



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES -
PRODUCCIÓN

ANÁLISIS LINEAL Y NO LINEAL DE ESTABILIDAD DE FLUJO EN POZOS CON BOMBEO
NEUMÁTICO DE LOS CAMPOS MALOOB Y ZAAP.

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
JAIME LARIOS GONZÁLEZ

TUTOR PRINCIPAL
DR. T. MÁN GUERRERO SARABIA
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.

MÉXICO, D. F. ABRIL 2016

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Samaniego Verduzco Fernando
Secretario: M. en I. Santamaría Guevara Noel Ernesto
Vocal: Dr. Guerrero Sarabia Teodoro Iván
1^{er.} Suplente: M. en I. Bautista Fragoso Saúl
2^{d o.} Suplente: Dr. Escobedo Zenil David

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: México, D.F.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia

FIRMA

Dedicatoria

A dos grandísimas mujeres, que son el combustible que alimenta mi alma; mi
hija y mi madre,

Jatzy Y Ángela

Gracias por estar conmigo y apoyarme siempre.

Jaime Larios González

Agradecimientos

Primeramente, agradezco a Dios; por permitirme cumplir con esta etapa en mi vida profesional a lado de mi familia y amigos.

A mi alma máter, la UNAM, por permitirme ser parte de ella y por darme tantas herramientas técnicas y humanos para enfrentar los retos de la vida.

A mi tutor de la UNAM, Dr. T. Iván Guerrero Sarabia, quien con su valioso apoyo técnico y moral logre concluir este valioso trabajo.

A mi papá Joel Larios Cardona y a mis hermanos: Karina, Griselda y Víctor; por su gran apoyo en todo momento.

A los Ingenieros: Alfonso Palacios Roque, Gustavo Pérez Salinas, Alberto Rubio Ibarra, Marcos Ramírez Rivera y Antonio Esparza Lagunés Por sus valiosas enseñanzas.

A mis amigos Miguel Ángel Álvarez Caballero, Ricardo Posadas Mondragón, Yearim Antonio Arzapalo, Analinda Maysse Roque, por su incondicional amistad y apoyo en las buenas y en las malas.

A mis sobrinos: Angie, Mayte, Jael, Melani y Valentina que día a día alegrán mi vida.

A mis tíos: Teódulo, Pedro y Emiliano por sus consejos y apoyo.

A mis primos: Pedro, Nicolás, Elen y Nadia por su apoyo incondicional y sincera amistad

Jaime Larios González

México, D.F. Abril de 2016

Resumen

La inestabilidad de flujo, comúnmente referida como “cabeceo”, es un fenómeno frecuente en los pozos petroleros que operan con bombeo neumático continuo (BNC), la cual se manifiesta como variaciones de gran amplitud en los gastos y presiones en el sistema, en periodos del orden de 10 minutos. Esta intermitencia del flujo puede provocar afectaciones importantes tanto en el sistema subsuperficial (yacimiento y aparejo de producción), como en el superficial (ductos, separadores, bombas y compresores). En los casos más severos, es necesario cerrar los pozos que presentan esta problemática, aún con las pérdidas económicas que ello implica.

En el caso de los campos Maloob y Zaap, un gran número de pozos operan con BNC; algunos de ellos lo hacen de manera inestable. Por lo tanto, el objetivo de esta tesis es: *Investigar mediante análisis lineal y análisis no-lineal las condiciones de operación y diseño que derivan en la inestabilidad del flujo en un pozo de los campos Maloob y Zaap, productores de aceite pesado.*

El trabajo comienza con una revisión de la literatura acerca de la inestabilidad del flujo en los pozos con BNC y de los métodos teóricos existentes para identificar las condiciones de operación estable. Se abordan los análisis de estabilidad lineal y no lineal. En cuanto al primero, en esta investigación se utilizan mapas generados con base en ciertos criterios de estabilidad seleccionados; se comparan las fronteras de estabilidad calculadas contra datos de campo; se realizan estudios paramétricos, y se discuten algunas recomendaciones de diseño y operación para evitar las condiciones de flujo inestable. El análisis no lineal, se llevó a cabo mediante simulación numérica de flujo multifásico en régimen transitorio. Ambos tipos de análisis de estabilidad se realizaron para un pozo de los campos Maloob y Zaap, que frecuentemente exhibe problemas de cabeceo.

Para construir los mapas de estabilidad, primeramente se formuló un modelo matemático para calcular la distribución de presiones y temperaturas en sistemas de BNC en régimen estacionario. El modelo está conformado por correlaciones de aceite negro para estimar las principales propiedades termodinámicas del aceite y el gas, una correlación de flujo multifásico para calcular gradientes de presión en pozos, un método para calcular los perfiles

de temperatura; y un método para generar la curva de comportamiento de afluencia. Con base en el modelo propuesto, se desarrolló un programa de cómputo (en Fortran 95), con funcionalidades para realizar análisis nodales e identificar si el flujo es estable o inestable en cada caso. Adicionalmente, se desarrolló una macro en Visual Basic para Excel para visualizar los resultados del programa con el formato de mapas de estabilidad.

Con respecto al análisis no lineal de estabilidad de flujo para el pozo analizado, se generó un modelo numérico de flujo multifásico transitorio; se simularon condiciones de operación estable e inestable, y se compararon los resultados obtenidos contra datos de campo. Se presenta un estudio del efecto de la inestabilidad sobre la producción promedio de aceite.

Contenido

Resumen	i
Lista de figuras	iii
Lista de tablas	v
Introducción	1
Capítulo 1. Revisión de la literatura	5
1.1 Descripción del sistema artificial de bombeo neumático continuo.....	5
1.2 Inestabilidad de flujo en pozos que operan con BNC.....	9
1.3 Análisis lineal de estabilidad de flujo.....	11
1.4 Análisis no lineal de estabilidad de flujo.....	13
Capítulo 2. Elementos matemáticos para el análisis lineal y no lineal de estabilidad de flujo	15
2.1 Criterios de estabilidad de Asheim.....	15
2.2 Modificación de Fairuzov y Guerrero, al primer criterio de Asheim.....	22
2.3 Análisis no lineal.....	23
2.3.1 Modelo de flujo multifásico transitorio.....	25
Capítulo 3 Modelo hidrodinámico-térmico para el sistema BNC	29
3.1 Propiedades termodinámicas de los fluidos de yacimiento.....	29
3.1.1 Propiedades del aceite.....	30
3.1.2 Propiedades del gas.....	32
3.2 Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo.....	33
3.2.1 Método de Vogel.....	34
3.2.2 IPR generalizada.....	34
3.3 Modelo hidrodinámico de flujo multifásico en el pozo.....	35
3.3.1 Método mejorado de Hagedorn y Brown.....	36
3.4 Modelo térmico para el pozo.....	39
3.4.1 Modelo de Alves para calcular gradientes de temperatura en pozos.....	40
Capítulo 4 Programa de cómputo	43
4.1 Descripción del programa.....	43
4.1.1 Datos de entrada.....	44
4.1.2 Módulo PVT.....	44
4.1.3 Módulo para calcular los perfiles de presión y temperatura.....	45
4.1.4 Módulo de análisis nodal.....	46
4.1.5 Módulo para el análisis de estabilidad.....	48
4.2 Verificación de los resultados del programa.....	48
4.2.1 Verificación del cálculo de las propiedades PVT.....	49
4.2.2 Comparación del perfil de presión.....	52
4.2.3 Comparación del perfil de temperatura.....	52
4.2.4 Comparación de los resultados del análisis nodal.....	53
4.3 Mapas de estabilidad.....	53
Capítulo 5 Caso de estudio	55
5.1 Descripción de los campos Maloob y Zaap.....	55
5.2 Inestabilidad de flujo en pozos con BNC de los campos Maloob y Zaap.....	59
5.3 Modelo de un pozo para el análisis de estabilidad.....	62
5.3.1 Información primaria.....	62

5.3.1.1 Datos PVT.....	62
5.3.1.2 Estado Mecánico.....	68
5.3.1.3 Registro giroscópico.....	70
5.3.1.4 Registro de presión-producción (PLT).....	71
5.3.1.5 Históricos de producción.....	72
5.3.2 Desarrollo y verificación del modelo.....	73
5.3.2.1 Calibración de las correlaciones PVT.....	73
5.3.2.2 Calibración del modelo térmico-hidrodinámico.....	75
5.3.2.3 Evaluación de los resultados del análisis nodal.....	78
Capítulo 6 Resultados del análisis de estabilidad.....	80
6.1 Análisis lineal.....	80
6.1.1 Comparación con datos de campo.....	81
6.1.2 Efecto del diámetro de orificio de la válvula de inyección.....	84
6.1.3 Efecto de la profundidad del punto de inyección.....	85
6.1.4 Efecto del diámetro de la tubería de producción.....	86
6.1.5 Efecto de la viscosidad del crudo vivo.....	87
6.2 Análisis no lineal.....	88
6.2.1 Verificación del programa en régimen permanente.....	89
6.2.2 Simulación de la inestabilidad de flujo.....	91
6.2.3 Efecto de la inestabilidad sobre la producción diaria de aceite.....	93
Conclusiones.....	95
Recomendaciones.....	98
Referencias bibliográficas.....	99

Lista de figuras

Figura 1.1.	Efectos del gas en la TP	6
Figura 1.2.	BNC en un pozo sin empacador y con válvulas de descarga.....	6
Figura 1.3.	BNC en un pozo con empacador y sin válvula de pie.....	6
Figura 1.4.	BNC en un pozo con empacador.....	7
Figura 1.5.	BNC en un pozo con tubería flexible y válvula de pie.....	7
Figura 1.6.	BNC en un pozo con producción por espacio anular.....	7
Figura 1.7.	BNC en un pozo con carga puncher.....	7
Figura 1.8.	Gráfico L-10 de presión en la cabeza del pozo Maloob-438, en condiciones de operación inestables.....	9
Figura 3.1.	Curva de IPR generalizada.....	35
Figura 3.2.	Correlación para determinar Ψ	37
Figura 3.3.	Correlación para el coeficiente del número de viscosidad, N_{LC}	38
Figura 3.4.	Correlación de la relación H_L/ψ	38
Figura 4.1.	Módulo PVT.....	45
Figura 4.2.	Subrutina para el cálculo del perfil de presión.....	45
Figura 4.3.	Subrutina para el cálculo del perfil de temperatura.....	46
Figura 4.4.	Subrutina para el cálculo de la IPR.....	47
Figura 4.5.	Subrutina para el cálculo del gasto solución del sistema.....	47
Figura 4.6.	Subrutina para el análisis de estabilidad.....	48
Figura 4.7.	Comparación de resultados para la relación de solubilidad.....	49
Figura 4.8.	Comparación de resultados para el factor de volumen del aceite.....	49
Figura 4.9.	Comparación de los resultados para la densidad del aceite.....	50
Figura 4.10.	Comparación de los resultados para la viscosidad del aceite.....	50
Figura 4.11.	Comparación de los resultados para el factor de volumen del gas.....	51
Figura 4.12.	Comparación de resultados para la densidad del gas.....	51
Figura 4.13.	Gráfico de perfil de presión del pozo.....	52
Figura 4.14.	Gráfico del perfil de temperatura del pozo.....	52
Figura 4.15.	Análisis nodal para un pozo con BN del campo Maloob.....	53
Figura 4.16.	Macro en Excel para la generación de mapas de estabilidad.....	54
Figura 4.17.	Mapa de estabilidad.....	54
Figura 5.1.	Ubicación geográfica de los campos Maloob y Zaap.....	55
Figura 5.2.	Histórico de producción de Ku-Maloob-Zaap.....	57
Figura 5.3.	Diagrama general de producción de los campos Maloob y Zaap.....	59
Figura 5.4.	Presión en TP en el pozo A.....	61
Figura 5.5.	Presión en TP en el pozo B.....	61
Figura 5.6.	Relación de solubilidad vs presión, a condiciones del separador.....	66
Figura 5.7.	Factor de volumen del aceite vs. presión, a condiciones del separador.....	66
Figura 5.8.	Viscosidad del aceite vs. Presión.....	67
Figura 5.9.	Distribución del aparejo de producción.....	68

Figura 5.10. Perfil de desviación del pozo.....	70
Figura 5.11. Registro estático de presión y temperatura por estaciones.....	71
Figura 5.12. Curva de decremento del pozo A.....	71
Figura 5.13. Histórico de aforos.....	72
Figura 5.14. Comparación de datos medidos vs calculados para la relación de solubilidad (R_s).....	74
Figura 5.15. Comparación de datos medidos vs calculados para el factor de volumen del aceite (B_o).....	74
Figura 5.16. Comparación de datos medidos vs calculados para la viscosidad del aceite (μ_o).....	75
Figura 5.17. Perfil de presión calculado y dato medido de presión.....	77
Figura 5.18. Perfil de temperatura calculado y dato medido de temperatura.....	77
Figura 5.19. Resultados obtenidos del análisis nodal.....	79
Figura 6.1. Mapa de estabilidad del pozo A.....	81
Figura 6.2. Gráfica L-10 de la presión en la cabeza del pozo A (inestable).....	82
Figura 6.3. Gráfica L-10 de la presión en la cabeza del pozo A (estable).....	82
Figura 6.4. Comparación del mapa de estabilidad contra datos de campo.....	83
Figura 6.5. Efecto del diámetro del orificio sobre las fronteras de estabilidad.....	84
Figura 6.6. Efecto de la profundidad de inyección sobre las fronteras de estabilidad.....	85
Figura 6.7. Efecto del diámetro de la tubería de producción sobre las fronteras de estabilidad.....	86
Figura 6.8. Efecto de la viscosidad del aceite vivo sobre las fronteras de estabilidad.....	87
Figura 6.9. Condiciones en régimen permanente obtenidas con la simulación transitoria...	90
Figura 6.10. Simulación en régimen transitorio.....	92
Figura 6.11. Grafico L-10 de p_{wh} del pozo A.....	92
Figura 6.12. Comparación del efecto de inestabilidad en la p_{wh} con respecto a datos de campo.....	93
Figura 6.13. Simulación en régimen estacionario.....	94

Lista de tablas

Tabla 2.1.	Correlaciones empíricas para aceite negro.....	27
Tabla 4.1.	Archivos con los datos de entrada al programa.....	44
Tabla 5.1.	Información general del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap (presentación Pemex, 2013).....	56
Tabla 5.2.	Etapas de Explotación de Ku-Maloob-Zaap (Pemex, 2013).....	57
Tabla 5.3.	Características principales del campo Maloob (ABC administración de yacimientos Pemex, 2013).....	58
Tabla 5.4.	Características principales del campo Zaap (ABC administración de yacimientos Pemex, 2013).....	59
Tabla 5.5.	Datos generales PVT.....	62
Tabla 5.6.	Datos a expansión a composición constante.....	63
Tabla 5.7.	Análisis PVT del pozo (separación diferencial).....	64
Tabla 5.8.	Análisis PVT del pozo (prueba del separador).....	64
Tabla 5.9.	Análisis PVT del pozo (ajustados a las condiciones del separador).....	65
Tabla 5.10.	Distribución del aparejo de producción.....	69
Tabla 5.11.	Resumen de los resultados de la prueba PLT.....	72
Tabla 5.12.	Parámetros de ajuste para las correlaciones PVT.....	73
Tabla 5.13.	Datos utilizados para la calibración de la correlación de flujo multifásico.....	76
Tabla 5.14.	Parámetros de ajuste obtenidos para calibrar el modelo térmico-hidrodinámico.....	76
Tabla 5.15.	Condiciones de frontera utilizadas para evaluar los resultados del análisis nodal.....	78
Tabla 5.16.	Evaluación de los valores calculados de gasto de aceite y presión de fondo fluyendo.....	79
Tabla 6.1.	Datos de campo y condición de estabilidad de flujo.....	83
Tabla 6.2.	Discretización del modelo.....	88
Tabla 6.3.	Condiciones de frontera.....	89
Tabla 6.4.	Datos de campo y condiciones de estabilidad de flujo.....	89

Introducción

Para satisfacer la demanda de hidrocarburos, la atención de la industria petrolera mundial en años recientes ha comenzado a orientarse hacia la explotación de los campos de crudos pesado y extrapesado. Esto puede atribuirse a dos factores: la mayoría de los yacimientos de petróleo convencional se encuentran en su etapa de declinación; segundo, el 40% de las reservas mundiales de petróleo corresponde a crudos pesado y extrapesado (Oilfield Review, 2006). Ahora bien, la explotación, procesamiento y transporte de estos recursos implica numerosos desafíos de ingeniería, lo cual ha incentivado el surgimiento de nuevas tecnologías e innovaciones en los métodos originalmente desarrollados para la explotación de los crudos convencionales.

En México, a medida que comenzó a manifestarse la declinación de la producción de uno de los campos más importante del país, el campo Akal, fue necesario establecer estrategias para restituir reservas y sostener los compromisos de producción; por lo tanto, en el año 2007 se inició la explotación de los campos marinos Zaap y Maloob, ambos productores de crudo pesado. Debido a que actualmente la energía del yacimiento ya no es suficiente para levantar los fluidos de la formación hasta las instalaciones superficiales, la mayoría de los pozos cuentan con bombeo neumático continuo (BNC) como sistema artificial de producción. Sin embargo, bajo determinadas condiciones de operación y por las características del crudo producido, algunos de estos pozos presentan problemas de inestabilidad de flujo (comúnmente denominada “cabeceo”); esta inestabilidad se caracteriza por oscilaciones súbitas del gasto y presión en el sistema, lo cual da como resultado una baja eficiencia en el levantamiento de los fluidos, y dificulta el manejo y operación de la producción desde el yacimiento hasta la superficie.

Entre las problemáticas inherentes al cabeceo de los pozos, pueden mencionarse las siguientes:

- Inestabilidad en separadores.
- Inestabilidad en líneas de transporte.
- Mal funcionamiento de equipos de bombeo y compresión debido a las variaciones en el flujo.
- Cierre de instalaciones por activación de sistemas de paro por emergencia, debido a grandes oscilaciones en la presión.
- Daños mecánicos en equipos de bombeo y compresión.
- Diferimiento de producción.

Por lo tanto, en este trabajo se investigan las condiciones que derivan en flujo inestable en un pozo de los campos Maloob y Zaap, que frecuentemente presenta esta problemática, mediante análisis lineal y no-lineal, con el objetivo y los alcances siguientes.

Objetivo

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo:

Investigar mediante análisis lineal y análisis no-lineal las condiciones de operación y diseño que derivan en la inestabilidad del flujo en un pozo de los campos Maloob y Zaap, productores de aceite pesado.

Alcances

Los alcances del estudio son:

- Realizar una revisión de la literatura acerca de la inestabilidad de flujo en pozos con bombeo neumático continuo, y de los métodos de análisis existentes para predecir las condiciones de operación y diseño que generan esta problemática.
- Integrar un modelo matemático que permita calcular perfiles de presión y temperatura en pozos con bombeo neumático continuo, en régimen estacionario.

- Desarrollar un programa de cómputo que incorpore funcionalidades para calcular propiedades PVT de los fluidos de yacimiento, los perfiles de presión y temperatura, la curva de comportamiento de afluencia, y realizar análisis nodales en régimen estacionario para diferentes condiciones de frontera; asimismo, que genere mapas de estabilidad a partir de criterios seleccionados para tal efecto.
- Realizar análisis lineales del pozo analizado, con base en mapas de estabilidad para los criterios de estabilidad seleccionados.
- Llevar a cabo análisis no-lineales para el pozo seleccionado, a partir de simulaciones de flujo multifásico en régimen transitorio.
- Generar recomendaciones para mitigar los problemas de inestabilidad.

Contenido

En el capítulo uno se describen las características principales de los sistemas de BNC, y se mencionan sus ventajas y desventajas. Se presenta una visión general de la problemática de inestabilidad de flujo en los pozos que operan con este sistema artificial de producción. El capítulo finaliza con un resumen de los avances principales en los métodos de análisis lineal y no lineal de estabilidad de flujo, en este tipo de sistemas.

Los criterios de estabilidad seleccionados para el análisis lineal de estabilidad de flujo en los pozos con BNC se describen en el capítulo dos. Se presenta la metodología que se empleará en este trabajo para realizar el análisis no lineal, y se describen las características principales de la herramienta de flujo multifásico transitorio que será utilizada para tal efecto.

En el capítulo tres se describen los detalles del modelo hidrodinámico-térmico propuesto para calcular los perfiles de presión y temperatura en los sistemas de BNC, en régimen estacionario.

En el capítulo cuatro se describe el programa de cómputo desarrollado en este trabajo para generar mapas de estabilidad, a partir del modelo hidrodinámico-térmico de flujo descrito en el capítulo tres. Se explican las funcionalidades de los módulos que lo integran, y se discute cómo fueron verificados los resultados.

Las características principales de los campos Maloob y Zaap, y una discusión sobre la problemática de inestabilidad de flujo que muestran algunos de los pozos de estos campos, se abordan en el capítulo cinco. Se describen las características del pozo con BNC seleccionado para el análisis de estabilidad, así como del modelo correspondiente.

En el capítulo seis se presentan y discuten los resultados de los análisis de estabilidad lineal y no lineal para el caso de estudio; se presentan estudios paramétricos a través de mapas de estabilidad. Para el análisis no lineal, se comparan los resultados del modelo de simulación en régimen transitorio desarrollado, contra datos instantáneos de presión en la cabeza del pozo; se estudia el efecto de la inestabilidad de flujo sobre la producción promedio diaria de aceite.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones de la tesis.

Capítulo 1

Revisión de la literatura

En este capítulo se describe el principio de operación de los sistemas de bombeo neumático continuo, y se mencionan sus principales ventajas y desventajas; se aborda el problema de inestabilidad de flujo en los pozos que operan con este sistema de levantamiento; y se presenta un resumen de los avances esenciales en los métodos de análisis de la estabilidad del flujo en los pozos con bombeo neumático.

1.1 Descripción del sistema artificial de bombeo neumático continuo

El bombeo neumático continuo (BNC) es un sistema de levantamiento artificial que consiste en inyectar continuamente gas a alta presión dentro de la tubería de producción, con la finalidad de aligerar la columna de fluidos y, en consecuencia, reducir la presión en el fondo del pozo e incrementar el gasto de los fluidos aportados por el yacimiento.

De acuerdo a Brown, 1984, los mecanismos involucrados en el funcionamiento del BNC son (Fig. 1.1):

- Reducción de la densidad de la columna de fluidos
- Expansión del gas inyectado conforme las condiciones de presión cambian a lo largo de la profundidad.
- Empuje de baches de líquido cuando las burbujas son suficientemente grandes para llenar el diámetro de la TP.

Ahora bien, los sistemas de BNC están constituidos de cuatro partes principales (Brown, 1984):

1. Fuente de gas a alta presión: estación de compresión remota, pozo productor de gas a alta presión, o compresor a boca de pozo.
2. Sistema de control del gasto de gas de BN en la superficie: válvula motora controlada por un reloj, o un estrangulador ajustable (válvula de aguja).

3. Válvula subsuperficial de inyección: convencional, de orificio, o de tobera; en algunos casos, la inyección se realiza a través un agujero perforado directamente sobre la sarta de producción (disparo “puncher”).
4. Equipo necesario para el manejo y almacenamiento de los fluidos producidos.

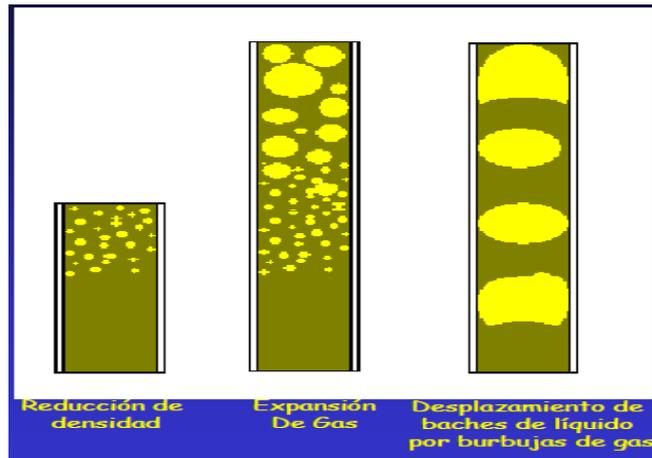


Fig. 1.1 Efectos del gas en la TP.

En cuanto al diseño de los sistemas de BNC, en las figuras 1.2 a 1.7 se ilustran algunos de los arreglos más comunes (Brown, 1984).

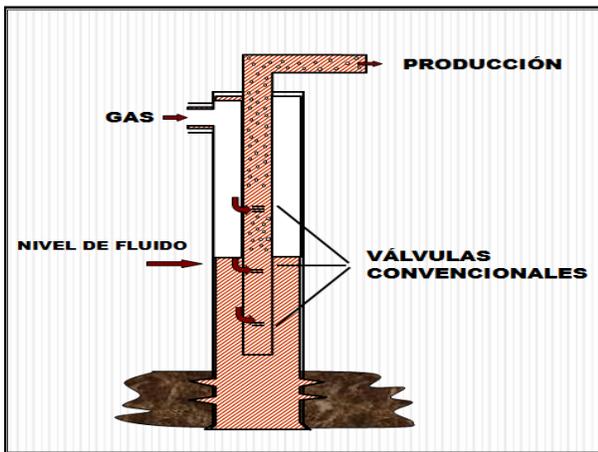


Fig. 1.2 BNC en un pozo sin empacador y con válvulas de descarga.

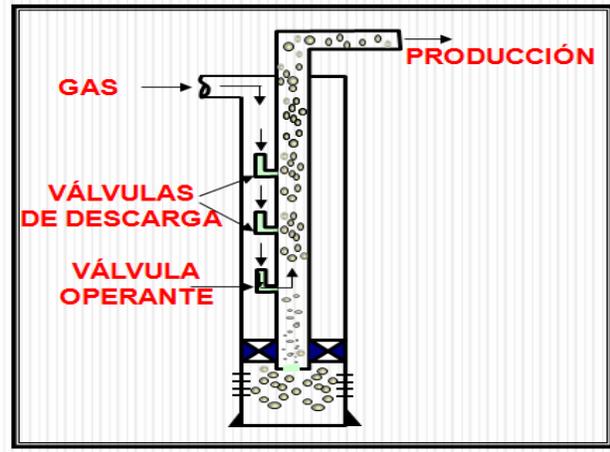


Fig. 1.3 BNC en un pozo con empacador y sin válvula de pie.

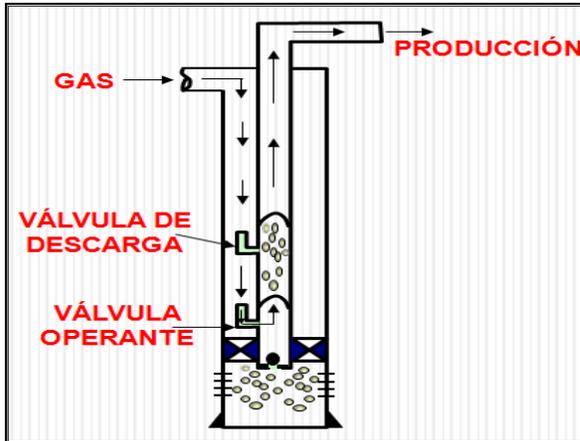


Fig. 1.4 BNC en un pozo con empacador.

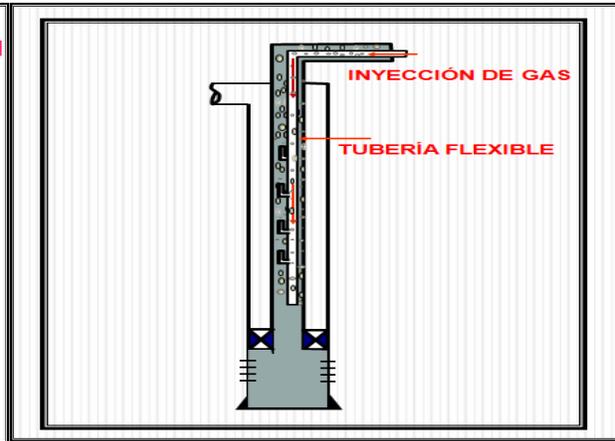


Fig. 1.5 BNC en un pozo con tubería flexible y válvula de pie.

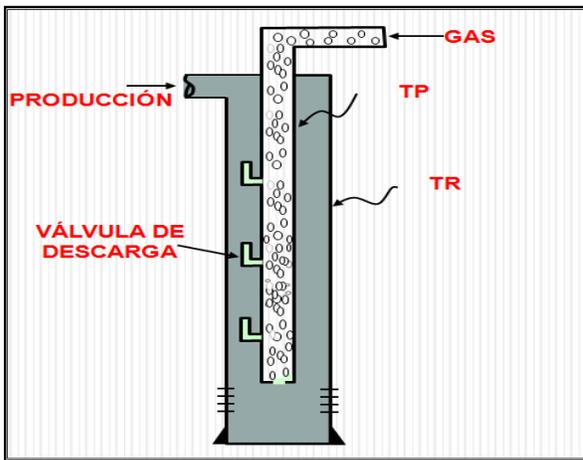


Fig. 1.6 BNC en un pozo con producción por espacio anular.

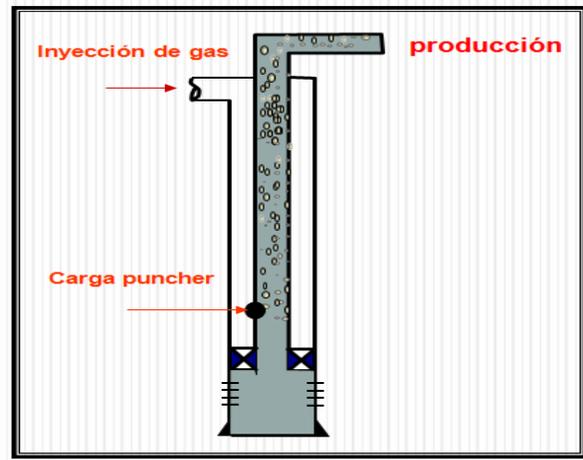


Fig. 1.7 BNC en un pozo con carga puncher.

Algunos de los factores que se toman en cuenta en el diseño de los sistemas de BNC, son:

- Estado mecánico y desviación del pozo
- Comportamiento de afluencia
- Propiedades termodinámicas de los fluidos de yacimiento
- Corte de agua y relación gas-aceite
- Presión disponible para la inyección del gas
- Gasto máximo disponible de gas de BN
- Presión de separación

Tomando en cuenta su principio de operación, el BNC puede visualizarse como una extensión del flujo natural de un pozo; por lo tanto, es uno de los sistemas más utilizados en la industria petrolera. Al igual que otros sistemas artificiales de producción, los de BNC presentan algunas ventajas y desventajas, como las que se indican a continuación.

Ventajas:

- Debido a que casi no utiliza partes móviles ni requiere accesorios, el riesgo de falla del equipo se minimiza.
- Presenta pocos problemas con la producción de arenas.
- Permite manejar grandes volúmenes de crudo en pozos de alta productividad.
- No presenta dificultades para operar pozos con alta relación gas-aceite.
- El reacondicionamiento de los pozos puede realizarse con unidad de línea de acero.
- Es un sistema flexible que puede ajustarse a cualquier profundidad y gasto de aceite.
- Es adaptable a pozos direccionales.
- Tiene una larga vida de servicio.
- Es aplicable en instalaciones costa afuera.

Desventajas:

- Debe de existir disponibilidad de gas de inyección.
- Puede presentarse la formación de hidratos en la línea de suministro del gas.
- Su eficiencia puede reducirse por el depósito de parafinas o asfáltenos.
- No es eficiente cuando el aceite es de alta viscosidad o está emulsionado.
- **El sistema puede presentar inestabilidad bajo condiciones determinadas de operación.**

1.2 Inestabilidad de flujo en pozos que operan con BNC

Se dice que un sistema es estable si las perturbaciones que experimenta se disipan con el tiempo; de esta manera, el sistema se restablece en su condición de equilibrio inicial. Por otra parte, un sistema es inestable si estas perturbaciones se conservan o amplifican, haciendo que derive en una nueva condición de equilibrio, o que permanezca oscilando entorno a cierta punto de operación.

En el caso de los pozos con BNC, el flujo puede ser inestable dependiendo de las características del sistema, las propiedades de los fluidos, y sus condiciones de operación. Cuando se presenta esta problemática, todos los parámetros del flujo muestran variaciones de gran amplitud en periodos de tiempo relativamente cortos (minutos). En la práctica, este fenómeno puede identificarse claramente en los gráficos circulares de presión en la cabeza (Fig. 1.8), la presión en TR, y el gasto de inyección; las grandes variaciones del gasto instantáneo de la producción pueden cuantificarse y visualizarse durante el aforo de los pozos.

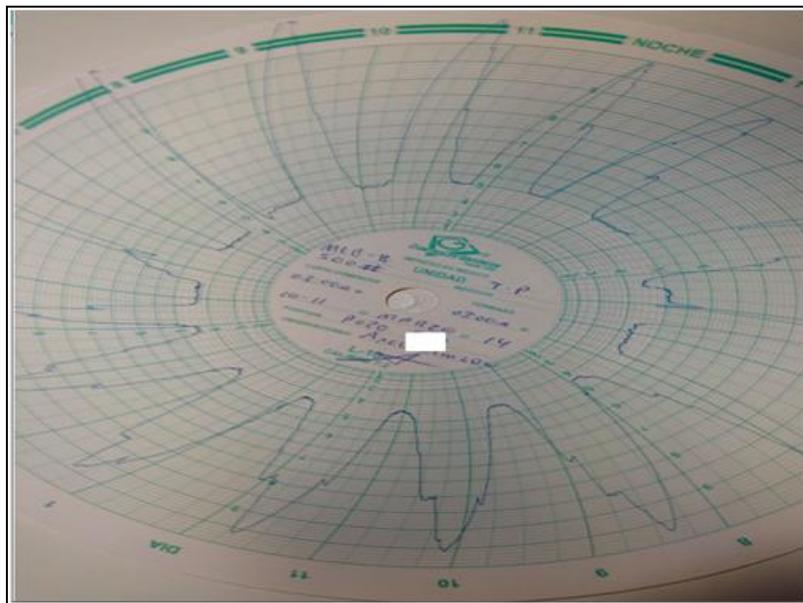


Fig. 1.8 Gráfico L-10 de presión en la cabeza del pozo Maloob-438, en condiciones de operación inestables.

La inestabilidad de flujo dificulta el manejo y operación de los fluidos desde el yacimiento hasta superficie, generando las problemáticas siguientes:

- Bacheo excesivo el aparejo de producción.
- Daño al yacimiento.
- Inestabilidad en líneas de descarga y separadores.
- Separación ineficiente.
- Problemas en la operación de equipos de bombeo y compresión.
- Cierre de instalaciones por activación de los sistemas de paro.
- Daño mecánico en equipos.
- Producción diferida.

Tomando en cuenta las afectaciones mencionadas previamente, el estudio de la inestabilidad del flujo ha cobrado un interés creciente en los últimos lustros. En este sentido, puede mencionarse que muchos de los trabajos realizados se han orientado al entendimiento de los mecanismos que gobiernan la estabilidad del flujo en los pozos con BNC, así como a la formulación de criterios para predecir las condiciones que derivan en problemas de cabeceo (Asheim, 1988; Fairuzov y cols., 2004; Alhanati y cols., 1993; Blick y cols., 1988). De esta manera, se han identificado diferentes tipos de inestabilidad, y se han propuesto algunas estrategias de diseño y operación para evitar, eliminar o controlar esta problemática; con ello se busca el mejor aprovechamiento de los recursos disponibles y mantener las cuotas de producción de aceite por un periodo de tiempo más prolongado. Una revisión extensa puede consultarse en Guerrero (2011).

De acuerdo a las características de los pozos considerados en el estudio presente (pozos con empacador e inyección a través de una válvula de orificio), la inestabilidad de flujo está asociada principalmente a la intermitencia de la inyección del gas a la tubería de producción, a través de la válvula operante. Por lo tanto, el régimen de flujo en la válvula subsuperficial de inyección y la dinámica del flujo en el espacio anular, tienen un papel relevante en la estabilidad del sistema. Entre los factores principales que promueven el cabeceo, pueden mencionarse los siguientes:

- a) Flujo en la TP dominado por la carga hidrostática.
- b) Volumen del espacio anular lo suficientemente grande para que el gas de BN pueda acumularse
- c) Flujo subsónico a través de la válvula operante.

Con respecto al inciso c, puede mencionarse que si la válvula subsuperficial de inyección opera en flujo subsónico, entonces cualquier perturbación generada en la TP se propagará hacia el sistema de inyección y ocasionará variaciones locales del gasto de gas en la TP. Cuando esto ocurre y el espacio anular es lo suficientemente grande, entonces habrá un desbalance entre los gastos másicos de gas en la superficie y a través de la válvula operante; de esta manera, el espacio anular actúa como un tanque de almacenamiento. Bajo estas condiciones, si el flujo en la TP está dominado por la carga hidrostática, entonces el sistema de inyección responderá a las perturbaciones de la presión en la TP como un sistema de retroalimentación positiva y el flujo será inestable (Asheim, 1988).

1.3 Análisis lineal de estabilidad de flujo

En las últimas décadas diversos autores han desarrollado criterios de estabilidad a partir del análisis lineal de estabilidad del sistema de ecuaciones que describe el comportamiento del sistema de BNC (Asheim, 1988; Fairuzov y cols., 2004; Alhanati y cols., 1993; Blick y cols., 1988). En general, consideran que el sistema de BN está integrado por tres componentes: el yacimiento, el pozo y el sistema de inyección; se establecen las ecuaciones de cambio que describen de manera simplificada la hidrodinámica del flujo en cada uno de estos sistemas; se linealizan las ecuaciones resultantes, y se analiza su respuesta a perturbaciones infinitesimales. A continuación se describen algunos de los trabajos más relevantes en este rubro.

Blick, Enga y Lin (1988) desarrollaron dos criterios de estabilidad de flujo con base en las metodologías de la teoría de control de sistemas lineales. Plantearon modelos simplificados para describir el comportamiento transitorio de los componentes del sistema, y obtuvieron las ecuaciones de perturbación correspondientes. Entre los aspectos considerados en el modelo, incluyeron: la inercia de los fluidos, el almacenamiento del pozo y la respuesta transitoria del yacimiento. Una vez obtenidas las ecuaciones de perturbación, las transformaron al espacio de Laplace y obtuvieron la ecuación característica del sistema. Mediante los criterios de Routh, determinaron que el sistema de BNC es estable únicamente cuando los tres coeficientes de la ecuación característica son del mismo signo.

En 1988, Blick y Boone, analizaron la posibilidad de estabilizar el flujo mediante la implementación de un sistema de control basado en mediciones de la presión en la tubería de revestimiento (TR); mostraron teóricamente que es posible eliminar el cabeceo con la

manipulación del diámetro del estrangulador de producción en función de las variaciones de la presión en TR. Realizaron estudios paramétricos y concluyeron que el factor determinante en la estabilidad del sistema es la variación de la caída de presión en la TP con respecto al gasto. Si esta derivada es negativa, entonces el sistema es inestable, ya que presentará un efecto en cascada de retroalimentación positiva. Generaron mapas de estabilidad en términos de la RGL contra la presión en la cabeza, para diferentes profundidades de pozo, diámetro de TP y gasto de líquido. De acuerdo a sus resultados, la región de inestabilidad crece conforme aumenta la profundidad del pozo. Determinaron que la región de inestabilidad tiende a disminuir ligeramente con la reducción del diámetro de la TP, al menos para el caso analizado. Por otra parte, los incrementos en la RGL, el gasto y la presión en la cabeza, tienen un efecto estabilizador.

Por otra parte, Asheim (1988) desarrolló dos criterios de estabilidad a partir de un modelo simplificado de un sistema de producción. El primer criterio se formuló a partir del análisis de las respuestas del yacimiento y del sistema de inyección a las perturbaciones de la presión en la TP, a la profundidad de la válvula de BN. El segundo criterio se planteó a partir del análisis del efecto de los ritmos de despresurización del espacio anular y de la TP, cuando la respuesta del sistema de inyección es más pronunciada que la del yacimiento. Una modificación al primer criterio de Asheim fue desarrollado por Fairuzov y Guerrero (2004), al incorporar la variación de los disturbios de presión entre el punto de inyección y el fondo del pozo, cuando la distancia entre ambos puntos es grande (más de 500 m); asimismo, toman en cuenta el comportamiento de afluencia de yacimientos saturados.

Considerando que en el pasado era común utilizar la misma metodología de análisis de estabilidad en pozos de BNC con empacador, Alhanati et al. (1993) mostraron que para los pozos fluyentes ello puede conducir a conclusiones equivocadas. Por lo tanto, formularon un criterio unificado de estabilidad conformado por dos desigualdades, que se simplifican a cuatro casos particulares, dependiendo de los regímenes de flujo (crítico o subcrítico) en las válvulas de BN y superficial de inyección.

Para finalizar esta sección, es importante mencionar que en el estudio presente se han seleccionado los criterios de Asheim para realizar el análisis de estabilidad de los pozos de los campos Maloob y Zaap; estos criterios se describen ampliamente en el siguiente capítulo.

1.4 Análisis no lineal de estabilidad de flujo

En general, la simulación dinámica de los sistemas de producción de petróleo y gas constituye una herramienta valiosa para ampliar el entendimiento de los procesos complejos que se manifiestan durante el flujo multifásico transitorio. Por lo tanto, el análisis no lineal de estabilidad basado en simulaciones dinámicas permite capturar, estudiar, cuantificar y predecir, de manera más realista el comportamiento de los sistemas de BNC durante el flujo inestable. Para llevarlo a cabo, se formulan y desarrollan modelos numéricos de flujo multifásico en régimen transitorio. Se realiza la simulación de las condiciones de operación de interés y, a partir del análisis de la evolución temporal de ciertos parámetros (generalmente, presión, gasto y el colgamiento), se determina si el sistema es estable o no. Cuando se ha identificado que el flujo es inestable, se procede a caracterizar las oscilaciones de los parámetros de interés (Hu B., 2004). Algunos de los aspectos que pueden incorporarse en la simulación dinámica, son:

- La fricción y la inercia de las fases.
- La propagación de ondas de colgamiento.
- La acumulación del líquido en el fondo del pozo.
- La ocurrencia de flujo contracorriente en el pozo.
- La redistribución de las fases con los cambios de operación.
- La dinámica de las válvulas instaladas.
- La respuesta transitoria del yacimiento.
- Condiciones de frontera en función del tiempo.
-

Por otra parte, esta metodología de análisis no lineal permite:

- Caracterizar las ondas de densidad formadas durante el flujo inestable.
- Estudiar diferentes alternativas de estabilización antes de implementarlas en campo.
- Estimar el tiempo que requiere el sistema para estabilizarse.
- Cuantificar el efecto de la inestabilidad en la producción de líquido.
- Establecer el efecto de la conificación del agua sobre la inestabilidad del flujo.

Ahora bien, la simulación dinámica de los sistemas de producción de petróleo y gas, no era favorecida en el pasado debido a los requerimientos de cómputo que implica; sin embargo, ha cobrado mayor difusión en la actualidad debido a la evolución acelerada de los equipos de

cómputo, y a los avances logrados en el entendimiento y modelado del flujo multifásico de las últimas décadas. Cabe destacar que en la industria petrolera existen pocos simuladores comerciales de flujo multifásico transitorio en pozos y ductos.

En cuanto a la aplicación de la simulación dinámica para el estudio de la inestabilidad de flujo en los sistemas de BNC, la mayoría de los trabajos publicados se han orientado al desarrollo de esquemas de control en tiempo real como alternativas para eliminar el cabeceo (Eikrem y cols., 2002; Scibilia y cols., 2008). Otros estudios destacados se mencionan a continuación.

Gruppung et al. (1984a, 1984b) generaron un programa de cómputo para simular el cabeceo y evaluar las ventajas y desventajas de algunos métodos de estabilización. Propusieron algunas alternativas para eliminar esta problemática y desarrollaron una metodología para el diseño del sistema de BNC. Destacaron el efecto del diámetro de los orificios de las válvulas de inyección superficial y subsuperficial sobre la inestabilidad de flujo.

Avest y Oudeman (1995) desarrollaron un simulador dinámico con la finalidad de diagnosticar las causas de inestabilidad en algunos sistemas de BNC y propusieron alternativas para remediarla; asimismo, para analizar y optimizar el proceso de arranque de los pozos.

Tang (1998) propuso un nuevo modelo dinámico para describir el proceso de descarga en un sistema con BNC y generó un simulador. El modelo propuesto considera el aporte e inyección de fluidos entre el yacimiento y el pozo; asimismo, cuenta con ecuaciones constitutivas para el flujo concurrente y flujo contracorriente en la TP. Incorporó en el simulador un modelo de flujo multifásico a través de la válvula de tormenta, asimismo, modelos para describir la dinámica de válvulas comúnmente utilizadas para la descarga de los pozos, así como para la inyección de gas a la TP. Además de utilizar el simulador para estudiar las características del proceso de descarga y efecto de la variación de la temperatura, lo empleó para analizar la estabilidad del flujo.

En 2011, Guerrero desarrolló un simulador de flujo transitorio gas-líquido en tuberías, y lo utilizó para investigar la estabilidad de flujo en los pozos con BNC mediante análisis no lineal. La hidrodinámica del sistema se modeló con un enfoque de flujo de deriva; por otra parte, consideró un modelo de aceite negro para representar la transferencia de masa y el comportamiento volumétrico de las fases. En el presente trabajo, se utilizará esta herramienta para realizar el análisis no lineal de estabilidad de flujo en los pozos de los campos Maloob y Zaap; en el capítulo siguiente se describen las características generales del simulador.

Capítulo 2

Elementos matemáticos para el análisis lineal y no lineal de estabilidad de flujo

En este capítulo se presentan los criterios de estabilidad seleccionados para llevar a cabo los análisis lineales de estabilidad de flujo en los pozos con BNC de los campos Maloob y Zaap. En cuanto al análisis no lineal, se presenta la metodología que se empleará, y se describen las características del simulador de flujo multifásico transitorio que se utilizara para tal efecto.

2.1 Criterios de estabilidad de Asheim

En 1988, Asheim desarrolló dos criterios para predecir si el flujo es estable o inestable en pozos con BNC. En el primer criterio se analizan las respuestas del yacimiento y del sistema de inyección a las perturbaciones de la presión en la TP en el punto de inyección. El segundo criterio se plantea a partir del análisis del efecto de los ritmos de despresurización del espacio anular y de la TP, cuando la respuesta del sistema de inyección es más pronunciada que la del yacimiento.

Algunas de las consideraciones implícitas en el desarrollo de los criterios son:

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 TP 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.

A continuación se presentan los detalles de los criterios de Asheim.

a) Primer criterio

En la formulación de su primer criterio, Asheim analizó cómo responden el sistema de inyección y el yacimiento, a las variaciones de la presión en la TP a la profundidad de inyección, p_{ti} . Es claro que si la presión en este punto disminuye, entonces el gasto aportado por el yacimiento y el gasto del gas de BN se incrementará. Ahora bien, el incremento en el gasto de líquido que el yacimiento aporta tenderá a incrementar la densidad de la mezcla y la p_{ti} hasta sus valores originales (efecto estabilizador). Por otra parte, el incremento en el gasto del gas de inyección producirá el efecto contrario, desestabilizando el sistema. Por lo tanto, para que el sistema sea estable debe cumplirse que:

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial p_{ti}} < 0, \dots\dots\dots (2.1)$$

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

A partir de un balance de materia, ρ_m puede expresarse como:

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

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

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

A partir de las ecuaciones 2.2 y 2.3, puede demostrarse que:

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial p_{ti}} = \frac{(\rho_{fo} - \rho_{go})}{(q_{fo} + q_{go})^2} \cdot \left[q_{go} \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ti}} - q_{fo} \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} \right]. \dots\dots\dots (2.4)$$

Con base en la ecuación 2.4, la expresión 2.1, se cumple cuando:

$$\left[q_{go} \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ti}} - q_{fo} \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} \right] < 0. \dots\dots\dots (2.5)$$

A partir de la expresión 2.5, si se define el parámetro adimensional F_1 como:

$$F_1 = \frac{\frac{1}{q_{fo}} \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ti}}}{\frac{1}{q_{go}} \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}}} \dots\dots\dots (2.6)$$

Entonces, el flujo será estable cuando:

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

Para evaluar F_1 , Asheim consideró que el gasto de los fluidos de yacimiento está dado por:

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

En este punto, es importante destacar que en el desarrollo del autor está implícito que $\delta p_{wf} \approx \delta p_{ti}$; esto se presenta cuando fluye líquido incompresible entre el fondo del pozo y el punto de inyección, o bien, cuando la inyección se realiza cerca del fondo. De esta manera, se tiene que:

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

Por otra parte, con la consideración de flujo isotérmico a través de la válvula de orificio, el gasto del gas de inyección queda determinado por la siguiente ecuación:

$$q_{go} = C_D A_o \left(\frac{2zRT_{ti}}{M_g} \cdot \ln \left(\frac{P_{ci}}{P_{ti}} \right) \right)^{0.5} \dots\dots\dots (2.10)$$

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

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} = - \frac{(C_D A_o)^2}{\rho_{go} q_{go}} \dots\dots\dots (2.11)$$

donde

$$\rho_{go} = \frac{P_{ti} M_g}{z R T_{ti}} \dots\dots\dots (2.12)$$

A partir de las ecuaciones 2.9, 2.10, 2.12, el primer criterio de estabilidad de Asheim puede expresarse como:

$$F_1 = \frac{\rho_{go} \cdot q_{go}^2}{(C_D A_o)^2} \cdot \frac{B_{fo} J}{q_{fo}} > 1, \dots\dots\dots (2.13)$$

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

$$F_1 = \frac{\rho_{gi@c.e.} B_{gi} q_{gi@c.e.}^2}{(C_D A_o)^2} \cdot \frac{J}{q_{o@c.e.}} > 1. \dots\dots\dots (2.14)$$

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

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

b) Segundo criterio

De acuerdo a Asheim, si el sistema es inestable de acuerdo al primer criterio, entonces una disminución en el p_{ti} causará un incremento en el flujo de gas de BN a través de la válvula de orificio, reduciendo aún más la presión en la TP. Este incremento en el gasto del gas de BN a través de la válvula de orificio ocasiona que el espacio anular se despresurice; por lo tanto, si el espacio anular se despresuriza más rápido que la TP, entonces el flujo del gas de BN disminuirá, la densidad de la mezcla tenderá a incrementarse y la presión se restablecerá, estabilizando el sistema. Por lo tanto, para que el sistema pueda alcanzar una condición estable cuando no se ha satisfecho el primer criterio, debe cumplirse que:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial t} < 0. \dots\dots\dots (2.15)$$

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

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial t} = \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t} + \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} \cdot \frac{\partial p_{ti}}{\partial t} \dots\dots\dots (2.16)$$

Partiendo de la ec. 2.10, puede demostrarse que:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} = -\frac{C_1}{p_{ti}}, \dots\dots\dots (2.17)$$

y

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ci}} = \frac{C_1}{p_{ci}}, \dots\dots\dots (2.18)$$

donde

$$C_1 = \frac{(C_D \cdot A_o)^2}{q_{go}} \cdot \left(\frac{zRT_{ti}}{M_g} \right) \dots\dots\dots (2.19)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.17 y 2.18 en 2.16, y simplificando se tiene:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial t} = C_1 \cdot \left(\frac{1}{p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t} - \frac{1}{p_{ti}} \cdot \frac{\partial p_{ti}}{\partial t} \right) \dots\dots\dots (2.20)$$

De acuerdo a la ecuación 2.20, la desigualdad 2.15 se cumple cuando:

$$\frac{1}{p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t} - \frac{1}{p_{ti}} \cdot \frac{\partial p_{ti}}{\partial t} < 0 \dots\dots\dots (2.21)$$

Definiendo el parámetro adimensional, F_2 , como:

$$F_2 = \frac{\frac{1}{p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t}}{\frac{1}{p_{ti}} \cdot \frac{\partial p_{ti}}{\partial t}}, \dots\dots\dots (2.22)$$

entonces, el segundo criterio de Asheim establece que el flujo es estable si:

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

De acuerdo al desarrollo de Asheim, la variación de la presión en el espacio anular puede expresarse como:

$$\frac{\partial p_{ci}}{\partial t} = \delta(m_{ci} - m_{ti}) \cdot \frac{z_{ci}RT_{ci}}{V_c M_g} \dots\dots\dots (2.24)$$

Ahora bien, puesto que el flujo de gas que entra al espacio anular se considera constante, entonces $\delta m_{ci} = 0$. De esta manera, la ec. 2.24 se puede expresar en términos de la variación del gasto de BN como:

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

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

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

Considerando que p_{wh} es constante, despreciando la fricción en la TP, entonces:

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

Aplicando la ecuación de continuidad para la mezcla de fluidos en la TP, se tiene que:

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

donde, de manera aproximada:

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

Combinando las ecuaciones 2.27 y 2.29, y con base en las ecuaciones 2.4 y 2.6, la respuesta de la presión de la TP causada por un cambio en el gasto del gas de BN puede expresarse como:

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

Sustituyendo las ecuaciones 2.25, 2.30 en 2.22, el segundo criterio de estabilidad queda de la siguiente forma:

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

donde:

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

De acuerdo a este criterio, algunos factores que favorecen la estabilidad son:

1. Espacio anular de volumen pequeño.
2. Gasto alto del gas de BN.
3. Respuesta de afluencia del yacimiento pronunciada.
4. Alta presión elevada en la cabeza del pozo.

2.2 Modificación de Fairuzov y Guerrero, al primer criterio de Asheim

En 2004, Fairuzov y Guerrero extendieron el primer criterio de Asheim al incorporar la variación de las perturbaciones de presión en la columna de fluidos entre el punto de inyección y el fondo del pozo, así como un modelo de comportamiento de afluencia para yacimientos saturados.

Primeramente, en su desarrollo los autores parten de que $\delta p_{wf} \neq \delta p_{ti}$. En general, esto resulta importante cuando el punto de inyección se encuentra lejos del fondo del pozo (mayor a 500 m), y hay presencia de gas libre en este tramo del pozo. Por lo tanto, para obtener el término $\frac{-1}{q_{fo}} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ti}}$ requerido en el primer criterio de Asheim (ec. 2.7), plantearon un modelo que relaciona q_{fo} , p_{ti} y p_{wf} , a partir de la siguiente relación:

$$\Omega = -\frac{1}{q_{fo}} \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ti}} = -\left(\frac{1}{B_t} \frac{\partial B_t}{\partial p_{ti}} + \frac{1}{q_{o@c.e.}} \frac{\partial q_{o@c.e.}}{\partial p_{ti}} \frac{\partial p_{ti}}{\partial p_{wf}} \right), \dots\dots\dots (2.33)$$

donde B_t es el factor de volumen total de los fluidos del yacimiento.

Con el objetivo de obtener una relación matemática “sencilla” entre p_{ti} y p_{wf} , integraron el gradiente de presión en este tramo del pozo considerando un modelo de flujo homogéneo y haciendo algunas simplificaciones. Con el modelo de flujo homogéneo, el colgamiento promedio puede estimarse a partir de las propiedades volumétricas y gastos de las fases. Con respecto a las pérdidas de presión por fricción y por aceleración convectiva, éstas no fueron tomadas en cuenta. Por otra parte, los autores seleccionaron correlaciones para calcular la relación de solubilidad, con una estructura matemática que les permitiera realizar la integración analíticamente:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + v \frac{\partial \rho}{\partial x} = 0. \dots\dots\dots (2.34)$$

Fairuzov y Guerrero incorporaron en el primer criterio de Asheim la ecuación de Vogel (1968), para caracterizar el comportamiento de afluencia de yacimientos saturados:

$$q_{o@c.e.} = q_{omax} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2 \right]. \quad \dots\dots\dots (2.35)$$

La derivada de la ecuación 2.35 con respecto a la presión de fondo fluyendo es:

$$\frac{\partial q_{o@c.e.}}{\partial p_{wf}} = - \frac{0.2 \cdot q_{omax}}{p_R} \left[1 + 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right) \right]. \quad \dots\dots\dots (2.36)$$

Finalmente, el primer criterio de Asheim, modificado por los autores se expresa como:

$$F_{1 \text{ mod}} = \frac{\rho_{gi@c.e.} B_{gi} q_{gi@c.e.}^2}{(C_D A_o)^2} \cdot \Omega > 1. \quad \dots\dots\dots (2.37)$$

En Guerrero (2011) puede consultarse la expresión desarrollada para calcular el parámetro Ω .

2.3 Análisis no lineal

Mediante el análisis no lineal basado en resultados de simulación dinámica es posible estudiar la evolución de las perturbaciones (infinitesimales o finitas) en los sistema de BNC, e identificar si éstas se disipan (flujo estable), se mantienen o se amplifican (flujo inestable); asimismo, permite cuantificar la frecuencia y amplitud de las oscilaciones de los parámetros del flujo durante el cabeceo.

La metodología propuesta para llevar a cabo el análisis no lineal de estabilidad consiste en lo siguiente:

- a) Desarrollar un modelo de simulación dinámica para el sistema analizado. En esta etapa se describen las características del pozo (estado mecánico y giroscópico), y se discretiza en celdas numéricas. Asimismo, se establecen las propiedades termodinámicas del aceite y gas requeridas para calcular sus comportamientos volumétrico, reológico y de fases (ecuaciones de estado o correlaciones PVT, según corresponda). Se definen los parámetros requeridos correspondientes al comportamiento de afluencia.

- b) Calibrar el modelo de simulación con base en datos medidos de gastos y presiones, bajo condiciones de flujo estable.
- c) Calcular las condiciones iniciales para el punto de operación de interés en que se analizará la estabilidad del flujo. Mediante el análisis nodal en régimen permanente se obtiene la solución del sistema para las condiciones de frontera establecidas.
- d) Realizar la simulación dinámica para las condiciones de frontera de interés. La distribución de los parámetros obtenida en el paso anterior se toma como condición inicial del modelo dinámico. Se establece el escenario de simulación considerando cambios en el gasto de inyección o en la presión de la línea de descarga, por mencionar algunos. Se definen los parámetros de control de la simulación, tales como el paso de tiempo y el tiempo total a simular, así como para la impresión de resultados.
- e) Analizar los resultados de la simulación. Con base en gráficas generadas para los parámetros de interés, se visualiza su evolución y se determina si el sistema es estable para las condiciones de frontera consideradas. Si el flujo es estable, entonces el sistema permanece en su estado de equilibrio inicial, o alcanza una nueva condición de equilibrio estable luego de experimentar un cambio en las condiciones de frontera de acuerdo al escenario establecido. En otro caso, se observará que las perturbaciones se amplifican ocasionando que el sistema permanezca oscilando en torno a un estado de equilibrio o que el flujo cese totalmente.
- f) Caracterizar las oscilaciones de los parámetros de interés si el flujo es inestable.
- g) Realizar estudios paramétricos. Se investiga el efecto de los principales parámetros de diseño y operación sobre la estabilidad de flujo.

Para llevar a cabo el análisis de estabilidad, en el presente trabajo se utilizará el simulador de flujo transitorio gas-líquido desarrollado por Guerrero (2011). A continuación se describen las características principales de esta herramienta computacional.

2.3.1 Modelo de flujo multifásico transitorio

En 2011, Guerrero desarrolló un simulador de flujo transitorio gas-líquido en sistemas de BNC. El simulador está basado en un modelo de flujo multifásico de deriva, acoplado con un modelo de aceite negro para capturar la transferencia de masa entre fases (Xiao y cols., 1994). En cuanto a los aspectos numéricos, utiliza un esquema semi-implícito de diferencias finitas en una malla de bloques distribuidos en estaciones.

Entre las limitaciones de la herramienta, se considera que el yacimiento responde de manera instantánea a los disturbios de presión y que el flujo es isotérmico o se conoce el perfil de temperatura; por otra parte, no es posible modelar la reinyección de fluidos al yacimiento ni el flujo contracorriente.

Las ecuaciones que conforman el modelo pueden agruparse en los siguientes rubros:

- a) Hidrodinámica del flujo multifásico en el pozo
- b) Conservación de masa en el sistema de inyección del gas de BN
- c) Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo
- d) Ecuaciones de estado
- e) Ecuaciones constitutivas
- f) Condiciones de frontera
- g) Condiciones iniciales

A continuación se presentan las ecuaciones consideradas en cada uno ellos. Detalles específicos pueden consultarse en Guerrero (2011).

a) Hidrodinámica del flujo multifásico en el pozo

- Ecuación de propagación de ondas de colgamiento:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\alpha_L}{B_o} \right) + \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{u_L \alpha_L A}{B_o} \right) = q_{o@c.e.}^* \dots\dots\dots (2.38)$$

- Ecuación de continuidad para la mezcla:

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial t} + \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial x} (\rho_m u_m A) = \dot{m}_T. \dots\dots\dots (2.39)$$

- Ecuación de conservación de cantidad de movimiento para la mezcla:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m u_m) + \frac{\partial p}{\partial x} + \rho_m g \cos \theta + f \frac{\rho_m u_m^2}{2d} + \frac{1}{A} \frac{\partial}{\partial x} (\rho_L \alpha_L u_L^2 A + \rho_g \alpha_g u_g^2 A) = 0. \quad \dots\dots (2.40)$$

Donde

$$\rho_m = \rho_L \alpha_L + \rho_g \alpha_g, \quad \dots\dots\dots (2.41)$$

$$u_L = u_m - \frac{\rho_g \alpha_g u_r}{\rho_m}, \quad \dots\dots\dots (2.42)$$

$$u_g = u_m + \frac{\rho_L \alpha_L u_r}{\rho_m}, \quad \dots\dots\dots (2.43)$$

$$\alpha_L = \frac{A_L}{A}, \quad \dots\dots\dots (2.44)$$

$$\alpha_g = \frac{A_g}{A}. \quad \dots\dots\dots (2.45)$$

b) Conservación de masa en el sistema de inyección del gas de BN

$$\left(\frac{V_{TR}}{z_g R_g T} \right) \left(\frac{dp}{dt} \right)_{\substack{\text{espacio} \\ \text{anular}}} = \dot{m}_g \text{válv. sup.} - \dot{m}_g \text{válv. operante} \quad \dots\dots\dots (2.46)$$

En la ec. 2.46, el gasto másico de gas a través de la válvula operante permite el acoplamiento del modelo del sistema de inyección con el modelo de flujo multifásico en el pozo. Por otra parte, el gasto másico del gas en la superficie se establece como condición de frontera del modelo global del sistema de BN.

c) Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo

El simulador utiliza modelos de afluencia en régimen cuasi-estacionario. Adicionalmente, se considera que el gasto de gas es función de la relación gas-aceite original del aceite. Independientemente del modelo de afluencia seleccionando, la presión del yacimiento se establece como condición de frontera del modelo del sistema de BN.

d) Ecuaciones de estado

Las propiedades PVT del aceite y gas se determinan mediante correlaciones empíricas para aceite negro.

Tabla. 2.1 Correlaciones empíricas para aceite negro.

Correlación	Propiedad
Standing (1981) ; Lasater (1958); Vázquez y Beggs (1980); Glaso (1980).	Presión de burbuja (P _b) Factor de volumen del aceite (B _o) Relación de solubilidad (R _s)
Beggs and Robinson (1975)	Viscosidad del aceite saturado (μ _o)
Vázquez y Beggs (1980)	Viscosidad del aceite bajosaturado (μ _o)
Abdul – Majeed y Ghassan, H. (2000)	Tension superficial del aceite
Lee et al. (1996)	Viscosidad del gas
Dranchuk y Abu-Kassem (1975).	Factor de compresibilidad del gas.
Standing (1981)	Presión y temperatura pseudocríticas del gas.

e) Ecuaciones constitutivas

$$u_r = 1.53 \cdot \left(\frac{\sigma_L \cdot g \cdot (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L} \right)^{1/4}, \text{ si } 0.75 < \alpha_L < 1 \text{ (flujo burbuja),} \dots\dots\dots (2.47)$$

$$u_r = 0.35 \cdot \left(\frac{d \cdot g \cdot (\rho_L - \rho_g)}{\rho_L} \right)^{1/2}, \text{ si } 0 < \alpha_L \leq 0.75 \text{ (flujo bache).} \dots\dots\dots (2.48)$$

f) Condiciones frontera

Para cerrar la formulación del modelo global del sistema de BN, se consideran las siguientes condiciones de frontera:

1. Presión en la cabeza o presión corriente abajo del estrangulador.

2. Presión del yacimiento.
3. Gasto másico o volumétrico del gas de inyección en la superficie.

Con respecto al punto 1, la caída de presión a través del estrangulador de producción se calcula como:

$$\Delta p = K \frac{\rho_m u_m^2}{2}. \dots\dots\dots (2.49)$$

donde K es el coeficiente de pérdidas en el estrangulador.

g) Condiciones iniciales

Las condiciones iniciales se calculan mediante análisis nodal a partir del modelo del sistema en régimen estacionario.

Capítulo 3

Modelo hidrodinámico-térmico para el sistema de BNC

En este capítulo se describe el modelo hidrodinámico-térmico propuesto para calcular los perfiles de presión y temperatura en los sistemas de BNC. De esta manera, se presentan las correlaciones PVT seleccionadas para calcular las propiedades termodinámicas del aceite y gas. Se describe el método que será utilizado para generar la curva de comportamiento de afluencia. Se explica la correlación de flujo multifásico de Hagedorn y Brown (1965), la cual será utilizada para calcular los gradientes de presión en el pozo. Al final del capítulo, se discute el modelo de Alves et al. (1992), el cual se usará para generar los perfiles de temperatura.

3.1 Propiedades termodinámicas de los fluidos de yacimiento

La determinación de las propiedades termodinámicas de los fluidos transportados en el sistema integral de producción es indispensable en prácticamente todas las áreas de la ingeniería petrolera, ya sea para estudios de ingeniería de yacimientos o en el diseño y operación de pozos e instalaciones superficiales. Ahora bien, las propiedades de los fluidos de yacimiento pueden determinarse experimentalmente o mediante ecuaciones de estado y correlaciones empíricas.

Está por demás mencionar que es deseable que los fluidos sean caracterizados en laboratorio. Por lo tanto, se realizan estudios PVT para determinar su composición, así como sus comportamientos de fases y volumétricos. Entre las pruebas de laboratorio más comunes pueden mencionarse: expansión a composición constante, liberación diferencial, agotamiento a volumen constante, y pruebas de separador. Algunos de los resultados de estas pruebas son la presión de saturación y el comportamiento de la relación de solubilidad, el factor de volumen y la viscosidad del aceite en función de la presión.

Debido a que los estudios PVT se realizan generalmente a la temperatura del yacimiento, en cálculos que involucran otras temperaturas es necesario estimar las propiedades de los fluidos con ecuaciones de estado o con correlaciones. En ambos casos, los resultados de las pruebas se utilizan para calibrarlas antes de utilizarse en cálculos de ingeniería.

En el modelo que se propone en el presente trabajo para calcular los perfiles de presión y temperatura en pozos con BNC, se requiere estimar las propiedades termodinámicas del aceite y el gas en su trayecto desde el yacimiento hasta la superficie. Por la naturaleza y alcances del estudio, se utilizarán correlaciones empíricas.

A continuación se presentan las correlaciones consideradas en el desarrollo del modelo; las unidades utilizadas son: presión, psia; temperatura, °F; relación de solubilidad, pie³/bl; compresibilidad, 1/psi; viscosidad, cp; tensión interfacial, dina/cm.

3.1.1 Propiedades del aceite

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

$$P_b = 18.2 \left(\left(\frac{RGA}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091xT - 0.0125*API) - 1.4} \right). \dots\dots\dots (3.1)$$

- Factor de volumen de formación del aceite, B_o :

Para aceite saturado (Standing, 1947):

$$B_o = 0.9759 + 0.00014 \left(R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 T \right)^{1.175} . \dots\dots\dots (3.2)$$

Para aceite bajosaturado (Standing, 1947):

$$B_o = B_{ob} e^{(-Co*(P-P_b))}. \dots\dots\dots (3.3)$$

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

$$R_s = \gamma_g \cdot \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125API - 0.00091T)} \right]^{1.2048} . \dots\dots\dots (3.4)$$

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

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_g + 12.61API}{10^5 p} \dots\dots\dots (3.5)$$

- Viscosidad del aceite, μ_o :

Para aceite saturado (Beggs y Robinson, 1975):

$$\mu_o = [10.715(R_s + 100)^{-0.515}] \mu_{od}^b \dots\dots\dots (3.6)$$

Para aceite muerto (Beggs y Robinson, 1975):

$$\mu_{od} = 10^x - 1, \dots\dots\dots (3.7)$$

$$x = \frac{10^{(3.0324 - 0.02023API)}}{T^{1.163}}, \dots\dots\dots (3.8)$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \dots\dots\dots (3.9)$$

Para aceite bajosaturado (Vázquez y Beggs, 1980)

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m, \dots\dots\dots (3.10)$$

$$m = 2.6P^{1.187} 10^a, \dots\dots\dots (3.11)$$

$$a = -(3.9 \times 10^{-5}) p - 5. \dots\dots\dots (3.12)$$

- Tensión interfacial, σ_{og} (Abdul Majee et al., 2000):

$$\sigma_{o/g} = k(38.085 - 0.259API)(1.1701 - (1.6944 \times 10^{-3})T), \dots\dots\dots (3.13)$$

si $R_s < 280.75 \text{ pie}^3/\text{bl}$

$$k = (1 + 4.4183 \times 10^{-3} R_s^{1.0157})^{-1}, \dots\dots\dots (3.14)$$

si $R_s > 280.75 \text{ pie}^3/\text{bl}$

$$k = 227.7886R_s^{-1.1367}. \dots\dots\dots (3.15)$$

3.1.2 Propiedades del gas

- Propiedades pseudocríticas (Standing, 1981):

$$T_{pc} = 168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2, \dots\dots\dots (3.16)$$

$$p_{pc} = 667 + 15\gamma_g - 37.5\gamma_g^2. \dots\dots\dots (3.17)$$

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

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

$$-A_9 \left(\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^5 + A_{10} (1 + A_{11} \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \exp(-A_{11} \rho_r^2) + 1.0. \dots\dots\dots (3.18)$$

donde:

$A_1 = 0.3265$	$A_7 = -0.7361$
$A_2 = -1.0700$	$A_8 = 0.1844$
$A_3 = -0.5339$	$A_9 = 0.1056$
$A_4 = 0.01569$	$A_{10} = 0.6134$
$A_5 = -0.05165$	$A_{11} = 0.7210$
$A_6 = 0.5475$	

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

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp \left[x \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^y \right], \dots\dots\dots (3.19)$$

$$k = \frac{(9.4 + 0.02 M_g)(T + 460)^{1.5}}{209}, \dots\dots\dots (3.20)$$

$$x = 3.5 + \left(\frac{986}{T + 460} \right) + 0.01 M_g, \dots\dots\dots (3.21)$$

$$y = 2.4 - 0.2^x. \dots\dots\dots (3.22)$$

3.2 Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo

El modelado del comportamiento de afluencia (o IPR, Inflow Performance Relationship) es complejo ya que la relación entre el gasto y la caída de presión que ocurre en el medio poroso depende de diversos factores, como el mecanismo de empuje, las propiedades petrofísicas y el daño de la formación productora, así como de las propiedades termodinámicas y saturaciones de los fluidos (Beggs, 1991). Por lo tanto, se han desarrollado algunos métodos relativamente sencillos para predecir el comportamiento de afluencia en régimen cuasi-estacionario, a partir de datos medidos de presión del yacimiento, presión de fondo fluyendo y gasto de líquido. Entre los más comunes pueden mencionarse los métodos de Vogel (1968), Petrobras (Brown, 1984a), Jones, Blount y Glaze (1976) y Fetkovich (1973).

En el presente trabajo se utilizarán el método de Vogel y sus extensiones de IPR generalizada e IPR compuesta (método de Petrobras). A continuación se describen las características principales de estos métodos.

3.2.1 Método de Vogel

El método de Vogel (1968) es uno de los más utilizados en la industria petrolera para generar la curva de IPR de yacimientos saturados. Para desarrollarlo, Vogel correlacionó los resultados de numerosas simulaciones de yacimientos homogéneos ficticios con empuje por gas disuelto. En las simulaciones consideró diferentes propiedades PVT del aceite, permeabilidades relativas, espaciamiento entre pozos y factores de daño, e incluyó pozos con fracturamiento hidráulico. Construyó curvas adimensionales de IPR (p_{wf}/p_R vs. $q_{o@c.e.} / q_{o\max}$) para cada uno de los casos simulados y encontró que se ajustaban a la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left[\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right] - 0.8 \left[\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right]^2. \dots\dots\dots (3.23)$$

De acuerdo a la ec. 3.37, para obtener el valor de $q_{o\max}$ sólo se requiere un dato de presión de fondo fluyendo contra gasto, y la presión del yacimiento. Una vez que se conoce $q_{o\max}$, puede generarse toda la curva de IPR.

3.2.2 IPR generalizada

El método de Vogel fue extendido para generar la curva de IPR de yacimientos bajosaturados, en los que la presión de fondo fluyendo puede ser mayor o menor que la presión de burbuja (**Fig. 3.1**). En el primer caso ($p_{wf} > p_b$) se considera un comportamiento de afluencia lineal, caracterizado por el índice de productividad, J . Cuando la presión de fondo fluyendo es mayor que la de burbuja se utiliza una versión modificada de la ecuación de Vogel. La ecuación generalizada resultante es:

$$q_o = J (P_{wf} - P_b) + \frac{J P_b}{1.8} \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right). \dots\dots\dots (3.24)$$

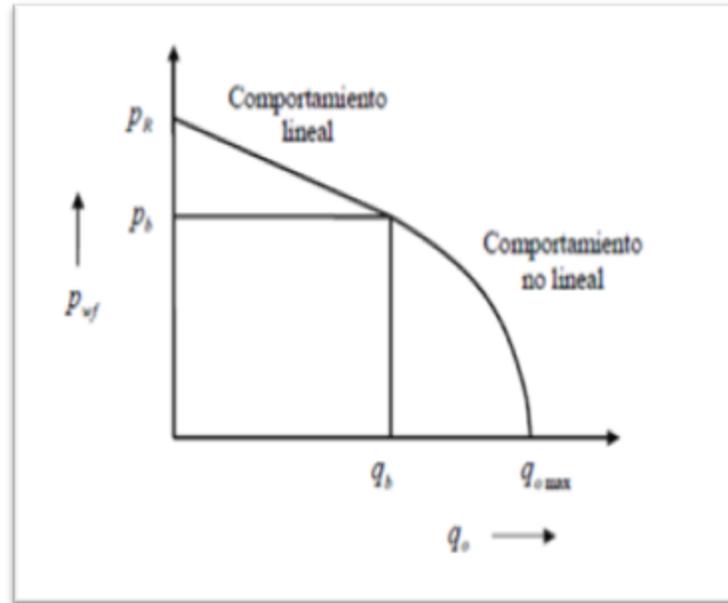


Fig. 3.1 Curva de IPR generalizada (Vogel, 1968).

3.3 Modelo hidrodinámico de flujo multifásico en el pozo

Para calcular las caídas de presión en el pozo, se utilizará la correlación de flujo multifásico de Hagedorn y Brown (1965) con las modificaciones que se describen más adelante. Este método fue seleccionado porque se ha observado en la práctica que es uno de los que mejor reproduce los perfiles de presión registrados en los pozos considerados en el presente estudio. Esto puede atribuirse a que la correlación fue desarrollada con extensas bases de datos que abarcaron diferentes tipos de fluidos y condiciones de operación de pozos petroleros.

La correlación originalmente no depende del patrón del flujo, sin embargo posteriormente se determinó que los mejores resultados se obtienen cuando el régimen es de tipo bache (Brown et al., tomo 1, 1965). Por lo tanto, se recomienda utilizarla en conjunto con la correlación de Griffith cuando el flujo es tipo burbuja, y la correlación de Duns y Ros para el caso del flujo tipo anular.

A continuación se describen los pasos para calcular el gradiente de presión con la correlación mejorada de Hagedorn y Brown cuando el flujo es burbuja o bache, siendo éstos los más comunes en los pozos productores de aceite y gas.

3.3.1 Método mejorado de Hagedorn y Brown (Brown et al., 1965)

1. Identificar la patrón de flujo

Calcular:

$$L_B = 1.071 - 0.2218 \frac{v_m^2}{d}, \text{ (si } L_B < 0.13, \text{ entonces } L_B = 0.13). \dots\dots\dots (3.25)$$

El patrón de flujo es tipo burbuja si: $\frac{v_{sg}}{v_m} < L_B$, en otro caso el flujo es tipo bache.

2. Gradiente de presión para el flujo burbuja

$$-\frac{dP}{dh} = \rho_m g + \frac{f \rho_L v_L^2}{2 d}. \dots\dots\dots (3.26)$$

- Calcular el colgamiento:

$$H_L = 1 - \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_m}{v_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{v_m}{v_s}\right)^2 - 4 \frac{v_{sg}}{v_s}} \right], \dots\dots\dots (3.27)$$

donde $v_s = 0.8$ pie/s.

- Calcular la densidad de la mezcla:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L). \dots\dots\dots (3.28)$$

- Calcular el factor de fricción:

El factor de fricción se determina con el diagrama de Moody, en función de la rugosidad relativa y el número de Reynolds definido como:

$$NRe = \frac{\rho_L v_L d}{\mu_L}. \dots\dots\dots (3.29)$$

3. Gradiente de presión para el flujo bache

$$-\frac{dP}{dh} = \rho_m g + \frac{f \rho_m^2 v_m^2}{2 \rho_{ns} d}. \quad \dots\dots\dots (3.30)$$

- Calcular los siguientes parámetros adimensionales (en unidades consistentes):

$$N_{vl} = v_{sl}^4 \sqrt{\frac{\rho_L g}{\sigma_L}}, \quad \dots\dots\dots (3.31)$$

$$N_{vg} = v_{sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L g}{\sigma_L}}, \quad \dots\dots\dots (3.32)$$

$$N_D = d \sqrt{\frac{\rho_L g}{\sigma_L}}, \quad \dots\dots\dots (3.33)$$

$$N_L = \mu_L^4 \sqrt{\frac{g}{\rho_l \sigma_L^3}}, \quad \dots\dots\dots (3.34)$$

- Calcular el colgamiento:

a) Con base en la Fig. 3.2, determinar el parámetro Ψ en función del grupo

$$\text{adimensional } Y = \frac{N_{vg} N_L^{0.380}}{N_D^{2.14}}.$$

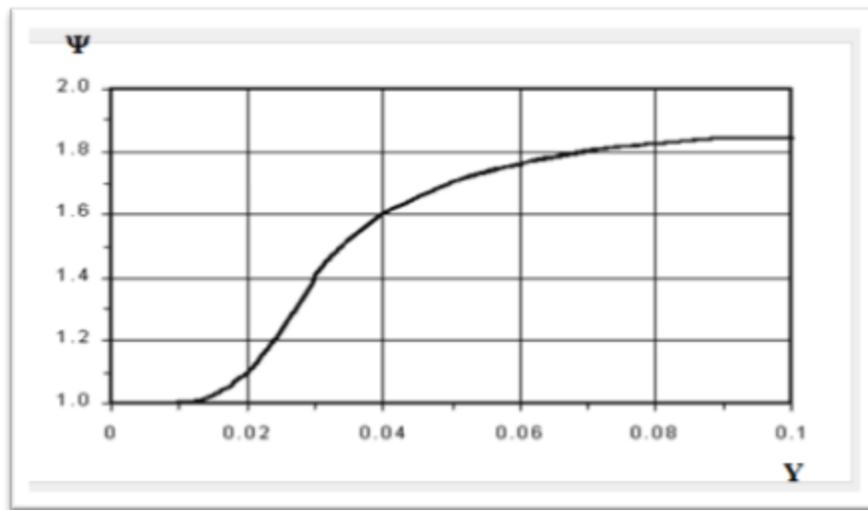


Fig. 3.2 Correlación para determinar Ψ (Hagedorn y Brown, 1965).

b) Con N_L y la fig. 3.3, obtener el parámetro N_{LC} .

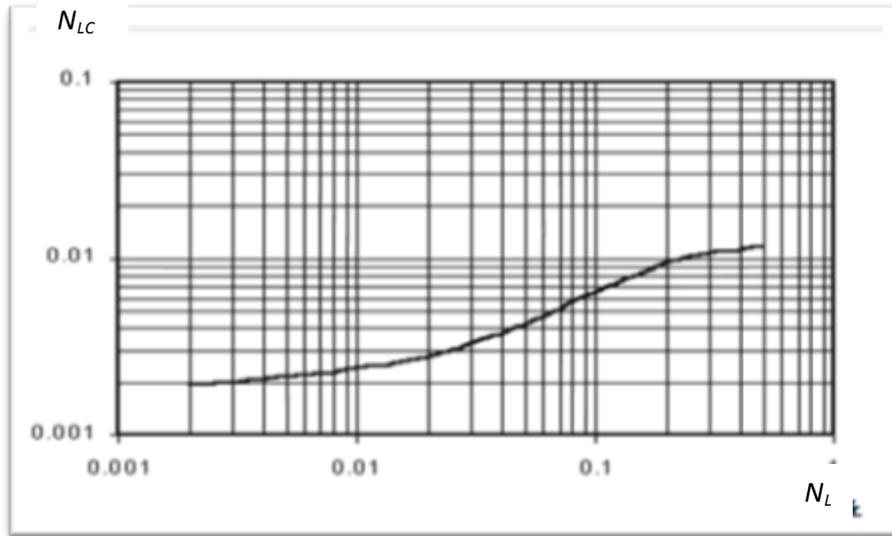


Fig. 3. 3 Correlación para el coeficiente del número de viscosidad, N_{LC} o CN_L (Hagedorn y Brown, 1965).

c) Calcular el grupo adimensional $\frac{N_{vL}^{0.575}}{N_{vg}} \left(\frac{P}{Pa}\right)^{0.1} \left(\frac{CN_L}{N_D}\right)$, y con la fig. 3.4 determinar $\frac{H_L}{\Psi}$.

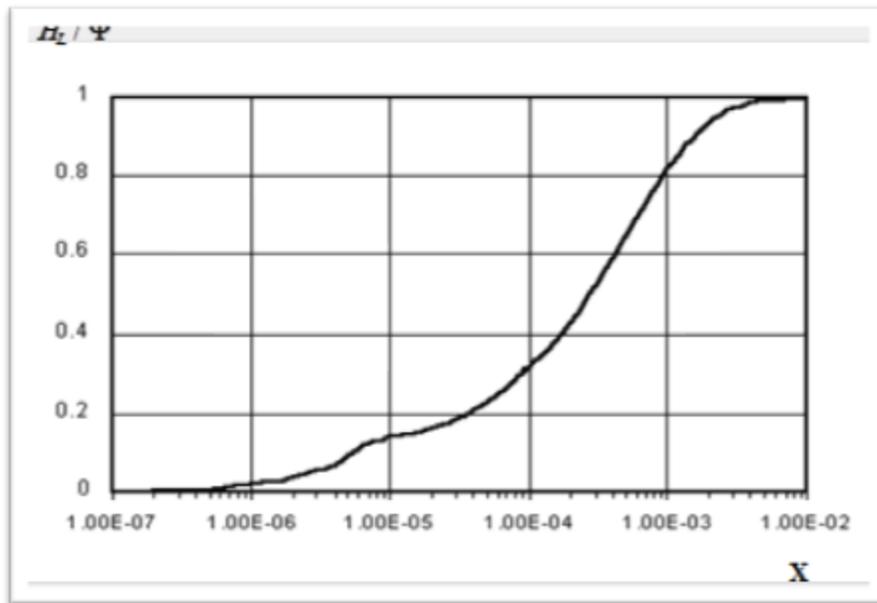


Fig. 3. 4 Correlación de la relación H_L/Ψ (Hagedorn y Brown, 1965).

d) Con base en ψ y la relación H_L/ψ , se obtiene el colgamiento.

Si se obtiene que $H_L < \lambda_L$, donde $\lambda_L = \frac{v_{SL}}{v_m}$, entonces tomar $H_L = \lambda_L$.

- Calcular la densidad de la mezcla:

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L). \quad \dots\dots\dots (3.35)$$

- Calcular el factor de fricción:

El factor de fricción se determina con el diagrama de Moody, en función de la rugosidad relativa y el número de Reynolds definido como:

$$NRe = \frac{\rho_m v_m d}{\mu_m}, \quad (3.36)$$

donde

$$\mu_m = (\mu_L)^{H_L} (\mu_g)^{(1-H_L)}. \quad \dots\dots\dots (3.37)$$

En el término de pérdidas de presión por fricción, la densidad de la mezcla sin resbalamiento se define como:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L). \quad \dots\dots\dots (3.38)$$

3.4 Modelo térmico para el pozo

La predicción de la temperatura en pozos petroleros es un proceso complejo que involucra los diferentes modos de transferencia de calor, siendo la conducción y la convección los más importantes. Por un lado, la conducción ocurre a través de las paredes de las tuberías de producción y de revestimiento, la cementación y las formaciones perforadas. La convección se presenta en los fluidos transportados dentro de la sarta de producción y por el espacio anular.

Existen diferentes métodos para predecir los perfiles de temperatura, todos ellos formulados a partir del principio de conservación de la energía. Los más utilizados en la práctica no toman en cuenta el patrón de flujo, y se basan en la determinación o estimación de un coeficiente global de transferencia de calor (Ramey, 1962; Alves et al., 1992).

En este trabajo se propone el uso del modelo unificado de Alves et al. (1992) para predecir la distribución de la temperatura de los fluidos transportados en los pozos con BNC. Las características del modelo se describen a continuación.

3.4.1 Método de Alves para calcular gradientes de temperatura en pozos

En su la formulación de su modelo para calcular el gradiente de temperatura en pozos petroleros, Alves et al. (1992) parten de las ecuaciones de conservación de masa (3.40), momento (3.41) y energía (3.42) en régimen permanente, para un volumen de control de tubería:

$$\frac{d}{dL} (\rho v) = 0, \dots\dots\dots (3.40)$$

$$\frac{d}{dL} (\rho v^2) = - \frac{dp}{dL} - \rho g \text{sen}(\theta) - \frac{\tau \pi d}{A_p}, \dots\dots\dots (3.41)$$

y

$$\frac{d}{dL} \left[\rho v \left(u + \frac{1}{2} v^2 \right) \right] = - \frac{d}{dL} (pv) - \rho v g \text{sen}(\theta) - \frac{Q \pi d}{A_p}. \dots\dots\dots (3.42)$$

donde u es la energía interna específica, y tau es el esfuerzo cortante entre el fluido y las paredes de la tubería.

Con base en la ec. 3.40, las ecuaciones 3.41 y 3.42 pueden expresarse respectivamente como:

$$- \frac{dp}{dL} = \rho v \frac{dv}{dL} + \rho g \text{sen}(\theta) + \frac{\tau \pi d}{A_p}, \dots\dots\dots (3.43)$$

y

$$- \frac{dh}{dL} = v \frac{dv}{dL} + g \text{sen}(\theta) + \frac{Q \pi d}{w}. \dots\dots\dots (3.44)$$

donde h es la entalpía específica, y w es el gasto másico.

La transferencia de energía en forma de calor con los alrededores se expresa en términos del coeficiente global de transferencia de calor, “ U ”:

$$Q = U (T - T_e). \dots\dots\dots (3.45)$$

donde T es la temperatura de los fluidos dentro de la TP, y Te es la temperatura de la formación.

Sustituyendo la ec. 3.45 en 3.44, se obtiene:

$$-\frac{dh}{dL} = g \operatorname{sen}(\theta) + v \frac{dv}{dL} + \frac{U \pi d}{\bar{w}} (T - T_e). \quad (3.46)$$

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

$$\frac{dh}{dL} = \bar{C}_p \frac{dT}{dL} - \eta \bar{C}_p \frac{dp}{dL}, \quad (3.47)$$

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

Por lo tanto, sustituyendo 3.47 en 3.46:

$$\bar{C}_p \frac{dT}{dL} - \eta \bar{C}_p \frac{dp}{dL} = -g \operatorname{sen}(\theta) - v \frac{dv}{dL} - \frac{U \pi d}{\bar{w}} (T - T_e). \quad (3.48)$$

La ec. 3.48 puede expresarse como:

$$\frac{dT}{dL} + \frac{T}{A} = \frac{T_e}{A} + \frac{1}{\rho \bar{C}_p} \frac{dp}{dL} \Phi, \quad (3.49)$$

donde el parámetro A es una distancia de relajación, y se define como:

$$A = \frac{\bar{w} \bar{C}_p}{U \pi d}, \quad (3.50)$$

y

$$\Phi = \left(\rho \eta \bar{C}_p \frac{dp}{dL} - \rho g \operatorname{sen}(\theta) - \rho v \frac{dv}{dL} \right) / \left(\frac{dp}{dL} \right). \quad (3.51)$$

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

$$T_e = T_{ei} - g_e L \operatorname{sen}(\theta). \quad (3.52)$$

Donde Tei es la temperatura en el fondo, y ge es el gradiente geotérmico. Por lo tanto, sustituyendo la ec. (3.52) en (3.49) se tiene:

$$\frac{dT}{dL} + \frac{1}{A} T = \frac{1}{A} T_{ei} - \frac{1}{A} g_e L \operatorname{sen}(\theta) + \frac{1}{\rho \bar{C}_p} \frac{dp}{dL} \Phi. \quad (3.53)$$

La ec. 3.53 puede integrarse analíticamente en un tramo de tubería considerando valores constantes de U , C_p , η , g_e , θ , v dv/dL y dp/dL , de tal manera que:

$$T = (T_{ei} - g_e L \sin \theta) + (T_i - T_{ei}) \exp(-L/A) + \\ + g_e A \sin \theta [1 - \exp(-L/A)] + \frac{1}{\rho \bar{c}_p} \frac{dp}{dL} \Phi A \sin \theta [1 - \exp(-L/A)]. \quad \dots\dots\dots (3.54)$$

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 ec. 3.54 se simplifica a:

$$T = (T_{ei} - g_e L \sin \theta) + (T_i - T_{ei}) \exp(-L/A) + g_e A \sin \theta [1 - \exp(-L/A)]. \quad \dots\dots (3.55)$$

Para finalizar esta sección, es importante mencionar que la ec. 3.55 es utilizada en el presente trabajo para calcular la temperatura de los fluidos transportados en los pozos con BNC. En la definición de la distancia de relajación, A (ec 3.50), el coeficiente global de transferencia de calor, U , se considerará como parámetro de entrada en el modelo; una manera de calcularlo de manera rigurosa en términos de las propiedades térmicas de los fluidos y materiales (tuberías, cementación, rocas), y los diámetros de las tuberías, puede consultarse en Ramey (1962).

Capítulo 4

Programa de cómputo

Conforme a los alcances de la presente tesis, en este capítulo se describen las características principales del programa de cómputo desarrollado para generar mapas de estabilidad de flujo en pozos con BNC. El programa está basado en el modelo hidrodinámico-térmico propuesto en el capítulo 3, y en los criterios de estabilidad de Asheim (1988). Además de explicar las funcionalidades de los módulos que lo integran, se discute cómo fueron verificados los resultados del programa.

4.1 Descripción del programa

Se desarrolló un programa de cómputo a partir del modelo hidrodinámico-térmico descrito en el capítulo 3. La herramienta cuenta con funcionalidades para:

- a) Procesar los datos de entrada que describen las características del pozo: acoplamiento de los datos del estado mecánico y del giroscópico, y discretización del modelo geométrico.
- b) Calcular las propiedades PVT de los fluidos de yacimiento.
- c) Calcular perfiles de presión y temperatura en el pozo.
- d) Generar la curva de comportamiento de afluencia.
- e) Realizar análisis nodales.
- f) Determinar si el flujo es estable o inestable con base en los criterios de Asheim (año), para diferentes condiciones de frontera.

El código del programa fue desarrollado en Fortran 90/95. Para visualizar los resultados en mapas de estabilidad, se escribió una macro en Visual Basic para Excel.

4.1.1 Datos de entrada

La información requerida en el programa es:

- a) Propiedades de los fluidos: densidad relativa del aceite, densidad relativa del gas, y relación gas-aceite; de manera opcional, las fracciones molares de impureza en el gas, así como la presión y temperatura del separador.
- b) Propiedades térmicas de los fluidos y coeficiente global de transferencia de calor.
- c) Estado mecánico: descripción de los arreglos de la tubería de producción y las tuberías de revestimiento.
- d) Giroscópico: datos de profundidad medida contra profundidad desarrollada.
- e) Datos de pruebas de presión-producción: presión y temperatura en la cabeza del pozo, presión y temperatura del yacimiento, presión de fondo fluyendo, gasto de líquido, y gasto de gas de BN.

Los datos se ingresan al programa a través de los archivos de texto indicados en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Archivos con los datos de entrada al programa.

Nombre del archivo	Descripción
Datos.dat	Datos de fluidos de formación y de inyección de BN, temperaturas, Presiones, rugosidad de la tubería, Profundidad del punto de inyección, diámetro del punto de inyección.
Aparejo.txt	Distribución del aparejo de producción (\emptyset y longitudes)
Survey.txt	Desviación del pozo (profundidad vertical y desarrollada)

4.1.2 Módulo PVT

En este módulo se incorporaron subrutinas y funciones para calcular las propiedades PVT de los fluidos de yacimiento (**Fig. 4.1**). Para tal efecto, se utilizaron las correlaciones indicadas en la sección 3.1. Cabe destacar que, por la forma en que fue estructurado el programa, fácilmente pueden incorporarse correlaciones distintas a las consideradas en el presente estudio.

Fig. 4.2 Subrutina para el cálculo del perfil de presión.

Con respecto al modelo térmico, se implementó una subrutina para calcular la temperatura de los fluidos en su trayecto del fondo del pozo hasta la superficie (**Fig. 4.3**). El cálculo se realiza con base en el modelo de transferencia de calor de Alves et al. (1992), descrito en la sección 3.4. Es importante mencionar que el coeficiente global de transferencia de calor se considera como parámetro de entrada, y pueden asignarse valores diferentes de este parámetro en las celdas numéricas que resultan de la discretización del modelo del pozo, con la finalidad de calibrar el modelo térmico.

```

Microsoft Developer Studio - Calc_Grad - [Calc_Grad.f90 *]
File Edit View Insert Build Tools Window Help
Calc_Grad - Win32 Debug
Calc_Grad files
  Calc_Grad.f90
  Entreda_Datos.f
  H_B.f90
  Intergrad.f90
  Main.f90
  modulePVT.f90
  Variables.f90
  Dependencies

subroutine Temp
use variables
Ty (celda) = T_i
Temperatura (celda) = T_yac
do i = celda-1, 1, -1
  L = i * z
  call angulo (L,ANG)
  call diametros (L,diametro)
  Roro =141.5d0/(API+131.5d0)
  w_aceite = Qo * 5.615 * 62.4 * Dens_aceite
  w_gas = Qo * 0.0764 * RGA * Dens_gas
  w_gas_iny = Qgi*1000000 * 0.0764 * Dens_gas_BN
  if ( L > Pinyeccion ) then
    w_gi=0.d0
  end if
  wmezcla = w_aceite + w_gas + w_gas_inyeccion
  Cp_m = ( w_gas*Cpg + w_aceite*Cpo + w_gas_inyeccion*Cpgi ) / wmezcla
  A = (w_m * Cp_m * 12) / (U * 3.1416 * diametro * 24 )
  ANG= 90.d0 - ANG
  if (L<200) then
    ANG = 90.d0
  end if
  Temp(i) = Temp(i+1) - (QE/100) * z * sin(ANG*(3.1416/180))
end do
    
```

Fig. 4.3 Subrutina para el cálculo del perfil de temperatura.

4.1.4 Módulo de análisis nodal

Este módulo cuenta con funcionalidades para realizar análisis nodales en el sistema de BNC, bajo diferentes condiciones de frontera: presión y temperatura del yacimiento, presión y temperatura en la cabeza del pozo, gasto de líquido y gasto de gas de inyección. La curva de comportamiento de afluencia puede generarse con el método de Vogel (1968), y su extensión de IPR generalizada, según corresponda (**Fig. 4.4**). La curva característica del flujo en la TP se determina con base en las funcionalidades descritas en la sección 4.1.3. Para calcular el gasto y presión de fondo fluyendo que se establecen en el sistema, se implementó un algoritmo que busca la intersección de estas curvas (**Fig. 4.5**).

```

Microsoft Developer Studio - Calc_Grad - [Calc_Grad.f90 *]
File Edit View Insert Build Tools Window Help
Calc_Grad - Win32 Debug
Calc_Grad files
  Calc_Grad.f90
  Entrada_Datos.f
  H_B.f90
  intergrad.f90
  Main.f90
  modulePVT.f90
  Variables.f90
  Dependencies
  subrutine IPR
  use variables
  implicit none
  do ii=1,num_gasto
    Q(1)=1.d0
    Qo=Q(ii)

    if (Pwfaforo>Pb_y) then

      Pipr(ii) = Pws - ( Qo / IP)

    else
      XX=(-0.2-(0.04-3.2*((Qo/Qmax)-1)**0.5)/1.6
      if(XX<0.d0) then
        XX=(-0.2+(0.04-3.2*((Qo/Qmax)-1)**0.5)/1.6
      end if
      Pipr(ii)=XX*Pws
    end if

    if(Qo==Qmax) then
      Pipr(ii)=0.d0
    end if
  end do
end subrutine IPR
Ln 509, Col 13 | REC | COL | OVR | READ
  
```

Fig. 4.4 Subrutina para el cálculo de la IPR.

```

Microsoft Developer Studio - Calc_Grad - [Calc_Grad.f90 *]
File Edit View Insert Build Tools Window Help
Calc_Grad - Win32 Debug
Calc_Grad files
  Calc_Grad.f90
  Entrada_Datos.f
  H_B.f90
  intergrad.f90
  Main.f90
  modulePVT.f90
  Variables.f90
  Dependencies
  end subrutine
  |*****
  subrutine Qosolucion
  use Variables
  real(kind=8)::m1,m2,b1,b2

  do j1=1,num_gasto

    tol=Pipr(j1)-Pfondo(j1)

    if (tol<-1) then
      exit
    end if

    !calculo de pendientes
    m1 = (Pipr(j1)-Pipr(j1+1) ) / (Q(j1)-Q(j1+1))
    m2 = (Pfondo(j1)-Pfondo(j1+1) ) / (Q(j1)-Q(j1+1))
    !Calculo de ordenadas al origen
    b1 = Pipr(j1) - m1*Q(j1)
    b2 = Pfondo(j1) - m2*Q(j1)

    Qo_solucion = (b2 - b1) / (m1 - m2)

  end do
end subrutine
  |*****
Ln 509, Col 13 | REC | COL | OVR | READ
  
```

Fig. 4.5 Subrutina para el cálculo del gasto solución del sistema.

4.1.5 Módulo para el análisis de estabilidad

El programa cuenta con un algoritmo que realiza un barrido de diferentes combinaciones de gasto de gas de inyección y presión en la cabeza, y encuentran las soluciones correspondientes mediante las funcionalidades 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 Asheim (1988). Los resultados se imprimen en un archivo de texto, con un formato diseñado para su posterior visualización como mapas de estabilidad.

```

Microsoft Developer Studio - Calc_Grad - [Calc_Grad.f90 *]
File Edit View Insert Build Tools Window Help
Calc_Grad - Win32 Debug
Calc_Grad files
  Calc_Grad.f90
  Entrada_Datos.f
  H_B.f90
  intergrad.f90
  Main.f90
  modulePVT.f90
  Variables.f90
  Dependencies

!*****
subroutine Asheim
use Variables
implicit none

if (Pwf_solucion < Pws) then

    Ei = 0.9d0                !Variable fija
    Ai = ( 3.1416d0 * (Orificio/12)**2 ) / 4    !Calcula del área del orificio del punto de inyección en ft^2
    IP= Qo_solucion / ( Pws - Ph_y + (Ph_y/1.8) * ( 1-0.2* ( Pwf_solucion/Ph_y) -0.8*(Pwf_solucion/Ph_y)**2) )
    F1 = ( 0.002207d0 * Rorg_bn * (ggi**2) * IP * Bg_bn_cal(jj) ) / ( ( Ai**Ai * Ei**Ei) ) * Qo_solucion    !Calculo de

if ( F1 > 1.0d0)then
    criterio1= 0.0d0        !0 equivale a estable
    criterio2 = 2.0d0      !2 equivale a estable con criterio 1
else
    Criterio1=1.0d0        !1 equivale a inestable

!calculo de Vt, volumen en la TP desde el punto de inyección hasta la superficie
Vt = ( ( 3.1416 * (6.184**2) / (4*144) ) * 477.96 ) + ( ( 3.1416 * (4.892**2) / (4*144) ) * (Piny - 477.96) )
Vc = ( ( 3.1416 * ( ( 10.551**2) - (7**2) ) ) / (4*144) ) * 477.96 ) + ( ( 3.1416 * ( ( 10.551**2) - (5.5**2) ) ) / (4*144)
Bt = Bo_cal(jj) + ( RGA - Rs_cal(jj) ) * Bg_cal(jj)
Qfi = (Qo_solucion*5.614/86400) * Bt

```

Fig. 4.6 Subrutina para el análisis de estabilidad.

4.2 Verificación de los resultados del programa

Los resultados de los módulos para calcular las propiedades PVT de los fluidos de yacimiento, generar los perfiles de presión y temperatura, y realizar análisis nodales, se verificaron contra los obtenidos en una herramienta comercial.

4.2.1 Verificación del cálculo de las propiedades PVT

En la figuras 4.7 a 4.12 se comparan los valores calculados con el programa de cómputo para las principales propiedades PVT del aceite y su gas asociado, contra los calculados en la herramienta comercial (HC). En la comparación se utilizaron las mismas correlaciones y datos de entrada. Como se muestra, existe un buen acuerdo con los resultados de la herramienta comercial.

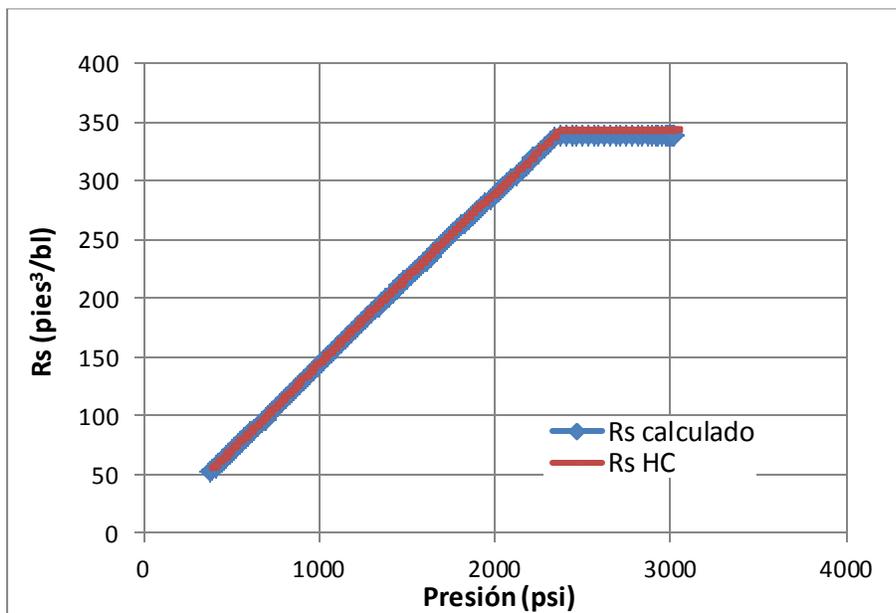


Fig. 4.7 Comparación de resultados para la relación de solubilidad.

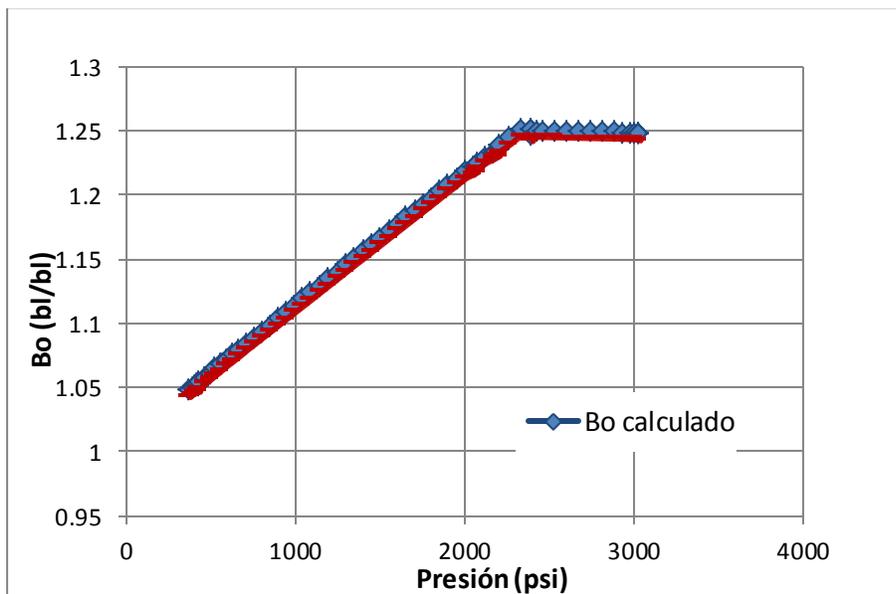


Fig. 4.8 Comparación de resultados para el factor de volumen del aceite.

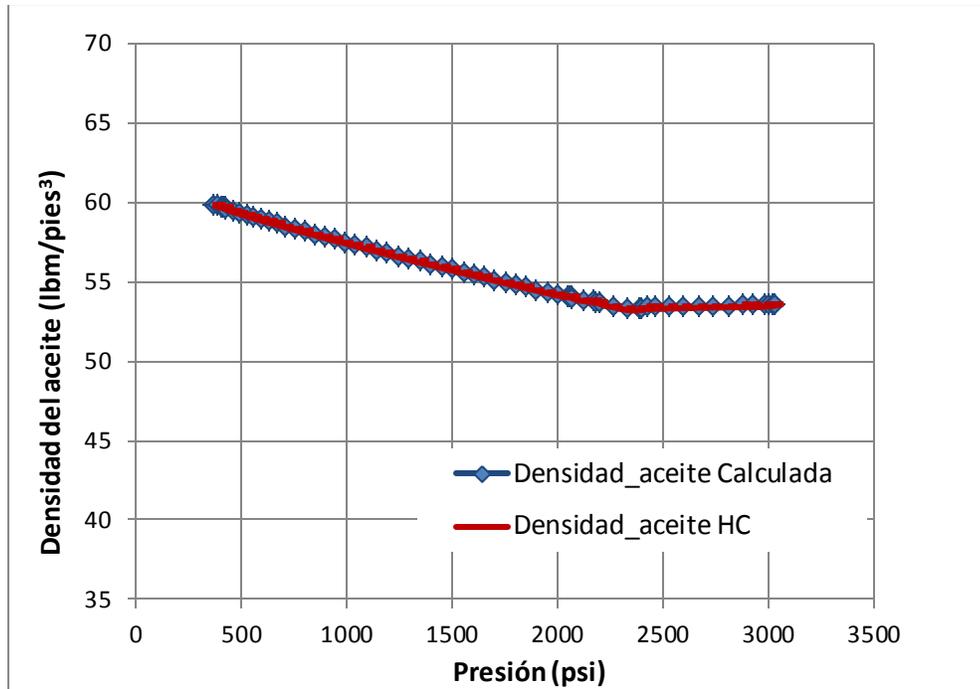


Fig. 4.9 Comparación de los resultados para la densidad del aceite.

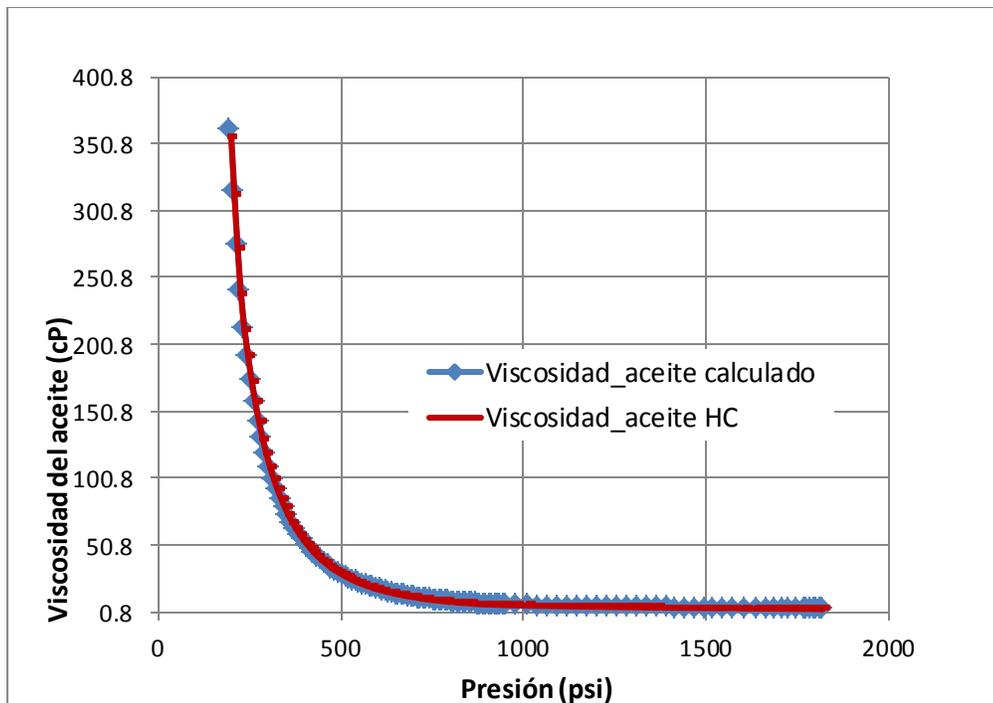


Fig. 4.10 Comparación de los resultados para la viscosidad del aceite.

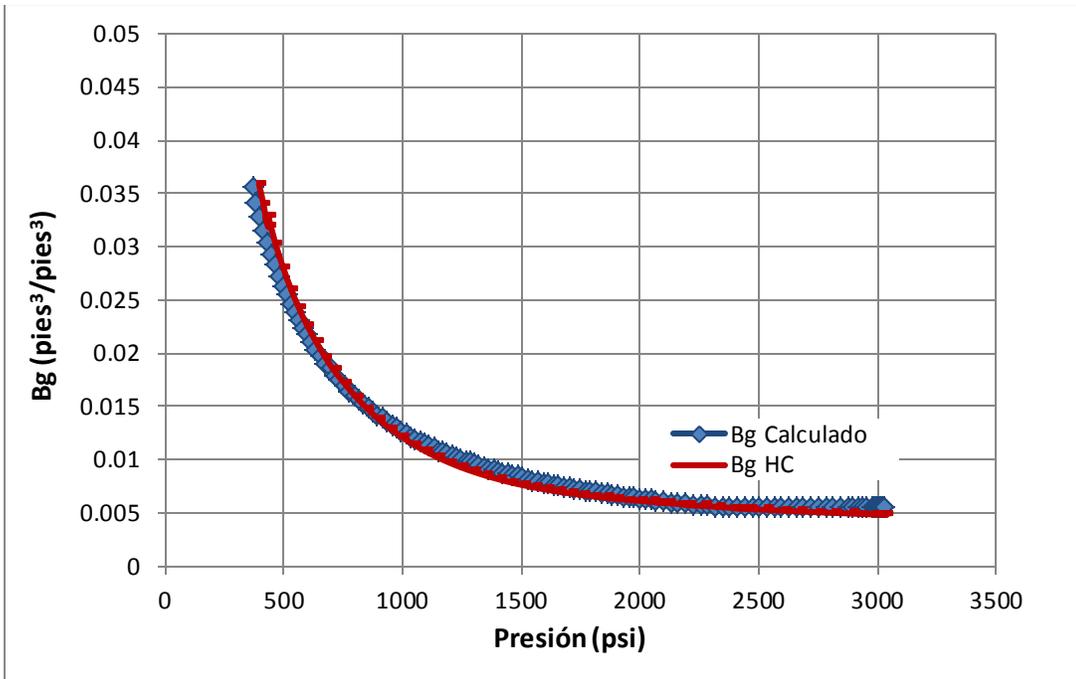


Fig. 4.11 Comparación de los resultados para el factor de volumen del gas.

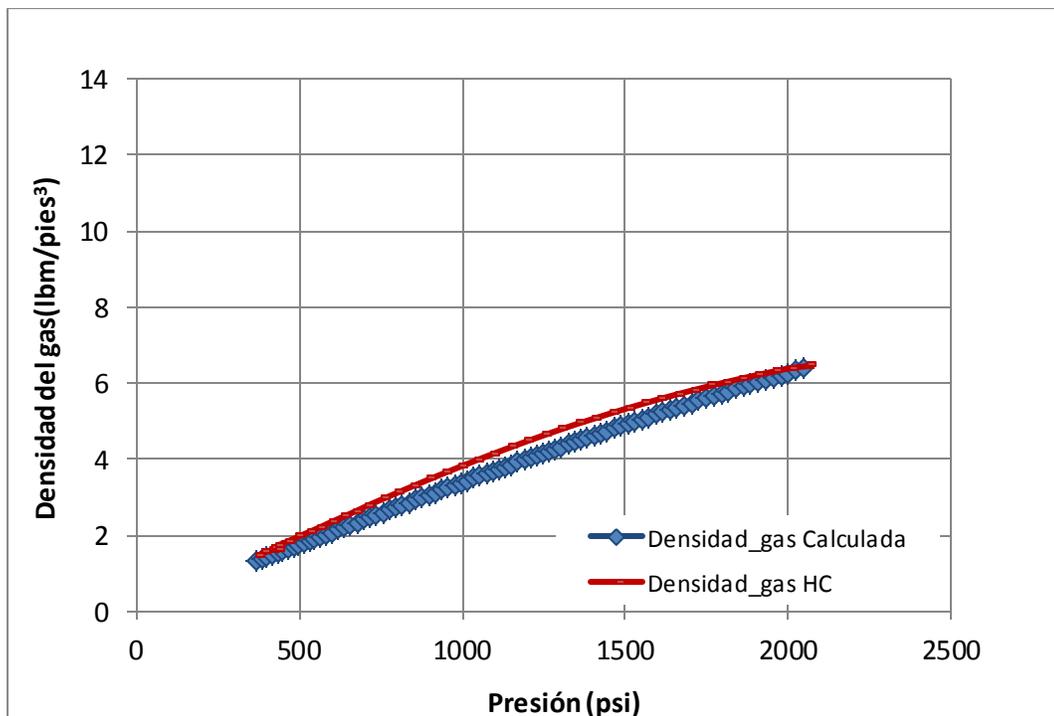


Fig. 4.12 Comparación de resultados para la densidad del gas.

4.2.2 Comparación del perfil de presión

En la fig. 4.13 se muestra la comparación de un perfil de presión calculado en el programa y en la herramienta comercial. En ambos, se utilizó el mismo conjunto de datos de entrada, y la correlación de flujo multifásico. Se observa que ambos perfiles de presión coinciden, por lo que el programa los calcula correctamente.

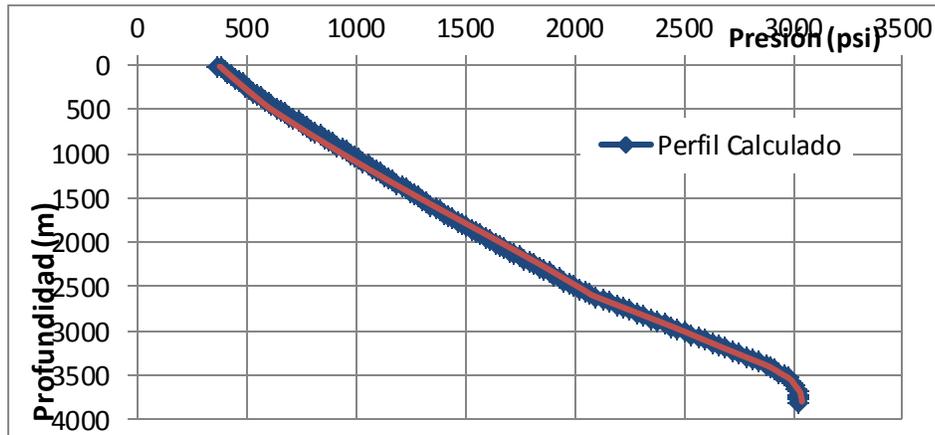


Fig. 4.13 Gráfico de perfil de presión del pozo.

4.2.3 Comparación del perfil de temperatura

calcularon perfiles de temperatura para un mismo conjunto de datos de entrada, con el programa de cómputo desarrollado y con la herramienta comercial. La comparación de los perfiles generados se presenta en la Fig. 4.14. Como puede observarse, la forma de los perfiles es similar pero en algunos puntos el programa de cómputo calcula temperaturas ligeramente mayores (en no más de 10 °F). Las diferencias observadas pueden atribuirse a que se desconoce qué modelo de transferencia de calor es empleado en la herramienta comercial.

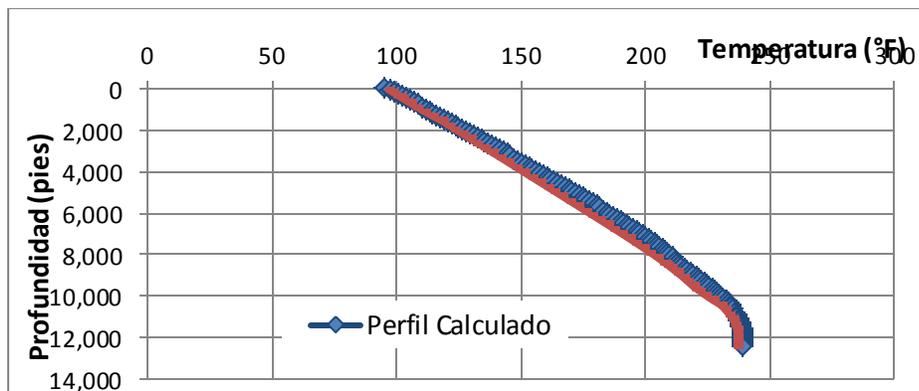


Fig. 4.14 Gráfico del perfil de temperatura del pozo.

4.2.4 Comparación de los resultados del análisis nodal

En la siguiente figura se presentan los resultados obtenidos con respecto a un análisis nodal. Se observa que las curvas de comportamiento hidráulico del flujo en la TP coinciden razonablemente bien; las mayores diferencias se presentan a gastos cercanos a cero y a gastos mayores de 8,000 bpd. Ahora bien, de acuerdo a la figura, se ve que existe un buen acuerdo entre la solución calculada con el programa de cómputo, con respecto a la obtenida con la herramienta comercial; la diferencia en el gasto solución de 380 bpd, y de 40 psi en la presión en el fondo fluyendo.

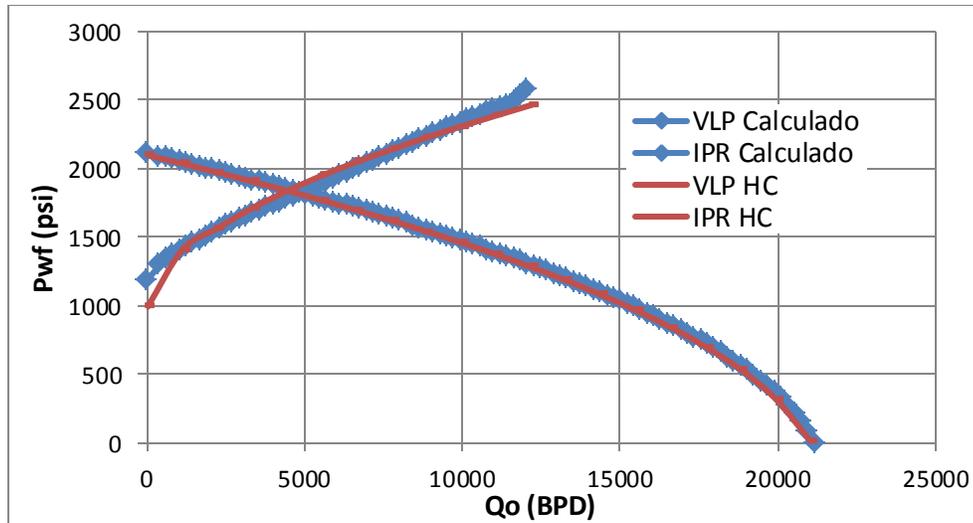


Fig. 4.15 Análisis nodal para un pozo con BN del campo Maloob.

4.3 Mapas de estabilidad

Se desarrolló una macro en Visual Basic para Excel (Fig. 4.16) para visualizar los resultados del programa, con el formato de mapas de estabilidad (Fig. 4.17). Las coordenadas del mapa son el gasto de gas de inyección contra presión en la cabeza. En los mapas se muestran las condiciones correspondientes a los flujos estable e inestable, así como aquellas en que el sistema es inoperable. Asimismo, se muestran las fronteras de estabilidad y los límites de operación correspondientes.

	Pwh (psia)	Qiny (mmpcd)	Qo_solucion (bopd)	Pwh (psia)	Qiny (mmpcd)	Qo_solucion (bopd)	Pwh (psia)	Qiny (mmpcd)	Pwh (psia)	Qiny (mmpcd)	Qo_solucion (bopd)	Pwh (psia)	Qiny (mmpcd)	Qo_solucion (bopd)	Pwh (psia)	Qiny (mmpcd)
2	14.065	7	6378.293	14.065	1	2383.543	42.194	1	14.065	7	6378.293	14.065	1	2383.543	42.194	1
4	14.065	7.5	6493.389	14.065	15	3324.74	42.194	15	14.065	7.5	6493.389	14.065	15	3324.74	42.194	15
6	14.065	8	6557.447	14.065	2	2925.174	42.194	2	14.065	8	6557.447	14.065	2	2925.174	42.194	2
8	21.097	6.5	5190.543	14.065	2.5	4411.94	42.194	2.5	21.097	6.5	5190.543	14.065	2.5	4411.94	42.194	2.5
10	21.097	7	5301.11	14.065	3	4766.038		3	21.097	7	5301.11	14.065	3	4766.038		3
12	21.097	7.5	5401.046	14.065	3.5	5084.573		3.5	21.097	7.5	5401.046	14.065	3.5	5084.573		3.5
14	21.097	8	5493.96	14.065	4	5397.145		4	21.097	8	5493.96	14.065	4	5397.145		4
16	28.129	6	4068.209	14.065	4.5	5595.85		4.5	28.129	6	4068.209	14.065	4.5	5595.85		4.5
18	28.129	6.5	4161.674	14.065	5	5794.543		5	28.129	6.5	4161.674	14.065	5	5794.543		5
20	28.129	7	4260.104	14.065	5.5	5993.984		5.5	28.129	7	4260.104	14.065	5.5	5993.984		5.5
22	28.129	7.5	4369.203	14.065	6	6193.521		6	28.129	7.5	4369.203	14.065	6	6193.521		6
24	28.129	8	4480.302	14.065	6.5	6293.931		6.5	28.129	8	4480.302	14.065	6.5	6293.931		6.5
26	35.162	1	1866.271	21.097	1	2184.517		1	35.162	1	1866.271	21.097	1	2184.517		1
28	35.162	1.5	1890.486	21.097	1.5	2699.504		1.5	35.162	1.5	1890.486	21.097	1.5	2699.504		1.5
30	35.162	2	1961.309	21.097	2	3172.136		2	35.162	2	1961.309	21.097	2	3172.136		2
32	35.162	2.5	2095.112	21.097	2.5	3566.402		2.5	35.162	2.5	2095.112	21.097	2.5	3566.402		2.5
34	35.162	3	2187.378	21.097	3	3890.729		3	35.162	3	2187.378	21.097	3	3890.729		3
36	35.162	3.5	2269.906	21.097	3.5	4198.611		3.5	35.162	3.5	2269.906	21.097	3.5	4198.611		3.5
38	35.162	4	2354.939	21.097	4	4388.565		4	35.162	4	2354.939	21.097	4	4388.565		4
40	35.162	4.5	2442.993	21.097	4.5	4581.38		4.5	35.162	4.5	2442.993	21.097	4.5	4581.38		4.5
42	35.162	5	2544.749	21.097	5	4755.545		5	35.162	5	2544.749	21.097	5	4755.545		5
44	42.194	3	2163.503	21.097	5.5	4917.823		5.5	42.194	3	2163.503	21.097	5.5	4917.823		5.5
46	42.194	3.5	2242.993	21.097	6	5063.095		6	42.194	3.5	2242.993	21.097	6	5063.095		6
48	42.194	4	2312.375	28.129	1	1731.389		1	42.194	4	2312.375	28.129	1	1731.389		1
50	42.194	4.5	2379.461	28.129	1.5	2294.889		1.5	42.194	4.5	2379.461	28.129	1.5	2294.889		1.5

Fig. 4.16 Macro en Excel para generación de mapas de estabilidad.

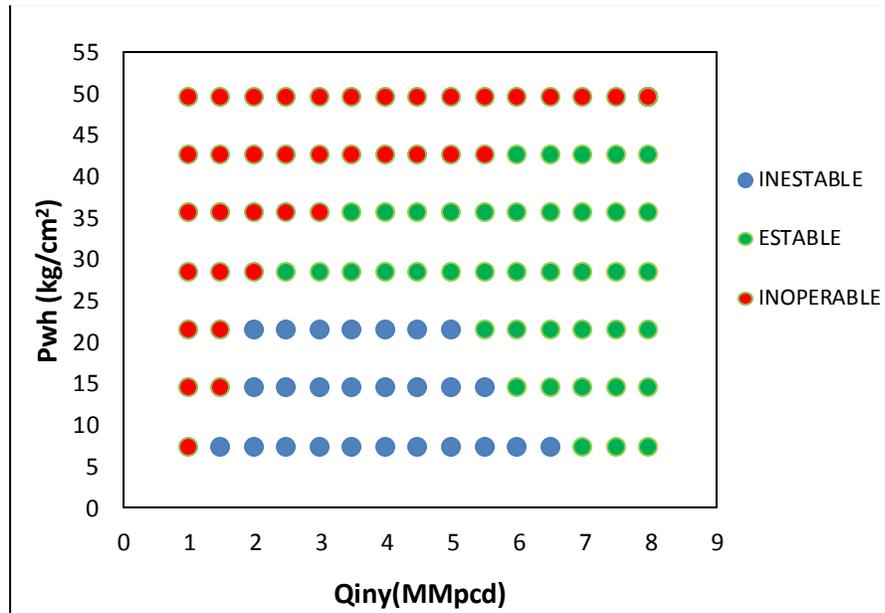


Fig. 4.17 Mapa de estabilidad.

Capítulo 5

Caso de estudio:

Pozo típico de BNC de los campos Maloob y Zaap

En este capítulo se describen las características principales de los campos Maloob y Zaap, y se discute la problemática de inestabilidad de flujo que exhiben algunos de los pozos de estos campos. Se presentan las características del pozo con BNC seleccionado para el análisis de estabilidad. Finalmente, se presentan los detalles del modelo generado para el análisis lineal.

5.1 Descripción de los campos Maloob y Zaap

Los campos marinos Maloob y Zaap se encuentran a 100 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche (**Fig. 5.1**), y producen crudo pesado de 13 °API. Estos campos, junto con Ku, Bacab y Lum, integran el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap.

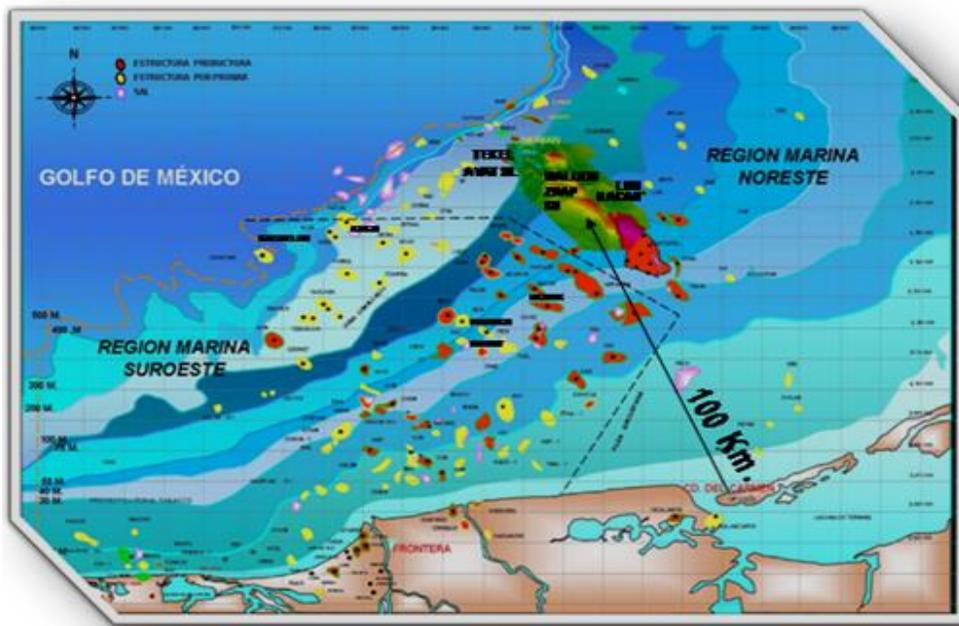


Fig. 5.1 Ubicación geográfica de los campos Maloob y Zaap (Pemex, 2013).

Actualmente, el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap es el más importante de México, con una producción de 861 Mbpd de crudo y 367 MMpcd de gas. En la tabla 5.1 se indican algunos datos adicionales del Activo, mientras que en la tabla 5.2 se resumen sus etapas de explotación. Por otra parte, en la Fig. 5.2 se muestra su histórico de producción.

De acuerdo a la Fig. 2, puede observarse que la producción de petróleo crudo del Activo entre 1983 y 1996 se mantuvo en alrededor de 200 Mbpd, siendo Ku el principal campo. A partir de ese año y hasta 2005, el gasto diario de crudo fue de entre 200 y 300 Mbpd. En el periodo de 2005 a 2009, la producción diaria de los campos Ku, Maloob y Zaap se incrementó hasta alcanzar en conjunto los 800 Mbpd. En el año 2009, la producción del campo Ku comenzó a declinar, sin embargo la del Activo se mantuvo en alrededor de 860 Mbpd con la explotación de los campos Maloob y Zaap.

Tabla 5.1 Información general del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap (presentación Pemex, 2013).

Ku-Maloob-Zaap	
5 Campos productores	
Ku, Maloob, Zaap, Bacab, Lum	
4 Horizontes Geológicos	
Eoceno Medio, Cretácico, JSK y JSO	
Producción de Aceite (Mbpd):	861.735
Producción de gas (MMpcd):	367.27
Pozos productores:	177
Centros de proceso de producción:	5
Barco de Proceso (FPSO):	1
Densidad del aceite (°API):	11 - 29°
Viscosidad (cp @ Pb):	1 - 20
Volumen original (MMbbls):	18,550
Producción acumulada Np (MMbbls):	4,061.50
Factor de recuperación, F.R. (%):	21.9
Campo Ku (%):	52.6
Campo Maloob (%):	11.6
Campo Zaap (%):	14.8

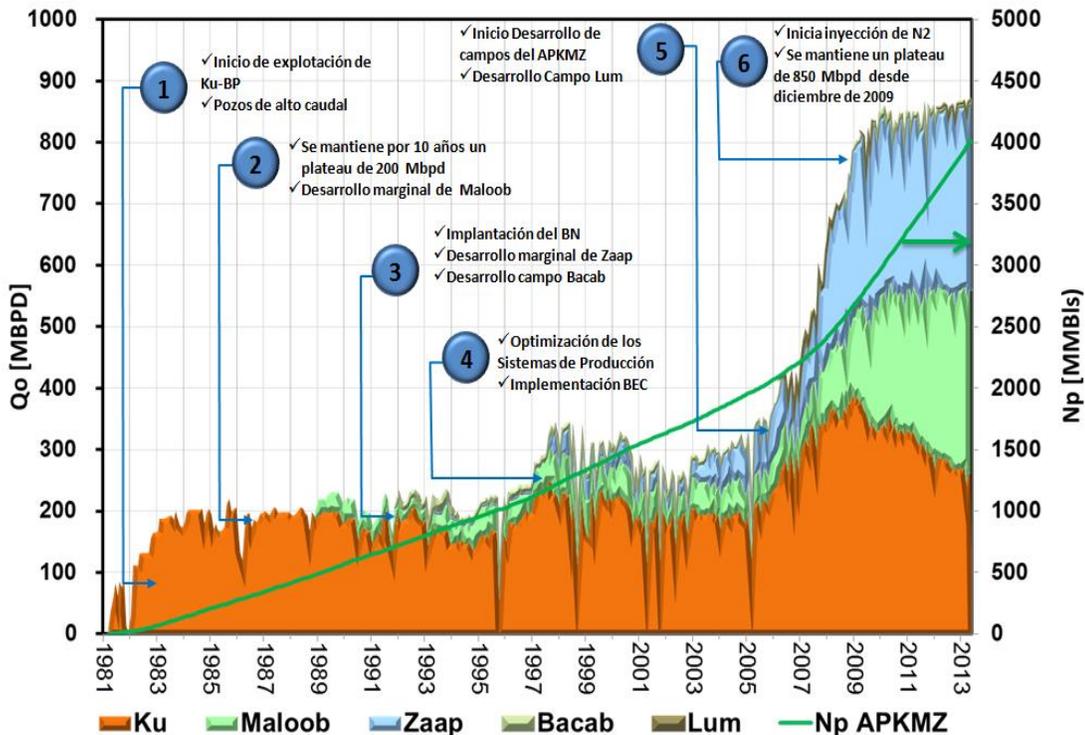


Fig. 5.2 Histórico de producción de Ku-Maloob-Zaap (Pemex, 2013).

Tabla 5.2 Etapas de Explotación de Ku-Maloob-Zaap (Pemex, 2013).

Etapas de Explotación de Ku-Maloob-Zaap	
Etapa 1 (1981-1983)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Explotación del Activo KMZ, inicia en el campo Ku con pozos de alto caudal
Etapa 2 (1983-1992)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se alcanza una plataforma de producción de 200 MBPD en 1983 y se mantiene por 10 años ✓ Desarrollo marginal de Maloob
Etapa 3 (1992-1997)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Desarrollo incipiente del campo Zaap ✓ Implantación de bombeo Neumático en Ku
Etapa 4 (1997-2002)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Declinación de los campos ✓ Batería Ku-A Perforación ✓ Rediseño de Aparejos

<p>Etapa 5 (2002-2011)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mantenimiento de Presión ✓ Autorización del presupuesto para el desarrollo integral de los campos Ku-Maloob-Zaap ✓ Desarrollo relevante a partir de 2005 alcanzando 850 Mbpd en 2009 ✓ Inicia inyección de nitrógeno en 2009 para mantener la presión de los yacimientos KMZ cretácico
<p>Etapa 6 (2011-2015)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mantenimiento de Presión con inyección de N₂ ✓ Puesta en operación de plataforma de generación para alimentación eléctrica a pozos con sistema BEC ✓ Puesta en operación de Bombas Multifásicas.

En cuanto a los campos Maloob y Zaap, en las tablas 5.3 y 5.4, respectivamente, se indican los valores de sus principales características petrofísicas, las condiciones iniciales de presión y temperatura, y las propiedades del aceite producido.

Tabla 5.3 Características principales del campo Maloob (ABC administración de yacimientos. Pemex, 2013).

Información General		Características de la Roca		Características de los fluidos			
Formación:	BTPKS		Litología:	Brecha dolomitizada	Tipo:	Aceite negro pesado	
Tipo:	NF	No. Pozos productores:	41	Porosidad total (%):	8.6	Pb (kg/cm ²):	156
Espesor bruto/Neto:	634/255	No. Pozos SAP:	41	Porosidad matriz (%):	4.3-6.8	Densidad (°API):	14
Cima (mbvnm):	2,842	Pres. ini./act. (kg/cm ²):	293/117	Porosidad fracturas (%):	1.7-4.3	Visc. del aceite @ Pb (cp):	7.0-20.0
COW original (mbNM):	3,476	Temperatura (°C):	112/117	Permeabilidad matriz (mD):	5.0-10.0	Rs @ Pb (m ³ /m ³):	65
Vol. Original (mmbpce):	5,184.30	Tipo de empuje:	Expansión roca-fluido empuje hidráulico drene gravitacional	Permeabilidad fract. (mD):	2,000-5,000	Bo @ Pb (m ³ @cy/m ³ @cs):	1.24
Reserva 1P (mmbpce):	1673			Saturación agua (%):	13.3	Salinidad de agua (ppm):	120,000

Tabla 5.4 Características principales del campo Zaap (ABC administración de yacimientos Pemex, 2013).

Información General		Características de la Roca		Características de los fluidos		
Formación:	BTPKS		Litología: Brecha dolomitizada	Tipo:	Aceite negro pesado	
Tipo:	NF	No. Pozos productores:	43	Porosidad total (%):	9.24	
Espesor bruto/Neto:	702/295	No. Pozos SAP:	42	Porosidad matriz (%):	4.3-7.3	
Cima (m bvm):	2,774	Pres. ini./act. (kg/cm ²):	207/124	Porosidad fracturas (%):	1.8-4.6	
COW original (m bNM):	3,476	Temperatura (°C):	114/117	Permeabilidad matriz (mD):	5.0-10.0	
Vol. Original (mmbpce):	3862.1	Tipo de empuje: Expansión roca-fluido empuje hidráulico drene gravitacional	Permeabilidad fract. (mD):	2,000-5,000	Bo @ Pb (m ³ @cy/m ³ @cs):	1.35
Reserva 1P (mmbpce):	112.3		Saturación agua (%):	14.27	Salinidad de agua (ppm):	120,000

5.2 Inestabilidad de flujo en pozos con BNC de los campos Maloob y Zaap

Un diagrama del proceso de producción en las instalaciones costa afuera de los campos Maloob y Zaap se presenta en la Fig. 5.3. Es importante destacar que en la mayoría de los pozos de estos campos se utiliza el bombeo neumático continuo como sistema artificial de producción.

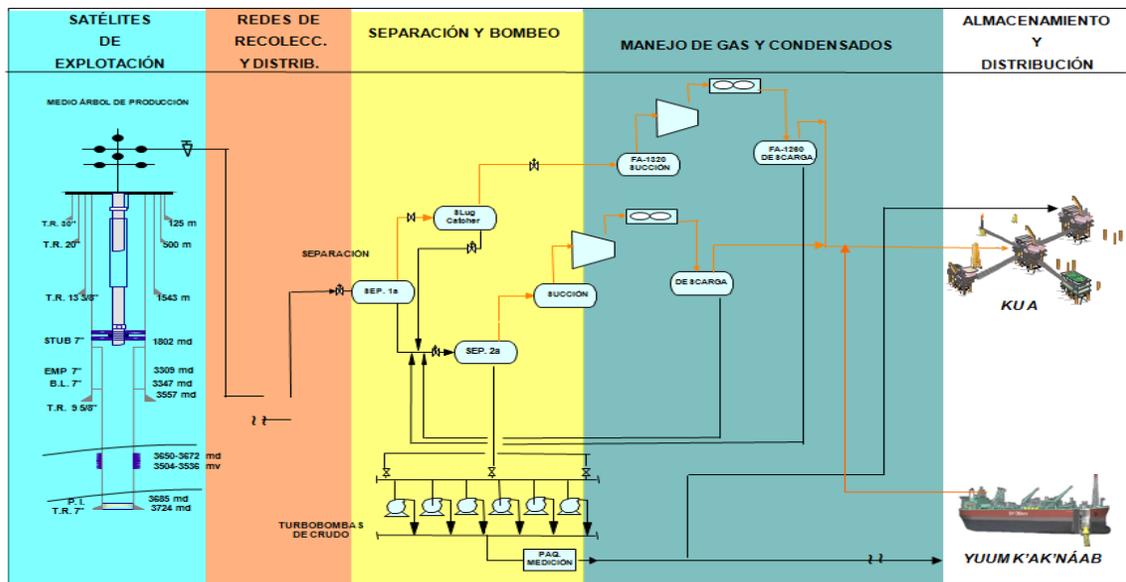


Fig. 5.3 Diagrama general de producción de los campos Maloob y Zaap.

Ahora bien, algunos de los pozos con BNC han manifestado inestabilidad de flujo, dificultando la correcta operación de las instalaciones. Entre los problemas asociados al cabeceo que se han identificado, pueden mencionarse los siguientes:

- Bacheo excesivo el aparejo de producción, con variaciones de la presión en la cabeza de hasta 15 kg/cm^2 cada 60 minutos.
- Fallas en los equipos de bombeo y compresión por la intermitencia de la producción de líquido y gas, respectivamente.
- Cierre de las instalaciones por la activación de los sistemas de paro por emergencia, debido a las oscilaciones de gran amplitud de la presión en el sistema.
- Separación ineficiente.
- Daño mecánico en los equipos superficiales.
- Producción diferida como consecuencia del cierre de pozos en los que el cabeceo es severo.
- Incertidumbre en la medición de pozos.

Adicionalmente, como se describió en capítulos previos, el cabeceo puede generar daño al yacimiento y favorecer la conificación acelerada de agua/gas.

Para ilustrar el comportamiento de la presión en la cabeza durante condiciones de flujo inestable en algunos de los pozos de los campos Maloob y Zaap, se presentan las figuras 5.4 y 5.5. Por una parte, en la Fig. 5.3 se observa que la presión en la cabeza presenta variaciones instantáneas de magnitud pequeña y alta frecuencia, con valores mínimo y máximo de 12.6 y 13.5 kg/cm^2 , respectivamente; posteriormente, se observan grandes variaciones de la presión, desde un valor de 8.1 kg/cm^2 hasta alcanzar un máximo de 17.3 kg/cm^2 ; el ciclo del cabeceo tiene una duración de aproximadamente 90 min. De acuerdo a información de campo, este comportamiento cíclico fue el resultado de una ampliación en el diámetro del estrangulador.

Con respecto a la Fig. 5.5, pueden identificarse condiciones de flujo prácticamente estables, así como de cabeceo severo. Las oscilaciones de mayor magnitud mostradas corresponden a un incremento de 26 kg/cm^2 de la presión en la cabeza, y tienen una periodo de 30 a 40 minutos. Como en el caso anterior, se observó en campo que la desestabilización ocurrió por una ampliación en el diámetro del estrangulador.

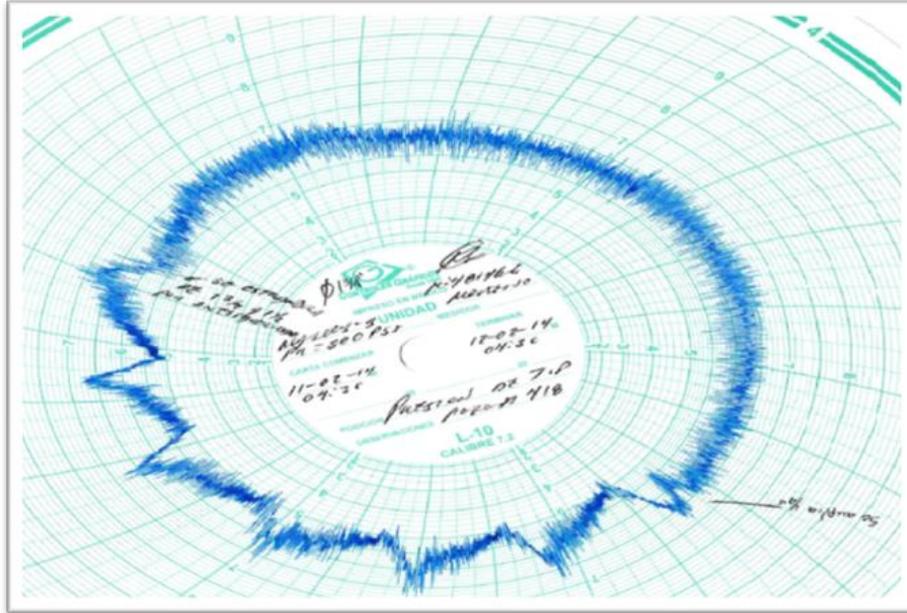


Fig. 5.4. Presión en TP en el pozo A.

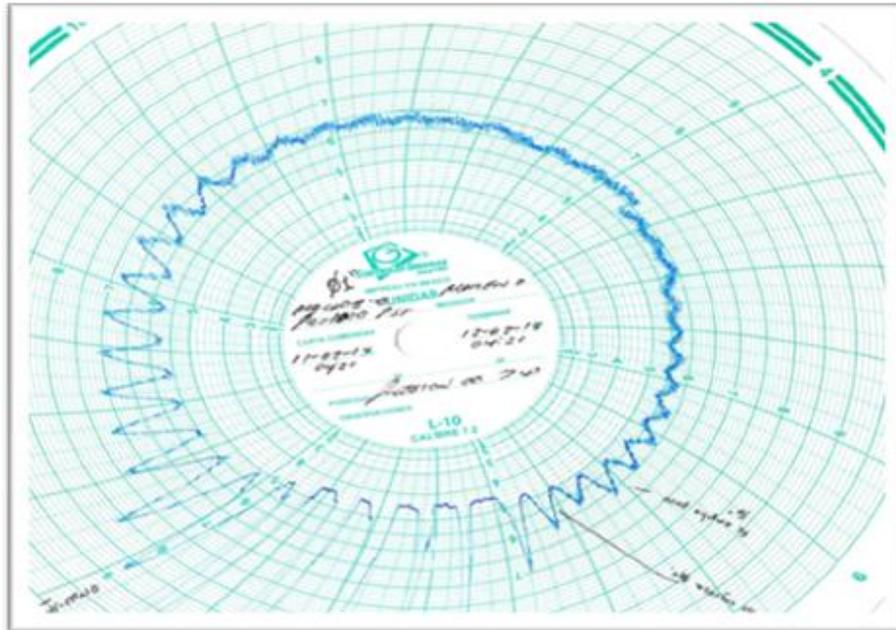


Fig. 5.5. Presión en TP en el pozo B.

5.3 Modelo de un pozo para el análisis de estabilidad

Se seleccionó un pozo con BNC de los campos Maloob y Zaap para construir un modelo hidrodinámico y térmico que permita posteriormente llevar a cabo el análisis de la estabilidad del flujo. Este pozo de desarrollo (identificado aquí como pozo A) fue seleccionado porque ha presentado una severa intermitencia de flujo (ver **Fig. 5.3**), provocando diversas afectaciones en los sistemas y equipos superficiales donde se maneja su producción. En algunas ocasiones el cabeceo ha sido tan severo que ha sido necesario cerrarlo total o parcialmente.

A continuación, en la sección 5.3.1 se presenta la información primaria utilizada para generar el modelo del pozo en el programa de cómputo, conforme a los lineamientos descritos en el capítulo 4. Por otra parte, en la sección 5.3.2 se describen los detalles del modelo, así como de la verificación del mismo.

5.3.1 Información primaria

5.3.1.1 Datos PVT

Para caracterizar los comportamientos volumétrico y de fases del aceite producido, se utilizaron los datos de un estudio PVT de un pozo de la misma plataforma que produce en el mismo intervalo productor. Los datos generales se indican en la tabla 5.5. Los datos de la pruebas de expansión a composición constante (tabla 5.6) y liberación diferencial (tabla 5.7) y de separador (tabla 5.8), fueron procesados para obtener los valores correspondientes del factor de volumen y la relación de solubilidad del aceite ajustados a las condiciones del separador, en función de la presión y a temperatura de yacimiento (Tabla 5.9 y figuras 5.7 y 5.8, respectivamente). Con respecto a la viscosidad del aceite, en la Fig. 5.8 se presentan los datos medidos reportados a la temperatura del yacimiento.

Tabla. 5.5 Datos generales PVT.

Tipo de muestreo	Fondo
Intervalo productor	3,610-3,640 m.b.m.r.
Densidad del aceite	11.9 °API
Relación gas-aceite	49.4 m ³ /m ³
Presión inicial del yacimiento	133.2 (kg/cm ²)
Temperatura del yacimiento	238.1 °F (114.5 °C)
Presión de burbuja	133.1 kg/cm ²

Tabla. 5.6 Datos a expansión a composición constante.

Presión kg/cm ²	Volumen Relativo	Densidad del Aceite gr/cm ³
421.8	0.9737	0.8867
386.7	0.9764	0.8842
351.5	0.9791	0.8817
316.4	0.9821	0.8791
281.2	0.9851	0.8764
246.1	0.9883	0.8735
210.9	0.9917	0.8705
175.8	0.9953	0.8674
168.7	0.9961	0.8667
161.7	0.9968	0.8661
154.7	0.9976	0.8654
147.6	0.9984	0.8647
140.6	0.9992	0.8641
133.1	1.0000	0.8633
124	1.0120	
118.3	1.0212	
108.3	1.0419	
93.8	1.0857	
75.3	1.1816	
55.3	1.3887	
37.5	1.7955	
25.3	2.4157	

Tabla 5.7 Análisis PVT del pozo (separación diferencial).

Presión kg/cm ²	Relación Gas- Disuelto Aceite (R _s) m ³ /m ³	Factor de vol. Del Aceite m ³ /m ³	Densidad del Aceite gr/cm ³	Factor de desviación Z	Factor de vol. Del Gas m ³ /m ³	Gravedad Especifica del Gas (Aire=1.00)
Pb >>133.1	51.7	1.218	0.8633			
105.5	44.7	1.204	0.8679	0.92	0.01198	0.771
70.3	34.7	1.183	0.8751	0.935	0.01819	0.797
35.2	22.8	1.155	0.8851	0.954	0.03658	0.86
14.1	13.4	1.129	0.895	0.97	0.08915	1.055
7.0	9.0	1.115	0.9006	0.978	0.16821	1.238
0.0	0.0	1.068	0.9199			1.899

Tabla 5.8 Análisis PVT del pozo (prueba del separador).

Condiciones de Separación Flash		Relación Gas- Aceite m ³ /m ³	Gravedad de Aceite a 15.6 °C API	Factor de Volumen del Aceite B _{ofb} m ³ /m ³	Gravedad Especifica del Gas (Aire=1.00)	Densidad del Líquido gr/cm ³
kg/cm ²	°C					
133.1	114.5					0.86633
4.8	47.2	40.4			0.891	0.9445
0.7	107.2	8.1			1.725	0.9209
0	18.3	0.9	12.9	1.207	1.985	0.9772

$$R_{sfb} = 49.4$$

Tabla 5.9 Análisis PVT del pozo (ajustados a las condiciones del separador).

Presión kg/cm ²	Relación Gas-Disuelto Aceite (R _s) m ³ /m ³	Factor de vol. Del Aceite m ³ /m ³	Factor de vol. Del Gas m ³ /m ³	Densidad del Aceite gr/cm ³	Relación de Viscosidad Aceite-Gas
421.8	49.4	1.175		0.8867	
386.7	49.4	1.179		0.8842	
351.5	49.4	1.182		0.8817	
316.4	49.4	1.182		0.8791	
281.2	49.4	1.189		0.8764	
246.1	49.4	1.193		0.8735	
210.9	49.4	1.197		0.8705	
175.8	49.4	1.201		0.8674	
168.7	49.4	1.202		0.8667	
161.7	49.4	1.203		0.8661	
154.7	49.4	1.204		0.8654	
147.6	49.4	1.205		0.8647	
140.6	49.4	1.206		0.8641	
133.1	49.4	1.207		0.8633	
105.5	42.4	1.193	0.01198	0.8679	853
70.3	32.6	1.173	0.01819	0.8751	1,143
35.2	20.7	1.145	0.03658	0.8851	1,518
14.1	11.4	1.119	0.08915	0.895	1,935
7	7.1	1.105	0.16821	0.9006	2,231

Condiciones del separador	
1a etapa	4.8 kg/cm ² a 47.2 °C
2a etapa	0.7 kg/cm ² a 107.2 °C
3a etapa	0.0 kg/cm ² a 18.3 °C

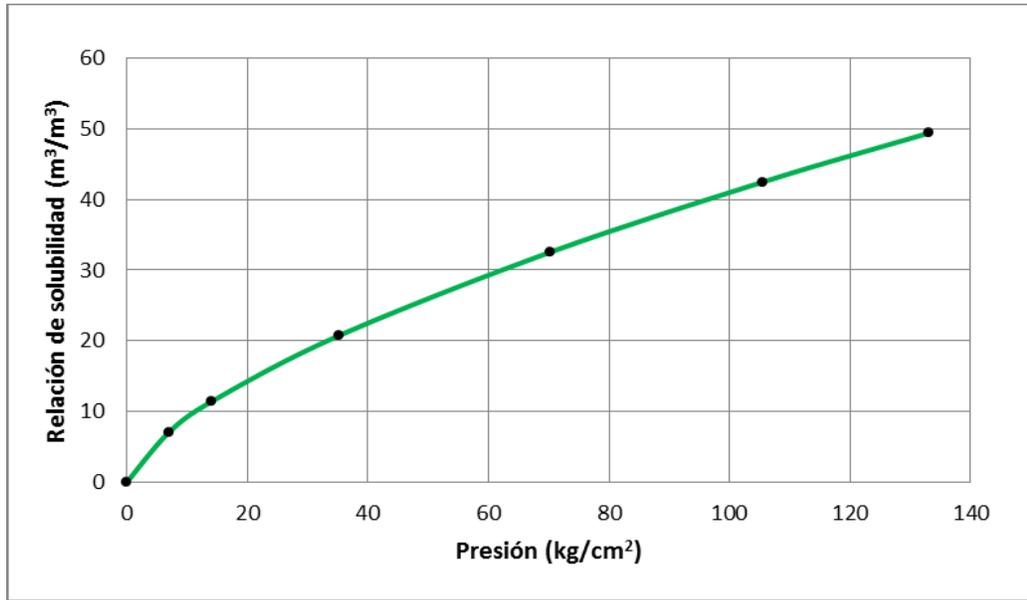


Fig. 5.6. Relación de solubilidad vs. presión, ajustada a las condiciones del separador.

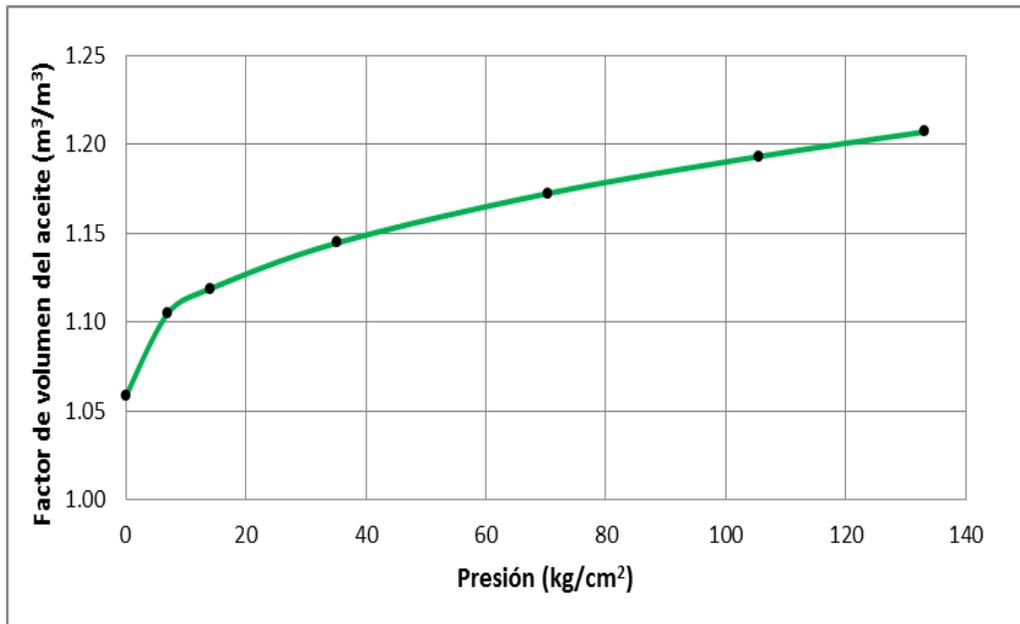


Fig. 5.7. Factor de volumen del aceite vs. presión, ajustado a las condiciones del separador.

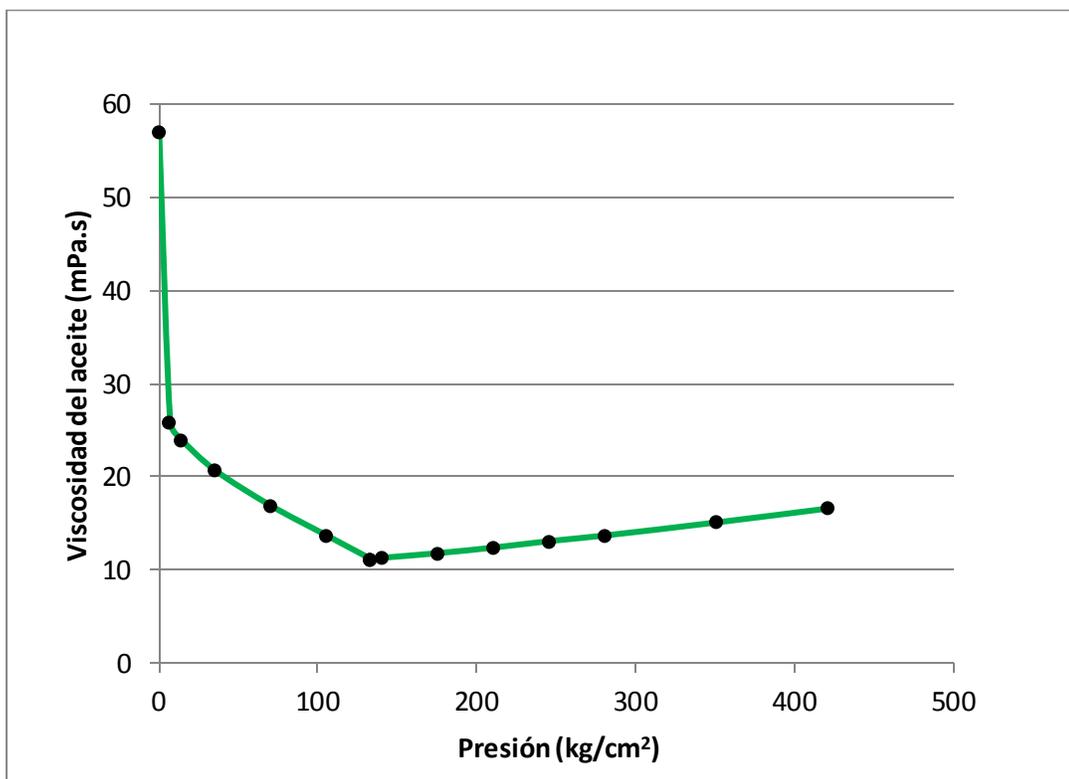


Fig. 5.8. Viscosidad del aceite vs. Presión.

5.3.1.2 Estado Mecánico

En la Fig. 5.9 se presenta la información correspondiente al estado mecánico del pozo. El detalle de la distribución del aparato de producción se indica en la tabla 5.10.

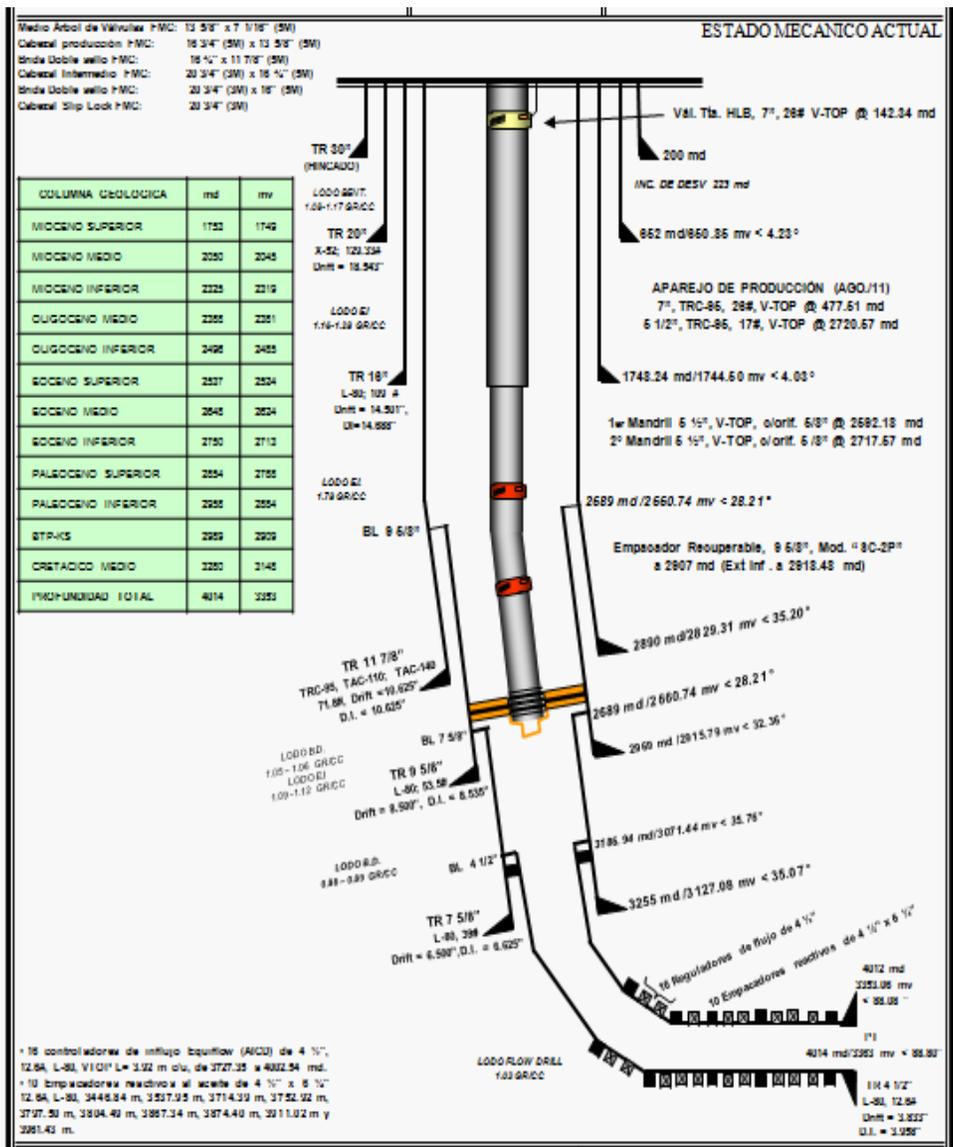


Fig. 5.9. Distribución del aparato de producción (Pemex, 2011).

Tabla 5.10 Distribución del aparejo de producción (Pemex, 2011).

	DIÁMETRO, GRADO DE ACERO, LIBRAJE Y TIPO DE ROSCA	De (Pg)	Di (Pg)	Long. (m)	Prof. (m)	
					de	A
	E.M.R.			14.90	0	14.90
	Bola Colgadora 13 5/8" x 7", 29# M-VAM 5M Doble caja FMC, No. de ensamble 6 A - 0040.13-11-10, NS 10-11105	13.500	6.175	0.43	14.90	15.33
1	Combinación Doble piñón 7", TRC-95, 26 lb/P, M-VAM x TRC-95, 26 lb/P V-TOP	7.000	6.276	1.66	15.33	16.99
9	Tramo de TP de 7", TRC-95, 26 lb/P, V-TOP	7.000	6.276	125.35	16.99	142.34
1	Válvula de tormenta 7" 26 lb/p L-80 HALLIBURTON V-TOP 5M SERIE C-2373264-1 ASSY 101630872	9.530	6.000	3.27	142.34	145.61
24	Tramos de TP 7", TRC-95, 26 lb/p, VAM-TOP	7.000	6.276	331.90	145.61	477.51
1	Combinación TRC-95 C)7" 26 lb/pie x P)5 1/2" 17 lb/pie, V-TOP	7.000	4.750	0.45	477.51	477.96
156	Tramos de TP 5 1/2", TRC-95, 17 lb/p, VAM-TOP	5.500	4.892	2111.27	477.96	2589.23
1	Tramo corto de TP 5 1/2", TRC-95, 17 lb/p, VAM-TOP	5.500	4.892	2.95	2589.23	2592.18
1	Mandril 5 1/2" L-80 17lb/p V-TOP c/orificio c. 5/8" CAND RK #2584 MOD-BR O-2	7.500	4.562	3.03	2592.18	2595.21
9	Tramo de TP 5 1/2", TRC-95, 17 lb/p, VAM-TOP	5.500	4.892	122.34	2595.21	2717.55
1	Mandril 5 1/2" L-80 17 lb/p V-TOP c/orificio c. 5/8" CAND RK #2585 MOD-BR O-2	7.500	4.562	3.02	2717.55	2720.57
14	Tramo de TP 5 1/2", TRC-95, 17 lb/p, VAM-TOP	5.500	4.892	184.44	2720.57	2905.01
1	Comb.p) 4 1/2" MVAM 12.6 L/P TRC-95 x © 5 1/2" VTOP 17 L/P TRC-95	6.300	3.875	0.53	2905.01	2905.54
1	Tramo corto TP 4 1/2" 12.6 L/P M-VAM	4.500	3.958	2.78	2905.54	2908.32
1	Tope Localizador 4 1/2" 12.6 lb/p M-VAM L-80 (Baker)	4.900	3.875	0.34	2908.32	2908.66
1	USMV (Baker)	4.750	3.875	0.21	2908.66	2908.87
1	Tubo espaciador (Baker)	4.750	3.875	1.91	2908.87	2910.78
5	USMV (Baker)	4.750	3.875	1.61	2910.78	2912.39
1	Zapata Guía (Baker)	4.750	3.875	0.13	2912.39	2912.52

5.3.1.3 Registro giroscópico

En la Fig. 5.10 se muestra el gráfico del registro giroscópico, en términos de la profundidad vertical contra el desplazamiento horizontal.

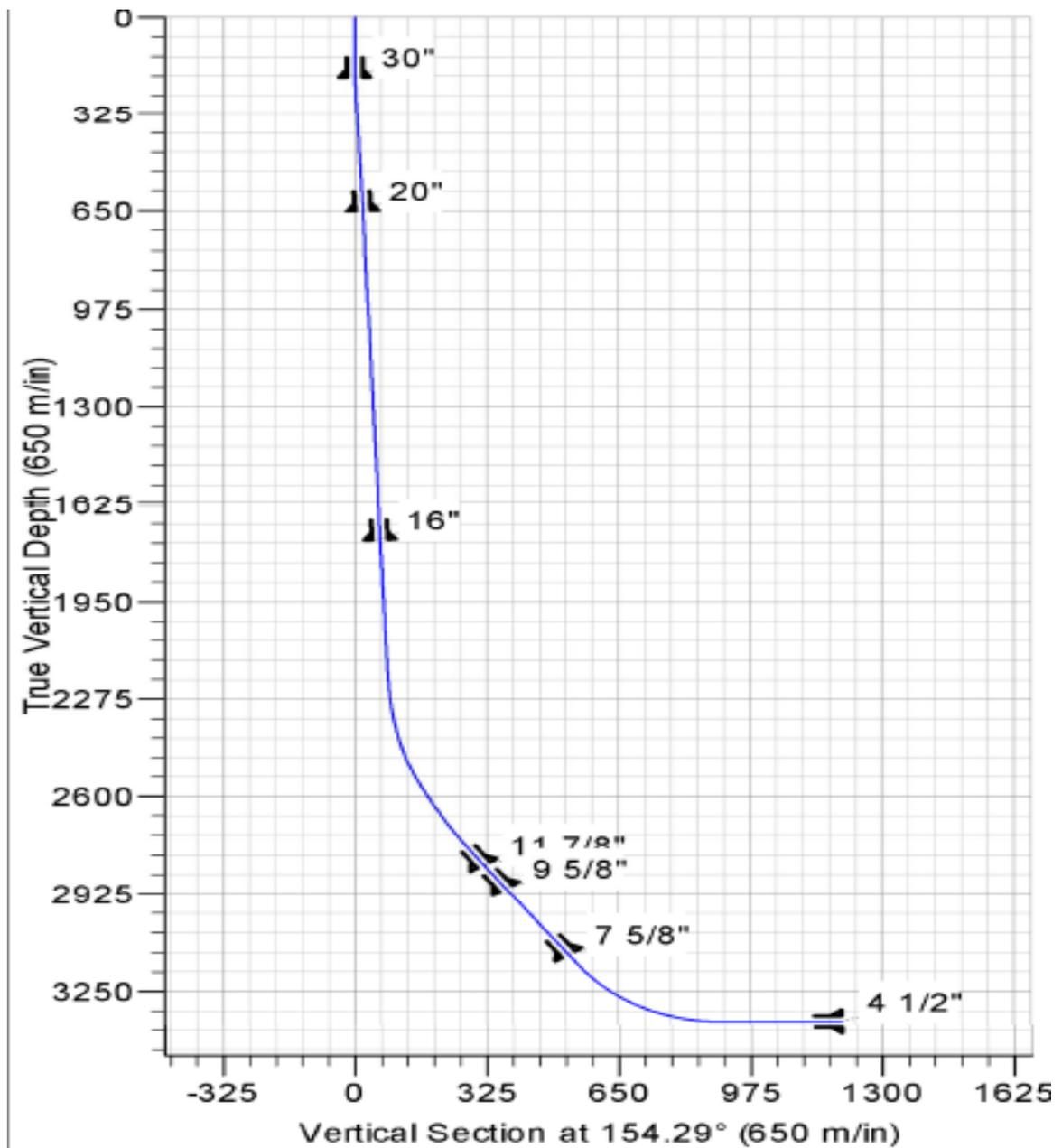


Fig. 5.10. Perfil de desviación del pozo (Pemex, 2011).

5.3.1.4 Registro de presión-producción (PLT)

En la Fig. 5.11 se muestran los datos disponibles de un registro estático de presión y temperatura por estaciones, obtenidos durante una prueba PLT. Los resultados obtenidos de una prueba de decremento de presión se presentan en la Fig. 5.12; el resumen de los datos de presión-producción obtenidos se indican en la tabla 5.11.

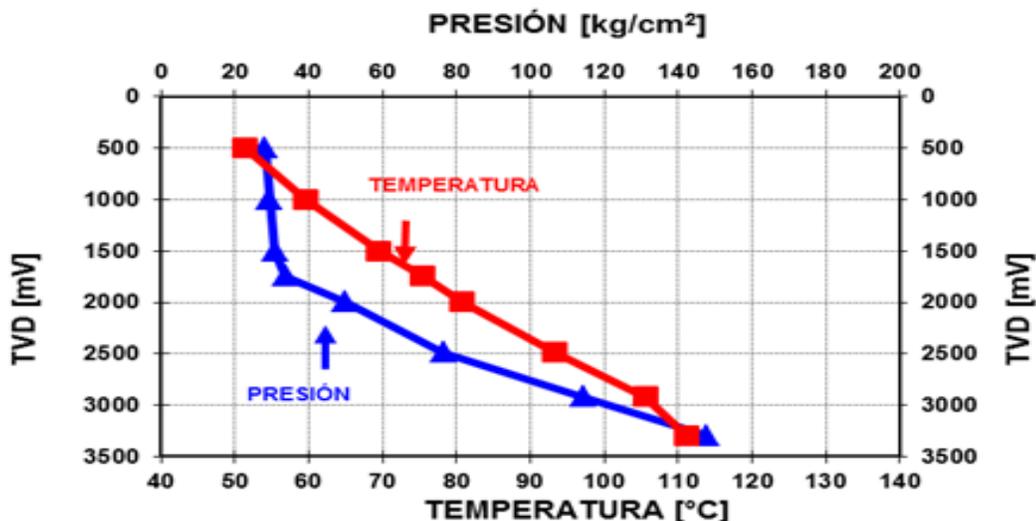


Fig. 5.11. Registro estático de presión y temperatura por estaciones.

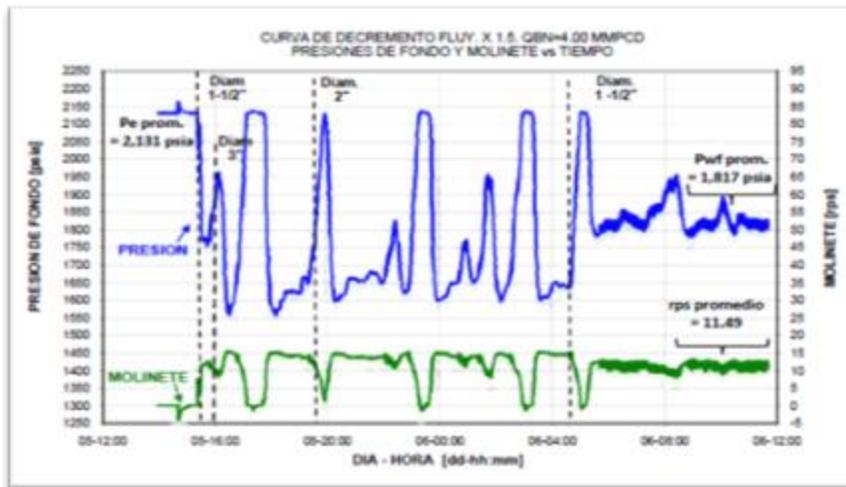


Fig. 5.12. Curva de decremento del pozo A.

Tabla. 5.11. Resumen de los resultados de la prueba PLT.

Parámetro	Valor
Presión estática	149.9 kg/cm ²
Presión de fondo fluyendo	127.8 kg/cm ²
Temperatura del yacimiento	243 °F (117.22 °C)
Presión en la cabeza	26.36 kg/cm ²
Gasto de aceite @c.e.	4,531 bpd
Gasto de gas de inyección @c.e.	4 MMpcd
Diámetro del estrangulador	1 ½ pg
Densidad del aceite	12 °API

5.3.1.5 Históricos de producción

En la Fig. 5.13 se muestra el histórico de producción del pozo desde septiembre de 2011. En el último semestre de 2014, la producción promedio fue de 4,500 bpd (100% aceite) con una estrangulación de 1 ½ pg, un gasto de inyección de gas de BN de 3.5 MMpcd y una presión en la cabeza de 14.5 kg/cm².

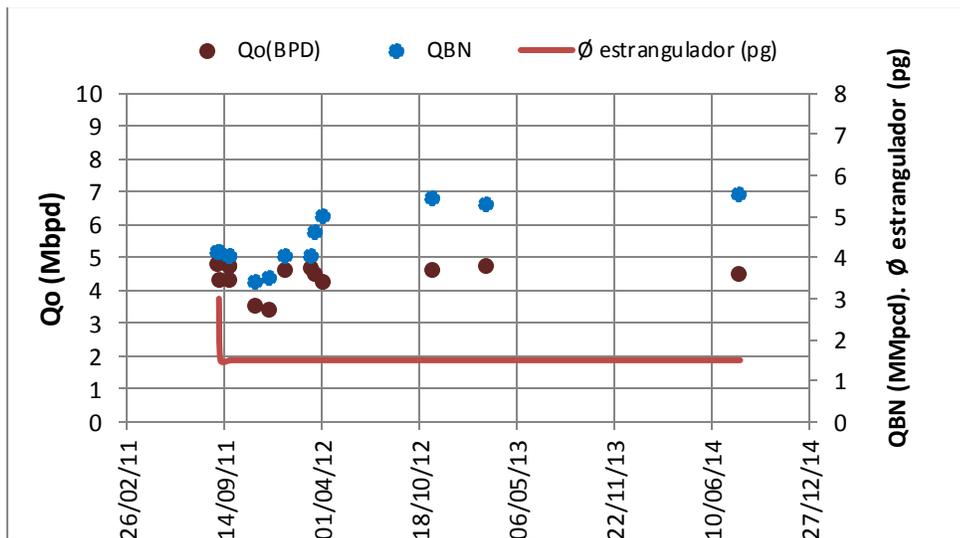


Fig. 5.13. Histórico de aforos.

5.3.2 Desarrollo y verificación del modelo

Con base en la información primaria del pozo, se desarrolló un modelo térmico-hidrodinámico en el programa computacional descrito en el capítulo 4. A continuación se describe el proceso de su calibración y verificación.

5.3.2.1 Calibración de las correlaciones PVT

Con base en datos medidos PVT se calibraron las correlaciones seleccionadas para el cálculo de la presión de burbuja y la relación de solubilidad, así como del factor de volumen y la viscosidad del aceite. En todos los casos, se utilizó una relación lineal de la forma:

$$\text{Valor ajustado} = P_1 \cdot \text{valor calculado} + P_2 ,$$

Donde los parámetros P1 y P2 se calculan mediante regresión lineal. En la tabla 5.12 se indican los valores que fueron calculados para las correlaciones utilizadas.

Tabla. 5.12. Parámetros de ajuste para las correlaciones PVT.

Propiedad	Correlación	Parámetros de ajuste	
		P ₁	P ₂
Presión de burbuja (P _b)	Standing (1947)	0.94628	-131.874
Relación de solubilidad (R _s)	Standing (1977)	1.10967	25.811
Factor de volumen aceite (B _o)	Standing (1947)	0.91131	0.088658
Viscosidad aceite (μ _o)	Beggs y Robinson (1975)	5.65861	-2.3594

En las figuras 5.14, 5.15 y 5.16 se comparan los valores calculados con las correlaciones ya calibradas contra los valores medidos, para la relación de solubilidad, el factor de volumen y la viscosidad del aceite, respectivamente. Como se observa en las figuras, las correlaciones calibradas reproducen satisfactoriamente el comportamiento reportado de las propiedades referidas.

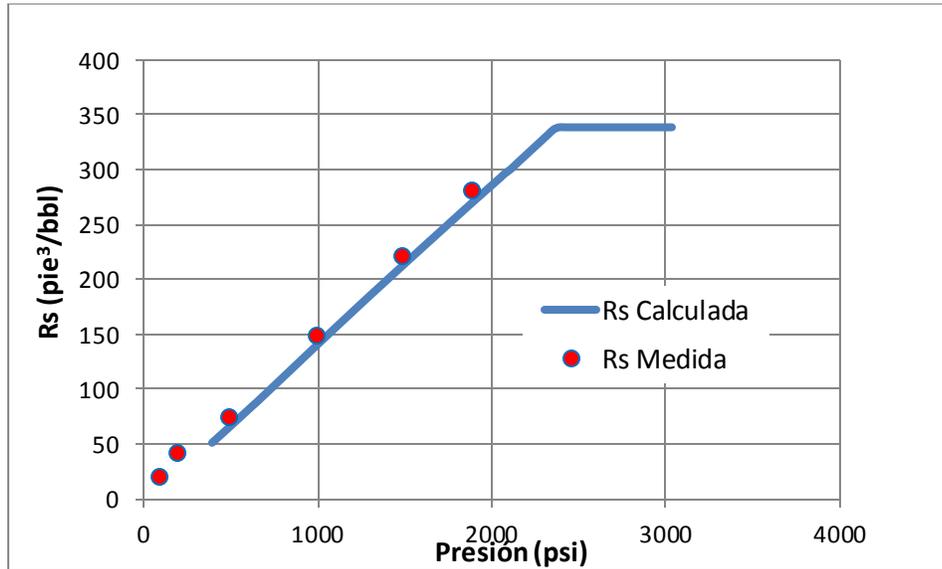


Fig. 5.14. Comparación de datos medidos vs calculados para la relación de solubilidad en el aceite (R_s).

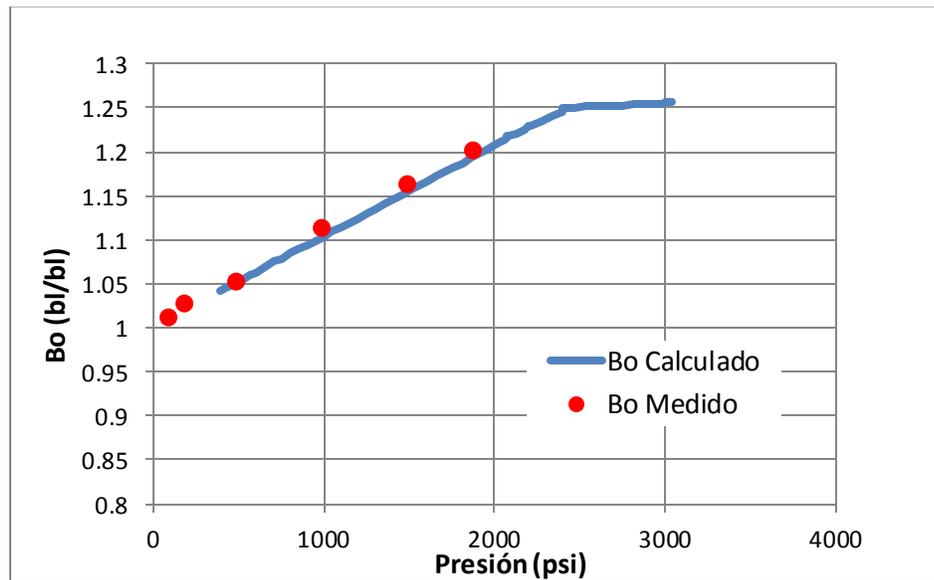


Fig. 5.15. Comparación de datos medidos vs calculados para el factor de volumen del aceite (B_o).

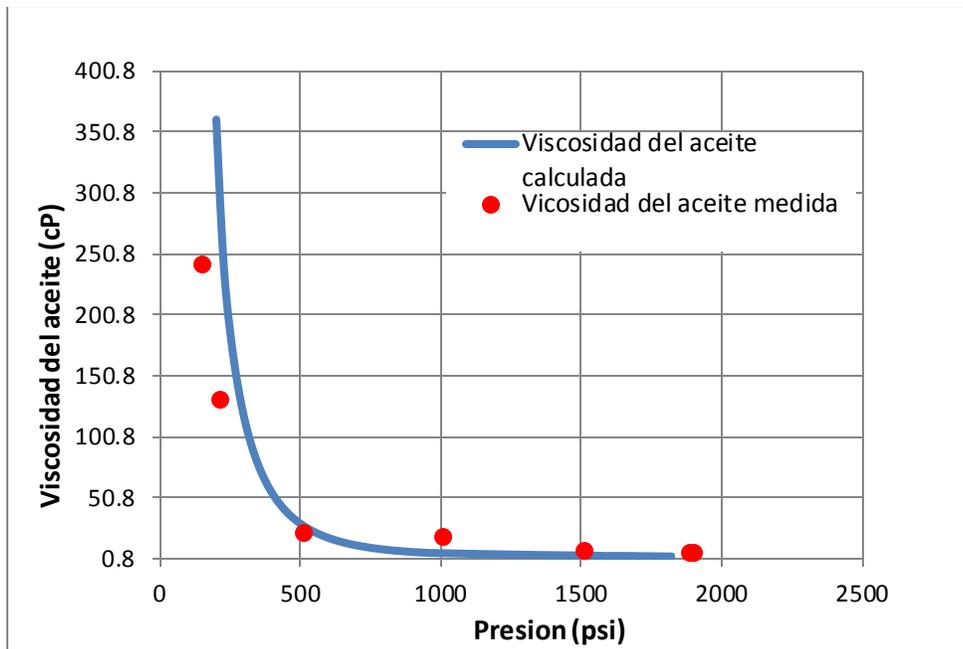


Fig. 5.16. Comparación de datos medidos vs calculados para la viscosidad del aceite (μ_0).

5.3.2.2 Calibración del modelo térmico-hidrodinámico

Los gradientes de presión en condiciones de flujo multifásico son calculados con la correlación de Hagedorn y Brown modificada (capítulo 3). Para calibrarla se utilizó la siguiente relación:

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_{total, medido} = A \cdot \left(\frac{dp}{dx}\right)_{hidrostático, calculado} + B \cdot \left(\frac{dp}{dx}\right)_{fricción, calculado}, \dots\dots\dots (5.1)$$

donde A y B son factores de ajuste, y se obtiene mediante regresión numérica a partir de datos disponibles de presión dinámica contra profundidad.

Por otra parte, los gradientes de la temperatura de los fluidos en el pozo se calculan con el modelo de Alves et al. (1992). Para reproducir los datos de temperatura medidos se utilizó el coeficiente global de transferencia de calor, U, como parámetro de ajuste.

En la tabla 5.13 se indican los datos utilizados en las calibraciones, y los factores de ajuste calculados se indican en la tabla 5.14.

Tabla 5.13 Datos utilizados para la calibración de la correlación de flujo multifásico.

Propiedad	Valor
Gasto de aceite @ c.e. (bpd)	4,531
Gasto de gas de inyección (MMpcd)	4.0
Relación gas-aceite (pie ³ /bl)	338.6
Presión en la cabeza (psia)	374.8
Presión de fondo fluyendo (psia)	1950
Temperatura en la cabeza (°F)	140
Temperatura de yacimiento (°F)	243

Tabla 5.14 Parámetros de ajuste obtenidos para calibrar el modelo térmico-hidrodinámico.

Modelo	Parámetros de ajuste	
Hidrodinámico	P ₁	0.58163
	P ₂	0.55632
Térmico	U (BTU/hr/pie ² /°F)	6.0153

En las figuras 5.17 y 5.18 se muestran, respectivamente, los perfiles de presión y de temperatura calculados con el modelo calibrado. Se puede observar que el modelo reproduce adecuadamente los datos medidos de presión y temperatura en el fondo del pozo.

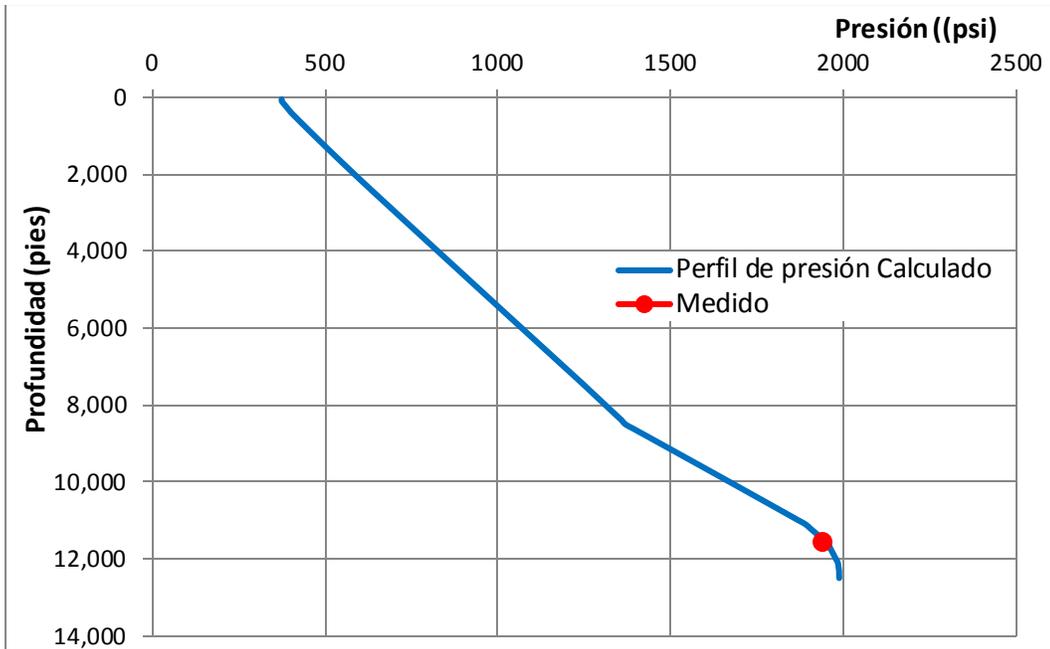


Fig. 5.17. Perfil de presión calculado y dato medido de presión.

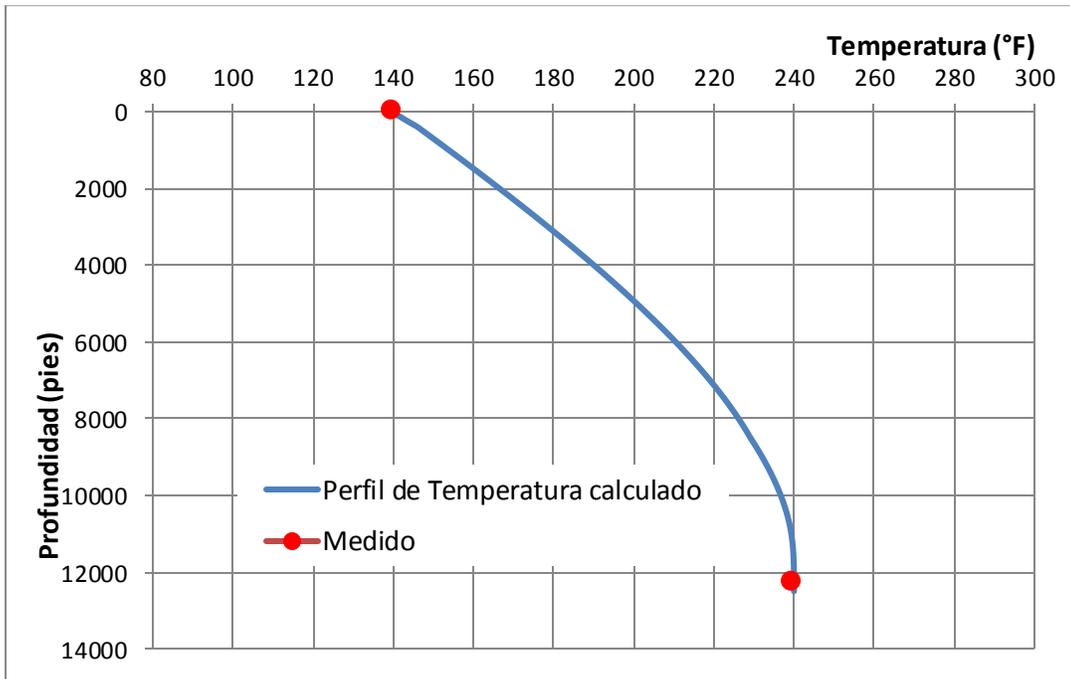


Fig. 5.18 Perfil de temperatura calculado y dato medido de temperatura

5.3.2.3 Evaluación de los resultados del análisis nodal

Con base en los datos de campo disponibles sobre las condiciones de operación del sistema (tabla 5.6), se realizó un análisis nodal (**Fig. 5.19**). En la tabla 5.15 se presentan los valores calculados de gasto de aceite y presión de fondo fluyendo, así como los valores medidos correspondientes de estos parámetros; también se muestra la diferencia entre los valores calculados y el error relativo respectivo.

De acuerdo a los resultados mostrados en la tabla 5.16, existe una diferencia de 75 psi y un error relativo de 3.8% entre el valor calculado y el valor medido de presión de fondo fluyendo. Por otra parte, se observa que el modelo sobreestima el gasto de aceite en 395 bpd, lo cual representa un error relativo de 8.7%. Estas diferencias pueden atribuirse a la incertidumbre en los datos de campo reportados. Para los efectos del presente estudio, los resultados se consideran satisfactorios, pero se recomienda obtener un nuevo conjunto de mediciones de pruebas de presión-producción para continuar con la validación del modelo.

Tabla 5.15 Condiciones de frontera utilizadas para evaluar los resultados del análisis nodal.

Parámetro	Valor
Presión estática, kg/cm ²	149.9
Presión en la cabeza, kg/cm ²	26.36
Temperatura del yacimiento, °F (°C)	243 (117.22)
Temperatura en la cabeza, °F (°C)	243 (117.22)
Relación gas-aceite, pie ³ /bl	338.6
Gasto de aceite @c.e., bpd	4,531
Gasto de gas de inyección @c.e., MMpcd	4.0
Diámetro del estrangulador, pg	1 ½
Densidad del aceite, °API	12

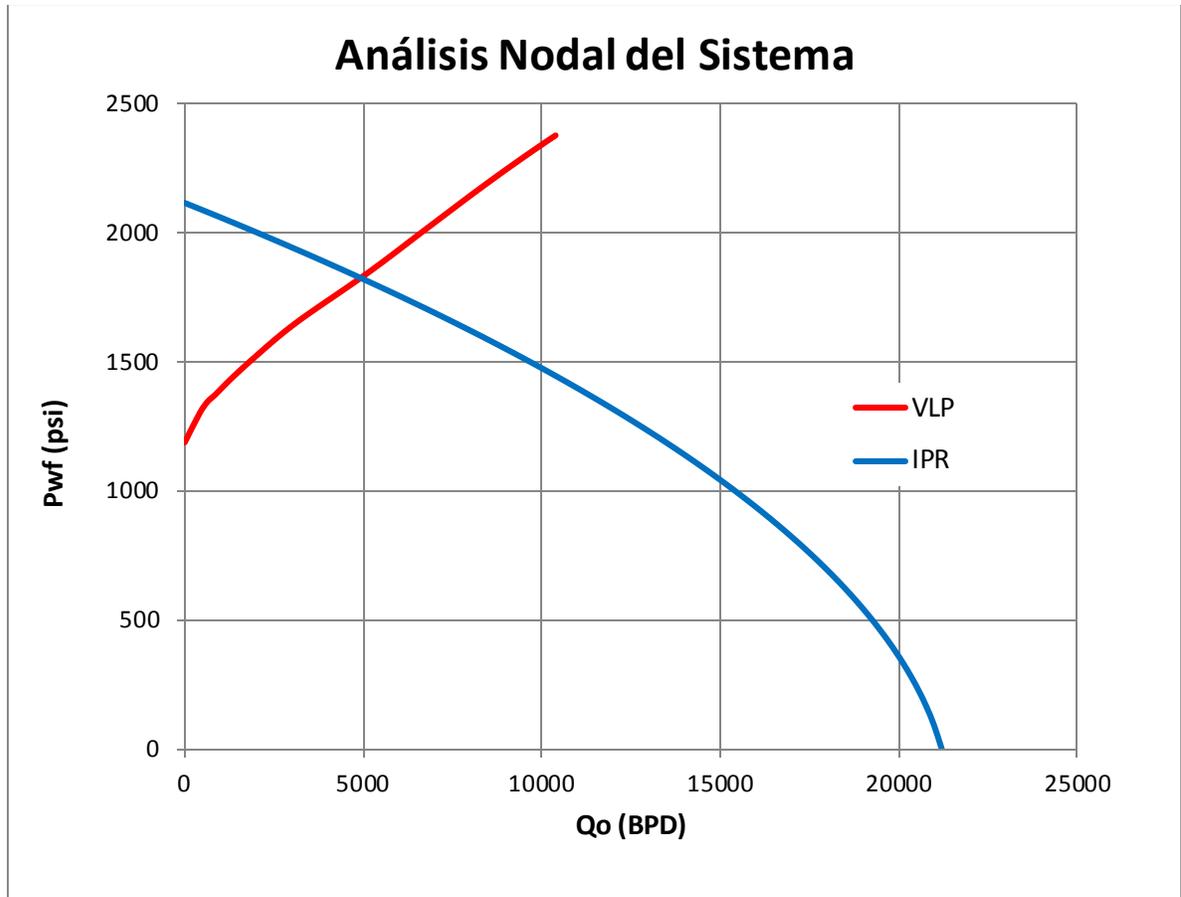


Fig. 5.19. Resultados obtenidos del análisis nodal.

Tabla. 5.16 Evaluación de los valores calculados de gasto de aceite y presión de fondo fluyendo.

Parámetro	Valor			Error rel. %
	Calculado	Medido	Diferencia	
Presión de fondo fluyendo, psi	1,875	1,950	-75	3.8
Gasto de aceite @c.e., bpd	4,926	4531	+395	8.7

Capítulo 6

Resultados del análisis de estabilidad

En este capítulo se presentan y discuten los resultados de los análisis de estabilidad lineal y no lineal para el pozo seleccionado de los campos Maloob y Zaap. En cuanto al análisis lineal, se compara el mapa generado como caso base, contra datos de campo disponibles; se realiza un estudio sobre los efectos del diámetro de la válvula operante, la profundidad de inyección, el diámetro de la tubería de producción, y la viscosidad del aceite, sobre la frontera de estabilidad. Para el análisis no lineal, se comparan los resultados del modelo de simulación en régimen transitorio desarrollado, contra datos instantáneos de presión en la cabeza del pozo; se estudia el efecto de la inestabilidad de flujo sobre la producción promedio diaria de aceite.

6.2 Análisis lineal

Con base en el modelo desarrollado para el pozo del caso de estudio, se generaron mapas de estabilidad de flujo. Las coordenadas son la presión en la cabeza contra el gasto de gas de BN a condiciones estándar (**Fig. 6.1**). En ellos se indican las condiciones en que el flujo es estable, las correspondientes a flujo inestable, y aquellas en que el sistema es inoperable.

En las siguientes secciones se presentan los resultados del análisis lineal basado en los mapas de estabilidad generados. Con la finalidad de comparar los resultados contra lo observado en campo en relación a la estabilidad del flujo, en los mapas sólo se mostrarán las fronteras de estabilidad y los límites de operación del sistema.

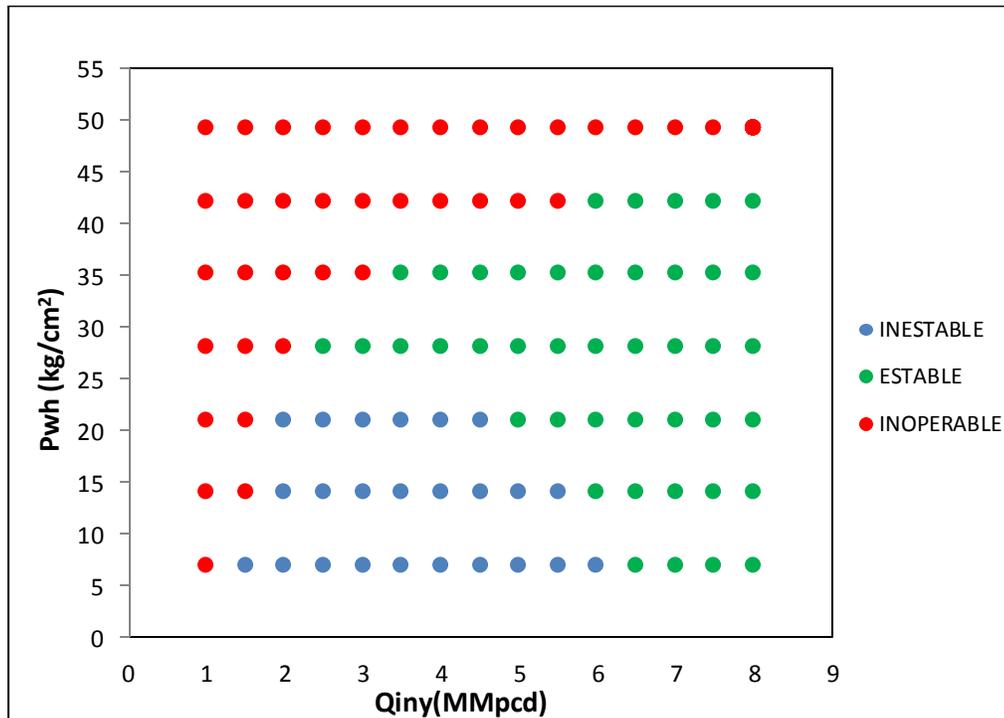


Fig. 6.1 Mapa de estabilidad para el pozo A.

6.1.1 Comparación con datos de campo

De acuerdo a información proporcionada por personal de campo, se reportó que el pozo había estado operando de manera inestable con la inyección de 4.7 MMpcd de gas de BN; bajo estas condiciones, la presión en la cabeza varió en un rango de aproximadamente 13.1 a 18.2 kg/cm² (5.1 kg/cm² de variación; valor promedio, 14.5 kg/cm²), con una frecuencia de un ciclo cada hora. Este comportamiento puede observarse en la parte inferior izquierda de la Fig. 6.2, en la cual se muestra un gráfico L10 de la presión en la cabeza. Con la finalidad de restaurar la estabilidad del flujo, se incrementó el gasto de gas hasta alcanzar valores de 5.7 MMpcd. Con esta acción, la amplitud de las oscilaciones se redujo a valores de alrededor de 1 kg/cm², la presión se mantuvo en un valor promedio de 15.4 kg/cm², y el flujo prácticamente se estabilizó.

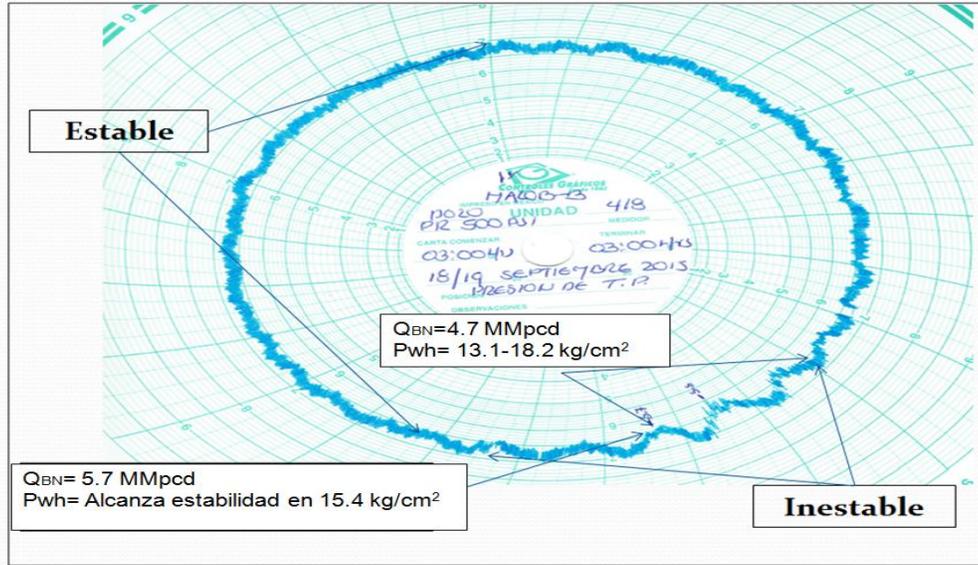


Fig. 6.2 Gráfica L-10 de la presión en la cabeza del pozo A (inestable).

En la Fig. 6.3 se muestra otra gráfica L10 de la presión en la cabeza, con una inyección de 6 MMpcd de gas de BN. En ella se observa que el flujo es prácticamente estable; la presión presenta variaciones de alrededor de 1 kg/cm², y se mantuvo en un valor promedio de 20 kg/cm².

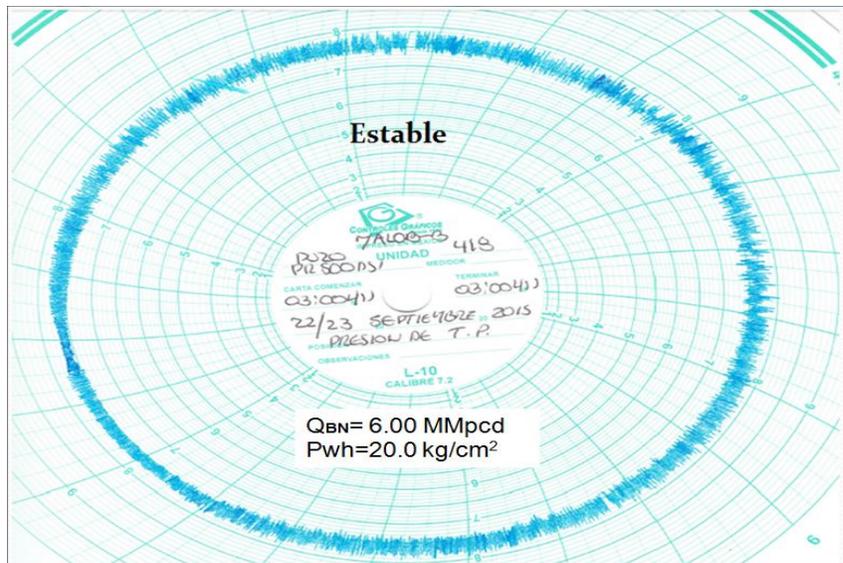


Fig. 6.3 Gráfica L-10 de la presión en la cabeza del pozo A (estable).

Ahora bien, se generó un mapa de estabilidad para el pozo analizado y se comparó la condición de estabilidad teórica contra lo observado en campo a partir de las figuras 6.2 y 6.3

(tabla 6.1). En la Fig. 6.4 se muestra el mapa de estabilidad generado y tres puntos correspondientes a los datos de campo indicados en la tabla 6.1.

Tabla 6.1 Datos de campo y condición de estabilidad de flujo.

Presión en la cabeza kg/cm ²	Gasto de gas de inyección MMpcd	Condición de estabilidad de flujo
13.1 – 18.2 (promedio, 14.5)	4.7	Inestable
15.4	5.7	Estable
20	6.0	Estable

Como puede observarse en la Fig. 6.4, existe un buen acuerdo entre los resultados del programa con lo reportado en campo. Es interesante señalar que los puntos asociados al flujo estable se encuentran cerca de la frontera de estabilidad del sistema, lo cual puede explicar las perturbaciones de alta frecuencia y amplitud pequeña registrada bajo estas condiciones de operación.

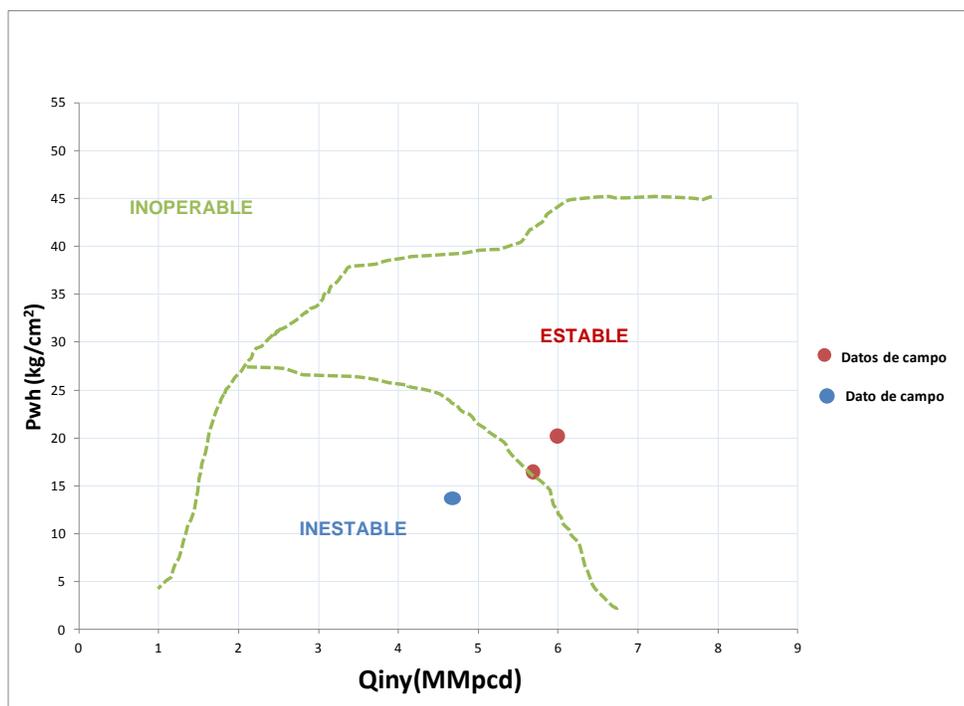


Fig. 6.4 Comparación del mapa de estabilidad contra datos de campo.

6.1.2 Efecto del diámetro del orificio de la válvula de inyección

Se realizó un estudio paramétrico en función del diámetro del orificio de la válvula operante, con la finalidad de observar cómo afecta las fronteras de estabilidad del sistema. En la Fig. 6.5 se comparan las fronteras obtenidas para diámetros de orificio de 0.625 (actual), 0.65 y 0.7 pg.

De acuerdo a la Fig. 6.5, la frontera entre las regiones estable e inestable se ve afectada notablemente por el diámetro de la válvula de inyección; se observa que el área de inestabilidad se amplía a medida que el diámetro del orificio aumenta; de esta manera, se requeriría incrementar la presión en la cabeza del pozo y el gasto de BN para estabilizar el flujo si se utiliza una válvula de mayor diámetro.

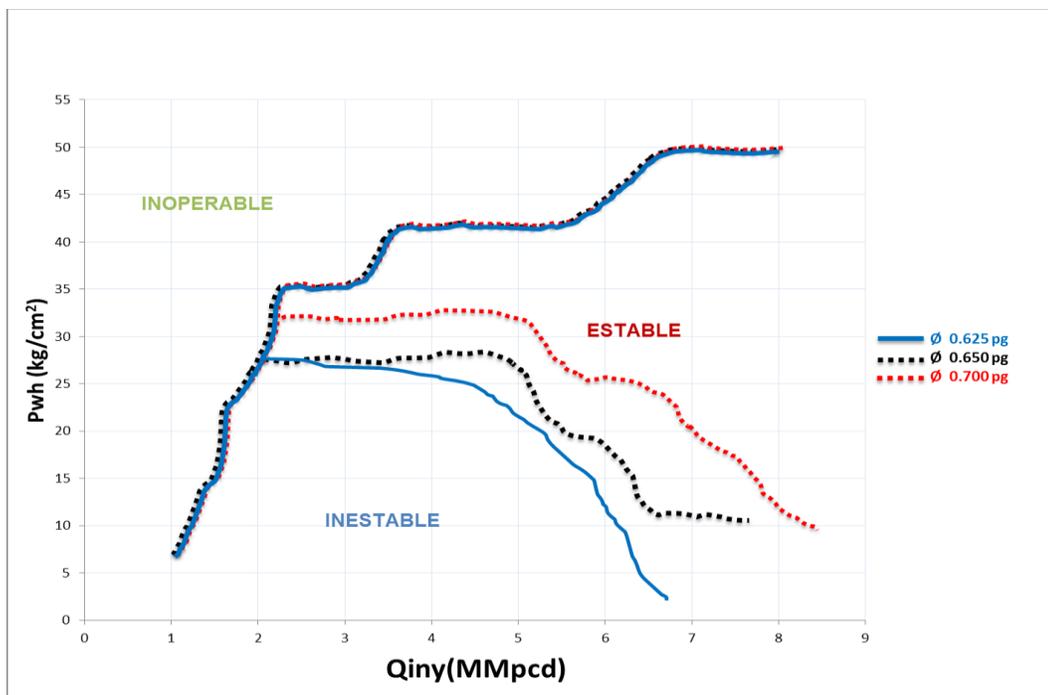


Fig. 6.5 Efecto del diámetro del orificio sobre las fronteras de estabilidad.

Por otra parte, se ve que los límites de operación permanecen sin cambio; en este sentido, es importante comentar en el modelo se asume que siempre hay presión disponible en la red de abasto del gas de BN; en la realidad, si el diámetro se reduce, entonces se requeriría mayor presión de inyección en la superficie para mantener un mismo gasto de BN; en trabajos futuros, es recomendable eliminar esta restricción del modelo.

6.1.3 Efecto de la profundidad del punto de inyección

En la Fig. 6.6 se muestra el efecto de la profundidad de inyección sobre las fronteras de estabilidad y los límites de operación del sistema. La profundidad actual de la válvula operante es de 8514 pies; adicionalmente se consideraron valores de 8000 y 9000 pies.

Se puede observar en la Fig. 6.6 que la región de inestabilidad tiende a incrementarse conforme se profundiza el punto de inyección; esto puede atribuirse a que la diferencia de presión a través de la válvula se reduce y, por lo tanto, el gasto de inyección en el fondo es más susceptible a las perturbaciones de presión en la tubería de producción. Por otra parte, la región inoperable se amplía debido a que la carga hidrostática se incrementa conforme el punto de inyección es más somero.

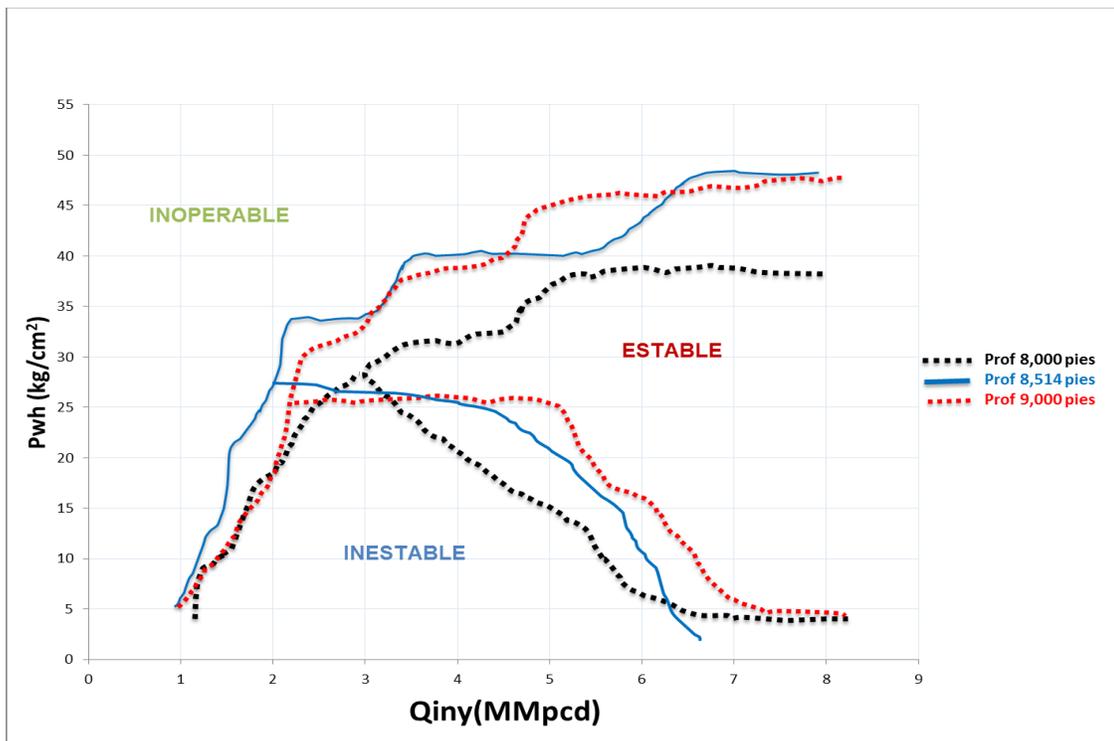


Fig. 6.6 Efecto de la profundidad de inyección sobre las fronteras de estabilidad.

6.1.4 Efecto del diámetro de la tubería de producción

Se analizó el efecto del diámetro de la TP sobre las fronteras de estabilidad y los límites de operación. Se consideraron valores de 4.87 (actual), 5 y 6 pg. En la Fig. 6.7 se presentan los resultados obtenidos. Como puede observarse, a presiones en la cabeza menores de 30 kg/cm², la frontera de estabilidad se desplaza hacia la región de gastos altos de inyección conforme el diámetro de la TP aumenta. A presiones mayores, es interesante observar que la región operable se amplía bajo condiciones estables. Estos comportamientos pueden explicarse al considerar el efecto de la fricción sobre la estabilidad y la operación del sistema; por un lado, la fricción se incrementa conforme el diámetro se reduce, lo cual tiene un efecto estabilizador; sin embargo, a altas presiones y para un mismo gasto de gas de BN, las pérdidas de presión por fricción aumentan y reducen la región en que el pozo puede operar.

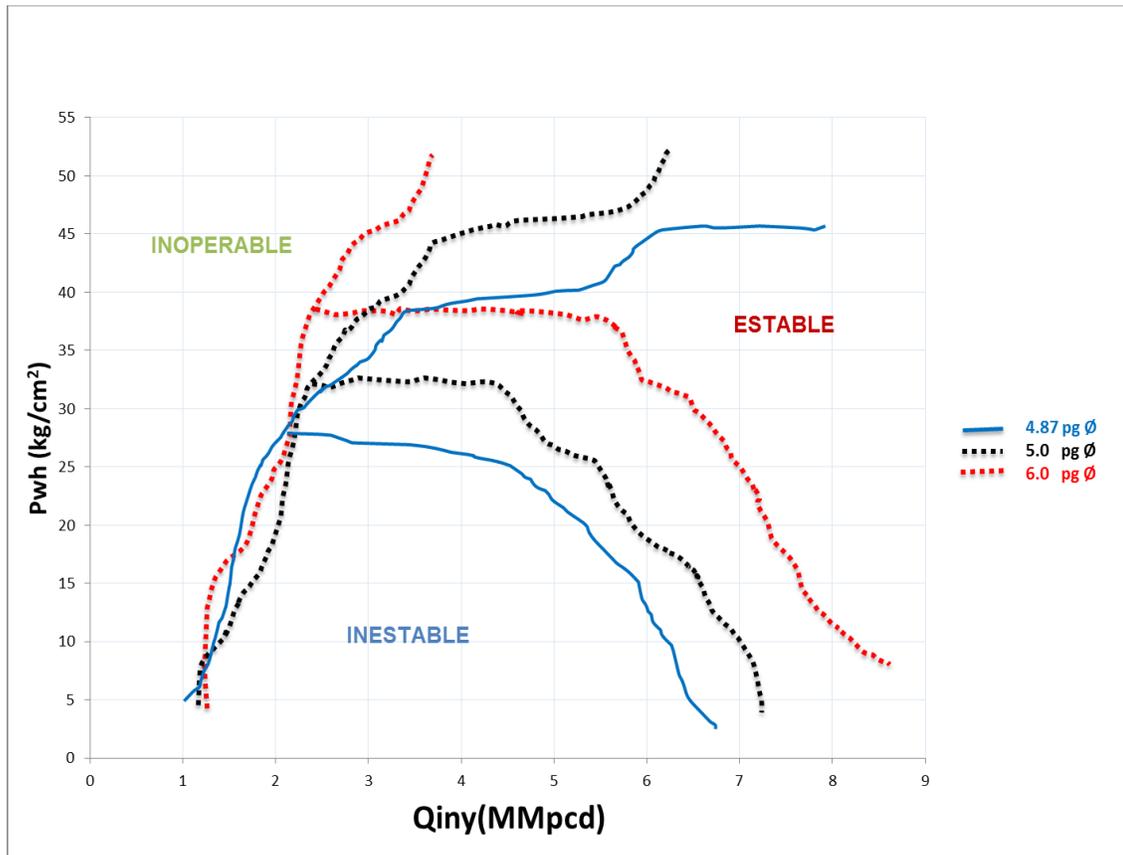


Fig. 6.7 Efecto del diámetro de la tubería de producción sobre las fronteras de estabilidad.

6.1.5 Efecto de la viscosidad del crudo vivo

Tomando en cuenta las características del crudo vivo producido en los campos Maloob y Zaap, se analizó el efecto de la viscosidad sobre la frontera de estabilidad y los límites de operación. En las simulaciones realizadas se consideró que la viscosidad se incrementa 10 y 20 veces. Los resultados obtenidos se muestran en la Fig. 6.8.

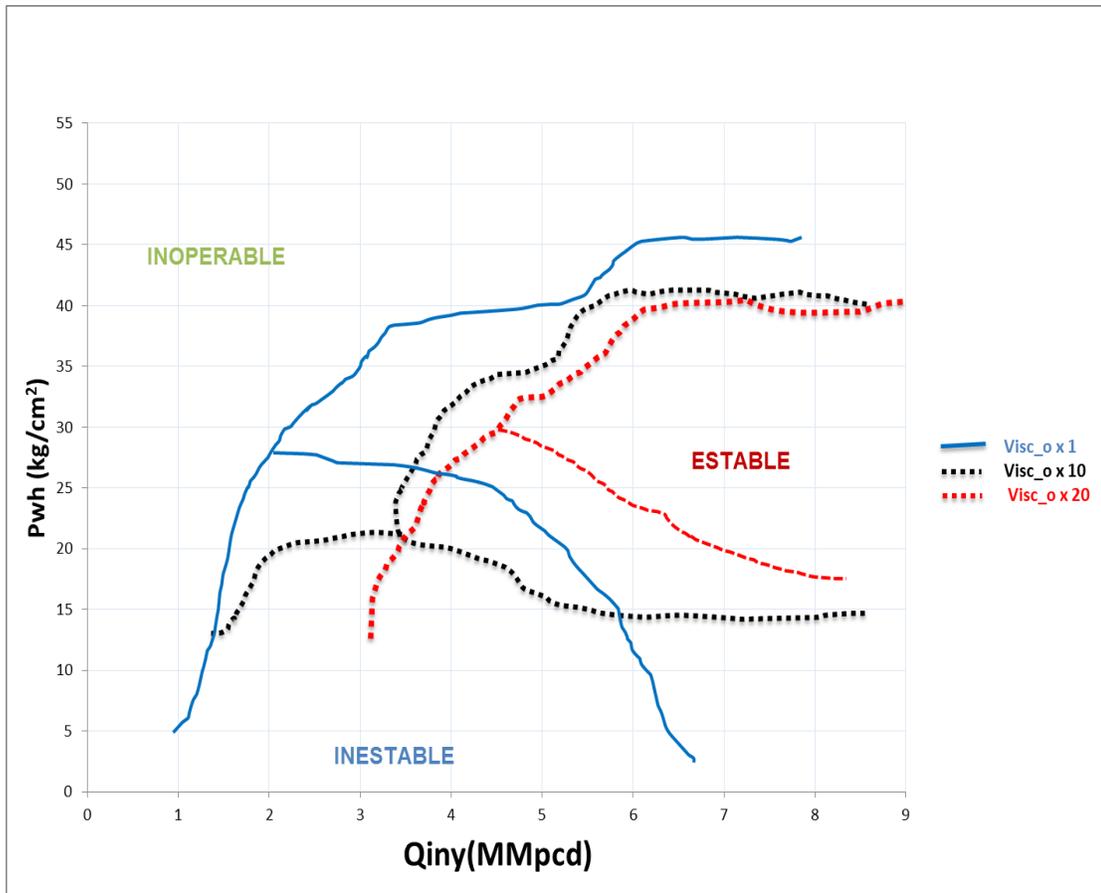


Fig. 6.8 Efecto de la viscosidad del crudo vivo sobre las fronteras de estabilidad.

Como puede observarse en la Fig. 6.8, la viscosidad del crudo vivo tiene un efecto importante tanto en la frontera de estabilidad como en los límites de operación del pozo. Conforme aumenta la viscosidad, la región operable se reduce, lo cual se atribuye al incremento de las pérdidas de presión por fricción.

Por otra parte, se observa que el incremento de la viscosidad en general tiene un efecto desestabilizador importante, sobre todo a bajas presiones en la cabeza; esto puede atribuirse a que conforme el aceite se hace más viscoso se requiere una mayor energía para desplazarlo hacia la superficie, por lo que el flujo tenderá a ser intermitente. Es interesante notar que la región estable en el rango de presión de 15 a 25 kg/cm² se incrementa si la viscosidad aumenta 10 veces; esto puede atribuirse al efecto estabilizador de la fricción. A presiones menores, el sistema es inestable independientemente del gasto de gas de BN si la viscosidad aumenta 10 veces o más.

6.2 Análisis no lineal

Se desarrolló un modelo de simulación para el pozo analizado, en la herramienta computacional descrita en el capítulo 4, y a partir de la información primaria presentada en el capítulo 5. En la tabla 6.2 se indican los datos de la discretización del modelo. Se consideran la presión de yacimiento, la presión corriente abajo del estrangulador, y el gasto de gas de inyección en la superficie, como condiciones de frontera (tabla 6.3).

Tabla 6.2. Discretización del modelo.

Parámetro	Valor
Tamaño máximo de celda, pie	150
Número de celdas	75
Paso máximo de tiempo, s	1
Paso mínimo de tiempo, s	10 ⁻⁶
Tiempo de simulación, h	24

Tabla 6.3. Condiciones de frontera.

Parámetro	Valor
Presión de yacimiento, psia (kg/cm ²)	159 (11.2)
Presión en la superficie, psia (kg/cm ²)	2,131 (150)
Gasto de gas de BN, MMpcd	4 a 6

6.2.1 Verificación del programa en régimen permanente

Antes de realizar el análisis no lineal, se verificó que el modelo de flujo transitorio reprodujera un punto de operación del sistema analizado bajo condiciones estacionarias estables. En la tabla 6.4, se indican las condiciones de operación consideradas, y los valores calculados correspondientes. (Fig. 6.9).

Como puede observarse en la tabla 6.4, el modelo reproduce satisfactoriamente los datos medidos de gasto de aceite y presión en la cabeza, para el gasto de inyección considerado.

Tabla 6.4. Datos de campo y condición de estabilidad de flujo.

Parámetro	Dato de campo	Simulación	Error relativo abs., %
Gasto de gas de BN, MMpcd	5.7	5.7	0
Presión en la cabeza, kg/cm ²	15.3	15.4	0.65
Gasto de aceite, bpd	4,772	4,672	2.1

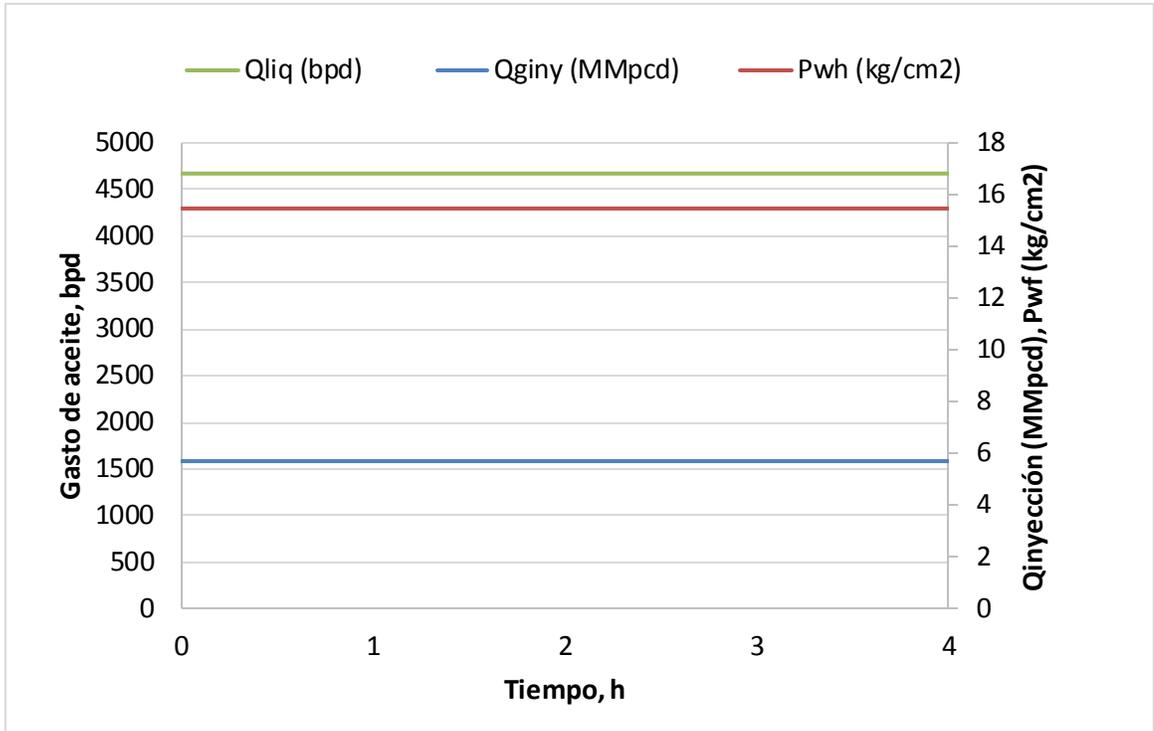


Fig. 6.9 Condiciones en régimen permanente obtenidas con la simulación transitoria.

6.2.2 Simulación de la inestabilidad de flujo

A partir de la información de campo referida en la tabla 6.1, se diseñó un escenario de simulación con el objetivo de determinar si el modelo reproduce la inestabilidad del flujo registrada. De esta manera, se simuló que el pozo operaba con un gasto de gas de BN de 5.7 MMpcd durante una hora; en ese momento se considera una reducción súbita de la inyección a 4.7 MMpcd.

Los resultados de la simulación se presentan en la Fig. 6.10, en términos de la presión en la cabeza y el gasto de aceite instantáneos, para la reducción del gasto de gas de 5.7 a 4.7 MMpcd. Como se describió en la sección 6.2.1, y de acuerdo a lo mostrado en la Fig. 6.10, el modelo predice que el pozo es estable con la inyección de 5.7 MMpcd, lo cual concuerda con lo observado en campo.

Por otra parte, se observa que el sistema se desestabiliza con la reducción de la inyección; de esta manera, comienzan a manifestarse oscilaciones que crecen en amplitud hasta alcanzar un comportamiento regular después de aproximadamente 14 horas. Después de ese periodo, la amplitud y la frecuencia de las oscilaciones se mantienen constantes; bajo estas condiciones, la presión en la cabeza varía entre 12.4 y 18 kg/cm², y el gasto de aceite entre 2500 y 6100 bpd; la frecuencia es de aproximadamente un ciclo por hora.

En la Fig. 6.11 se muestra una ampliación de un gráfico L10, con el registro de la presión instantánea en la cabeza del pozo. En el ciclo de inestabilidad que se resalta en la figura (con un gasto de inyección de 4.7 MMpcd), se determinó que la presión varía entre valores de 13.1 a 18.2 kg/cm², con una frecuencia aproximada de un ciclo por hora.

Los valores interpretados a partir del gráfico L10 de la presión en la cabeza el durante el ciclo de inestabilidad referido, se compararon con los valores calculados. Los resultados de la comparación se presentan en la Fig. 6.12. Como puede observarse, el modelo reproduce satisfactoriamente los datos de campo en cuanto a la forma, amplitud y frecuencia de los ciclos durante el periodo inestable analizado.

Para continuar con la validación del modelo, sería recomendable realizar pruebas de campo en que se permita que el comportamiento cíclico inestable se mantenga durante seis horas o más, manteniendo constante el gasto de inyección y la presión en la línea de escurrimiento.

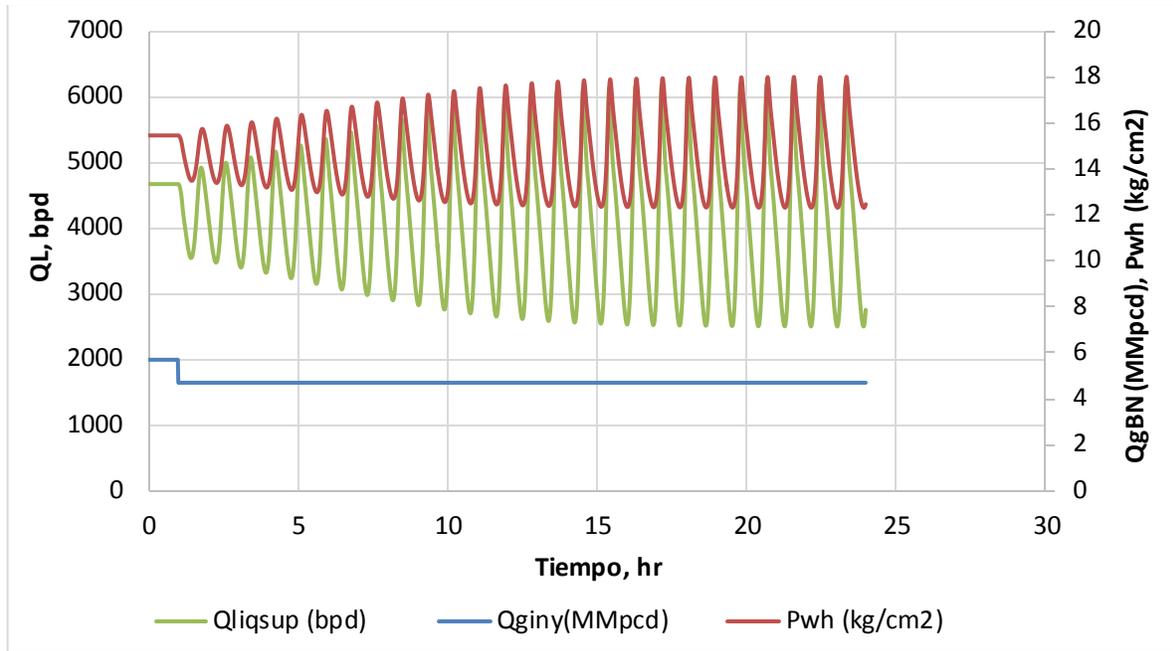


Fig. 6.10 Simulación en régimen transitorio.

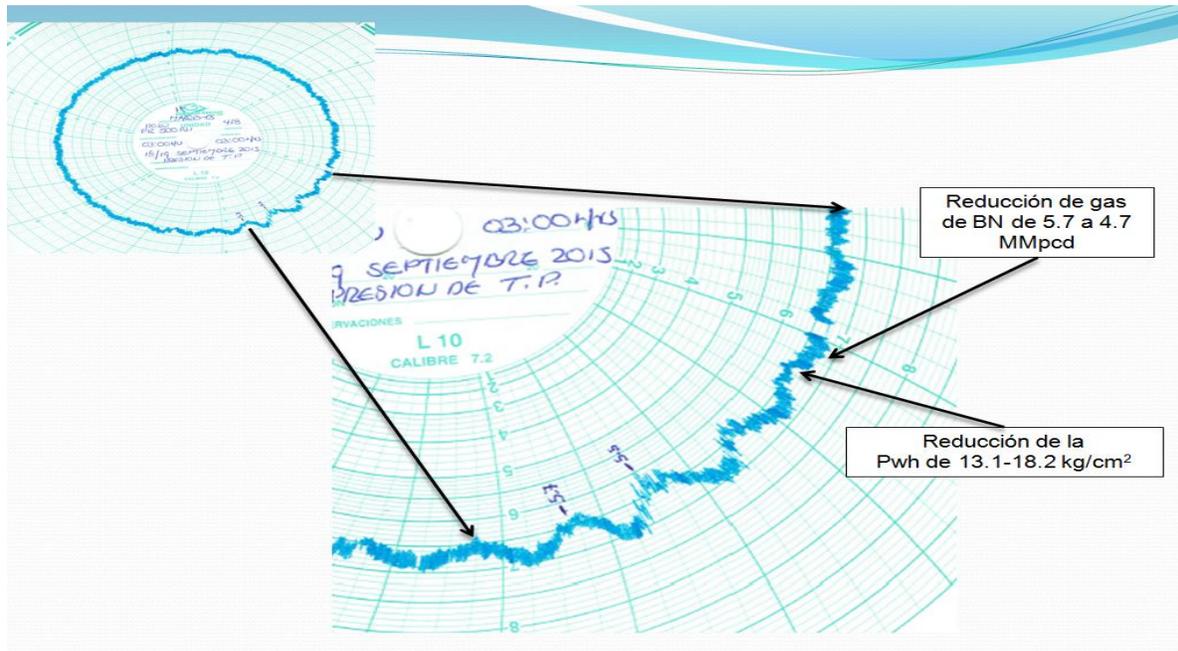


Fig. 6.11 Gráfico L-10 de la presión en la cabeza del pozo.

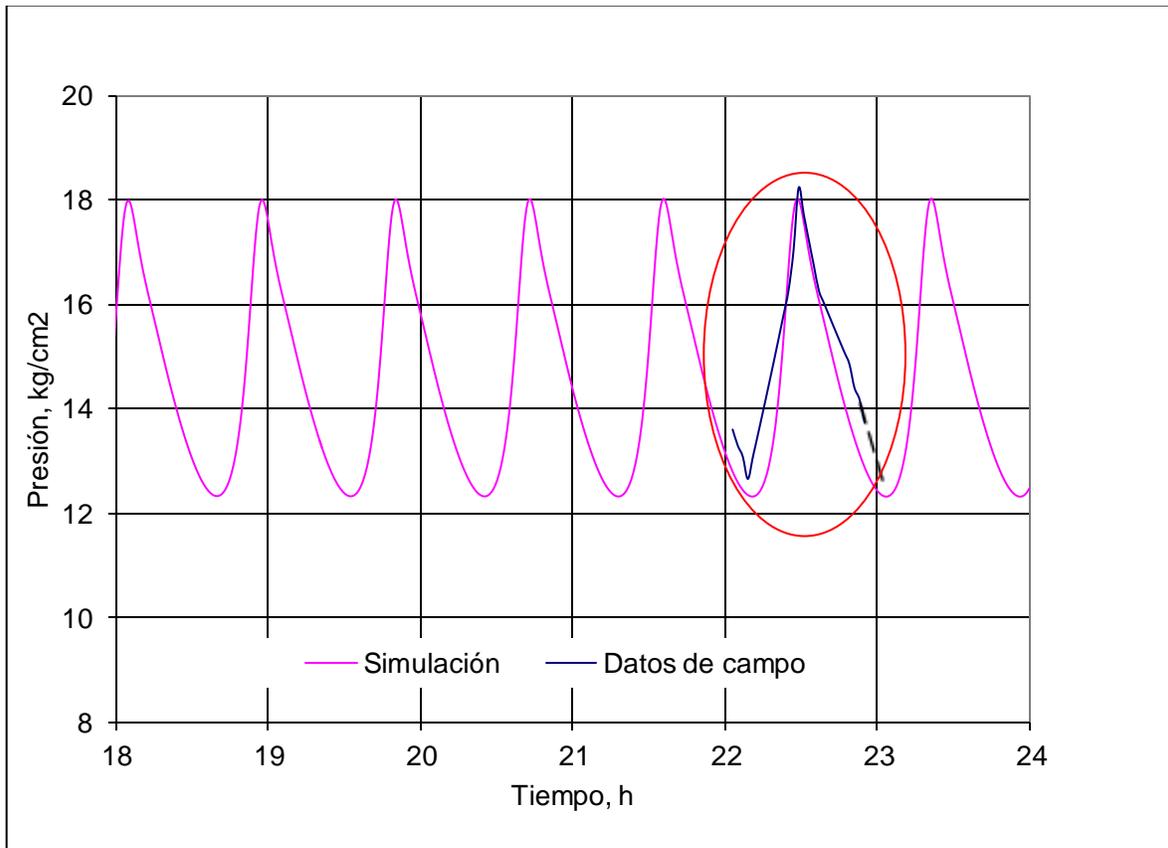


Fig. 6.12 Comparación de la presión instantánea calculada en la cabeza del pozo contra datos de campo, bajo condiciones inestables.

6.2.3 Efecto de la inestabilidad sobre la producción diaria de aceite

Una vez que se determinó la validez del modelo de simulación, se estudió el efecto de la inestabilidad sobre la producción de aceite. Para tal efecto, primeramente se calculó el gasto promedio diario de aceite durante el flujo inestable, a partir de los resultados mostrados en la Fig. 6.10. Se determinó que bajo condiciones inestables el gasto promedio de aceite es de 3503 bpd, con un gasto de 4.7 MMpcd de gas de BN.

Ahora bien, se consideró nuevamente el escenario de simulación con la reducción del gasto de inyección de 5.7 a 4.7 MMpcd, pero con una restricción artificial para mantener el flujo estable. Los

resultados se presentan en la Fig. 6.13; como puede observarse, si se pudiera mantener estable el flujo con una inyección de 4.7 MMpcd, el gasto promedio de aceite sería de 4218 bpd.

Al comparar los valores promedio de la producción de aceite calculados bajo las condiciones estable e inestable, se concluye que la inestabilidad ocasiona una reducción del 17% en la producción diaria de aceite. Por lo tanto, es recomendable que el pozo analizado se mantenga operando de manera estable.

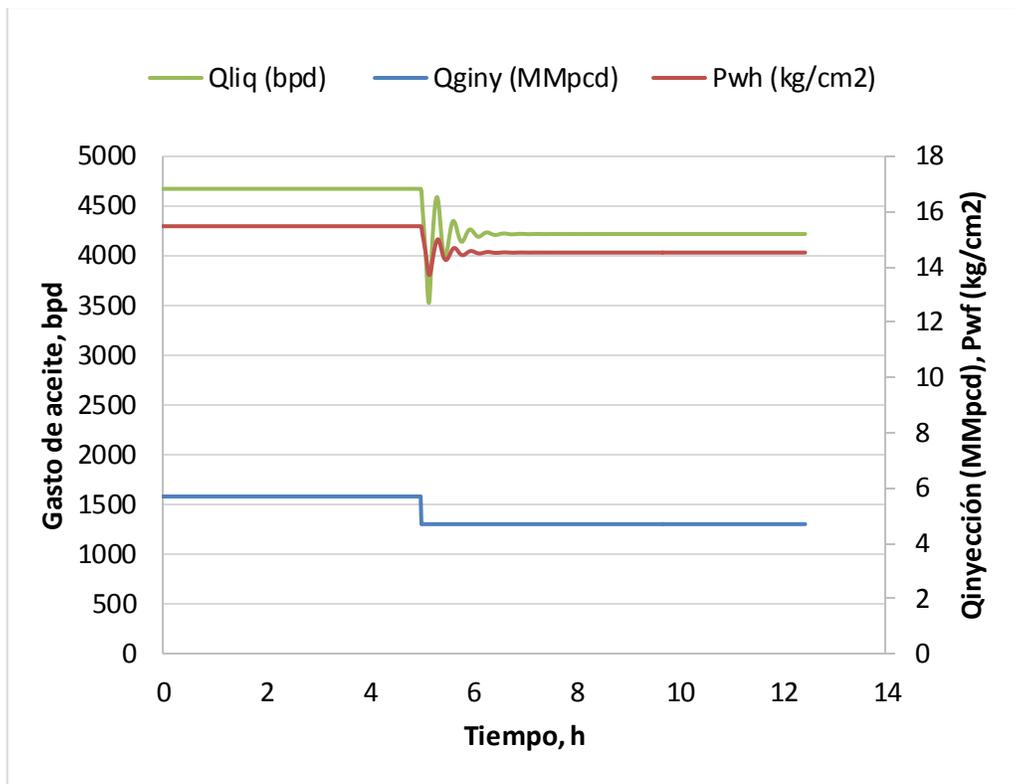


Fig. 6.13 Simulación en régimen estacionario.

Conclusiones

1. La inestabilidad de flujo o cabeceo es un fenómeno que puede presentarse en los pozos que operan con bombeo neumático continuo (BNC), y se caracteriza por variaciones de gran amplitud en los gastos y presiones en el sistema en periodos del orden de 10 minutos.
2. Se llevó a cabo una revisión de la literatura acerca de la inestabilidad del flujo en los pozos que operan con BNC y de los métodos teóricos existentes para identificar las condiciones de operación estable. Se abordaron los análisis lineal y no lineal de estabilidad.
3. Se realizó un estudio sobre la estabilidad del flujo, mediante análisis lineal y análisis no lineal, para un pozo con BNC de los campos Maloob y Zaap, productores de aceite pesado, que frecuentemente presenta problemas de cabeceo.
4. El análisis lineal se realizó con base en mapas de estabilidad. Para tal efecto:
 - a. Se formuló un modelo matemático para calcular la distribución de presiones y temperaturas en régimen estacionario en los sistemas de BNC.
 - b. Con base en el modelo, se desarrolló un programa de cómputo para efectuar análisis nodales y evaluar la condición de estabilidad a partir de los criterios de Asheim. Adicionalmente, se programó una macro en Excel para visualizar los resultados con el formato de mapas de estabilidad, en términos de la presión en la cabeza del pozo y el gasto de gas de inyección.
 - c. Los cálculos realizados con el programa desarrollado se verificaron satisfactoriamente contra los obtenidos en un software comercial.
 - d. El mapa de estabilidad generado se validó con información de campo, para dos condiciones de operación estable y una inestable. En los tres casos, los resultados del mapa fueron consistentes con lo observado en campo.

- e. Se realizaron estudios paramétricos para determinar el efecto de variables selectas sobre la frontera de estabilidad del sistema.

5. De acuerdo al análisis de los mapas de estabilidad generados se determinó que:
 - a. En las condiciones actuales del pozo, el flujo es estable con gastos de inyección mayores de 6.5 MMpcd, independientemente del valor de la presión en la cabeza.
 - b. La reducción del diámetro del orificio de la válvula de inyección promueve condiciones de operación estables.
 - c. La profundización del punto de inyección amplía el rango de operación estable del sistema en el rango de altas presiones en la cabeza; a bajas presiones, tiene un efecto desestabilizador.
 - d. A valores bajos de presión en la cabeza (menores de 30 kg/cm²), la reducción del diámetro de la tubería de producción tiene un efecto estabilizador, como consecuencia del incremento de la fricción. Si la presión es alta, el pozo puede dejar de producir.
 - e. En términos generales, el incremento de la viscosidad del aceite vivo tiene un efecto desestabilizador y reduce los rangos de operación del sistema.

6. El análisis no lineal se realizó mediante simulaciones numéricas en una herramienta computacional que permite modelar la operación del sistema de BNC en régimen transitorio. Para tal efecto:
 - a. Se desarrolló un modelo de simulación en la herramienta computacional a partir de la información primaria del pozo.
 - b. Se verificó que el modelo de flujo multifásico transitorio reprodujese correctamente un punto de operación reportado en campo, bajo condiciones de flujo estable. El

modelo reprodujo satisfactoriamente los valores de gasto de aceite y presión en la cabeza, así como la condición estabilidad.

- c. El modelo fue validado contra datos de presión instantánea en la cabeza del pozo (gráfico L10), tanto para condiciones estables como inestables. De acuerdo a la información de campo, el flujo se desestabilizaba al reducir la inyección de gas de 5.7 a 4.7 MMpcd. Por lo tanto, se generó el escenario de simulación correspondiente. Los resultados del modelo mostraron que efectivamente el flujo se desestabiliza con la reducción del gasto de gas. Aún más, el modelo reprodujo correctamente la amplitud, frecuencia y forma de las oscilaciones durante el cabeceo.
7. De acuerdo a los resultados del análisis no lineal, se mostró que la inestabilidad de flujo puede ocasionar una reducción de 17% en la producción promedio diaria de aceite, al compararla contra aquella que se tendría si el flujo fue estable bajo las mismas condiciones de frontera.

Recomendaciones

1. Llevar a cabo análisis lineal y no lineal de estabilidad de flujo en otros pozos de los campos Maloob y Zaap, para identificar las condiciones de operación y diseño que deriven en problemas de cabeceo, antes de que éste se manifieste. O bien, para estudiar alternativas de estabilización.
2. Complementar el programa desarrollado con otros métodos de flujo multifásico, correlaciones para calcular las propiedades de los fluidos, y modelos de comportamiento de afluencia.
3. Promover la toma periódica de registros PLT y de aforos en los pozos; esto con el objetivo de tener datos de campo actualizados, y usarlos en la construcción de los modelos requeridos para los análisis de estabilidad.
4. Automatizar estranguladores y válvulas de inyección de gas para mantener condiciones de operación estable, retroalimentándose de una herramienta como la que se generó en este trabajo.
5. Realizar más pruebas de campo en pozos con inestabilidad de flujo durante periodos más prolongados (al menos seis horas), con la finalidad de obtener información útil para validar los modelos de flujo transitorio.
6. Analizar la factibilidad de instalar válvulas de orificio variable en pozos con BNC, ya que este parámetro variable tiene un efecto importante en la estabilidad del flujo.

Referencias bibliográficas

- 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.
- Alhanati, F.J.S, Lagerlef y Zelimir S., 1993. Continuous Gas-Lift Instability; Diagnosis, Criteria and Solutions, SPE 26554, Annual Technical conference and Exhibition, Houston, Texas. October: 3-6.
- Alves, I.N., Alhanatl, F.J.S. y Shoham, O. 1992. A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines. *SPE Prod Eng* **7**(4): 363-367. SPE-20632-PA.
- Asheim H., 1988. Criteria for Gas-Lift Stability, *Journal of Petroleum Technology*, SPE 16468 November: 1452-1456.
- Bautista Fragoso S., 2013. *Apuntes de Sistemas Artificiales de producción*, UNAM, México D.F.
- Beggs, H.D. y Robinson, J.R. 1975. Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems. *J Pet Technol* **27** (9): 1140-1141. SPE-5434-PA.
- Brill, J.P. y Mukherjee, H. 1999. *Multiphase Flow in Wells*, Vol. 17. Richardson, Texas: Monograph Series, Society of Petroleum Technology.
- Brown K., 1984a. The technology of artificial lift Methods, vol. 1, PennWell Publishing co., Tulsa, Oklahoma.
- Brown K., 1984a. The technology of artificial lift Methods, vol. 4, PennWell Publishing co., Tulsa, Oklahoma.
- Calva-Morales C., Carmona-Diaz R., Cervantes-Baza T., Fairuzov V.Y., Guerrero-Sarabia, Miguel-Hernández N. y Rojas-Figueroa A., 2004. Stability Maps for Continuous Gas-Lift Wells: A New Approach to Solving an old Problem.
- 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*, July-September: 14,34.
- Fairuzov Y.V., Guerrero I., Morales C., Carmona D., Cervantes T., Hernández N. y Rojas A., 2004. Stability maps for continuous gas-lift wells: a new approach to solving an old problem.
- Gang X.Z., Golan M., 1989. Criteria for Operation Stability of Gas Lift Wells, SPE 19362, June.
- Guerrero Sarabia T.I., 2004. Nuevo Criterio de Estabilidad para Pozos con Bombeo Neumático Continuo, Tesis de Maestría UNAM, México.

- Guerrero Sarabia T.I., 2011. Análisis No-Lineal de Estabilidad de Flujo para Pozos Petroleros con Bombeo Neumático Continuo, Tesis de Doctorado UNAM, México.
- 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.
- 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.
- McCain W.D. Jr. 1990. The Properties of Petroleum Fluids, second edition. Tulsa Oklahoma: PennWell Books.
- Pemex, 2013, ABC de la Administración de yacimientos de la subdirección de producción, Region Marina Noreste, Marzo, México.
- Pemex, 2014 Presentación del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, región Marina Noreste, Junio, México.
- Ramey, H.J. Jr. 1962. Wellbore Heat Transmission. *J Pet Technol* **14** (4): 427-435. SPE-96-PA.
- 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.
- Standing M.B., Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon systems, SPE, Dallas (1977).
- Standing M.B., 1981. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon systems, ninth edition SPE, Texas.
- Vázquez M. E., y Robinson J.R., 1975. Estimating the viscosity of crude oil systems. *JPT*, Sept.: 1140-1141.
- Vogel J.V., 1968. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive well, *JPT* **83**, January.