulación en términos de la eficiencia de flujo, la cual está dada por la relación de la caída de presión ideal por la caída de presión real.

$$EF = \frac{\Delta p_{ideal}}{\Delta p_{real}} = \frac{p_{ws} - p_{wf} - \Delta p_s}{p_{ws} - p_{wf}} \quad (D.3)$$

La eficiencia de flujo depende de la variación de las condiciones naturales de la formación, por lo que cualquier cambio en ella altera las presiones y el gasto. Cuando no varían las condiciones naturales de la formación la EF=1.

El potencial del pozo o gasto máximo $Q_{omáx}$ es el gasto que corresponde a la presión de fondo fluyendo p_{wf} igual a cero; aunque en campo, una $p_{wf} = 0$ no es posible, el definir el potencial del pozo es de gran importancia para planear estrategias de explotación y así diseñar las instalaciones superficiales del pozo.

Comportamiento de afluencia en pozos de aceite saturado

Una vez que la presión de fondo fluyendo alcanza la presión de saturación del aceite ($p_{wf} = p_b$), el gas disuelto en el aceite comienza a liberarse y acumularse en el pozo, a medida que pasa el tiempo y la explotación del pozo continua comenzamos a tener mayor saturación de gas libre hasta de llegar el punto de alcanzar la saturación crítica. En este punto se tiene un flujo de fluidos heterogéneo debido a que el gas y el aceite comienzan a fluir juntos, por lo que el fluido dentro del pozo es altamente compresible y la ecuación de Darcy no es aplicable para describir el potencial del pozo.

Muskat, (1949) señaló que, debido al carácter heterogéneo del flujo, la permeabilidad al aceite será sensible a la relación gas-aceite y también será

afectada por la diferencial de presión, así como por las presiones absolutas. Además, la viscosidad y el factor de volumen también variará con la presión. Por lo tanto, no se puede esperar que el índice de productividad sea una constante absoluta.

Vogel (1968) presentó los resultados de su investigación relacionado a las IPR en pozos que producen aceite por empuje de gas disuelto. Su trabajo consistió en establecer las curvas de afluencia a partir de ecuaciones de flujo en dos fases.

En su estudio consideró flujo de aceites con diferentes características, yacimientos con permeabilidades relativas diferentes, el efecto de espaciamento de los pozos, fracturamiento y restricciones de flujo debidas al daño. Como resultado de su estudio demostró que el IPR se abate conforme disminuye la presión del yacimiento a medida que se explota. Graficó en forma adimensional todas las curvas de IPR con $\frac{p_{wf}}{p_{ws}}$, en el eje “y” y $\frac{q_o}{q_{omáx}}$ en el eje “x”.

Vogel ajustó todas las curvas adimensionales de IPR, obteniendo una curva de referencia que resume toda su investigación. Esta sirve para describir el comportamiento de afluencia de pozos que producen fluidos con gas disuelto y está representada por la ecuación siguiente (IPR generalizada para yacimientos bajosaturados).

$$\frac{q_o}{q_{omáx}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2. \quad (D.4)$$

En la **Figura D.2** se puede observar el comportamiento de afluencia que obtuvo Vogel en su estudio.

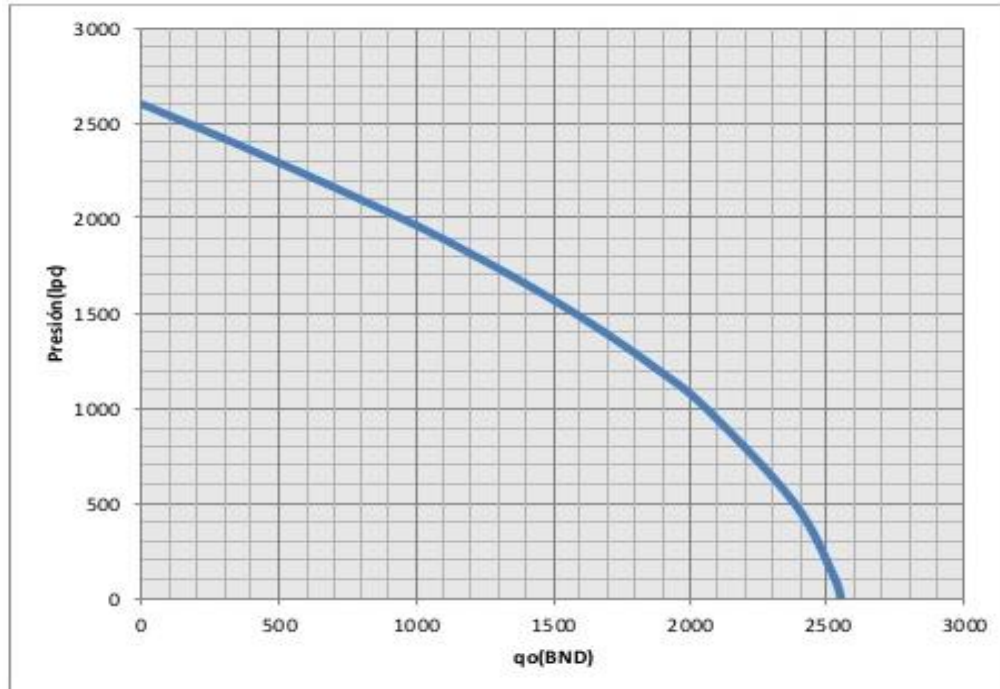


Fig. D.2 Curva de referencia de Vogel

Vogel comparo los resultados calculados con los obtenidos de la curva de referencia, concluyó que la curva se ajusta mejor en las primeras etapas de la explotación, a diferencia de las últimas que tienen un pequeño error, sin embargo, en esta parte los gastos de producción son bajos por los que los errores absolutos también lo son.

En su trabajo de investigación consideró:

- Yacimiento circular y completamente cerrado, con un pozo en el centro que atraviesa todo el espesor productivo.
- Medio poroso homogéneo e isótropo con una saturación de agua constante en todos los puntos.
- Efectos gravitacionales despreciables.
- Las compresibilidades del agua y roca despreciables.
- La composición y equilibrio son constantes para aceite y gas.
- Misma presión en fase aceite y gas.

Se ha comprobado que la ecuación generalizada de Vogel puede aplicarse a diversos tipos de yacimientos con diferentes empujes de gas disuelto y obteniendo resultados confiables.