



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

MÉTODO PARA CALCULAR EL GASTO DE ACEITE EN POZOS CON
ENTRADA DE GAS DEL CASQUETE

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

PRESENTA:
TANIA DANIELA TOVAR RODRÍGUEZ

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

MÉXICO, CDMX. febrero 2018

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Samaniego Verduzco Fernando

Secretario: Dr. Luna Rojero Erick Emanuel

Vocal: Dr. Guerrero Sarabia Teodoro Iván

1 er. Suplente: M.I. Santamaria Guevara Noel E.

2 d o. Suplente: M.C. Escobedo Zenil David

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

TUTOR DE TESIS:

Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia



FIRMA

Resumen

Actualmente, algunos de los campos de petróleo y gas asociado más importantes del país se encuentran en su etapa de declinación. Una de las problemáticas más frecuentes que presentan es la reducción de la ventana de aceite por el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite. En tales condiciones, la entrada de agua y/o gas por canalización o conificación complica a los ingenieros de diseño de explotación el cálculo del gasto de aceite, particularmente en los yacimientos naturalmente fracturados. Aún más, en el caso de los pozos con entrada de gas, generalmente no es posible la toma de información en fondo, por lo que no se dispone de datos medidos que permitan predecir el comportamiento de afluencia del yacimiento.

De esta manera, el presente trabajo tiene como objetivo: *“Desarrollar un método que permita calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas del casquete en yacimientos naturalmente fracturados”*.

El trabajo comienza con una revisión de los modelos más utilizados en la industria para predecir el comportamiento de afluencia en pozos productores de aceite y gas. Se revisan conceptos de flujo multifásico en tuberías verticales, y se describen algunas correlaciones para calcular perfiles de presión en pozos; asimismo, se aborda la problemática de conificación y canalización de agua y/o gas en yacimientos.

Se propone un modelo matemático para estudiar el comportamiento de un sistema pozo-yacimiento. El modelo está integrado por correlaciones PVT para determinar las principales propiedades termodinámicas del aceite y su gas asociado, un método para calcular perfiles de presión y temperatura en tuberías verticales en condiciones

de flujo multifásico, y un método para generar la curva de comportamiento de afluencia en yacimientos saturados. Con base en el modelo matemático y el método propuesto para calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas, se desarrolló una herramienta computacional para realizar análisis nodales.

Para validar el método propuesto se utilizan datos de campo de tres pozos petroleros. Los pozos considerados producen aceite pesado en un yacimiento naturalmente fracturado y presentan entrada de gas del casquete. En cada caso, se presenta y discute la evaluación estadística de los resultados obtenidos en relación al cálculo del gasto de aceite con el método de análisis propuesto.

Contenido

Resumen.....	i
Lista de figuras.....	v
Lista de tablas.....	ix
Capítulo 1	1
Introducción	1
Objetivo General	3
Objetivos específicos	3
Capítulo 2.....	4
Fundamentos	4
2.1 Modelos de afluencia	4
2.2 Flujo multifásico en tuberías	12
2.3 Fenómeno de conificación y canalización de agua y/o gas en yacimientos	19
Capítulo 3.....	25
Modelo del sistema pozo-yacimiento	25
3.1 Propiedades termodinámicas de los fluidos del yacimiento	25
3.2 Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo	30
3.3 Modelo hidrodinámico de flujo multifásico en el pozo	31
3.4 Modelo térmico del pozo	36
Capítulo 4.....	39
Sistema analizado.....	39
4.1 Antecedentes del yacimiento	39
4.2 Información relevante del pozo analizado.....	41
Capítulo 5.....	48
Método para calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas.....	48
5.1 Análisis preliminar	48
5.2 Correlación de las variables.....	52
5.3 Método propuesto	55
5.4 Ejemplo.....	56
Capítulo 6.....	59

Programa de cómputo.....	59
6.1 Descripción del programa	59
6.2 Verificación de los resultados del programa	68
6.3 Implementación del modelo del pozo “A”	74
Capítulo 7	81
Evaluación	81
7.1 Pozo “A”	81
7.2 Pozo “B”	88
7.3 Pozo “C”	92
Conclusiones y Recomendaciones	95
Conclusiones	95
Recomendaciones	96
Referencias	97

Lista de figuras

Fig. 1.1 Comportamiento histórico de producción de pozo con entrada de gas del casquete.....	2
Fig. 2.1 Curva típica del comportamiento de afluencia.....	5
Fig. 2.2 Curvas del índice de productividad (IP).....	5
Fig. 2.3 Curva de comportamiento de afluencia para yacimientos con empuje por gas disuelto (Vogel 1968).....	7
Fig. 2.4 Curva IPR generalizada	9
Fig. 2.5 Curva de IPR compuesta (modificada de Brown, 1984b).....	11
Fig. 2.6 Patrones de Flujo multifásico vertical ascendente.....	14
Fig. 2.7 Conificación de agua y gas. (modificado, Tarek, 2006).....	19
Fig. 2.8 Conificación de agua. (modificado, Slider, 1983)	21
Fig. 2.9 Esquema de cálculos correlación conificación (modificado de Addington, 1981).....	22
Fig. 3.1 Correlación para determinar el parámetro Ψ (Hagedorn y Brown, 1965) .	33
Fig. 3.2 Correlación el coeficiente del número de viscosidad N_{LC} (Hagedorn y Brown, 1965).....	34
Fig. 3.3 Correlación de la relación H_L/Ψ (Hagedorn y Brown, 1965).....	34
Fig. 4.1 Histórico de producción del campo	40
Fig. 4.2 Distribución del aparejo de producción.....	43
Fig. 4.3 Registro de presión y temperatura por estaciones	45

Fig. 4.4 Curva de decremento del pozo	45
Fig. 4.5 Histórico de producción pozo A.....	47
Fig. 5.1 Periodos analizados del pozo “A”	49
Fig. 5.2 Gráfico de p_{wh} vs RGA del pozo “A”	50
Fig. 5.3 Gráfico de Q_o vs RGA del pozo “A”.....	51
Fig. 5.4 Gráfico de p_{wf} vs RGA del pozo “A”	52
Fig. 5.5 Gráfico de $Q_{o\ max}$ vs RGA del pozo “A”	53
Fig. 5.6 Gráfico de $\ln(Q_{o\ max})$ vs $\ln(RGA)$ del pozo “A”	54
Fig. 5.7 $\ln(Q_{o\ max})$ vs $\ln(RGA)$	58
Fig. 5.8 Análisis nodal $p_{wh}=175.1$ psi.....	58
Fig. 6.1 Módulo PVT.....	61
Fig. 6.2 Subrutina para el cálculo de perfiles de temperatura.	61
Fig. 6.3 Subrutina para el cálculo de perfiles de presión.	62
Fig. 6.4 Subrutina para el cálculo de la IPR.	63
Fig. 6.5 Subrutina para el cálculo del gasto solución del sistema	63
Fig. 6.6 Información del pozo	64
Fig. 6.7 Datos y factores de corrección PVT	65
Fig. 6.8 Estado mecánico y giroscópico	65
Fig. 6.9 Datos del perfil de presión y temperatura	66
Fig. 6.10 Ajuste de la curva IPR/VLP a la prueba de producción	67
Fig. 6.11 Módulo para cálculo de Q_o con el modelo propuesto	67

Fig. 6.12 Comparación de resultados de relación de solubilidad.	68
Fig. 6.13 Comparación de resultados de factor de volumen del aceite.	69
Fig. 6.14 Comparación de resultados de densidad del aceite.	69
Fig. 6.15 Comparación de resultados de viscosidad del aceite.	70
Fig. 6.16 Comparación de resultados de factor de volumen del gas.	70
Fig. 6.17 Comparación de resultados de la densidad del gas.	71
Fig. 6.18 Comparación de perfil de presión en el pozo.	72
Fig. 6.19 Comparación del perfil de temperatura en el pozo.	73
Fig. 6.20 Comparación del análisis nodal en el pozo.	73
Fig. 6.21 Comparación de los datos medidos vs calculados para la relación de solubilidad (R_s).	75
Fig. 6.22 Comparación de los datos medidos vs calculados para el factor de volumen (B_o).	76
Fig. 6.23 Comparación de los datos medidos vs calculados para la viscosidad del aceite (μ_o).	76
Fig. 6.24 Perfil calculado y dato medido de presión.	78
Fig. 6.25 Perfil calculado y dato medido de temperatura.	78
Fig. 6.26 Resultaos obtenidos del análisis nodal.	80
Fig. 7.1 Comparación de los resultados del método propuesto contra los de una herramienta comercial de análisis nodal	83
Fig. 7.2 Comparación del gasto calculado contra el valor medido, y porcentaje de error correspondiente. Pozo "A".	85

Fig. 7.3 Histórico de producción del pozo “B”	88
Fig. 7.4 Correlación $Q_{o\ max}$ vs RGA para el pozo “B”	89
Fig. 7.5 Comparación del gasto calculado contra el valor medido, y porcentaje de error correspondiente. Pozo “B”	90
Fig. 7.6 Histórico de producción del pozo “C”	92
Fig. 7.7 Correlación de $Q_{o\ max}$ vs RGA para el pozo “C”	93
Fig. 7.8 Comparación del gasto calculado contra el valor medido, y porcentaje de error correspondiente. Pozo “C”	94

Lista de tablas

Tabla 2.1 Correlaciones para el cálculo de gradientes de presión	15
Tabla 3.1 Propiedades del aceite	26
Tabla 3.2 Propiedades del gas.....	28
Tabla 4.1 Análisis PVT del pozo.....	42
Tabla 4.2 Distribución del aparejo de producción.....	44
Tabla 4.3 Resumen de resultados de la prueba PLT.	46
Tabla 5.1 Datos de aforo y presión de yacimiento	57
Tabla 6.1: Parámetros de ajuste para las correlaciones PVT.....	75
Tabla 6.2 Datos utilizados para la calibración de la correlación de flujo multifásico.	77
Tabla 6.3 Condiciones de frontera utilizadas para evaluar los resultados del análisis nodal.....	79
Tabla 6.4 Evaluación de los valores calculados de gasto de aceite y presión de fondo fluyendo.....	80
Tabla 7.1 Datos de aforo del pozo "A"	83
Tabla 7.2 Resultados estadísticos para el pozo "A"	84
Tabla 7.3 Gasto de aceite calculado con el método propuesto para datos de aforo. Pozo "A".	85
Tabla 7.4 Resultados estadísticos para el pozo "B"	90
Tabla 7.5 Gasto de aceite calculado con el método propuesto para datos de aforo. Pozo "B".	91
Tabla 7.6 Resultados estadísticos para el pozo "C"	94
Tabla 7.7 Gasto de aceite calculado con el método propuesto para datos de aforo pozo "C"	94

Capítulo 1

Introducción

Actualmente la industria petrolera en México enfrenta retos importantes para mantener su plataforma de producción debido a que los yacimientos más importantes alcanzaron su etapa de madurez en los últimos lustros. En muchos de ellos, particularmente aquellos constituidos por rocas carbonatadas naturalmente fracturadas, la ventana productora de aceite se redujo de manera considerable por el avance de los contactos gas-aceite y agua-aceite. Como ejemplo, la ventana de aceite en el campo costa afuera más importante del país se redujo de 400 a 50 metros entre los años 2004 y 2016. En este mismo periodo, algunos pozos presentaron un incremento en el corte de agua de 0 a 54 %; en otros se observó un incremento en el gasto de gas de formación de 4 a 40 MMpcd en el segundo semestre del año 2006, como se muestra en la **Fig. 1.1**.

Para los ingenieros de producción es importante predecir el comportamiento del gasto de aceite en los sistemas que presentan entrada de gas del casquete y/o agua del acuífero asociado, ya que se utiliza en diversas actividades cotidianas de diseño y operación. Ahora bien, y de acuerdo a la experiencia de los ingenieros en el área de diseño de explotación, es difícil generar modelos predictivos de pozos que presentan tales problemáticas en las herramientas de análisis nodal de uso común; así, un modelo que ha sido generado y calibrado con cierto conjunto de datos de un aforo, no siempre reproduce bien los datos de aforos posteriores. Por lo tanto, los modelos tienen que ser recalibrados frecuentemente, y en algunas ocasiones se utilizan parámetros de ajuste que pueden resultar cuestionables. Como se discute en capítulos posteriores, una de las razones radica en que los modelos clásicos que describen el comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo (por ejemplo, Vogel, 1968; Fetkovich, 1973; y Standing, 1971), no capturan el incremento de la relación gas-aceite y/o el corte de agua.

Algunos autores, como Addington (1981), y Urbanczyk y Wattenbarger (1994), han propuesto modelos para incorporar el efecto de la conificación; sin embargo, su uso es limitado porque requieren datos que no siempre están disponibles. Por otra parte, en la literatura no se han identificado modelos simples de comportamiento de afluencia que consideren la conificación de gas. Para tal efecto, los ingenieros de producción han aplicado modelos de doble capa y desarrollado correlaciones basadas en datos de campo de pozos productores de grandes volúmenes de gas. Sin embargo, estas aproximaciones se limitan a casos particulares.

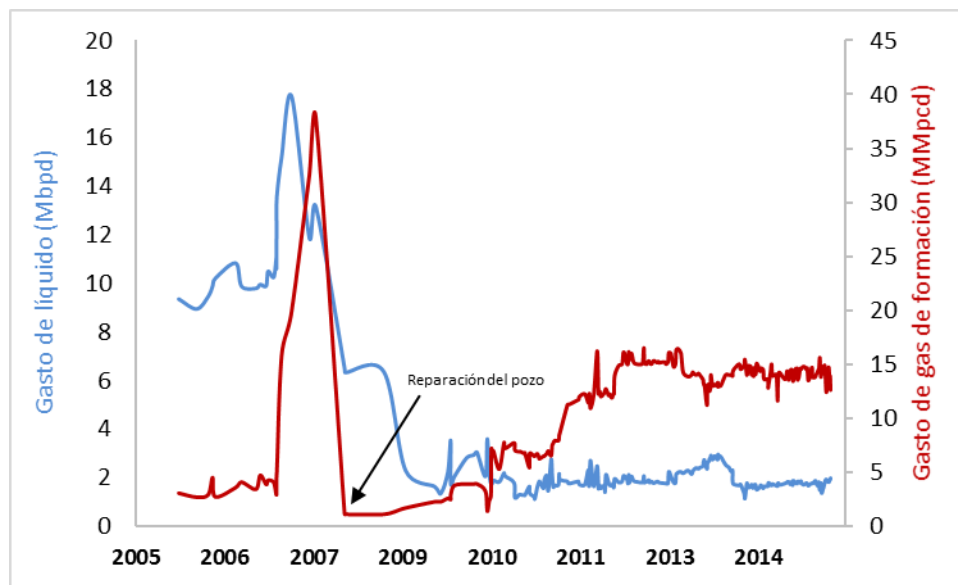


Fig. 1.1 Comportamiento histórico de producción de pozo con entrada de gas del casquete

Con base en los argumentos anteriores, en este trabajo se investigará el desarrollo de un método para calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas del casquete en yacimientos naturalmente fracturados. El objetivo general y los objetivos específicos se refieren a continuación.

Objetivo General

Desarrollar un método que permita calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas del casquete en yacimientos naturalmente fracturados.

Objetivos específicos

1. Revisar la literatura referente a modelos de comportamiento de afluencia, correlaciones de flujo multifásico en pozos, y conceptos sobre el fenómeno de conificación y canalización de agua y/o gas en yacimientos.
2. Desarrollar un modelo matemático para el sistema pozo-yacimiento que permita determinar la distribución de presiones y temperaturas en el pozo en condiciones de flujo multifásico, así como el comportamiento de afluencia del yacimiento.
3. Recopilar y analizar información de pozos que presenta entrada de gas del casquete en un yacimiento naturalmente fracturado seleccionado.
4. A partir de datos de campo para los pozos analizados, identificar posibles correlaciones entre las principales variables del sistema a efecto de calcular el gasto de aceite; y desarrollar un método que permita estimar el gasto de aceite en pozos con entrada de gas del casquete en yacimientos naturalmente fracturados.
5. Generar una herramienta computacional con funcionalidades para realizar análisis nodales, con base en el modelo desarrollado para el sistema pozo-yacimiento y el método propuesto para calcular el gasto de aceite en los pozos con entrada de gas del casquete
6. Evaluar el método propuesto con datos de campo de pozos del yacimiento naturalmente fracturado seleccionado que presentan entrada de gas del casquete.

Capítulo 2

Fundamentos

En este capítulo se presenta la revisión de algunos de los modelos más utilizados en la industria para predecir el comportamiento de afluencia en pozos de aceite y gas. Se describen los diferentes patrones de flujo gas-líquido, y el cálculo de gradientes de presión en tuberías verticales. Finalmente, se abordan las problemáticas de canalización y conificación en yacimientos.

2.1 Modelos de afluencia

La complejidad de modelar rigurosamente el comportamiento de afluencia - *Inflow Performance Relationship* - radica en que la relación entre el gasto y la caída de presión que ocurre en el medio poroso (**Fig. 2.1**) depende de diversos factores, tales como las propiedades petrofísicas, termodinámicas y la saturación de fluidos, el mecanismo de empuje, y el daño de la formación productora, entre otros (Beggs, 1991). Por lo tanto, autores como Rawlins y Schellhardt (1936), Vogel (1968), Standing (1971), y Fetkovich (1973), por mencionar algunos, desarrollaron métodos sencillos para predecir el comportamiento de afluencia a partir de datos medidos de gasto, y de las presiones de yacimiento y de fondo fluyendo.

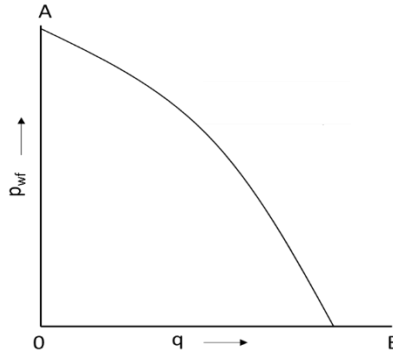


Fig. 2.1 Curva típica del comportamiento de afluencia

2.1.1 Índice de Productividad

El comportamiento de afluencia de yacimientos bajosaturados tiene una tendencia lineal y queda establecido por un parámetro denominado índice de productividad (J), **Fig. 2.2**. Este se define como la relación que existe entre el gasto de aceite (Q_o), y la diferencia entre la presión del yacimiento (p_r) y la presión de fondo fluyendo (p_{wf}) en el pozo, ($Q/\Delta p$). De esta manera:

$$J = \frac{Q_o}{\bar{p}_r - p_{wf}} \dots\dots\dots (2.1)$$

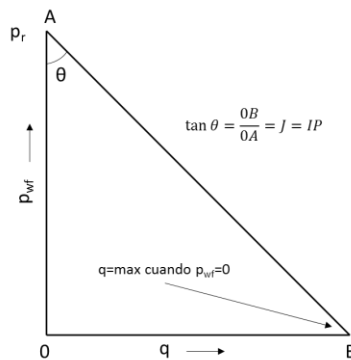


Fig. 2.2 Curvas del índice de productividad (IP)

Si en el yacimiento fluyen aceite y agua simultáneamente, J puede calcularse a partir de la siguiente ecuación:

$$J = \frac{Q_o + Q_o F_{wo}}{(\bar{p}_r - p_{wf})} = \frac{Q_o + Q_w}{\bar{p}_r - p_{wf}}, \dots\dots\dots (2.2)$$

donde F_{wo} indica la fracción volumétrica de agua.

A partir de la ecuación de Darcy para flujo en medios porosos con geometría radial y en régimen permanente, el gasto de cada una de las fases puede expresarse como (Brown, 1984a).

$$q_o = \frac{7.08 K_o h (\bar{p}_r - p_{wf})}{B_o \mu_o [\ln(r_e/r_w) - 0.75]}, \dots\dots\dots (2.3)$$

$$q_w = \frac{7.08 K_w h (\bar{p}_r - p_{wf})}{B_w \mu_w [\ln(r_e/r_w) - 0.75]}, \dots\dots\dots (2.4)$$

donde, la permeabilidad efectiva (K) está dada en D , el espesor (h) en pie , la viscosidad (μ) en cp , el índice de productividad (J) en $\frac{bpd}{psi}$, el factor de volumen (B) en $\frac{bls \ a \ c. \ y}{bls \ a \ c. \ s}$ y el gasto (Q) en bpd . Los subíndices o y w hacen referencia al aceite y al agua, respectivamente.

Sustituyendo las ecs. (2.3) y (2.4) en (2.2), J puede calcularse a partir de las propiedades y permeabilidades efectivas de los fluidos, y la geometría del medio poroso:

$$J = \frac{7.08 h}{\ln(r_e/r_w)} \left[\frac{K_o}{B_o \mu_o} + \frac{K_w}{B_w \mu_w} \right]. \dots\dots\dots (2.5)$$

Debe observarse que el índice de productividad en la ec. (2.5) depende de la presión, ya que la viscosidad y el factor de formación son función de la misma. Por otra parte, las permeabilidades efectivas son función de la saturación del fluido.

2.1.2 Método de Vogel

Vogel (1968) desarrolló uno de los métodos más utilizados en la industria para calcular el comportamiento de afluencia de yacimientos saturados. Este tipo de yacimientos muestran un comportamiento no lineal **Fig. 2.3** Para desarrollarlo, Vogel correlacionó los resultados de numerosas simulaciones de yacimientos ficticios con empuje por gas disuelto. En las simulaciones consideró aceites con diferentes propiedades PVT, permeabilidades relativas y espaciamiento entre pozos. Construyó curvas adimensionales de IPR en términos de presiones de fondo fluyendo y gastos adimensionales (p_{wf}/p_r vs. $Q_o/Q_{o\ max}$), Fig. 2.3.

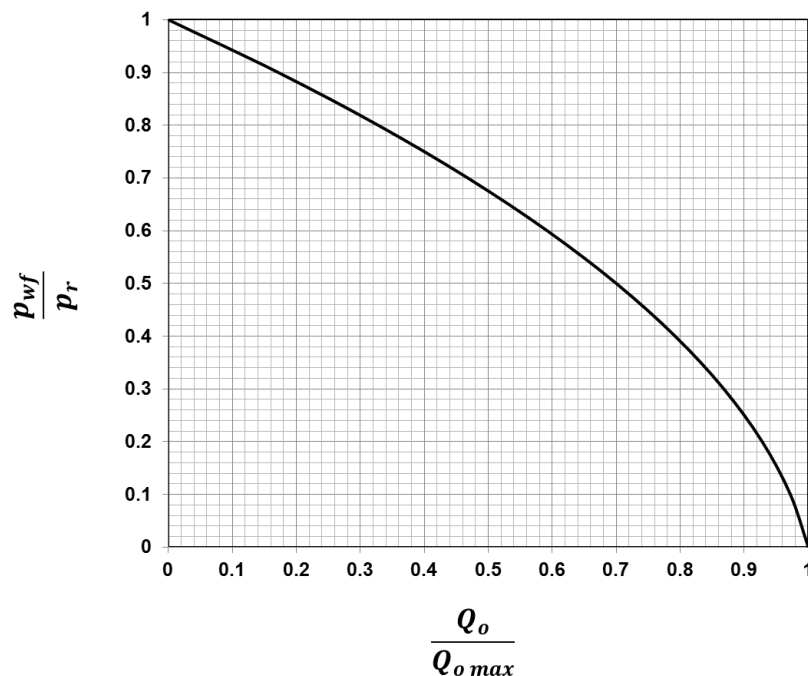


Fig. 2.3 Curva de comportamiento de afluencia para yacimientos con empuje por gas disuelto (Vogel 1968)

La ecuación que representa la curva mostrada en la Fig. 2.3 está dada por:

$$\frac{Q_o}{Q_{o\ max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2, \dots\dots\dots (2.6)$$

donde $Q_{o\ max}$ es el gasto de aceite que aportaría el yacimiento si la presión de fondo fluyendo fuera igual a cero ($p_{wf} = 0$). Para construir la curva IPR a partir de la ec. (2.6) sólo se necesita la presión del yacimiento (p_r) y un punto medido de Q_o vs. p_{wf} .

Cabe señalar que el porcentaje de error esperado al aplicar el método de Vogel es de 20%, en comparación al 80% que se tendría al realizar los cálculos con la línea recta de IP (Vogel, 1968).

Aun cuando el método de Vogel fue desarrollado para predecir el comportamiento de afluencia en yacimientos con empuje por gas disuelto, se ha observado que presenta resultados aceptables en otro tipo de sistemas (Beggs, 2003).

2.1.3 Método de IPR generalizada

Este método es una extensión del de Vogel y permite construir la curva de IPR para yacimientos en los cuales la presión de fondo fluyendo puede ser mayor o menor que la presión de burbuja (**Fig. 2.4**). Se considera que el comportamiento de afluencia es lineal para $p_{wf} \geq p_b$ - ec. (2.7) -, y que la ecuación de Vogel es aplicable cuando $p_{wf} < p_b$. Ya que la curva completa de IPR es continua en $p_{wf} = p_b$, entonces la pendiente de los dos segmentos debe ser la misma. De esta manera, la ecuación que describe la curva de IPR generalizada es:

$$Q_o = J(p_r - p_b) + \frac{Jp_b}{1.8} \left(1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right). \dots\dots\dots (2.7)$$

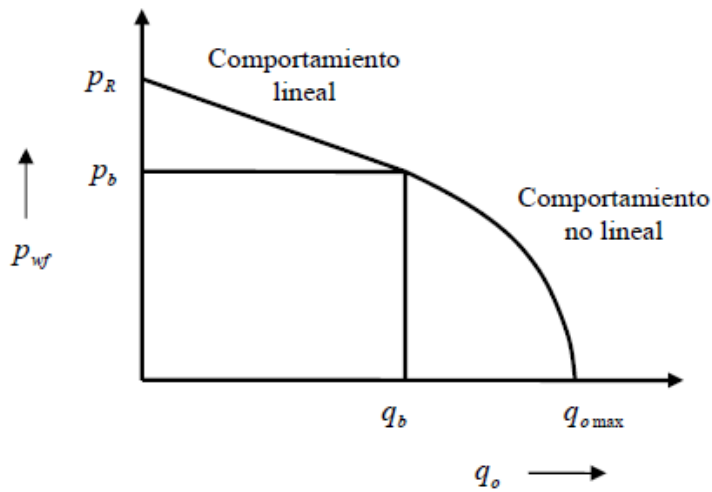


Fig. 2.4 Curva IPR generalizada

2.1.4 Modelo de IPR compuesta (Petrobras)

Este método fue desarrollado por Petrobras (en Brown, 1984b) con la finalidad de construir las curvas IPR considerando el efecto del corte de agua en pozos productores de aceite. Utiliza el modelo de IP lineal para estimar el flujo de agua, acoplado con el modelo de Vogel (1968) para estimar el flujo de aceite.

De acuerdo al método, la IPR compuesta puede dividirse en tres intervalos, **Fig. 2.5**, en cada uno de los cuales el gasto de líquido se relaciona con la presión de fondo fluyendo de la siguiente manera:

- El intervalo entre cero y el gasto a la presión de burbuja ($0 < q_t < q_b$):

$$p_{wf} = p_r - \frac{Q_t}{J}, \dots\dots\dots (2.8)$$

- El intervalo entre el gasto a la presión de burbuja y el gasto máximo de aceite ($Q_b < Q_t < Q_{o\ max}$):

$$p_{wf} = 0.125(F_o)(p_b) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left\{ \frac{Q_t - Q_b}{Q_{o\ max} - Q_b} \right\}} \right] + F_w \left(p_r - \frac{Q_t}{J} \right), \quad \dots \quad (2.9)$$

- El intervalo entre el gasto máximo de aceite y el gasto máximo total ($Q_{o\ max} < Q_t < Q_{t\ max}$):

$$p_{wf} = F_w \left(p_r - \frac{Q_{o\ max}}{J} \right) - \left(Q_t - \frac{Q_{o\ max}}{J} \right) (\tan \beta), \quad \dots \dots \quad (2.10)$$

donde

$$Q_{t\ max} = Q_{o\ max} + F_w \left(p_r - \frac{Q_{o\ max}}{J} \right) (\tan \alpha), \quad \dots \dots \dots \quad (2.11)$$

$$\tan \beta = \frac{CD}{CG}, \quad \dots \dots \dots \quad (2.12)$$

$$\tan \alpha = \frac{CG}{CD}, \quad \dots \dots \dots \quad (2.13)$$

$$CG = 0.001 Q_{o\ max}, \quad \dots \dots \dots \quad (2.14)$$

$$CD = F_w \left(\frac{0.001 Q_{o\ max}}{J} \right) + F_o \left(0.125(p_b) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left\{ \frac{0.999 Q_{o\ max} - Q_b}{Q_{o\ max} - Q_b} \right\}} \right] \right), \quad \dots \quad (2.15)$$

donde F_o es la fracción de aceite, F_w es la fracción de agua, $p_{wf\ aceite}$ es la p_{wf} de la curva IPR de aceite y $p_{wf\ agua}$ es la p_{wf} de la curva IPR de agua.

Cuando el yacimiento es saturado ($p_r < p_b$) pueden utilizarse las mismas ecuaciones para generar las curvas de la IPR compuesta, pero considerando que $p_b = p_r$ y $q_b = 0$.

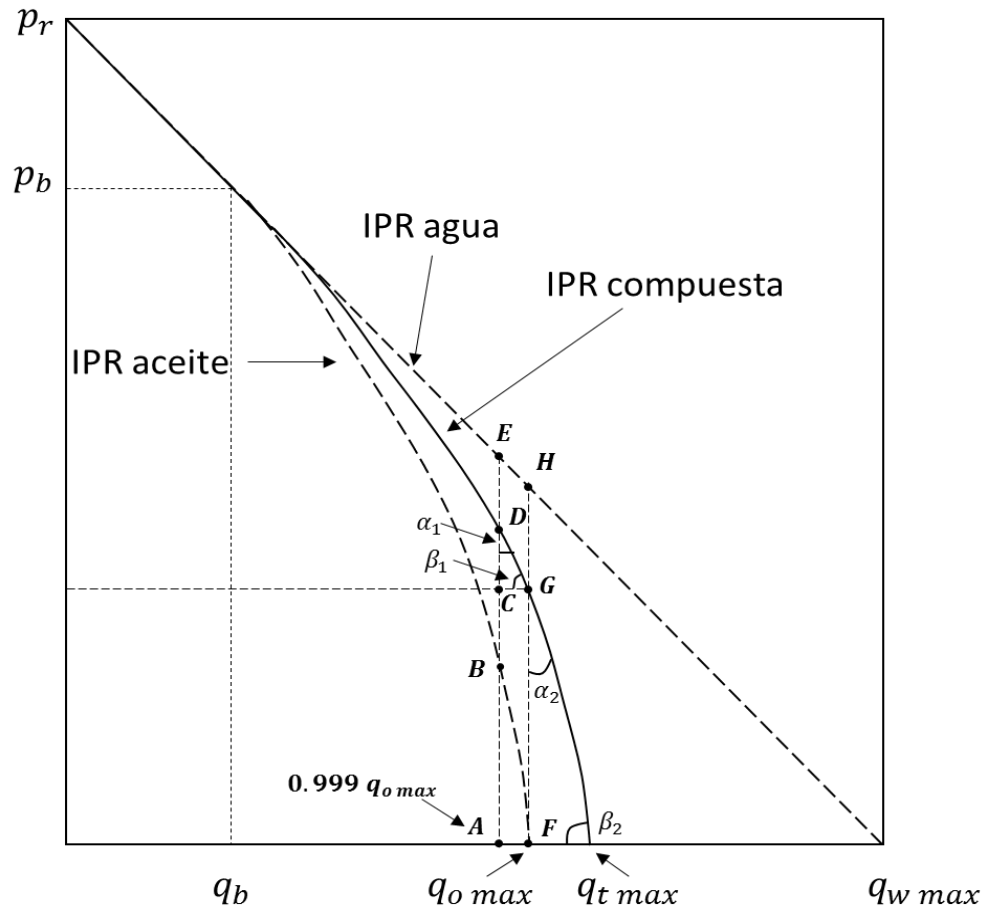


Fig. 2.5 Curva de IPR compuesta (modificada de Brown, 1984b)

2.2 Flujo multifásico en tuberías

El flujo de dos fases (gas-líquido) eventualmente se presenta en todos los pozos cuando se alcanza la presión de saturación y el gas disuelto comienza a liberarse. Como resultado, se incrementan el número y la complejidad de las variables involucradas en los cálculos hidrodinámicos. Por ejemplo, en el estudio de las fases líquida y gaseosa, la diferencia de densidad y viscosidad ocasionan que el gas se desplace a una mayor velocidad que el líquido (fenómeno de resbalamiento). Esto da lugar a que la interfase gas-líquido adquiera formas diversas, denominadas patrones de flujo, que afectan la hidrodinámica y los procesos de transferencia de calor en el sistema.

En la siguiente sección se describen los patrones de flujo multifásico vertical, así como diferentes métodos para calcular el perfil de presión en el pozo.

2.2.1 Patrones de flujo multifásico vertical ascendente

A diferencia del flujo monofásico, la caracterización del flujo de dos fases es más compleja, debido a que estas pueden distribuirse de diferente manera dentro de la tubería. Los patrones de flujo son las configuraciones geométricas que adquieren las fases y que afectan directamente la transferencia de calor e hidrodinámica del sistema. En el caso del flujo multifásico vertical ascendente existen al menos cuatro patrones de flujo perfectamente diferenciados, los cuales se muestran en la **Fig. 2.6** y se describen a continuación.

Flujo burbuja

En este régimen, el líquido constituye la fase continua y ocupa prácticamente la totalidad de la tubería; por otra parte, el gas se encuentra disperso como pequeñas

burbujas distribuidas de manera aleatoria en el seno del líquido. Se considera que las burbujas tienen forma esférica y que tienden a viajar en trayectorias axiales en régimen laminar. El caso particular del patrón de flujo burbuja dispersa se presenta cuando la fase líquida viaja a altas velocidades y la turbulencia de la corriente de flujo inhibe la coalescencia de las burbujas y, por lo tanto, la transición al flujo bache.

Flujo bache

Al aumentar el grado de concentración de burbujas, las fuerzas turbulentas ya no son capaces de evitar la coalescencia; resultando en burbujas de mayor tamaño que ocupan casi en su totalidad la sección transversal de la tubería (llamadas burbujas de Taylor), las cuales se forma por el incremento del flujo volumétrico de gas. El flujo se caracteriza por la alternancia de burbujas de Taylor con baches de líquido; además, una película de líquido fluye en sentido descendente entre la burbuja de Taylor y las paredes de la tubería. El bache contiene una dispersión de burbujas, mientras que en el núcleo de gas pueden viajar pequeñas gotas de líquido. Cuando en el bache no existe tal dispersión de burbujas, suele llamársele flujo tapón.

Flujo agitado

Con el incremento de la velocidad, el espesor de la película de líquido en el flujo bache se incrementa; esto genera un incremento de la presión sobre las burbujas de Taylor, lo que eventualmente provoca que se estrechen y colapsasen; de esta manera, el flujo se bloquea y el líquido retrocede. Cuando el gas en ascenso adquiere la suficiente presión expulsa el tapón de líquido y comienza así un nuevo ciclo. Este movimiento cíclico de ascenso y descenso del líquido constituye una de sus principales características. Es un flujo altamente turbulento, caótico, “agitado”, en el cual ninguna de las fases es continua. Este patrón de flujo no ocurre en tubos de diámetro reducido, en los cuales se presenta una transición “suave” entre el régimen bache y el régimen anular.

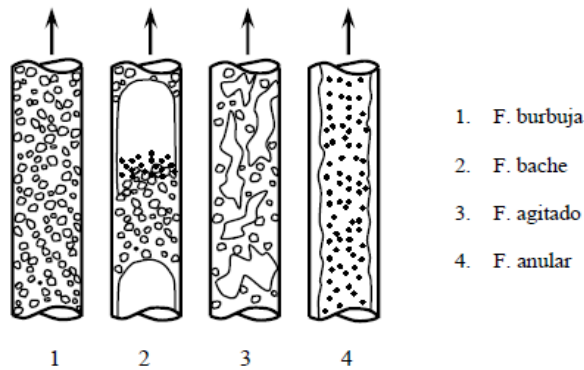


Fig. 2.6 Patrones de Flujo multifásico vertical ascendente

Flujo anular

En este patrón de flujo la fase continua corresponde al gas; éste fluye por el centro de la tubería, mientras que el líquido se encuentra distribuido como una película sobre las paredes de la tubería. Por lo general, cierta cantidad de gotas de líquido viajan atrapadas en el núcleo de gas; en pocas ocasiones cierta cantidad de gas fluya como burbujas en la película de líquido.

En el caso particular de los pozos productores de aceite y gas, el flujo burbuja y el flujo bache son los más comunes. La ocurrencia de los patrones de flujo descritos depende de las propiedades de los fluidos producidos, de la geometría de las tuberías y de las condiciones operativas.

2.2.2 Correlaciones para el cálculo de gradientes de presión

Las correlaciones empíricas son uno de los métodos comúnmente usados en la práctica para el cálculo de gradientes de presión. Para su desarrollo, los autores proponen una serie de ajustes de datos experimentales que permiten correlacionar

las variables seleccionadas. Dos de los parámetros más importantes en cálculos de gradientes de presión son el factor fricción y el colgamiento (holdup). Para determinar la correlación apropiada tanto para el cálculo del factor de fricción como para el colgamiento, es necesario utilizar algún método que permita determinar el patrón de flujo presente.

En la **Tabla 2.1** se describen las características principales de las correlaciones para el cálculo de gradientes de presión utilizadas comúnmente en la industria petrolera. Cabe mencionar que en el presente proyecto se utilizará el método propuesto por Hagedorn y Brown (1968), el cual se describe a detalle en el siguiente capítulo. Una descripción detallada de otras correlaciones puede consultarse en Beggs y Brill (1973).

Tabla 2.1 Correlaciones para el cálculo de gradientes de presión

Autor	Año	Aportación
Duns y Ros	1963	Su modelo se desarrolló a partir de datos experimentales de gradientes de presión y colgamiento. La correlación para el cálculo del colgamiento está en función de las velocidades superficiales del líquido y del gas, y de la velocidad de la mezcla. Existe una correlación para el cálculo del factor de fricción para cada patrón de flujo en función de la velocidad con resbalamiento y de grupos adimensionales.

Tabla 2.1 Correlaciones para el cálculo de gradientes de presión (Cont.)

Autor	Año	Aportación
Hagedorn y Brown	1965	Desarrollaron su correlación a partir de datos experimentales de gradientes de presión. Dado que no se midió el colgamiento durante los experimentos, desarrollaron una correlación para calcular un pseudo-colgamiento en función del coeficiente de la velocidad del líquido (N_{LC}) y el número de la viscosidad del líquido (N_L). El factor de fricción se obtiene del diagrama de Moody.
Orkiszewski	1967	Utilizó correlaciones existentes para los patrones de flujo burbuja (Griffith y Wallis) y niebla (Duns y Ros) y propuso una nueva correlación para el flujo bache a partir de los datos utilizados por Hagedorn y Brown. Su aportación consistió en la introducción del coeficiente de distribución de líquido (Γ), el cual permite tomar en cuenta las altas velocidades de flujo. El factor de fricción se calcula a partir del diagrama de Moody.
Aziz et al.	1972	Consideraron cuatro patrones de flujo (burbuja, bache, niebla y agitado). Para el cálculo del colgamiento en los flujos burbuja y bache, propusieron una correlación en función de la velocidad superficial del gas (V_{sg}) y la velocidad de las burbujas. Para los cálculos correspondientes al flujo niebla, propusieron utilizar la correlación de Duns y Ros. En el caso del flujo agitado, el gradiente de presión se debe calcular con las ecuaciones para flujo bache y flujo niebla. El factor de fricción se calcula a partir del diagrama de Moody.

Tabla 2.1 Correlaciones para el cálculo de gradientes de presión (Cont.)

Autor	Año	Aportación
Beggs y Brill	1973	Presentaron el primer método que permite calcular el gradiente de presión y el colgamiento para cualquier ángulo de inclinación. Identificaron los patrones de flujo segregado, intermitente y distribuido, y uno de transición entre los dos primeros. La predicción de los patrones de flujo y el colgamiento está en función del colgamiento sin resbalamiento (λ) y el número de Froude (N_{Fr}). Desarrollaron una ecuación para la predicción del factor de fricción en función del Número de Reynolds (N_{Re}), el colgamiento sin resbalamiento (λ) y el colgamiento (H_L).
Chierici et al.	1974	Utilizaron las correlaciones desarrolladas por Orkiszewski para la predicción del gradiente de presión y del colgamiento en los patrones de flujo burbuja, transición y niebla. Para el patrón de flujo bache, propusieron una correlación para calcular el colgamiento, similar a la propuesta por Aziz et al., modificando el cálculo de la velocidad de las burbujas.
Gray	1978	Utilizó tres grupos adimensionales para predecir el colgamiento. El factor de fricción se obtiene del diagrama de Moody en función de la pseudo-rugosidad de la pared, calculada a partir del número de Weber. El autor no recomienda su uso para velocidades mayores a 50 pie/seg, diámetros nominales mayores a 3.5 pg, relaciones líquido-condensado mayores a 50 bpd/MMpcd y relación agua-líquido mayor a 5 bpd/bpd.

Tabla 2.1 Correlaciones para el cálculo de gradientes de presión (Cont.)

Autor	Año	Aportación
Mukherjee y Brill	1985	Estos autores mejoraron el método propuesto por Beggs y Brill (1973) al incluir la medición del colgamiento. Generaron un mapa en escala log-log para predecir los patrones de flujo y una correlación para el colgamiento de líquido, ambas en función de los números adimensionales de la velocidad del líquido y del gas. Para predecir el factor de fricción desarrollaron una expresión empírica en función del colgamiento de líquido.
Asheim	1986	Su método es independiente del patrón de flujo, sin embargo, utiliza tres parámetros empíricos que deben seleccionarse en función del patrón de flujo (burbujas o bache); una vez seleccionados, estos deben utilizarse en todos los cálculos de flujo multifásico. Para el cálculo del colgamiento utilizó una correlación empírica en función de las velocidades superficiales del líquido y del gas. La correlación para calcular el factor de fricción está en función del factor de fricción de la pared (f_n) y de la densidad de la mezcla con y sin resbalamiento.

2.3 Fenómeno de conificación y canalización de agua y/o gas en yacimientos

En la actualidad los ingenieros petroleros se enfrentan a la producción de fluidos no deseados (agua y/o gas) en pozos de aceite. Dos mecanismos asociados a la irrupción de estos fluidos del yacimiento al pozo, son la canalización y la conificación. Por un parte, el fenómeno de canalización es común en los yacimientos naturalmente fracturados, en los que la existencia de fallas cercanas al intervalo disparado provoca la conexión del acuífero o del casquete de gas con el intervalo productor, ocasionando así la producción no deseada de agua o gas. En cuanto a la conificación, ésta es el resultado del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento en la dirección de menor resistencia, y se presenta cuando la componente vertical de las fuerzas viscosas excede las fuerzas gravitacionales alrededor de la zona de disparos, **Fig. 2.7**.

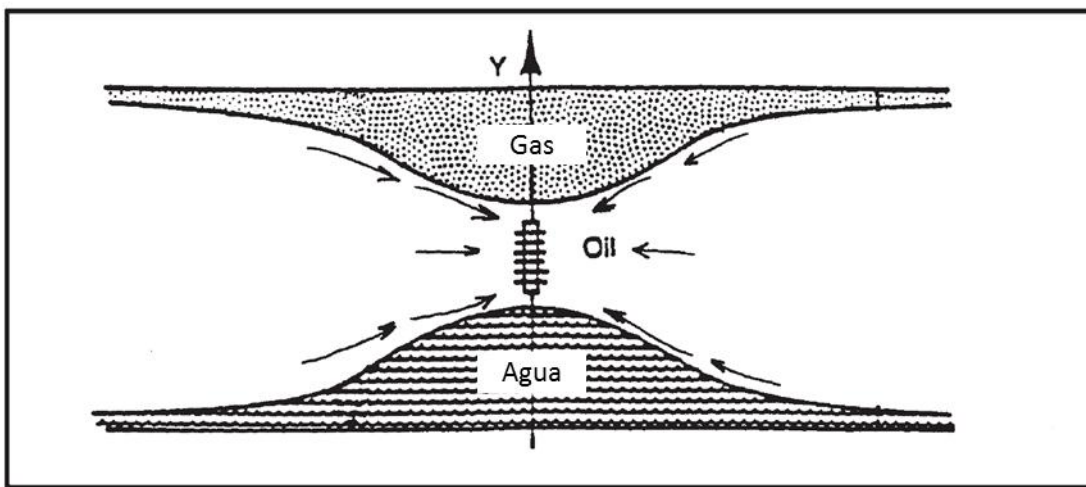


Fig. 2.7 Conificación de agua y gas. (modificado, Tarek, 2006)

La conificación depende directamente del ritmo de extracción de los fluidos, de la relación entre las permeabilidades vertical k_v y horizontal k_h , y de la distancia del

intervalo productor a los contactos. Dado que este fenómeno es causado por un desbalance de fuerzas, es posible estimar el gasto máximo (referido como gasto crítico) por arriba del cual puede presentarse la conificación para una configuración yacimiento-pozo, a partir de un balance de fuerzas.

El trabajo pionero para estimar el gasto crítico fue publicado por Muskat y Wychoff (1935), quienes realizaron un balance de fuerzas en función de las características del pozo, el espesor del yacimiento y del intervalo disparado.

Slider (1983), propuso dos ecuaciones que permiten calcular el gasto crítico de aceite y de gas, en función del ángulo de inclinación y de la gravedad específica de los fluidos. En la **Fig. 2.8** se ilustra el aspecto físico de la conificación de agua justo antes de irrumpir en el fondo del pozo. Se observa que el cambio de presión a cierta distancia (Δr), es igual al cambio en la posición de la interfase (Δz), a la misma distancia Δr . Si estas condiciones se llevan a un cambio de presión equivalente utilizando la densidad relativa de los fluidos, se obtiene la ecuación siguiente:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta r}\right) = 0.433 \left(\frac{\Delta z}{\Delta r}\right) (\gamma_w - \gamma_o), \dots\dots\dots (2.16)$$

Sustituyendo la ec. (2.16) en la ec. de Darcy para un yacimiento con radio (r) y altura ($h - z$), se obtiene la siguiente expresión:

$$Q = 1.127 \frac{k}{\mu} (2\pi r (h - z)) \left(0.433 \left(\frac{\Delta z}{\Delta r}\right) (\gamma_w - \gamma_o) \right). \dots\dots\dots (2.17)$$

Evaluando la ec. (2.17) desde r_w hasta r_e , y considerando que la suma de la relación $\left(\frac{\Delta r}{r}\right)$ es igual a $\ln(r_e/r_w)$ y que la suma total de los valores $(h - z)\Delta z$, desde el pozo ($z = h - D$) hasta la frontera externa ($z = 0$, donde la interfase no es afectada), es igual a $(h^2 - D^2)/2$, se obtiene la ecuación para calcular el gasto crítico de aceite:

$$Q_{co} = \frac{1.535k(\gamma_w - \gamma_o)(h^2 - D^2)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots (2.18)$$

En el caso de la conificación de gas, puede obtenerse una expresión similar, definiendo D como la distancia entre el CGA original y la cima de los disparos, y h como el espesor original de la zona de aceite. El intervalo perforado es $h - D$. Realizando el mismo procedimiento aplicado a la conificación de agua, se obtiene la siguiente expresión:

$$Q_{cg} = \frac{1.535k(\gamma_o - \gamma_g)(2hD - D^2)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots (2.19)$$

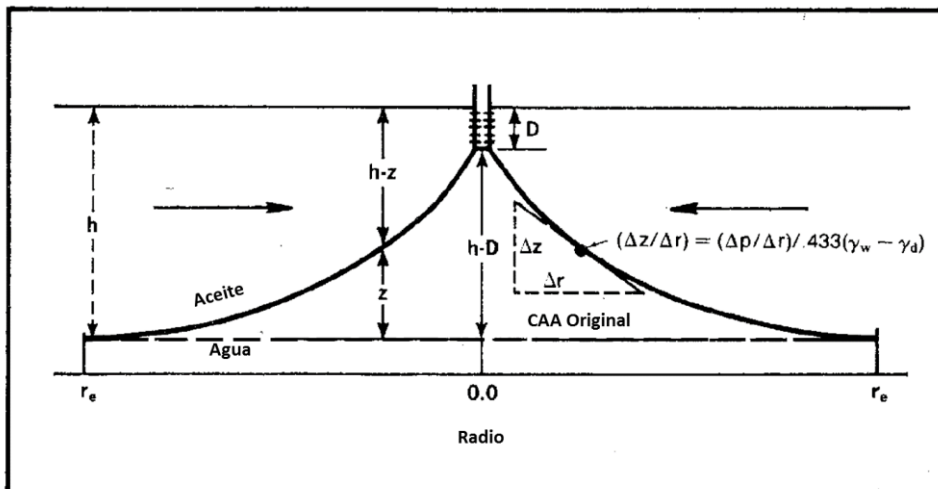


Fig. 2.8 Conificación de agua. (modificado, Slider, 1983)

La conificación es un fenómeno complejo, cuyo estudio generalmente demanda el uso de simulación numérica de yacimientos. Sin embargo, algunos autores han propuesto modelos sencillos desarrollados a partir de simplificaciones importantes en la descripción del fenómeno, y basados en investigaciones teóricas o experimentales, que permiten hacer buenas aproximaciones del gasto crítico y algunas otras propiedades relacionadas con la conificación.

Por ejemplo, Addington (1981) propuso una correlación que permite predecir el gasto crítico y la relación gas líquido (*RGL*) en pozos que presentan conificación de gas. La **Fig. 2.9** muestra las tres regiones alrededor del pozo que se consideran para el cálculo de la *RGL* (casquete del gas, región invadida de gas, y la columna aceite) y las variables involucradas en cada una de ellas.

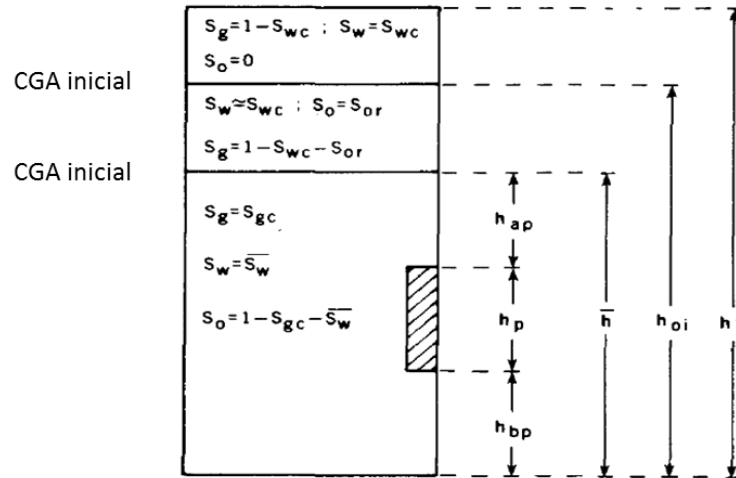


Fig. 2.9 Esquema de cálculos correlación conificación (modificado de Addington, 1981)

El método propuesto es iterativo y resuelve las ecs. (2.20) y (2.21) tomando como valor de convergencia la altura media de la columna de aceite por encima de los disparos (h_{gb}) en ambas ecuaciones.

$$h_{gb} = 137.9(P)^{0.429}, \dots\dots\dots (2.20)$$

$$\log(RGL) = m(h_{ap} - h_{gb}) + \log(S_{gr}) \dots\dots\dots (2.21)$$

donde

$$h_{ap} = \bar{h} - h_p - h_{bp}, \dots\dots\dots (2.22)$$

$$\bar{h} = \frac{\bar{S}_o h_t - h_{oi} S_{or}}{1 - S_w - S_{gc} - S_{or}}, \dots\dots\dots (2.23)$$

(h_{bp}) es la profundidad debajo de los disparos, (\bar{h}) la altura media de la columna de aceite, (h_p) el espesor de los disparos, (S_{wc}) la saturación de agua intersticial, (S_{gc}) la saturación crítica del gas y (S_{or}) la saturación del aceite residual inundado por gas.

Posteriormente, con un modelo de simulación tridimensional de yacimientos se calcula el gasto crítico para la conificación de gas a partir del valor de RGL que se obtiene del proceso anterior. Las variables de entrada del simulador son: el gasto (Q) , la permeabilidad horizontal (k_h) , la permeabilidad vertical (k_v) , la altura del intervalo disparado (h_p) , el espaciamiento entre pozos, la viscosidad del aceite (μ) , la saturación del aceite residual y la saturación de agua al nivel de los disparos.

Por otro lado, Urbanczyk y Wattenbarger (1994) desarrollaron un algoritmo que permite optimizar la producción en pozos bajo condiciones de conificación, considerando la dependencia que existe entre el gasto y la RGA. Para su desarrollo utilizaron información de un campo de aceite con casquete de gas, en el que cada pozo con intervalo productor cercano al casquete es susceptible a la conificación de gas si produce a un gasto mayor al crítico, y en el que la RGA depende del gasto $(Q_{gi} = f(Q_{oi}))$. El principal reto fue determinar la relación que existe entre el gasto de aceite y el gasto de gas, ya que presenta un comportamiento no lineal una vez que se presenta la conificación.

El modelo de optimización incluye: el modelo de Addington (1981) para predecir la RGA en pozos que presentan conificación, un modelo de balance de materia para calcular el movimiento de los contactos, y un algoritmo desarrollado para calcular los gastos en cada paso de tiempo.

Para encontrar los gastos de aceite y de gas en cada pozo, se requiere que la derivada del gasto de gas con respecto al gasto de aceite - ec. (2.24) -, sea la misma en todos los pozos; adicionalmente, debe cumplirse que la suma de los gastos corresponda a la recuperación total del yacimiento.

$$\left(\frac{dQ_g}{dQ_o}\right)_i = \left(\frac{dQ_g}{dQ_o}\right)_j ; i, j = 1, \dots, n. \dots\dots\dots (2.24)$$

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, la importancia del estudio de la conificación de agua y/o gas radica en los problemas asociados a este fenómeno: reducción de la presión por efecto de la producción de gas del casquete; reducción en la eficiencia de los mecanismos de despresurización del sistema; efectos corrosivos y altos costos por manejo del agua; abandono prematuro de los pozos afectados; y menor factor de recuperación total del campo, por mencionar algunos.

Para finalizar, es importante subrayar que el efecto de la entrada de gas del casquete sobre la productividad de los pozos se abordará en este trabajo, exclusivamente a partir de datos de campo.

Capítulo 3

Modelo del sistema pozo-yacimiento

En este capítulo se describe el modelo matemático propuesto para estudiar el comportamiento de un sistema pozo-yacimiento, y que será utilizado en el desarrollo del presente trabajo para realizar análisis nodales. Se presentan las correlaciones PVT seleccionadas para calcular las propiedades termodinámicas del aceite y gas. Se describe el método seleccionado para capturar el comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo. Se explica la correlación de flujo multifásico que será utilizada para generar los perfiles de presión en el pozo. Finalmente, se describe el modelo que será usado para generar los perfiles de temperatura en éste.

3.1 Propiedades termodinámicas de los fluidos del yacimiento

Determinar las propiedades termodinámicas de los fluidos que se transportan en el pozo es prioritario en todas las áreas de la ingeniería; éstas pueden determinarse de manera experimental o mediante correlaciones empíricas y ecuaciones de estado. Para caracterizar los fluidos se realizan estudios PVT en laboratorio para determinar su composición, así como su comportamiento de fases y volumétrico. Algunas de las pruebas disponibles son: expansión a composición constante, liberación diferencial, agotamiento a volumen constante, y pruebas de separador. Como resultado de las pruebas se puede obtener la presión de saturación, el comportamiento de la relación de solubilidad, el factor de volumen y la viscosidad del aceite en función de la presión.

A continuación, se presentan las correlaciones empíricas seleccionadas en el presente estudio para calcular las propiedades termodinámicas del aceite y del gas.

3.1.1 Propiedades del aceite

En la **Tabla 3.1** se presentan las correlaciones PVT seleccionadas para calcular las propiedades termodinámicas del aceite, en donde p está en psi , T en $^{\circ}F$, R_s en pie^3/bl , μ en cp , C_o en $1/psi$ y σ_{go} en $dina/cm$.

Tabla 3.1 Propiedades del aceite

Propiedad	Autor	Ecuación
Presión de burbuja (p_b)	Lasater (1958)	$y_g = \left(\frac{(RGA/379.3)}{(RGA/379.3) + ((350 * \gamma_g)/M_o)} \right)$ <p>Si, $y_g > 0.6$</p> $p_b = (8.26 * y_g^{3.56} + 1.95) * ((T + 460)/\gamma_g)$ <p>Si, $y_g < 0.6$</p> $p_b = (0.679 * e^{(2.786*y_g-0.323)}) * ((T + 460)/\gamma_g)$
Relación de solubilidad (R_s)	Lasater (1958)	$R_s = 132,755 \frac{y_g \gamma_o}{(1 - y_g) M_o}$ $p_f = \left(\frac{p * \gamma_g}{(T + 460)} \right)$

Tabla 3.1 Propiedades del aceite (Cont.)

Propiedad	Autor	Ecuación
Relación de solubilidad (R_s)	Lasater (1958)	<p>Si, $p_f < 3.29$</p> $y_g = 0.359 * \log \left((1.473 * p_f) + 0.476 \right)$ <p>Si, $y_g > 3.29$</p> $y_g = \left((0.121 * p_f) - 0.236 \right)^{0.281}$
Factor de volumen del aceite saturado (B_{ob})	Standing (1947)	$B_{ob} = 0.9759 + 0.00012 \left(R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25T \right)^{1.2}$
Factor de volumen del aceite bajosaturado (B_o)	Standing (1947)	$B_o = B_{ob} e^{(C_o[p_b - p])}$
Compresibilidad isotérmica del aceite bajosaturado (C_o)	Vázquez y Beggs (1980)	$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_g + 12.61API}{p * 10^5}$
Viscosidad del aceite muerto (μ_{od})	Beggs y Robinson (1975)	$\mu_{od} = 10^x - 1$ $x = \frac{10^{(3.0324 - 0.02023API)}}{T^{1.163}}$
Viscosidad del aceite saturado (μ_{ob})	Beggs y Robinson (1975)	$\mu_{ob} = [10.715(R_s + 100)^{-0.515}] \mu_{od}^b$ $b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}$
Viscosidad del aceite bajo saturado (μ_o)	Vázquez y Beggs (1980)	$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m$ $m = 2.6 p^{1.187} \exp(-11.513 - (8.98 * 10^{-5} p))$

3.1.2 Propiedades del gas

En la **Tabla 3.2** se presentan las correlaciones PVT seleccionadas para calcular las propiedades termodinámicas del gas, en donde p está en psi , T en $^{\circ}F$, μ_g en cp , ρ_g en lb/pe^3 y σ_{go} en $dina/cm$.

Tabla 3.2 Propiedades del gas

Propiedad	Autor	Ecuación
Presión y Temperatura pseudocríticas (p_{pc}, T_{pc})	Standing (1981)	<p>Si, $\gamma_g > 0.75$</p> $T_{pc} = 187 + 330\gamma_g - 71.5\gamma_g^2$ $p_{pc} = 706 - 51.7\gamma_g - 11.1\gamma_g^2$ <p>Si, $\gamma_g > 0.75$</p> $T_{pc} = 168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2$ $p_{pc} = 667 + 15\gamma_g - 37.5\gamma_g^2$
Factor de compresibilidad (Z)	Dranchuk y Abu-Kassem (1975)	$z = \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right) \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^2 - \left(A_9 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^5 + A_{10} \left(1 + A_{11} \rho_r^2 \right) \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \exp(-A_{11} \rho_r^2) + 1.0$ $A_1 = 0.3265 \quad A_4 = 0.01569 \quad A_7 = -0.7361 \quad A_{10} = 0.6134$ $A_2 = -1.070 \quad A_5 = -0.05165 \quad A_8 = 0.1844 \quad A_{11} = 0.7210$ $A_3 = -0.5339 \quad A_6 = 0.54750 \quad A_9 = 0.1056$

Tabla 3.2 Propiedades del gas (cont.)

Propiedad	Autor	Ecuación
Viscosidad del gas (μ_g)	Lee et al. (1966)	$\mu_g = 10^{-4}(k) \exp \left[x \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^y \right]$ $k = \frac{(9.4 + 0.02M_g)(T + 460)^{1.5}}{209 + 19M_g + (T + 460)}$ $x = 3.5 + \left(\frac{986}{T + 460} \right) + 0.01M_g$ $y = 2.4 - 0.2X$

3.2 Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo

El modelo de comportamiento de afluencia es complejo, ya que la relación que existe entre el gasto y la caída de presión en el medio poroso dependen de diversos factores, tales como: las propiedades petrofísicas de la roca y el daño a la formación productora, el mecanismo de empuje, las propiedades termodinámicas y la saturación de los fluidos (Beggs, 2003). Por tal razón, se han desarrollado diversos métodos relativamente sencillos que permiten predecir el comportamiento de afluencia en régimen pseudo-estacionario, a partir de datos medidos de presión del yacimiento, presión de fondo fluyendo y gasto de líquido. Entre los más comunes se encuentran los métodos de Vogel (1968), Fetkovich (1973), Jones, Blount y Glaze (1976) y Petrobras (Brown, 1984a).

Considerando que el sistema analizado en el presente trabajo corresponde a yacimientos saturados, se utilizará el método de Vogel (1968). Como se describió en el Capítulo 2, Vogel correlacionó los resultados de numerosas simulaciones de yacimientos ficticios con empuje por gas disuelto; en las simulaciones consideró aceites con diferentes propiedades PVT, permeabilidades relativas y espaciamento entre pozos. Construyó curvas adimensionales de IPR (p_{wf}/p_r vs. $Q_o/Q_{o\ max}$) para cada uno de los casos simulados y encontró que se ajustaban a la ecuación (2.6):

$$\frac{Q_o}{Q_{o\ max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2, \dots\dots\dots (2.6)$$

donde $Q_{o\ max}$ es el gasto de aceite que aportaría el yacimiento si la presión de fondo fluyendo fuera igual a cero ($p_{wf} = 0$). Para construir la curva IPR a partir de la ec. (2.6) solo se necesita la presión del yacimiento (p_r) y un punto medido de Q_o vs. p_{wf} .

3.3 Modelo hidrodinámico de flujo multifásico en el pozo

Para efectos del presente trabajo las caídas de presión en el pozo se calcularán mediante la correlación de Hagedorn y Brown (1965) modificada. Esta fue seleccionada ya que en la práctica se ha observado que reproduce con una buena precisión las caídas de presión en los pozos analizados en este estudio. La correlación original no depende del patrón de flujo, sin embargo, se determinó posteriormente que presenta mejores resultados cuando el régimen de flujo es tipo bache (Brown, 1984a); asimismo, se ha recomendado utilizar en conjunto la correlación de Griffith (1960) cuando el flujo es tipo burbuja, y la correlación de Duns y Ros (1963) en el caso de flujo anular. A continuación, se describen el método para calcular los gradientes de presión con la correlación de Hagedorn y Brown mejorada.

3.3.1 Método mejorado de Hagedorn y Brown (1965)

1. Patrón de flujo

$$A = 1.071 - 0.2218 \frac{(v_m)^2}{d}, \dots\dots\dots (3.1)$$

si $A < 0.13$, entonces $A = 0.13$ y si $\frac{v_{sg}}{v_m} > A$, entonces el patrón de flujo es tipo burbuja, en otro caso es tipo bache.

2. **Gradiente de presión para el flujo burbuja**

$$-\frac{dp}{dh} = \rho_m g + \frac{f \rho_L v_L^2}{2d}, \dots\dots\dots (3.2)$$

- *Calcular el colgamiento:*

$$H_L = 1 - \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_m}{v_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{v_m}{v_s}\right)^2 - 4 \frac{v_{sg}}{v_s}} \right], \dots\dots\dots (3.3)$$

- *Calcular la densidad de la mezcla:*

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_L (1 - H_L), \dots\dots\dots (3.4)$$

- *Calcular el factor de fricción:*

El factor de fricción puede determinarse mediante el diagrama de Moody, o analíticamente con las ecuaciones correspondientes a los regímenes de flujo laminar y turbulento, en función de la rugosidad relativa y el número de Reynolds definido como:

$$N_{Re} = \frac{\rho_L v_L d}{\mu_L}, \dots\dots\dots (3.5)$$

3. **Gradiente de presión para el flujo bache**

$$-\frac{dp}{dh} = \rho_m g + \frac{f \rho_m v_m^2}{2 \rho_{ns} d}, \dots\dots\dots (3.6)$$

- Calcular los números adimensionales:

$$N_{vl} = v_{sl} \sqrt[4]{\frac{\rho_L g}{\sigma_L}}, \dots\dots\dots (3.7)$$

$$N_{vg} = v_{sg} \sqrt[4]{\frac{\rho_L g}{\sigma_L}}, \dots\dots\dots (3.8)$$

$$N_D = d \sqrt[4]{\frac{\rho_L g}{\sigma_L}}, \dots\dots\dots (3.9)$$

$$N_L = \mu_L \sqrt[4]{\frac{g}{\rho_L \sigma_L^3}}, \dots\dots\dots (3.10)$$

- Calcular el colgamiento:

a) Con base en la **Fig. 3.1**, determinar el parámetro Ψ en función del parámetro adimensional $Y = \frac{N_{vg} N_L^{0.380}}{N_D^{2.14}}$.

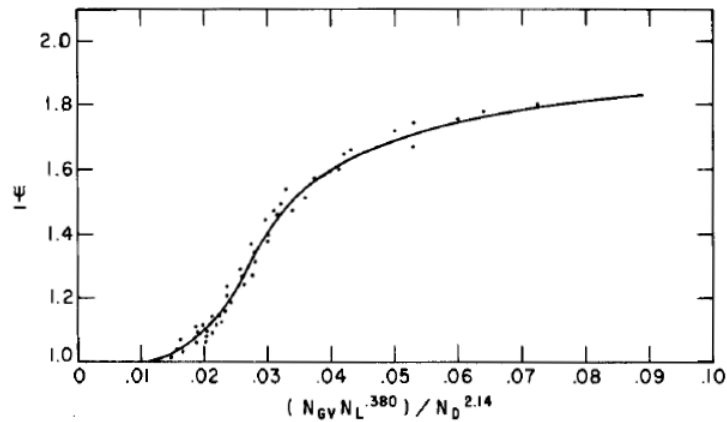


Fig. 3.1 Correlación para determinar el parámetro Ψ (Hagedorn y Brown, 1965)

b) Obtener el parámetro N_{LC} , con el valor de N_L y la Fig. 3.2.

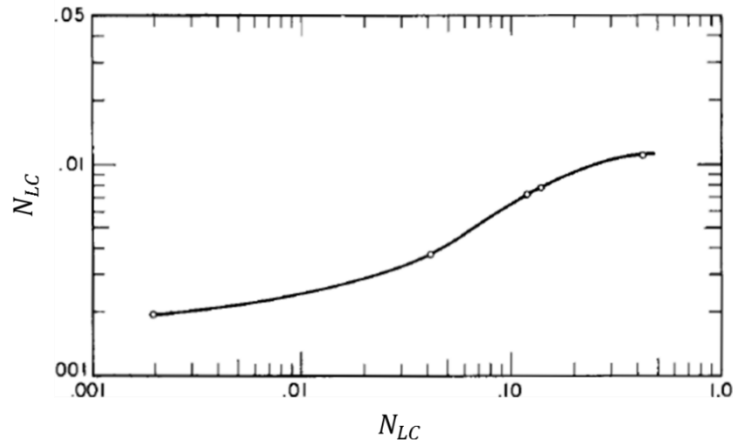


Fig. 3.2 Correlación el coeficiente del número de viscosidad N_{LC} (Hagedorn y Brown, 1965)

c) Determinar $\frac{H_L}{\psi}$, con el parámetro adimensional

$$\frac{N_{vL}^{0.575}}{N_{vg}} \left(\frac{p}{p_a}\right)^{0.1} \left(\frac{N_{LC}}{N_D}\right) \text{ y la Fig. 3.3}$$

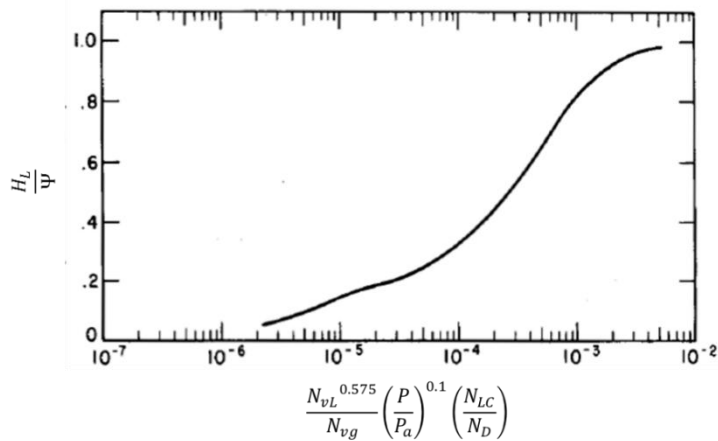


Fig. 3.3 Correlación de la relación H_L/ψ (Hagedorn y Brown, 1965)

d) Calcular el colgamiento con los parámetros Ψ y $\frac{H_L}{\psi}$. Si $H_L < \lambda_L$, donde $\lambda_L = \frac{v_{SL}}{v_m}$, entonces tomar $H_L = \lambda_L$

- *Calcular la densidad de la mezcla:*

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L), \dots\dots\dots (3.11)$$

- *Calcular el factor de fricción:*

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

$$N_{Re} = \frac{\rho_m v_m d}{\mu_m}, \dots\dots\dots (3.12)$$

donde,

$$\mu_m = (\mu_L)^{H_L} (\mu_g)^{(1-H_L)}. \dots\dots\dots (3.13)$$

En el término de pérdidas de presión por fricción de la ecuación (3.6), la densidad de la mezcla sin resbalamiento está dada por:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L). \dots\dots\dots (3.14)$$

3.4 Modelo térmico del pozo

La complejidad de la predicción de la temperatura en pozos radica en los procesos de transferencia de calor involucrados, principalmente conducción y convección. La conducción se presenta a través de las tuberías de producción y de revestimiento, el cemento y la formación. Por otra parte, la convección se presenta en los fluidos transportados dentro de la tubería de producción y el espacio anular.

Existen diferentes métodos disponibles en la literatura para predecir los perfiles de temperatura en el pozo, los cuales se han desarrollado a partir del principio de conservación de la energía. Los métodos más utilizados en la práctica no toman en cuenta el patrón de flujo multifásico, y se basan en la estimación de un coeficiente global de transferencia de calor (Ramey, 1962; Alves et al., 1992). En este trabajo se propone usar el modelo unificado de Alves et. al. (1992) para predecir la distribución de la temperatura en el pozo.

3.4.1 Método de Alves para el cálculo de gradientes de temperatura en pozos

Para desarrollar su modelo de predicción de gradientes de temperatura en tuberías, Alves et al. (1992) partieron de las ecuaciones de conservación de masa, momento y energía en régimen permanente para un volumen de control de tubería, como se indica en las ecuaciones (3.15), (3.16) y (3.17), respectivamente.

$$\frac{d}{dL}(\rho v) = 0, \dots\dots\dots (3.15)$$

$$\frac{d\rho}{dL} = -\rho v \frac{dv}{dL} - \rho g \text{sen}(\theta) - \frac{\tau \pi d}{A_p}, \dots\dots\dots (3.16)$$

$$-\frac{dh}{dL} = g \operatorname{sen}(\theta) + v \frac{dv}{dL} + \frac{U\pi d}{w} (T - T_a), \dots\dots\dots (3.17)$$

donde τ es el esfuerzo cortante entre el fluido y las paredes de la tubería, h es la entalpía específica, w el gasto másico, U el coeficiente global de transferencia de calor, T es la temperatura del fluido dentro de la tubería de producción y T_a es la temperatura de la formación.

Por otra parte, el gradiente de entalpía se expresa en términos de los gradientes de temperatura y presión:

$$\frac{dh}{dL} = C_p \frac{dT}{dL} - \eta C_p \frac{dp}{dL}, \dots\dots\dots (3.18)$$

donde η es el coeficiente de Joule-Thompson, y C_p es el calor específico a presión constante.

Sustituyendo la ec. (3.17) en la ec. (3.18) y acomodando términos, se tiene que:

$$\frac{dT}{dL} + \frac{T}{A} = \frac{T_a}{A} + \frac{1}{\rho C_p} \left(\frac{dp}{dL} \right) \Phi, \dots\dots\dots (3.19)$$

donde

$$A = \frac{U\pi d}{w C_p}, \dots\dots\dots (3.20)$$

$$\Phi = \left(\rho \eta C_p \frac{dp}{dL} - \rho g \operatorname{sen}(\theta) - \rho v \frac{dv}{dL} \right) / \left(\frac{dp}{dL} \right). \dots\dots\dots (3.21)$$

Considerando que el perfil de temperaturas en la formación se comporta de manera lineal respecto a la profundidad, entonces:

$$T_a = T_{ai} - g_e L \text{sen}(\theta), \quad \dots\dots\dots (3.22)$$

donde T_{ai} es la temperatura en el fondo y g_e el gradiente geotérmico. Por lo tanto, sustituyendo la ec. (3.22) en (3.19), e integrando analíticamente en un tramo de tubería considerando valores constantes de $U, C_p, \eta, g_e, \theta, v \frac{dv}{dL}, \frac{dp}{dL}$, se obtiene:

$$\begin{aligned} T = & (T_{ai} - g_e L \text{sen}(\theta)) + (T_i - T_{ai}) \exp\left(\frac{-L}{A}\right) \\ & + g_e A \text{sen}(\theta) \left[1 - \exp\left(\frac{-L}{A}\right)\right] \quad \dots\dots\dots (3.23) \\ & + \frac{1}{\rho C_p} \left(\frac{dp}{dL}\right) \Phi A \text{sen}(\theta) \left[1 - \exp\left(\frac{-L}{A}\right)\right]. \end{aligned}$$

Alves et. al demostraron que $\Phi = 0$ cuando se considera flujo incompresible y se desprecian las pérdidas de presión. Por lo tanto, la ec. (3.23) se simplifica:

$$\begin{aligned} T = & (T_{ai} - g_e L \text{sen}(\theta)) + (T_i - T_{ai}) \exp\left(\frac{-L}{A}\right) \quad \dots\dots\dots (3.24) \\ & + g_e A \text{sen}(\theta) \left[1 - \exp\left(\frac{-L}{A}\right)\right]. \end{aligned}$$

Para efectos del presente trabajo se utilizará la ec. (3.24) para calcular la temperatura de los fluidos transportados en el pozo. Para calcular la distancia de relajación, A , en la ecuación (3.20), se considera que el coeficiente global de transferencia de calor, U , es dato de entrada en el modelo. El cálculo riguroso de U puede consultarse Ramey (1962).

Capítulo 4

Sistema analizado

En este capítulo se describen los antecedentes del yacimiento al que pertenece el pozo en estudio, referido como pozo “A” en este trabajo. Así mismo, se presenta información relevante del pozo. Se discute la problemática que se presenta para reproducir las condiciones de los aforos y realizar predicciones con los modelos de comportamiento de afluencia existentes. Finalmente, se presentan los detalles del modelo generado para el análisis nodal.

4.1 Antecedentes del yacimiento

El pozo “A” pertenece a un yacimiento naturalmente fracturado productor de aceite de 21 °API, descubierto en el Golfo de México en el año de 1979, con una ventana de aceite de 843 metros y un volumen original de 30,434 MMbbls.

La producción del yacimiento se mantuvo del orden de 900 Mbpd hasta finales del año 1996; a partir de entonces se incrementó considerablemente con la puesta en operación de distintas estrategias de explotación. Posteriormente, en el año 2000 se implementó la inyección de nitrógeno como método de mantenimiento de presión; con esta acción se alcanzó el máximo de producción a finales del año 2003. Entre los años 2006 y 2007 se implementó la técnica “casing puncher” con el propósito de optimizar el gas de bombeo neumático, y de contar con puntos de inyección más profundos. Finalmente, a mediados del año 2010 se realizaron las primeras terminaciones con extensión de tubería, mismas que se siguen utilizando hasta la fecha con algunas modificaciones.

Al año 2017, la producción acumulada es de 12.9 MMMbbls y la producción promedio de aceite es de 54 Mbpd, con 93 pozos en operación (**Fig. 4.1**). Derivado del estado actual de explotación del yacimiento, la ventana de aceite (~ 50 m) disminuye a un ritmo de 6 metros por año, y la mayoría de los pozos producen grandes volúmenes de agua y/o gas del casquete.

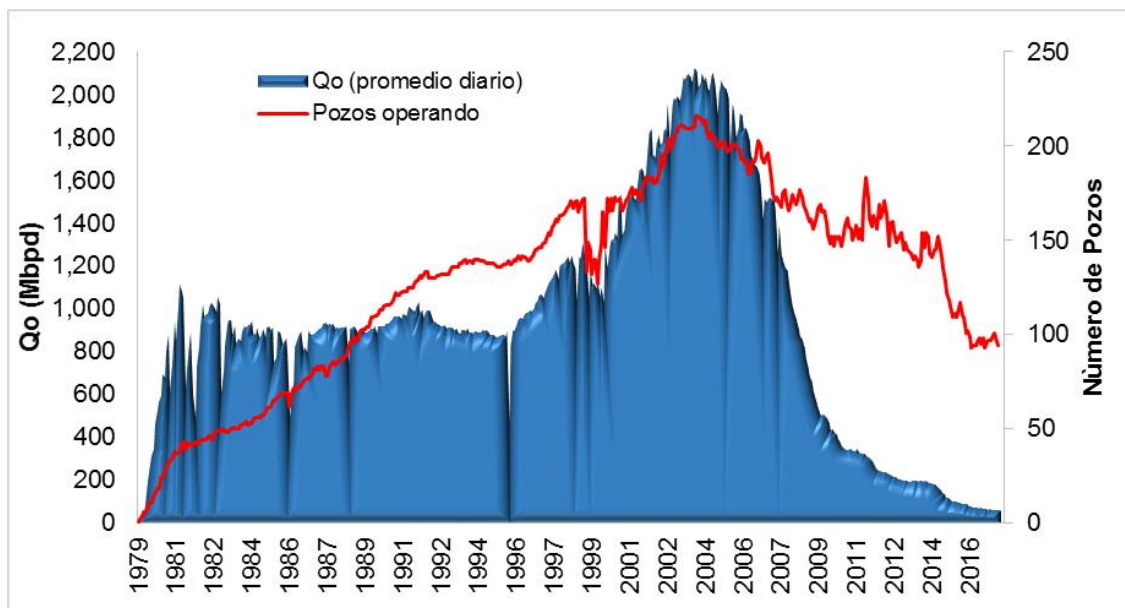


Fig. 4.1 Histórico de producción del campo

4.2 Información relevante del pozo analizado

Para los objetivos del presente estudio, se seleccionó el pozo “A”. Éste presenta el comportamiento típico de la producción de aceite de los pozos del yacimiento con entrada de gas del casquete (**Fig. 4.5**). En las siguientes secciones se presenta la información primaria del mismo.

4.2.1 Información primaria

A continuación, se presentan datos PVT del aceite producido en el pozo “A”, su estado mecánico, y los principales datos de la prueba de presión-producción disponible.

4.2.1.1 Datos PVT

Para caracterizar los comportamientos volumétrico y de fases del aceite producido, se utilizaron los datos de un estudio PVT tipo del campo. Los datos generales son: densidad del aceite: 21.4° API; relación gas aceite: 372 pie³/bl; temperatura del yacimiento: 187 °F; y presión de burbuja: 2,107 psia. En la **Tabla 4.1** se indican algunas de las propiedades relevantes del aceite en función de la presión, a temperatura de yacimiento.

Tabla 4.1 Análisis PVT del pozo

p (psia)	R_s (pie³/bl)	B_o (m³/m³)	μ_o (cp)
114.7	52.3	1.1	7.2
214.7	85.7	1.1	6.3
414.7	136.9	1.2	5.4
814.7	217.5	1.2	4.4
1,014.7	254.9	1.2	4.0
1,214.7	292.2	1.2	3.6
1,414.7	328.6	1.2	3.4
1,614.7	364.0	1.2	3.1
1,814.7	402.4	1.3	3.0
2,106.7	449.6	1.3	2.8

4.2.1.2 Estado mecánico

El pozo “A” es vertical, se terminó en tubería de revestimiento de 9 5/8 pg, el nivel medio del intervalo productor se encuentra a 8,688 pies y se le realizó un “casing puncher” a 7,648 pies. El aparejo de producción es integral de 7 5/8 pg y el mandril de bombeo neumático es de 7 pg a 6,147 pies, **Fig. 4.2**. El detalle de la distribución del aparejo de producción se indica en la **Tabla 4.2**.

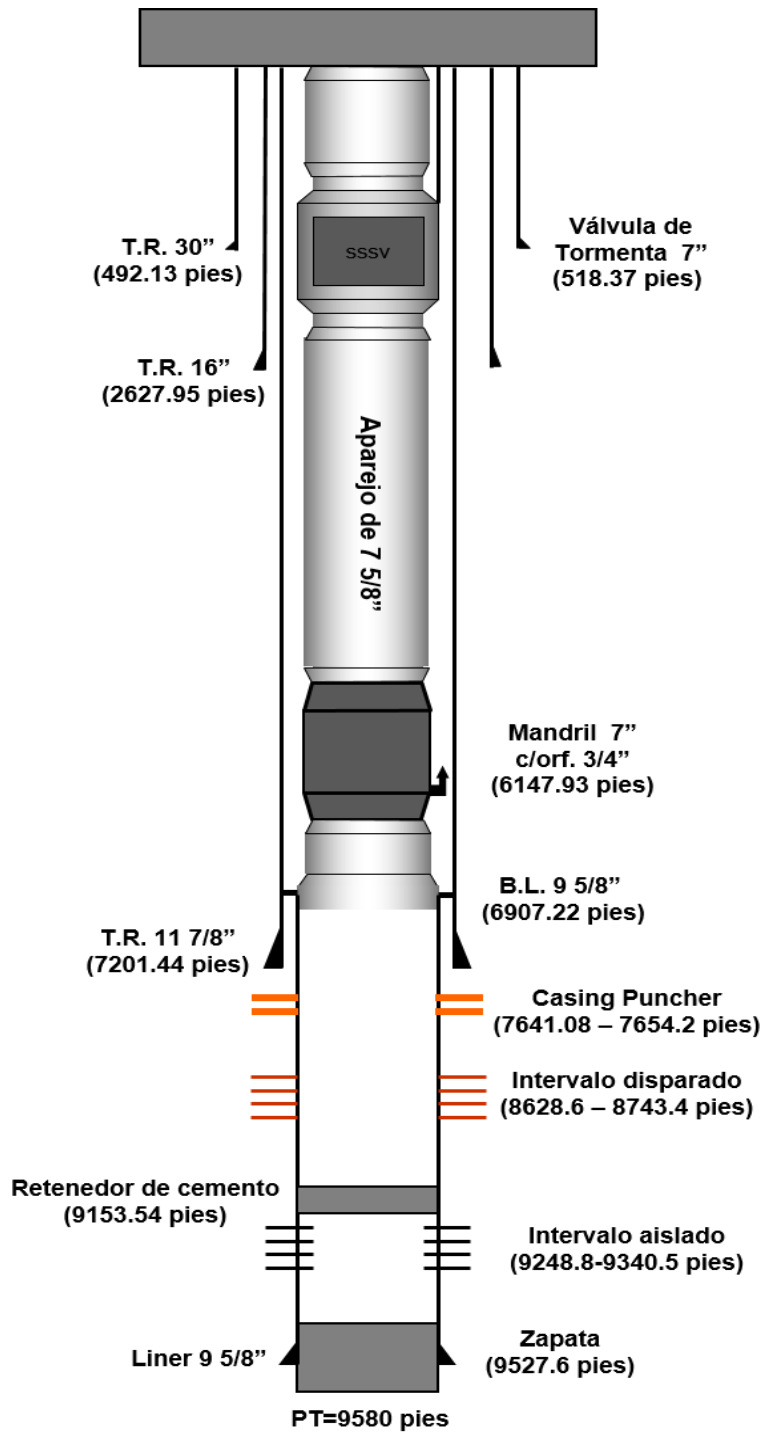


Fig. 4.2 Distribución del aparejo de producción

Tabla 4.2 Distribución del aparejo de producción

Profundidad desarrollada (pies)	Φ interior TP (pg)	Rugosidad (pg)	Φ exterior TP (pg)	Φ interior TR (pg)
52.49		0.0006		
97.93	6.276	0.0006	7	10.711
99.64	6.375	0.0006	7.675	10.711
464.76	6.765	0.0006	7.625	10.711
466.44	6.375	0.0006	7.675	10.711
510.63	6.276	0.0006	7	10.711
518.37	5.75	0.0006	9.5	10.711
523.03	6.375	0.0006	7.675	10.711
6146.46	6.765	0.0006	7.625	10.711
6147.93	6.375	0.0006	7.675	10.711
5157.12	5.372	0.0006	8.38	10.711
6203.05	6.276	0.0006	7	10.711
6204.76	6.375	0.0006	7.675	10.711
6221.26	6.765	0.0006	7.625	10.711
6905.94	6.765	0.0006	7.625	10.711
6907.22	6.275	0.0006	9.687	10.711
6916.83	8.681	0.0006	9.625	10.711
8687.66	-----	0.0006	-----	8.535

4.2.1.3 Registro de presión producción

En la **Fig. 4.3** se muestran los datos disponibles de un registro estático de presión-temperatura por estaciones, obtenidos durante una prueba PLT. Los resultados obtenidos de una prueba de decremento de presión se presentan en la **Fig. 4.4**; el resumen de los datos de presión-producción obtenidos se indican en la **Tabla 4.3**.

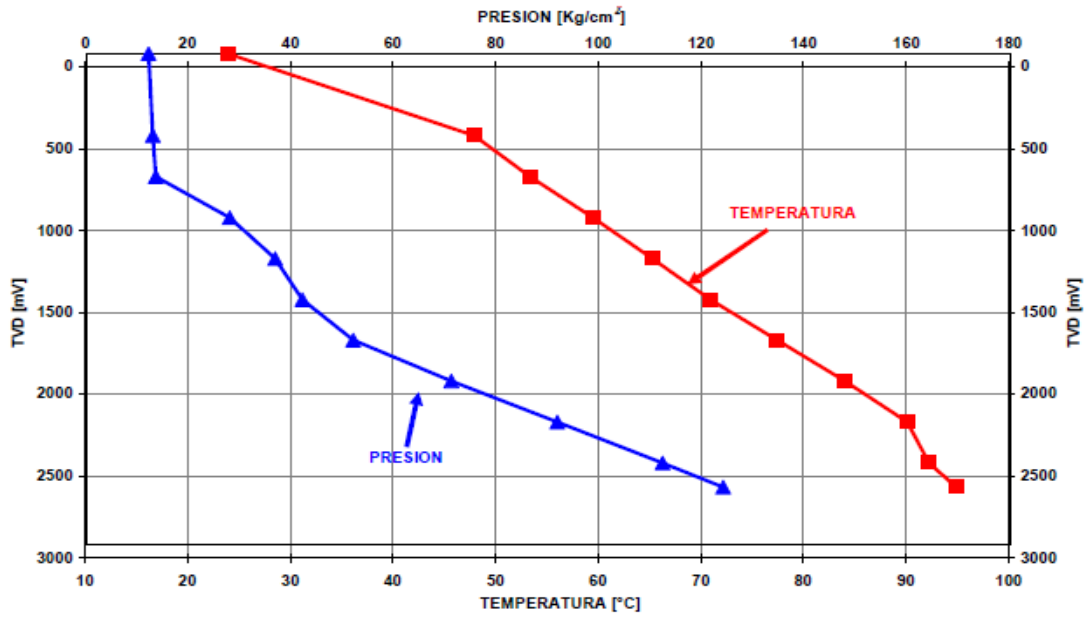


Fig. 4.3 Registro de presión y temperatura por estaciones

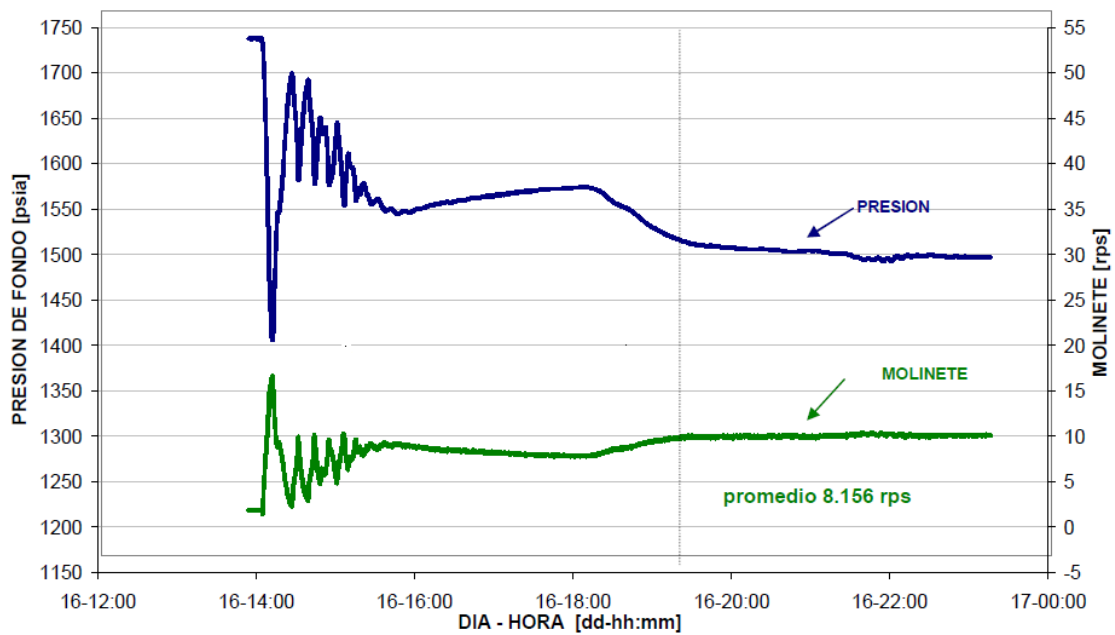


Fig. 4.4 Curva de decremento del pozo

Tabla 4.3 Resumen de resultados de la prueba PLT.

Parámetro	Valor
Presión estática	1664.9 (psia)
Presión de fondo fluyendo	1526.9 (psia)
Temperatura del yacimiento	205 (°F)
Presión en la cabeza	176.8 (psia)
Gasto de aceite @ c.e.	11,032 (bpd)
Gasto de gas de inyección @ c.e.	3.5 (MMpcd)
Densidad del aceite	21.4 API

4.2.2 Históricos de producción

En la **Fig. 4.5** se muestra el histórico de producción y reparaciones del pozo “A” en el periodo de octubre de 2010 a agosto de 2015.

En abril del 2007 se le realizó un “casing puncher”, incrementando la producción de aceite en 4 Mbpd y la producción de gas en 7 MMpcd. Poco tiempo después, la producción de aceite disminuyó rápidamente mientras que la producción de gas de formación siguió incrementándose, lo que permitió operar el pozo sin gas de bombeo neumático. En noviembre de ese mismo año la producción de aceite regreso a sus valores iniciales, mientras que el gas llegó a su valor máximo de 38 MMpcd, provocando su cierre.

En abril del 2008 se realizó una profundización del intervalo productor y cambio de aparejo, incorporando el pozo a producción con 6 Mbpd de aceite y 1.1 MMpcd. En octubre de 2009 se realizó una limpieza de aparejo sin reflejar beneficio. Posteriormente, en julio de 2010 se realizó un “tubing puncher” que reflejó un incremento en la producción de gas de 4 MMpcd y permitió operar nuevamente el pozo como fluyente.

En el periodo abril-noviembre del 2011 el pozo se estimuló cuatro veces, con lo que se mantuvo la producción de aceite en un promedio de 2 Mbpd y se incrementó la producción de gas de formación de 6 a 11 MMpcd; posterior a esto, no se le ha realizado ninguna otra intervención.

En su último reporte de producción en el 2015, el gasto de aceite oscilaba entre valores de 1.5 y 1.8 Mbpd, y el gasto de gas entre 13 y 15 MMpcd.

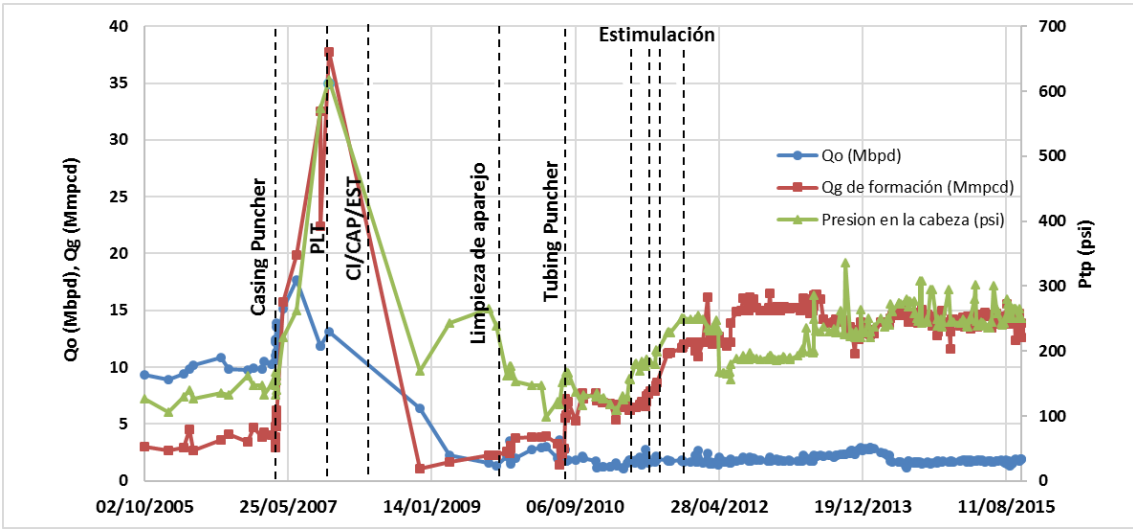


Fig. 4.5 Histórico de producción pozo A

Capítulo 5

Método para calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas

En este capítulo se presenta el método desarrollado para calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas del casquete. Se describen las características de los pozos utilizados en el estudio. Se presenta la validación del modelo con información de campo de un pozo típico con entrada de gas en un yacimiento naturalmente fracturado localizado costa-afuera en México.

5.1 Análisis preliminar

Los primeros indicios de la entrada de gas del casquete en los pozos productores de aceite son los rápidos incrementos de la relación gas-aceite (*RG*A), y de la presión en la cabeza. Con la entrada adicional de gas, el gasto de aceite se incrementa durante cierto tiempo, luego del cual comienza a disminuir progresivamente. Por otra parte, no es posible efectuar operaciones de toma de información con herramientas de fondo. Sin datos de presión de fondo fluyendo, la generación de la curva de comportamiento de afluencia, y en consecuencia el cálculo del gasto de aceite, no pueden realizarse.

Para realizar el presente estudio se seleccionó un pozo productor de aceite pesado que presenta entrada de gas del casquete, de un yacimiento naturalmente fracturado localizado costa-afuera en México. Con base en la información del pozo, identificado en lo sucesivo como pozo "A", se realizó un estudio preliminar para visualizar posibles correlaciones entre los datos de los aforos disponibles con la

RGA, las cuales eventualmente podrían ser utilizadas para calcular la curva de afluencia y el gasto de aceite que se establece en el sistema.

Para tal efecto, se validó y procesó la información del pozo, identificando las intervenciones realizadas a lo largo de su historia reciente de producción (**Fig. 5.1**). De acuerdo a ésta, la entrada del gas del casquete comenzó a finales de julio del año 2010, luego de realizarse un “tubing puncher”. A partir de entonces, y para los objetivos del presente estudio, se identificaron tres periodos como se muestra en la Fig. 5.1; con sombreado color azul se indica el periodo en que no se realizó ninguna intervención en el pozo; durante el periodo marcado en color rojo, se realizaron cuatro estimulaciones, con lo cual se estuvo alterando el comportamiento de afluencia original del yacimiento; finalmente, durante el periodo de tiempo señalado en verde no se realizó ninguna intervención, y el cambio observado en los comportamientos de la presión en la cabeza y en el gasto de gas formación están relacionados a la apertura del diámetro del estrangulador.

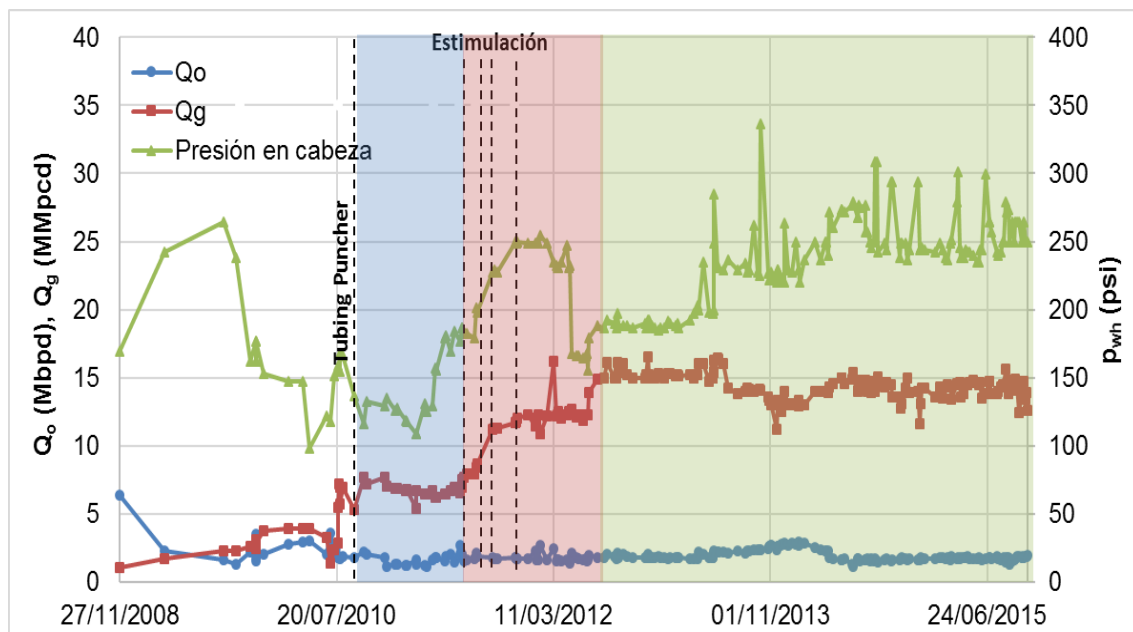


Fig. 5.1 Periodos analizados del pozo “A”

Luego de identificar los tres periodos descritos anteriormente, se graficaron los valores correspondientes a cada uno de ellos, de la presión en la cabeza (p_{wh}), la presión de fondo fluyendo, (p_{wf}), y el gasto de aceite (Q_o), contra la RGA . A continuación, se presentan y discuten los resultados obtenidos.

En la **Fig. 5.2** se muestran los datos de presión en la cabeza contra los valores medidos de RGA . De acuerdo con la figura, la presión se incrementa conforme aumenta la RGA ; esto se explica porque la caída de presión hidrostática en el pozo disminuye con el incremento del volumen de gas libre. Aun cuando se observa cierta correlación entre las variables mostradas, existe una dispersión importante en los datos. De esta manera, se descartó utilizar la presión en la cabeza como parámetro de correlación con la RGA .

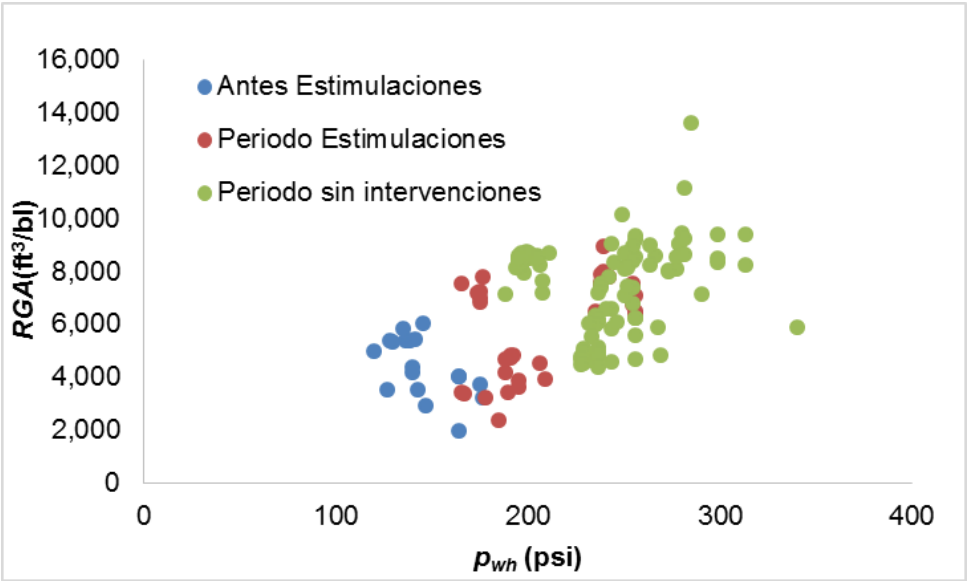


Fig. 5.2 Gráfico de p_{wh} vs RGA del pozo "A"

Por otra parte, en la **Fig.5.3** se presentan los datos de gasto de aceite (Q_o) contra RGA . En la figura pueden identificarse claramente al menos dos líneas de tendencia con comportamientos similares (puntos en verde y en azul, respectivamente), indicando una buena correlación entre los datos. Se observa que los puntos en rojo,

correspondientes al periodo de estimulaciones, presentan cierta dispersión, lo cual se atribuye a los cambios en el comportamiento de afluencia original como resultado de las estimulaciones realizadas.

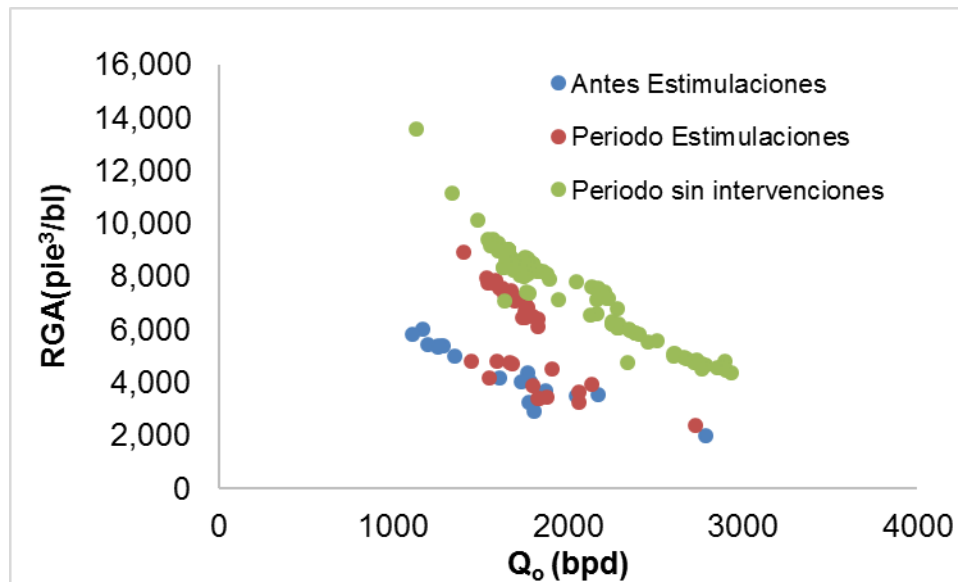


Fig. 5.3 Gráfico de Q_o vs RGA del pozo "A"

Finalmente, se investigó la posible relación de la RGA con la presión de fondo fluyendo (p_{wf}). Para realizar el análisis, se calculó la p_{wf} correspondiente a cada uno de los aforos disponibles, mediante las funcionalidades para el cálculo de perfiles de presión de la herramienta computacional descrita en el Capítulo 6. Como se muestra en la **Fig. 5.4**, en cada periodo existe una gran dispersión en los datos, por lo que se descartó una correlación entre la RGA y la p_{wf} .

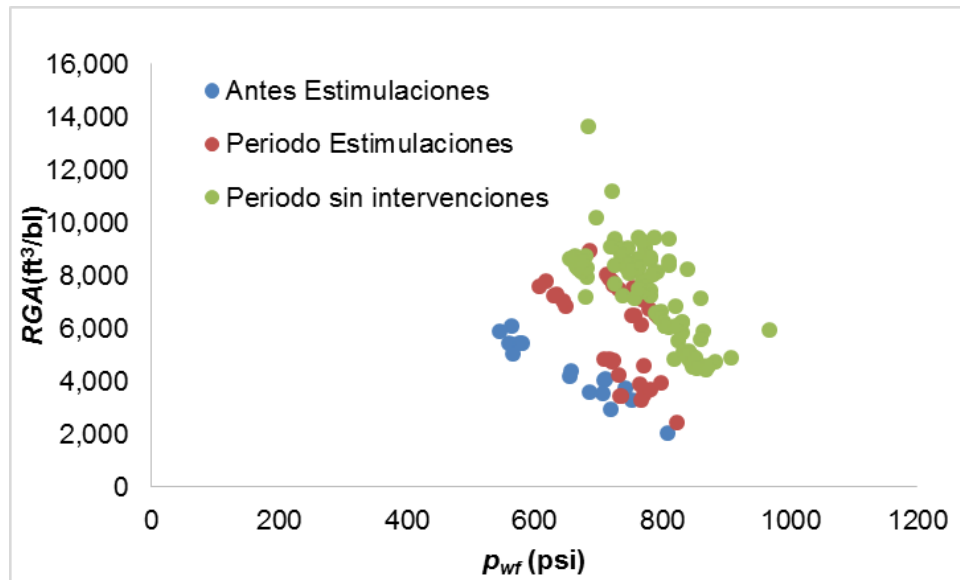


Fig. 5.4 Gráfico de p_{wf} vs RGA del pozo "A"

5.2 Correlación de las variables

Para desarrollar un método que permita calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas, se buscó correlacionar las variables más relevantes en el comportamiento de afluencia con la RGA, como se describió en la sección 5.1. Con base en los análisis realizados, se identificó una buena correlación entre ésta y el gasto de aceite.

Siguiendo los resultados obtenidos, se decidió investigar la posible correlación entre el gasto máximo de aceite ($Q_{o\ max}$) obtenido de la curva de comportamiento de afluencia, y la RGA. Para tal efecto, se calculó $Q_{o\ max}$ para cada conjunto de datos a partir de la ecuación de Vogel (1968).

En la Fig. 5.5 se muestra la gráfica generada de $Q_{o\ max}$ vs RGA. En ella se distinguen con colores diferentes tres conjuntos de datos, los cuales corresponden a los periodos analizados (sección 5.1); es claro que tales intervenciones se reflejaron en

un incremento del potencial del pozo. Como puede observarse, en los periodos anterior y posterior a las estimulaciones existe una buena correlación entre $Q_{o\ max}$ y la RGA .

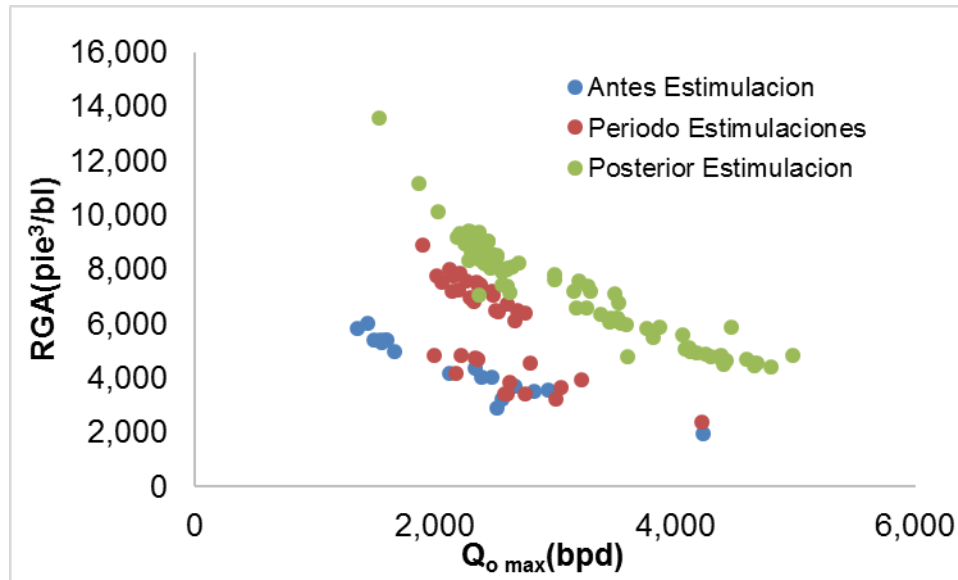


Fig. 5.5 Gráfico de $Q_{o\ max}$ vs RGA del pozo "A"

Al observar la tendencia exponencial de las curvas en la Fig. 5.5, se graficó $\ln(Q_{o\ max})$ vs. $\ln(RGA)$, como se muestra en la **Fig. 5.6**. Como puede verse existe una relación lineal entre ambas variables. Por lo tanto, se calculó la ecuación de ajuste para los datos previos a las estimulaciones, marcados en color azul. Asimismo, se obtuvo la ecuación de regresión lineal para los datos después de las estimulaciones, marcados en color verde. Es interesante observar que las pendientes de las rectas son prácticamente iguales (diferencia de 4%). Cabe desatacar que se descartaron los datos en rojo debido a que no presentaron una tendencia única.

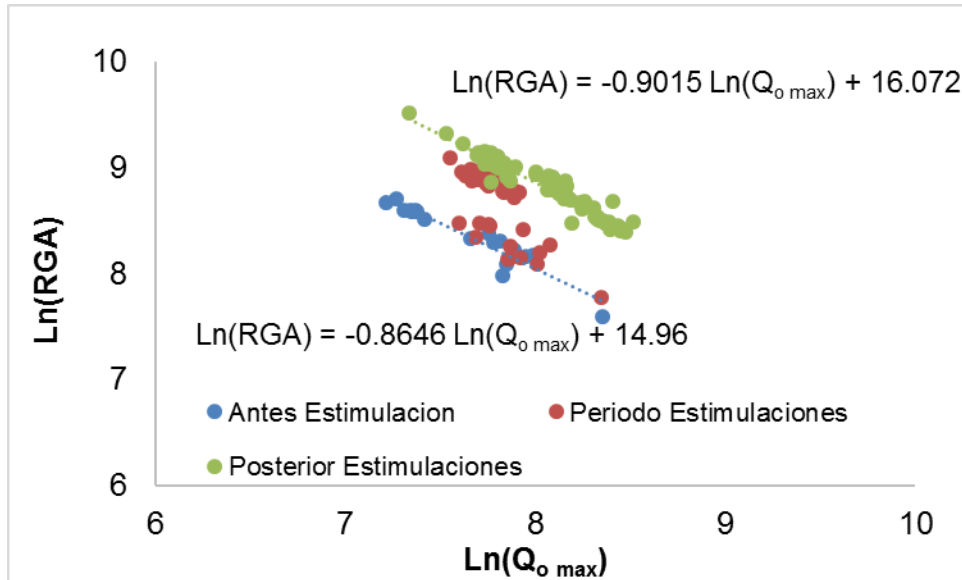


Fig. 5.6 Gráfico de $\text{Ln}(Q_{o \text{ max}})$ vs $\text{Ln}(RGA)$ del pozo "A"

La importancia de correlaciones como la obtenidas para el pozo "A", y que han servido como punto de partida para desarrollar el método de análisis descrito en la siguiente sección, es que permiten estimar $Q_{o \text{ max}}$ en función de la RGA ; y, una vez que se conoce el valor de $Q_{o \text{ max}}$, puede generarse la curva de comportamiento de afluencia y utilizarla para realizar análisis nodales. Esto no puede llevarse a cabo actualmente en las herramientas computacionales comerciales de análisis nodal más utilizadas en la industria.

5.3 Método propuesto

Con base en los análisis realizados, se propone la siguiente metodología para calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas:

1. A partir de datos de aforos, calcular la p_{wf} para cada presión en la cabeza con un método de flujo multifásico y un modelo térmico del flujo en el pozo.
2. Para cada aforo, con el dato de Q_o , p_y y la p_{wf} calculada, determinar $Q_{o\ max}$ a partir del método de Vogel para generar la curva de afluencia (ec. 2.6).
3. Graficar $\ln(Q_{o\ max})$ vs. $\ln(RGA)$.
4. Ajustar una línea recta a los datos de $\ln(Q_{o\ max})$ vs. $\ln(RGA)$, y calcular la ecuación de regresión correspondiente.
5. Para establecer el gasto de aceite que se establece en el sistema a cualquier otro valor de RGA y p_{wh} , calcular $Q_{o\ max}$ de la curva de regresión obtenida en el paso 4.
6. Generar la curva de IPR con el método de Vogel a partir del valor de $Q_{o\ max}$ calculado en el paso 5 y la p_y actual.
7. Con el modelo térmico-hidrodinámico del flujo en el pozo, generar la curva característica a la p_{wh} de interés.
8. Mediante un algoritmo de análisis nodal convencional, calcular el gasto de aceite que se establece en el sistema.

5.4 Ejemplo

Calcular el gasto de aceite que se establece en un pozo, si la RGA es de 5,109.5 $\left(\frac{pie^3}{bl}\right)$, la presión en la cabeza es de 236.5 psi , y la presión de yacimiento es de 1,482 psi . Comparar los resultados contra el valor medido de gasto de aceite a tales condiciones, $Q_o = 2,603$ bpd . En la **Tabla 5.1** se presenta la información de aforos disponibles y el valor de la presión del yacimiento.

Solución

1. A partir de datos de aforos y de la presión del yacimiento, calcular la p_{wf} para cada presión en la cabeza con el modelo hidrodinámico y térmico del pozo. En la columna 1 de la Tabla se indican los valores calculados de p_{wf}
2. Para cada aforo, con el dato de Q_o , p_y y la p_{wf} calculada, calcular el valor correspondiente de $Q_{o\ max}$ con la ec. 2.6. Los resultados se muestran en la columna 2 de la Tabla 5.1.
3. Graficar $\ln(Q_{o\ max})$ vs. $\ln(RGA)$, y calcular la ecuación de la recta que mejor reproduce los datos (**Fig. 5.7**).
4. Calcular $Q_{o\ max}$ para la RGA de interés a partir de la curva de regresión obtenida:

$$Q_{o\ max} = e^{\left(\frac{\ln(5,109.5)-18.394}{-1.2022}\right)} = 3,632.29\ bpd , \dots \dots \dots (5.2)$$

5. Generar la curva de IPR con el método de Vogel a partir de los valores de $Q_{o\ max}$ y p_y .
6. Generar la curva característica del flujo en el pozo para el valor especificado de p_{wh} , y sobreponerla a la curva de IPR como se muestra en la **Fig. 5.8**.

7. Determinar el gasto de aceite que se establece para las condiciones especificadas de $RGA = 5,109.5 \left(\frac{pie^3}{bl}\right)$ y $p_{wh} = 236.5 \text{ psi}$, a partir de la intersección de la curva de IPR y la curva característica del flujo en el pozo. Se obtiene $Q_o = 2,570 \text{ bpd}$ y $p_{wf} = 729 \text{ psi}$.
8. Para efectos de comparación, se sabe que gasto medido de aceite a las condiciones del problema es $Q_o = 2,603 \text{ bpd}$. Como puede observarse, el gasto calculado con el nuevo método se subestima en 32 bpd , lo que representa un error del 1.28 %.

Tabla 5.1 Datos de aforo y presión de yacimiento

Evento	Datos Aforo			Dato	(1)	(2)
	Q_o (Mbpd)	RGA (pie^3/bl)	P_{wh} (psia)	P_r (psia)	P_{wf} (psia)	$Q_{o \text{ max}}$ (bpd)
1	1,944.7	7,157.9	188.2	1,486.4	682.4	2,629.5
2	1,779.2	8,363.3	196.7	1,486.4	665.9	2,372.9
3	1,827.0	8,210.2	195.3	1,486.4	670.2	2,445.2
4	1,894.0	7,919.7	198.1	1,486.4	684.4	2,565.4
5	1,742.2	8,598.3	195.3	1,486.4	657.4	2,307.5
6	1,770.0	8,678.0	196.7	1,486.4	662.1	2,353.3
7	1,857.0	8,185.2	196.7	1,486.4	675.8	2,497.1
8	1,816.0	8,259.9	195.3	1,486.4	668.6	2,427.2
9	1,780.0	8,427.0	198.1	1,486.4	667.7	2,377.3
10	1,795.2	8,494.9	195.3	1,486.4	664.2	2,390.9
11	1,788.7	8,497.8	201.0	1,486.4	672.5	2,398.5
12	1,811.0	8,282.7	196.7	1,486.4	670.1	2,423.5
13	1,810.0	8,287.3	195.3	1,486.4	667.7	2,417.4
14	1,882.9	8,125.8	193.9	1,486.4	674.6	2,529.3
15	1,778.3	8,502.5	195.3	1,486.4	662.3	2,364.6
16	1,826.0	8,214.7	195.3	1,482.4	670.0	2,447.2
17	1,754.5	8,720.4	199.6	1,482.4	664.5	2,340.6
18	1,770.3	8,642.6	198.1	1,482.4	664.7	2,362.1
19	1,829.6	8,264.1	196.7	1,482.4	672.2	2,456.5
20	1,795.6	8,487.4	198.1	1,482.4	668.8	2,404.1

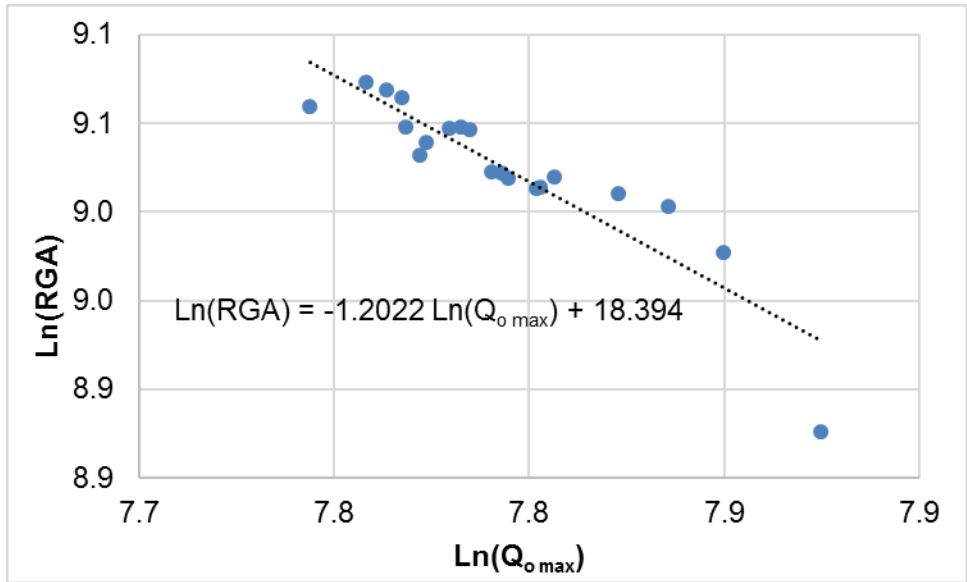


Fig. 5.7 $\ln(Q_{o \max})$ vs $\ln(RGA)$

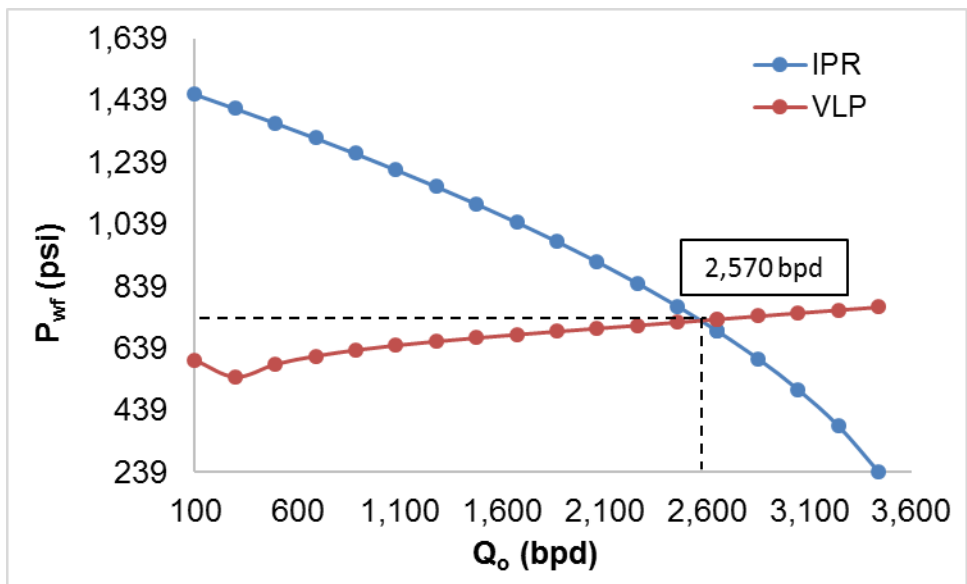


Fig. 5.8 Análisis nodal $p_{wh}=175.1$ psi

Capítulo 6

Programa de cómputo

En este capítulo se describen las características principales del programa de cómputo desarrollado para predecir el comportamiento de afluencia de un sistema yacimiento-pozo productor de aceite, con entrada de gas del casquete. El programa está basado en el modelo hidrodinámico-térmico y de comportamiento de afluencia propuestos en el capítulo 3. Además de explicar las funcionalidades de los módulos que lo integran, se discute como fueron verificados los resultados del programa.

6.1 Descripción del programa

Se desarrolló un programa de cómputo a partir del modelo hidrodinámico descrito en el capítulo 4, que incorpora el método para calcular el gasto de aceite con entrada de gas descrito en el capítulo 5.

La herramienta cuenta con las siguientes funcionalidades:

- 1) Procesar los datos de entrada que describen las características del pozo: acoplamiento de los datos del estado mecánico y del giroscópico.
- 2) Calcular las propiedades PVT de los fluidos.
- 3) Calcular perfiles de presión y temperatura en el pozo.
- 4) Generar las curvas de comportamiento de afluencia.
- 5) Realizar análisis nodales.

El código del programa se desarrolló en Fortran 95. Para visualizar los resultados se desarrolló una interfaz gráfica en VisualBasic 6.

6.1.1 Datos de entrada

La información requerida para el programa es:

- 1) Propiedades de los fluidos: densidad relativa del aceite, densidad relativa del gas, y relación gas-aceite.
- 2) Propiedades térmicas de los fluidos y coeficiente global de transferencia de calor.
- 3) Estado mecánico: descripción de la tubería de producción.
- 4) Giroscópico: datos de profundidad desarrollada y ángulo de inclinación.
- 5) Datos de pruebas presión-producción: presión y temperatura en la cabeza del pozo, presión y temperatura del yacimiento, presión de fondo fluyendo, gasto de líquido.

6.1.2 Módulo PVT

En este módulo se implementaron subrutinas para calcular propiedades PVT de los fluidos, **Fig. 6.1**. Para tal efecto, se utilizaron las correlaciones indicadas en la sección 3.1. Cabe destacar que por la forma en que está estructurado el programa pueden incorporarse correlaciones distintas a las consideradas en el presente estudio.

```

4 ModPVT.P5 ModPVT.P5 x
161 |-----CORRELACIONES PARA ACEITE-----
162 |
163 |-----GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE-----
164 |-----GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE-----
165 |-----GRAVEDAD ESPECIFICA DEL ACEITE-----
166 subroutine SubGAMA_O(API,GAMA_O)!Revisado
167 implicit none
168 !Esta funcion clcula la gravedad especifico del aceite en el tanque o del aceite muerto @60°F, es admiensional
169
170 real(kind=3) :: API,GAMA_O
171
172 GAMA_O=(141.5d0)/(API+131.5d0)
173
174 end subroutine SubGAMA_O
175 |-----PEESO MOLECULAR DEL ACEITE EN TANQUE-----
176 subroutine SubMo(API,Mo)!Revisado
177 implicit none
178 !Peso molecular efectivo del aceite en el tanque
179
180 real(kind=3) :: API,Mo
181
182 IF (API<=40) THEN
183 Mo=(65.506d0-API)/.0996d0
184 ELSE
185 Mo=(1048.33d0/API)**1.6736
186 END IF
187
188 end subroutine SubMo
189 |-----PRESION DE BURBUJA-----
190 subroutine SubPb(RGA,aPb,GAMA_O,Mo,T,GAMA_G,Pb)!Revisado
191 implicit none
192 !Con correlacion de Lasater,Unidades psi

```

Fig. 6.1 Módulo PVT.

6.1.3 Módulo para calcular perfiles de temperatura

En este módulo se implementaron subrutinas para calcular el perfil de temperatura de los fluidos en su trayecto del fondo del pozo a la superficie, **Fig. 6.2**. 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 dato de entrada.

```

4 ModPVT.P5 ModPVT.P5 ModCalcPVT.P5 x
175 |-----GRADIENTE DE TEMPERATURA-----
176 Subrutina SubTemperatura (RGA,P,T,GAMA_G,API,Prof,F,Piny,Qginy,n,Tamb,Qo,ANG,aPb,aRs,bRs,aBo,bBo,aVis,bVis,U,DIA,T4)
177 implicit none
178
179 !El calculo se hace del fondo a la superficie
180
181 real(kind=3) :: Qo,U,Piny,Qginy
182 real(kind=3) :: pi=3.14159265358979
183 real(kind=3) :: A,Cp,Tei,W,GE,Ti,Tamb
184 real(kind=3) :: RGA,P,T,GAMA_G,API,Pb,Rel_S,Co,Bo,VISL,DENL
185 real(kind=3) :: aPb,aRs,bRs,aBo,bBo,aVis,bVis
186 real(kind=3) :: T_I,Bg,VISG,DENG,Z
187 real(kind=3) :: Qo_cf,Qg_cf
188 real(kind=3) :: TFROM,ProfT
189 real, dimension(n):: ANG,T3,T4,Prof,DRT,DIA,Lcel,Lcell,Dial,ProfI
190 real, dimension(n+1):: T1
191 integer:: n,j,i,nn
192
193
194 Cp=0.53!Capacidad calorifica del aceite,BTU/lb/F
195 Tei=T !Temperatura del yacimiento, °F
196 Ti=Tei
197 T1(1)=T
198
199 call SubMultifasico(RGA,P,T,GAMA_G,API,aPb,aRs,bRs,aBo,bBo,aVis,bVis,Pb,Rel_S,Co,Bo,VISL,T_I,DENL,Z,DENG,VISG,Bg)
200 call SubQo_es(Qo,Bo,Qo_cf)
201
202
203 Lcel(1)=Prof(1)
204
205 do i=1,n-1
206 Lcel(i+1)=Prof(i+1)-Prof(i)

```

Fig. 6.2 Subrutina para el cálculo de perfiles de temperatura.

6.1.4 Módulo para calcular perfiles de presión

En este módulo se implementaron subrutinas para calcular los perfiles de presión en el pozo, **Fig. 6.3**. El cálculo se realiza mediante la correlación de flujo multifásico de Hagedorn y Brown (1965) con las modificaciones descritas en la sección 3.3. Para calibrar el modelo hidrodinámico el usuario puede utilizar factores de corrección para los gradientes de presión hidrostática y por fricción.

```
4 ModPRM.P5 ModPVT.P5 ModCalPres.P5 ModGradPreson.P5 X
17 Subroutine SubGradPres(Qo, RGA, Pr, T, Tamb, GAMA_G, API, DIA, RUG, Pwh, Prof, n, U, KREG, KHL, ANG, &
18 aPb, aRs, bRs, aBo, bBo, aVis, bVis, Piny, Qginy, Pb, Rel_S, Co, Bo, VISL, T_I, &
19 DENL, Z, DENG, VISG, Bg, Qo_cf, Qg_cf, Vs1, Vsg, Vm, Lcel, DP_DH, aHB, HL, T4, Pt)
20
21
22 implicit none
23
24 real(kind=3) :: Qo, RGA, Pr, T, GAMA_G, API, DIA, RUG, Pwh ! DATOS DE ENTRADA
25 real(kind=3) :: Pb, Rel_S, Co, Bo, VISL, T_I ! CALCULOS PVT
26 real(kind=3) :: DENL, Z, DENG, VISG, Bg ! CALCULOS PVT
27 real(kind=3) :: QG_CF, QO_CF, Are, Vs1, Vsg, Vm ! CALCULOS PRELIMINARES
28 real(kind=3) :: dp_dh, HL, aHB ! CORR H&B
29 real(kind=3) :: P1, P2sup, P2cal, Pprom, Tprom, error, ANGL, DIAL ! GRAD PRESION
30 real(kind=3) :: FRGR, ELGR, VL, REYN, FD, A ! GRAD PRESION MONO
31 real(kind=3) :: U, Tamb ! GRADIENTE TEMPERATURA
32 real(kind=3) :: aPb, aRs, bRs, aBo, bBo, aVis, bVis
33 real(kind=3) :: Piny, Qginy, ProfT ! DATOS DE INYECCION
34 real(kind=3) :: pi = 3.14159265358979
35 real, dimension(n) :: Pt, ANG, T4, Prof, Lcel, Dia
36 Integer :: j, l, n, KHL, KREG
37
38 ! write(*,*) "Ya entre grad pres"
39
40
41 Call SubTemperatura(RGA, Pr, T, GAMA_G, API, Prof, Piny, Qginy, n, Tamb, Qo, ANG, aPb, aRs, bRs, aBo, bBo, aVis, bVis, U, DIA, T4)
42
43
44 Lcel(1) = Prof(1)
45
46 do i=2, n
47     Lcel(i) = Prof(i) - Prof(i-1)
48
```

Fig. 6.3 Subrutina para el cálculo de perfiles de presión.

6.1.5 Módulo de análisis nodal

Este módulo cuenta con funcionalidades para realizar análisis nodales bajo diferentes condiciones de frontera: presión y temperatura del yacimiento, presión en la cabeza del pozo, y gasto de gas de BN (opcional). La curva de comportamiento de afluencia se genera a partir del método de Vogel (1968) en conjunto con el método desarrollado en el presente trabajo para pozos con entrada de gas del casquete, **Fig. 6.4**. Las curvas características del flujo en la TP se determinan a partir de las funcionalidades descritas en las secciones 6.1.3 y 6.1.4. Para calcular

el gasto y la presión de fondo fluyendo que se establece en el sistema, se implementó un algoritmo que busca la intersección de estas curvas, **Fig. 6.5**.

```

4 ModIPRM.F95 x ModPVT.F95 ModCalcPalm.F95 ModGradPresion.F95
9 |-----SUBROUTINA PARA CALCULO DE IPR MODELO-----
10 Subroutine SubIPRMod(Prm, RGAm, m, bQo, mQo, Qomaxm, PwfIPRm, Qfm)
11 implicit none
12 !Se calcula con el nuevo modelo y Vogel
13
14 real(kind=3) :: Prm, RGAm, bQo, mQo
15 real(kind=3) :: Qomaxm
16 real, dimension(m) :: PwfIPRm, Qfm
17 integer :: m, j
18
19 !Calculo de Qo max para cada pozo
20
21 Qomaxm=exp((log(RGAm)-bQo)/(mQo)) !Ecuacion de Qomax y RGA
22
23 !write(*,*)Qomaxm, Prm
24
25 Do j=1,m
26
27 PwfIPRm(j)=(Prm/(m-1))*(j-1)
28
29 Qfm(j)=(1-(0.2*(PwfIPRm(j)/Prm))-(0.8*(PwfIPRm(j)/Prm)**2))*Qomaxm
30
31 if (Qfm(j).LT.0) then
32 Qfm(j)=0
33 else
34 end if
35
36 !write(*,*)PwfIPRm(j), Qfm(j)
37
38 end do
39
40

```

Fig. 6.4 Subrutina para el cálculo de la IPR.

```

4 ModIPRM.F95 x ModPVT.F95 ModCalcPalm.F95 ModGradPresion.F95
118 |-----VLP IPR MATCH-----
119 Subroutine SubQoSolm (Prm, n, m, RGAm, aHB, T, Tamb, GAMA_G, API, DIA, RUG, Pwhm, Prof, U, KREG, KHL, ANG, &
120 aPb, aRs, bRs, aBo, bBo, aVis, bVis, bQo, mQo, Piny, PwfIPRm, PwfPozom, Qsolm, Psolm)
121 implicit none
122
123 real(kind=3) :: m1, m2, b1, b2, tol, bQo, mQo, aHB, Qsolm, Psolm
124 real, dimension(m) :: PwfIPRm, PwfPozom, Qi
125 real, dimension(n) :: ANG, DIA, Prof
126 real(kind=3) :: Prm, Piny
127 real(kind=3) :: RGAm, T, Tamb, GAMA_G, API, RUG, Pwhm, U
128 real(kind=3) :: aPb, aRs, bRs, aBo, bBo, aVis, bVis
129 integer :: i, n, m, KHL, KREG
130
131
132 Call SubInFlowm (Prm, m, n, RGAm, bQo, mQo, aHB, T, Tamb, GAMA_G, API, DIA, RUG, Pwhm, Prof, U, KREG, KHL, ANG, &
133 aPb, aRs, bRs, aBo, bBo, aVis, bVis, Piny, Qi, PwfIPRm, PwfPozom)
134
135
136 do i=1,m
137
138 Tol=PwfIPRm(i)-PwfPozom(i)
139
140 !write(*,*)PwfPozom(i), PwfIPRm(i), tol
141
142 if (Tol.LT.-1) then
143 ! WRITE(*,*)PwfIPRm(i), PwfIPRm(i-1), Qi(i), Qi(i-1)
144 m1=(PwfIPRm(i)-PwfIPRm(i-1))/(Qi(i)-Qi(i-1)) !Calculo de a pendiente para IPR
145 m2=(PwfPozom(i)-PwfPozom(i-1))/(Qi(i)-Qi(i-1)) !Calculo de a pendiente para PWH
146
147 ! WRITE(*,*)m1, m2
148
149 b1=PwfIPRm(i)-(m1*Qi(i)) !Calculo la ordenada al origen IPR

```

Fig. 6.5 Subrutina para el cálculo del gasto solución del sistema

6.1.6 Interfaz gráfica

Se desarrolló una interfaz gráfica en VisualBasic 6, para el manejo y visualización de datos. La herramienta cuenta con seis módulos que se describen en las Fig.6.6 a 6.11.

En el módulo de inicio **Fig. 6.6**, se almacena la información de identificación del pozo, nombre del analista y fecha, cuenta con una sección que permite almacenar notas.



Fig. 6.6 Información del pozo

El módulo PVT **Fig. 6.7** cuenta con dos funcionalidades; una para capturar las propiedades de los fluidos: relación gas-aceite (RGA), densidad relativa del gas (γ_g) y densidad relativa del aceite ($^{\circ}API$). En la segunda se introducen los factores de corrección para calibrar la correlación seleccionada a los datos PVT medidos de presión de burbuja (p_b), relación de solubilidad (R_s), factor de volumen del aceite (B_o) y viscosidad del aceite (μ_o).

Datos PVT

RGA: 372.11 pie³ / bi
 Yg: 0.92
 API: 21.40 *API

Corrección PVT

P_w: 0.8659888161755

Rs: Bo: Jto

n: 1.0402 0.8250 1.4645
 b: 99.2910 0.2196 0.7724

Calcular

Fig. 6.7 Datos y factores de corrección PVT

Para capturar el estado mecánico y la profundidad de inyección se creó el módulo GEM, **Fig. 6.8**. La información requerida es: profundidad desarrollada ($Prof_D$), diámetro interior (ϕ_{int}) y ángulo de inclinación de la tubería de producción. Respecto al bombeo neumático se requiere la profundidad del mandril y el gasto de inyección. Para la rugosidad de la tubería (ξ) se considera un valor contante de 0.0006 pg, mismo que puede ser modificado por el usuario.

Giroscópico y Estado Mecánico

	Prof _d (pies)	Φ_{int} (Pg)	Angulo (°)
1	52.36	6.28	90.00
2	469.46	6.28	90.00
3	480.24	5.75	90.00
4	1258.12	6.28	90.00
5	2035.99	6.28	90.00
6	2813.86	6.28	90.00
7	3591.73	6.28	90.00
8	4369.60	6.28	90.00
9	5147.47	6.28	90.00
10	5925.34	6.28	90.00
11	6703.22	6.28	90.00
12	6713.32	5.37	90.00
13	6865.26	6.28	90.00
14	6866.90	4.91	90.00
15	6914.34	4.89	90.00
16	7542.42	4.89	90.00
17	7546.33	8.68	90.00
18	8780.45	4.89	90.00
19	8800.13	8.68	90.00
20	8915.68	8.54	90.00

Inyección de BN

Profundidad Inyección: 6147.93 pies
 Qg: 3.53 mmpcd

Calcular

ξ (Rug): 0.0006 pg

Calcular

Fig. 6.8 Estado mecánico y giroscópico

En el módulo PPT se captura información relacionada con los perfiles de presión y temperatura del pozo, **Fig. 6.9**. Los datos requeridos son: gasto de aceite (Q_o), presión en la cabeza (p_{wh}), RGA , y temperatura en el fondo del pozo (T_{fon}), tomados durante la prueba de presión-producción. Adicionalmente, se debe capturar la temperatura ambiente (T_{amb}), el coeficiente global de transferencia de calor (U), y la capacidad calorífica (C_p). Este módulo permite visualizar los perfiles calculados de presión y temperatura.

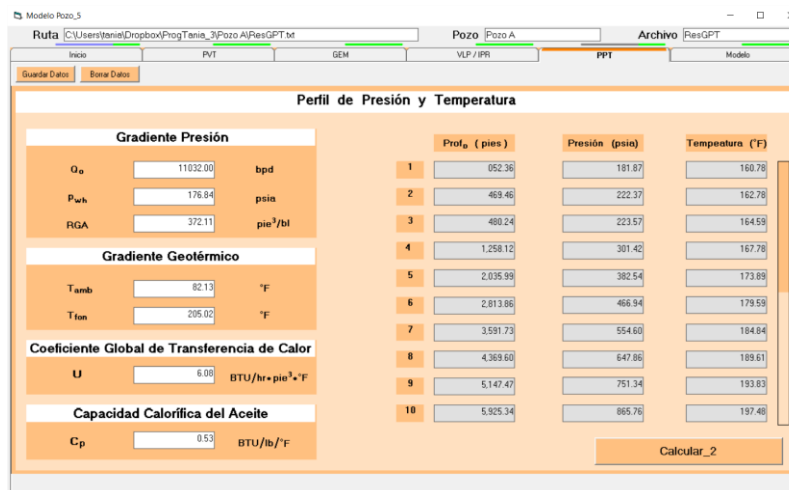


Fig. 6.9 Datos del perfil de presión y temperatura

Para agilizar el ajuste del modelo a la prueba de presión-producción se creó el módulo VLP/IPR, **Fig. 6.10**. En él se puede modificar el valor del factor de corrección por fricción a fin de ajustar la correlación seleccionada para el cálculo de las caídas de presión en el pozo. La información requerida es: presión y temperatura del yacimiento (p_r, T_y), gasto de aceite (Q_o), presión de fondo fluyendo (p_{wf}), presión y temperatura en la cabeza del pozo (p_{wh}, T_{wh}), y RGA .

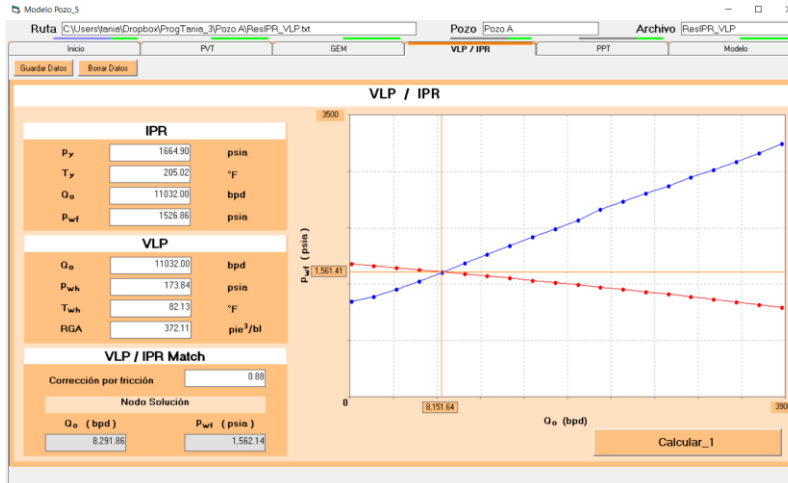


Fig. 6.10 Ajuste de la curva IPR/VLP a la prueba de producción

Finalmente, se dispone de un módulo para calcular el gasto de aceite mediante el método propuesto, **Fig. 6.11**. La información requerida es RGA , p_{wh} y p_r ; así mismo, es necesario capturar los factores de la recta de regresión ($Q_{o\ max}$ vs RGA) descrita en el capítulo 5.

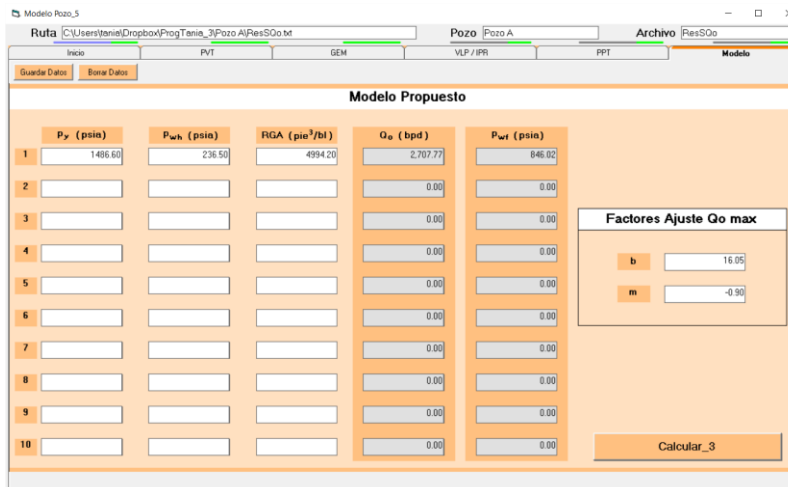


Fig. 6.11 Módulo para cálculo de Q_o con el modelo propuesto

6.2 Verificación de los resultados del programa

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

6.2.1 Verificación del cálculo de las propiedades PVT

En las Fig. 6.12 a 6.17 se comparan los valores calculados con el programa de cómputo para las principales propiedades PVT del aceite y su gas asociado, contra los calculados con una herramienta comercial. Como se muestra, existe un buen acuerdo con los resultados de la herramienta comercial.

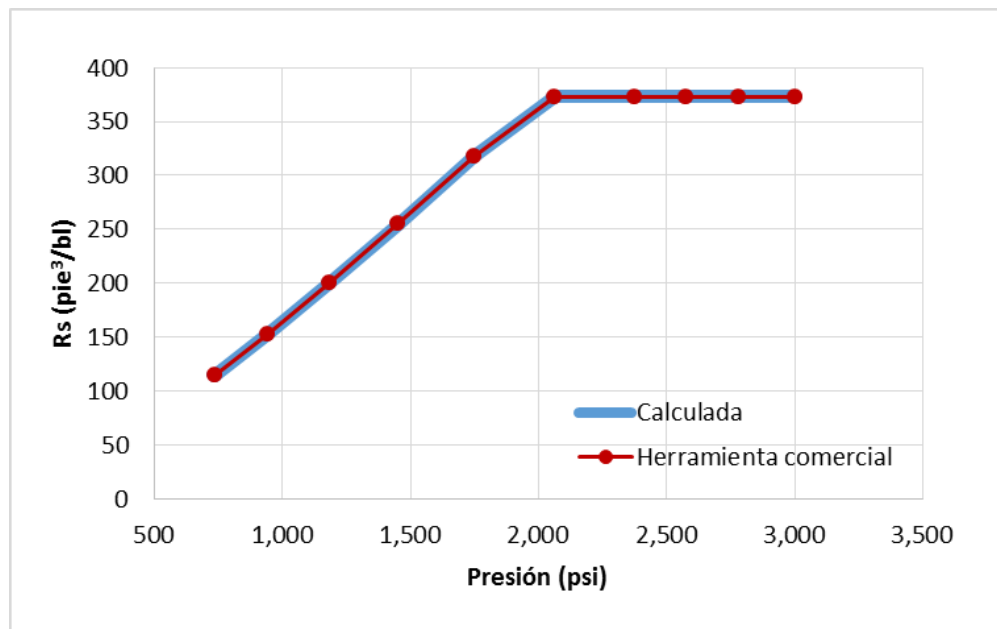


Fig. 6.12 Comparación de resultados de relación de solubilidad.

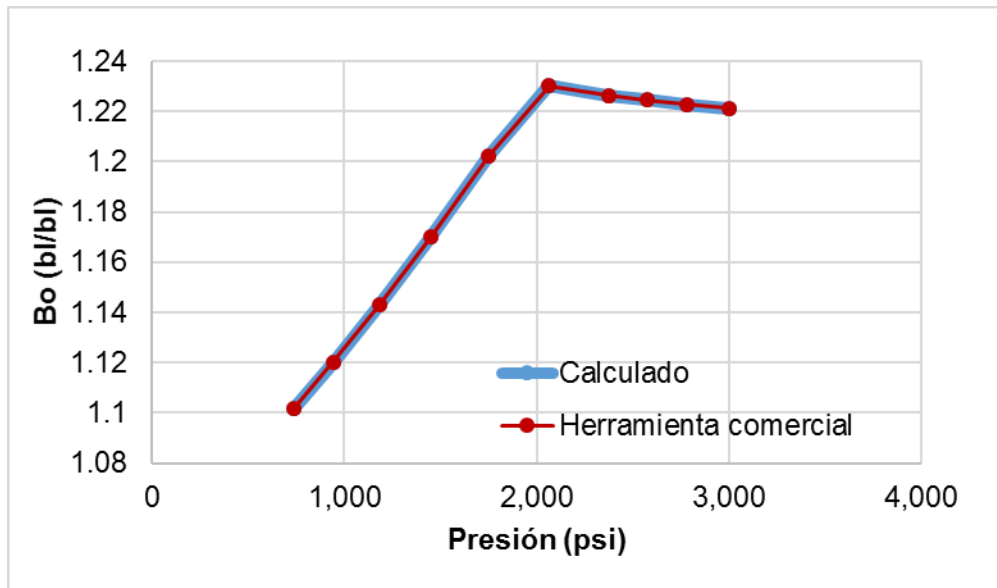


Fig. 6.13 Comparación de resultados de factor de volumen del aceite.

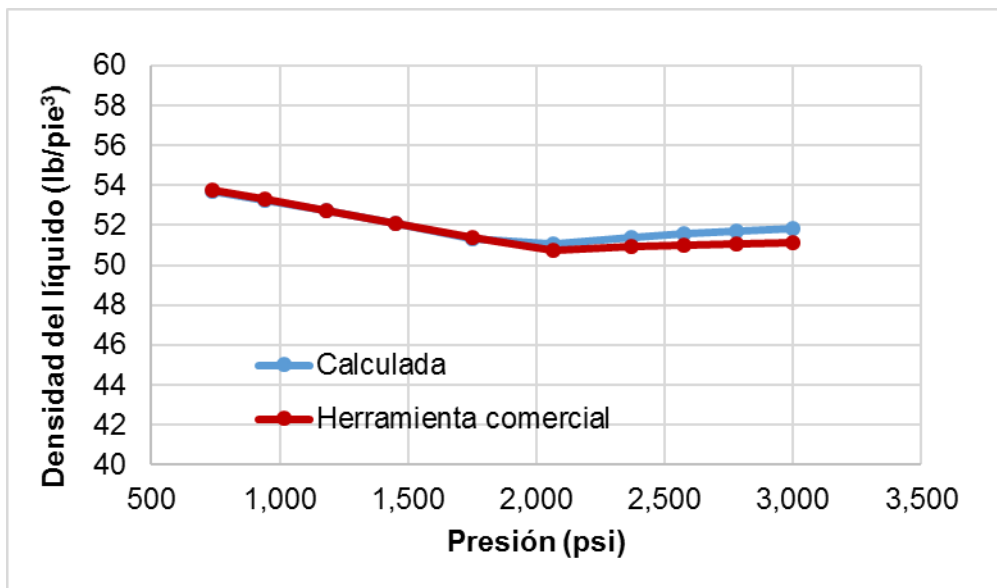


Fig. 6.14 Comparación de resultados de densidad del aceite.

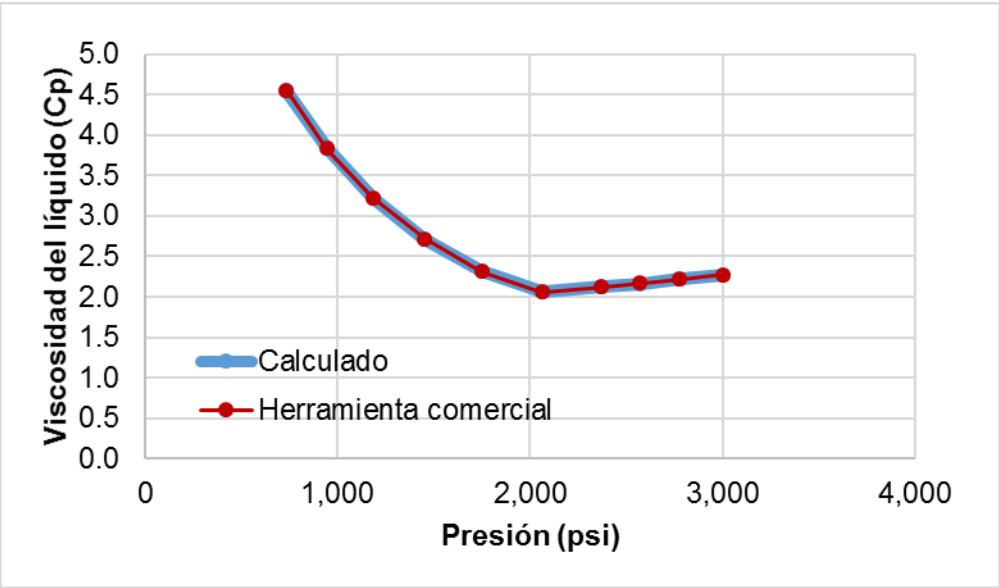


Fig. 6.15 Comparación de resultados de viscosidad del aceite.

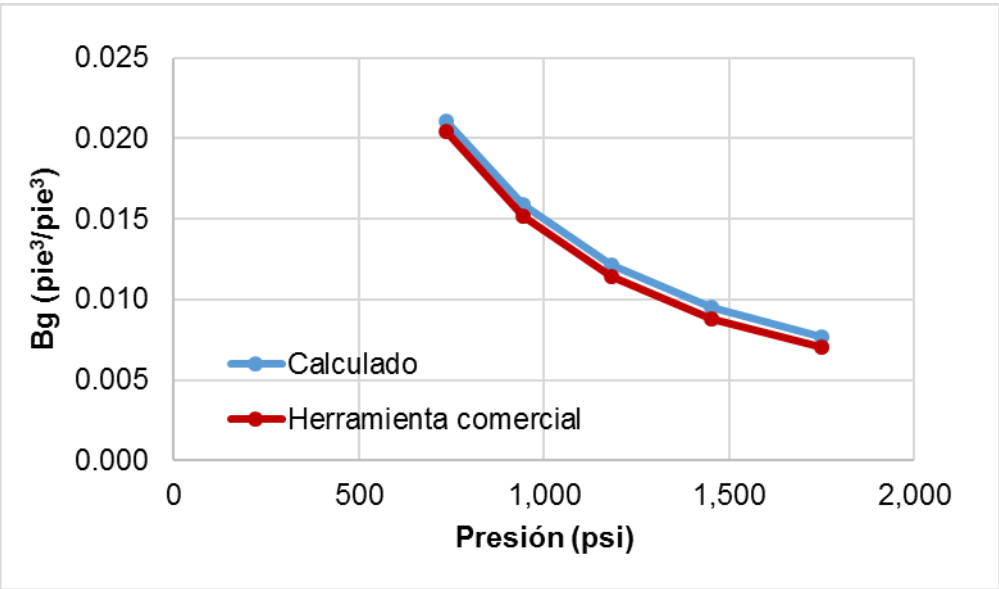


Fig. 6.16 Comparación de resultados de factor de volumen del gas.

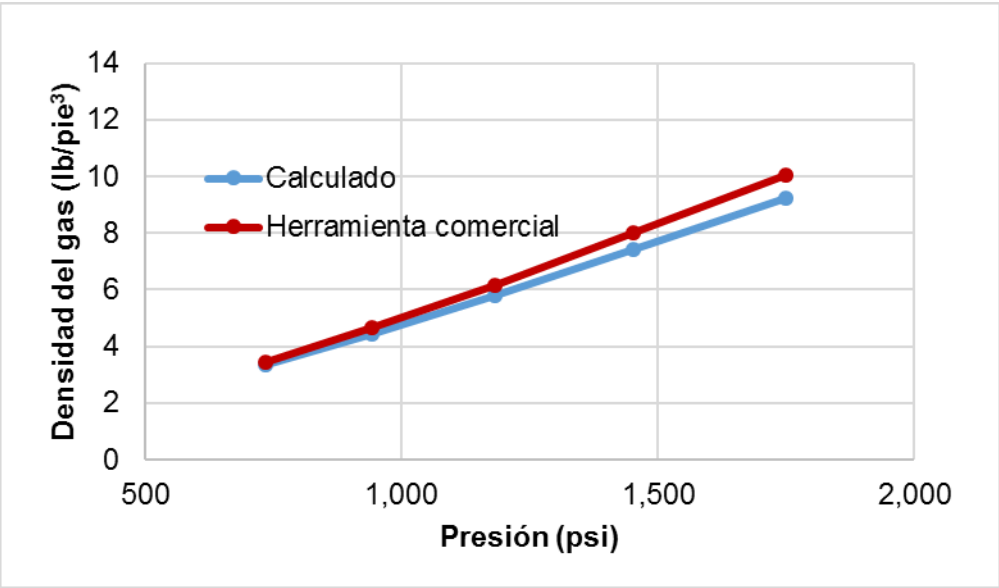


Fig. 6.17 Comparación de resultados de la densidad del gas.

6.2.2 Comparación del perfil de presión

En la **Fig. 6.18** se muestra la comparación de los perfiles de presión calculados con el programa desarrollado y con la herramienta comercial. En ambos, se utilizó el mismo conjunto de datos de entrada, y la misma correlación de flujo multifásico. Se observa que ambos perfiles de presión coinciden, por lo que el programa los calcula correctamente.

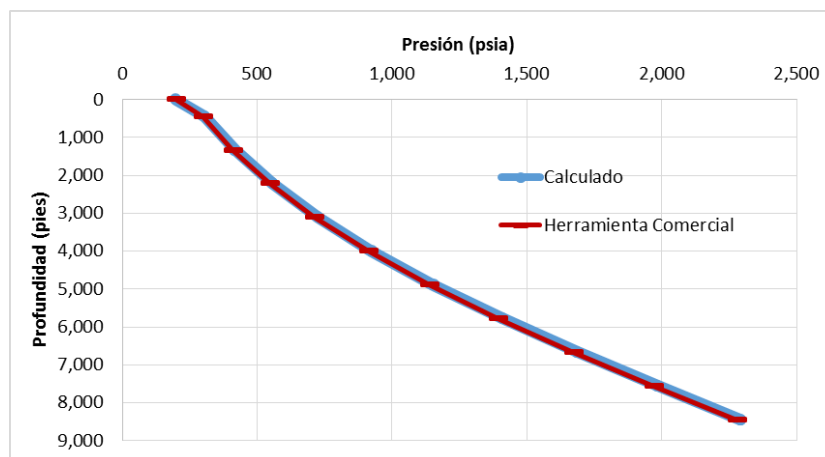


Fig. 6.18 Comparación de perfil de presión en el pozo.

6.2.3 Comparación del perfil de temperatura

En la **Fig. 6.19** se muestran los perfiles de temperatura calculados para un mismo conjunto de datos de entrada, con el programa de cómputo desarrollado y con la herramienta comercial. Se observa que ambos perfiles coinciden, por lo que el programa los calcula correctamente.

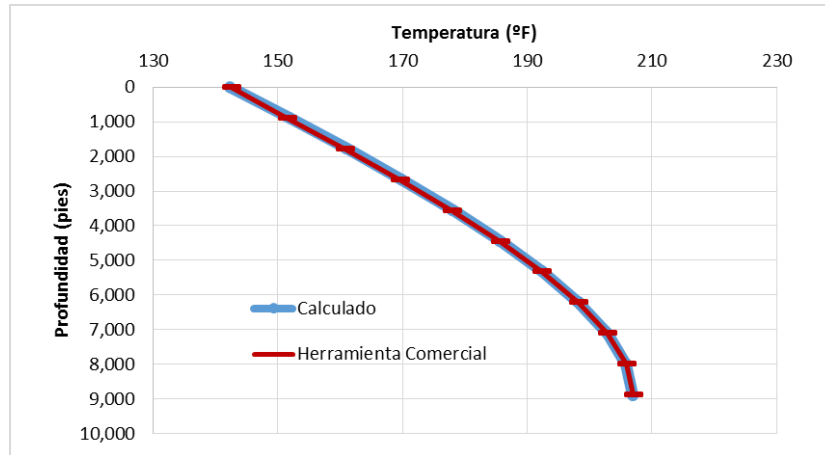


Fig. 6.19 Comparación del perfil de temperatura en el pozo.

6.2.4 Comparación de los resultados del análisis nodal

En la **Fig. 6.20** se presentan los resultados obtenidos con respecto a un análisis nodal. Se observa que el comportamiento hidráulico del flujo en la TP coincide razonablemente bien; se presenta una mayor diferencia a gastos cercanos a cero y gastos mayores a 14,000 bpd.

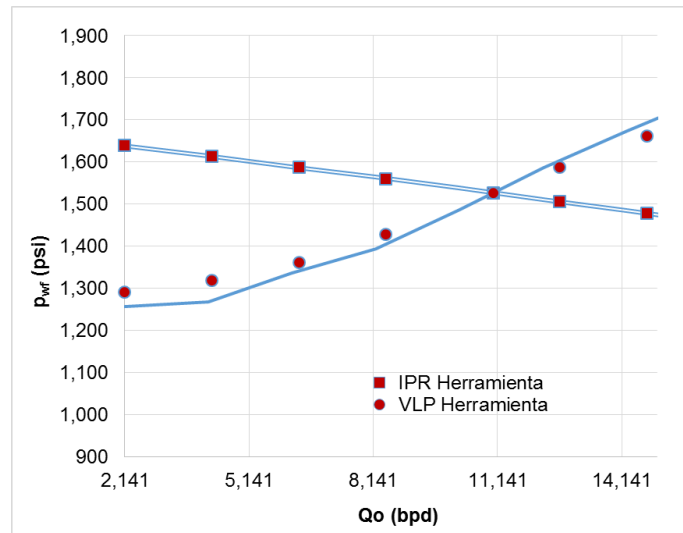


Fig. 6.20 Comparación del análisis nodal en el pozo.

Ahora bien, de acuerdo a la Fig. 6.20, se observa que existe un buen acuerdo entre la solución calculada con el programa de cómputo, con respecto a las obtenidas con el programa comercial; la diferencia del gasto solución es de 11 bpd y de 16 psia en la presión de fondo fluyendo.

6.3 Implementación del modelo del pozo “A”

Con base en la información primaria del pozo “A”, se desarrolló un modelo térmico-hidrodinámico en el programa computacional descrito en la sección 6.1. A continuación se describe el proceso de su calibración y verificación.

6.3.1 Calibración de las correlaciones PVT

Con base en los 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 el caso de la presión de burbuja se utilizó una relación lineal como parámetro de ajuste, de la forma:

$$a = \left(\frac{p_b (PVT)}{p_b (calculada)} \right)$$

$$p_b (ajustada) = a \times p_b (calculada)$$

En el caso de los parámetros R_s , B_o y μ_o se utilizó una relación lineal de la forma:

$$\text{Valor ajustado} = a \times \text{valor calculado} + b$$

donde los parámetros a y b se calcularon mediante regresión lineal. En la **Tabla 6.1** se indican los valores que fueron calculados para las correlaciones utilizadas.

Tabla 6.1: Parámetros de ajuste para las correlaciones PVT.

Propiedad	Correlación	Parámetro de ajuste	
		a	b
Presión de burbuja (p_b)	Lasater (1958)	0.86599	-
Relación de solubilidad (R_s)	Lasater (1958)	1.0402	99.291
Factor de Volumen (B_o)	Standing (1947)	0.825	0.2196
Viscosidad del aceite (μ_o)	Vázquez y Beggs (1980)	1.4645	0.7724

Las **Fig. 6.21**, **Fig. 6.22** y **Fig. 6.23** muestran las comparaciones entre los valores calculados con las correlaciones calibradas y los valores del PVT, para la relación de solubilidad, el factor de volumen y la viscosidad del aceite, respectivamente. Como se observa en las figuras, las correlaciones calibradas satisfacen el comportamiento reportado de las propiedades referidas.

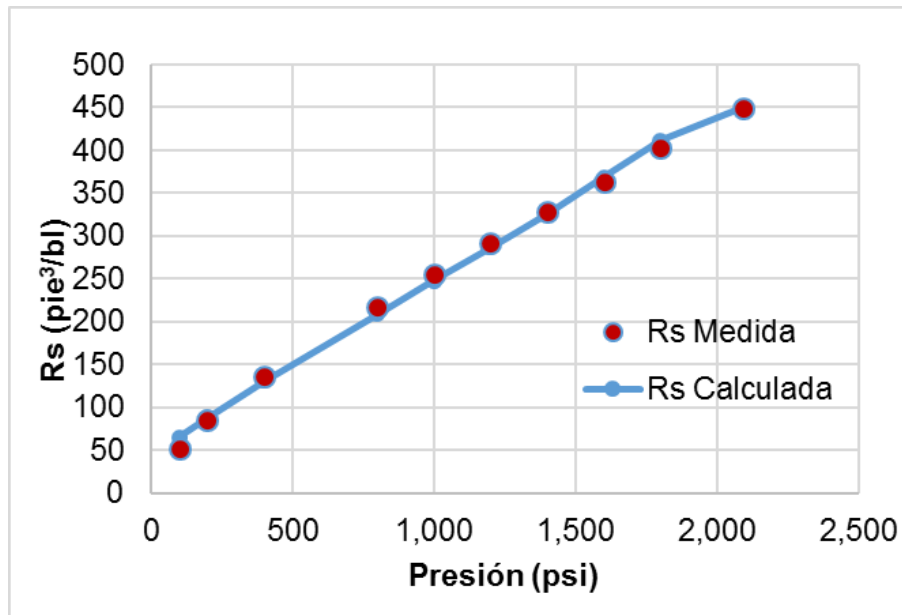


Fig. 6.21 Comparación de los datos medidos vs calculados para la relación de solubilidad (R_s).

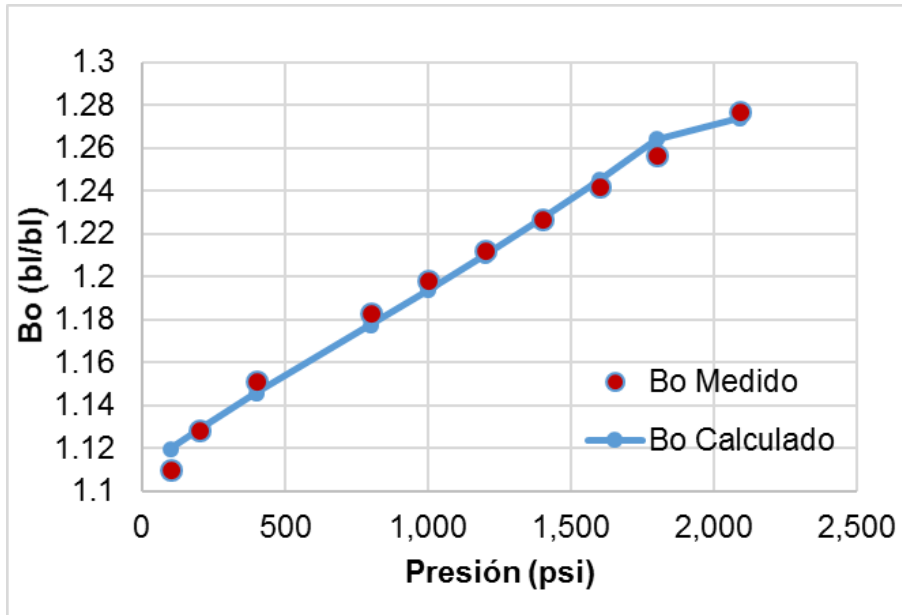


Fig. 6.22 Comparación de los datos medidos vs calculados para el factor de volumen (B_o).

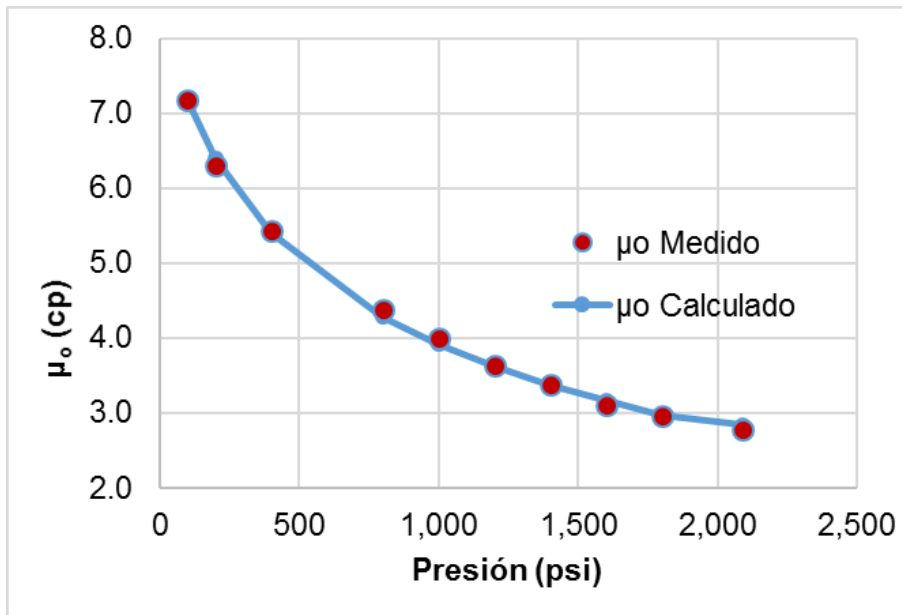


Fig. 6.23 Comparación de los datos medidos vs calculados para la viscosidad del aceite (μ_o).

6.3.2 Calibración del modelo térmico-hidrodinámico

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

$$\left(\frac{d_p}{d_x}\right)_{total,medido} = A \left(\frac{d_p}{d_x}\right)_{hidrostatico,calculado} + B \left(\frac{d_p}{d_x}\right)_{fricción,calculado}, \dots\dots\dots (6.1)$$

donde A y B son factores de ajuste, y se obtienen 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 6.2** se indican los datos utilizados en las calibraciones, y los factores de ajuste calculados se indican en la Tabla 6.1.

Tabla 6.2 Datos utilizados para la calibración de la correlación de flujo multifásico.

Modelo	Parámetro de ajuste
Hidrodinámico (A)	0.8848
Térmico (U) (BTU/hr/pie2/°F)	6.08125

En las **Fig. 6.24** y **Fig. 6.25** 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.

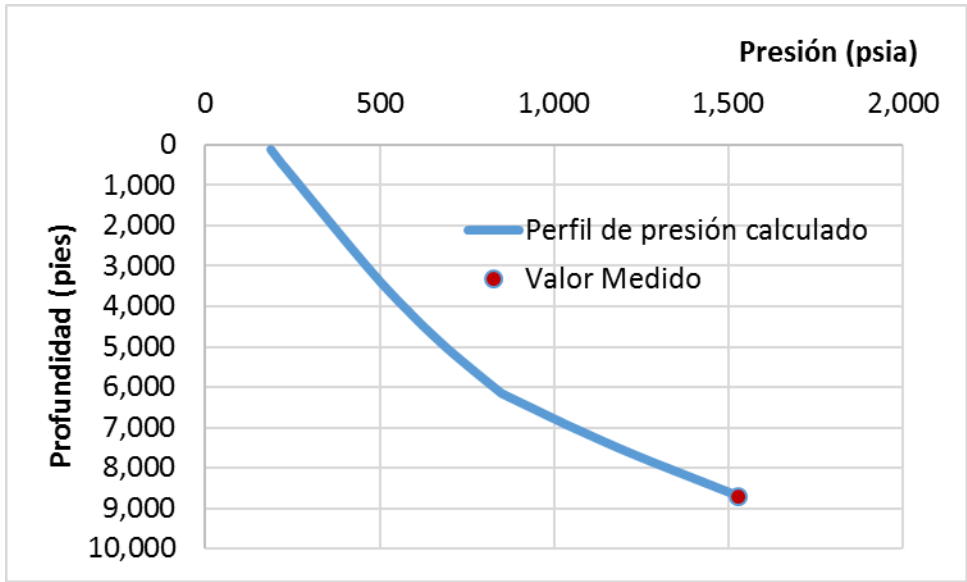


Fig. 6.24 Perfil calculado y dato medido de presión.

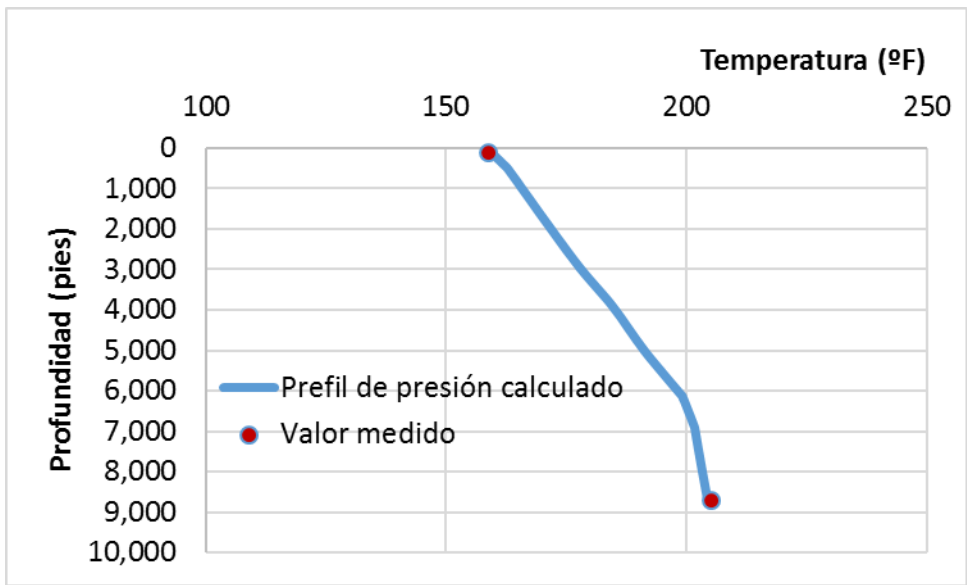


Fig. 6.25 Perfil calculado y dato medido de temperatura.

6.3.3 Evaluación de los resultados del análisis nodal

Con base en los datos de campo disponibles sobre las condiciones de operación del sistema (**Tabla 6.3**), se realizó un análisis nodal (**Fig. 6.26**). En la **Tabla 6.4** se presentan los valores calculados de gasto de aceite y presión de fondo fluyendo, así como los valores medidos 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 6.4, existe una diferencia de 0.4 psia y un error relativo de 0.03 %, entre el valor calculado y el valor medido de presión de fondo fluyendo. Por otra parte, se observa que el modelo sobrestima el gasto de aceite en 25 bpd, lo cual representa un error relativo del 0.23 %. Por lo que los resultados se consideran satisfactorios para efectos del presente estudio.

Tabla 6.3 Condiciones de frontera utilizadas para evaluar los resultados del análisis nodal.

Parámetro	Valor
Presión estática	1,664.9 (psia)
Presión de fondo fluyendo	1,526.9 (psia)
Temperatura del yacimiento	205 (°F)
Presión en la cabeza	176.8 (psia)
Gasto de aceite @ c.e.	11,032 (bpd)
Gasto de gas de inyección @ c.e.	3.5 (Mmpcd)
Densidad del aceite	21.4 API

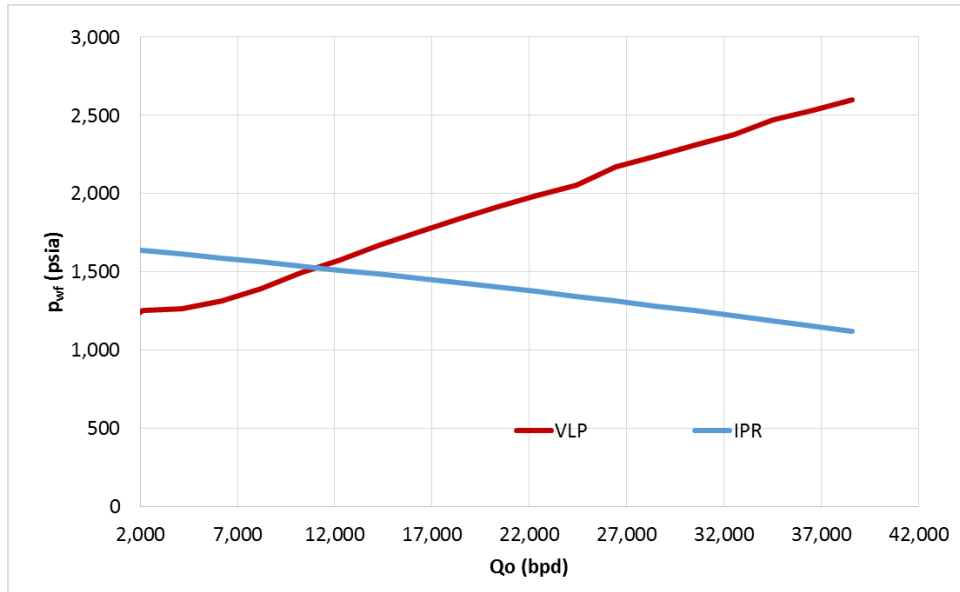


Fig. 6.26 Resultados obtenidos del análisis nodal.

Tabla 6.4 Evaluación de los valores calculados de gasto de aceite y presión de fondo fluyendo.

Parámetro	Valor			Error (%)
	Calculado	Medido	Diferencia	
Presión de fondo fluyendo (psia)	1,526.50	1,526.90	0.4	0.03
Gasto de aceite @ c.e. (bpd)	11,057.20	11,032	-25.2	0.23

Capítulo 7

Evaluación

En este capítulo se presenta la evaluación del método propuesto para calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas del casquete. Para tal efecto, se utiliza información de tres pozos de un yacimiento naturalmente fracturado localizado en el Golfo de México que producen aceite pesado de 21 °API y presentan esta problemática. En lo sucesivo, los pozos referidos serán identificados como “A”, “B”, y “C”. Información general del yacimiento puede consultarse en el capítulo 4.

7.1 Pozo “A”

En esta sección se presenta la evaluación del método propuesto para el caso del pozo “A”. Primeramente, se comparan los valores de gasto de aceite calculados con el método propuesto y en una herramienta comercial de análisis nodal, contra el gasto medido. Posteriormente, se presenta la evaluación estadística del método con base en datos de aforos.

7.1.1 Comparación de resultados contra una herramienta comercial de análisis nodal

En la **Fig. 7.1** se muestran los resultados de los análisis nodales realizados con el método propuesto y en una herramienta comercial de análisis nodal, para el conjunto de datos medidos indicados en la **Tabla 7.1**. Cabe destacar que, antes de realizar los cálculos, en ambos casos se calibró el modelo correspondiente del sistema pozo-yacimiento con base en datos de una prueba de presión-producción previa a la entrada de gas en el pozo. En la Fig. 7.1, se muestra la curva característica del flujo en el pozo con línea verde, la cual es la misma en ambos casos. Por otra parte, con línea roja se muestra la curva de afluencia calculada en la herramienta de análisis nodal; y con línea azul, la correspondiente al método propuesto.

Como puede observarse en la Fig. 7.1, el gasto de aceite calculado con el modelo desarrollado en la herramienta comercial es de 14,265 *bpd*. Con el método propuesto, se determinó un valor de 2,570 *bpd*. Considerando que el gasto medido es de 2,603 *bpd*, es claro que el método propuesto lo predice con bastante aproximación.

En el caso de la herramienta comercial, debido al error tan grande en la predicción del gasto, el modelo tendría que ser “recalibrado” nuevamente para las condiciones del aforo; debido a que generalmente no se dispone de datos de presión-producción una vez que ha iniciado la entrada de gas, entonces suelen utilizarse factores de ajuste en la hidrodinámica del flujo en el pozo o modificaciones en el comportamiento de afluencia, que no necesariamente tienen justificación física. En el caso del método propuesto no es necesario modificar el modelo una vez que ha sido calibrado.

Tabla 7.1 Datos de aforo del pozo "A"

Parámetro	Valor
Presión en la cabeza	236.5 (psia)
Relación gas-aceite	5,109.5 (pie ³ /bl)
Presión del yacimiento	1,482.35 (psia)
Gasto de aceite	2,603 (bpd)

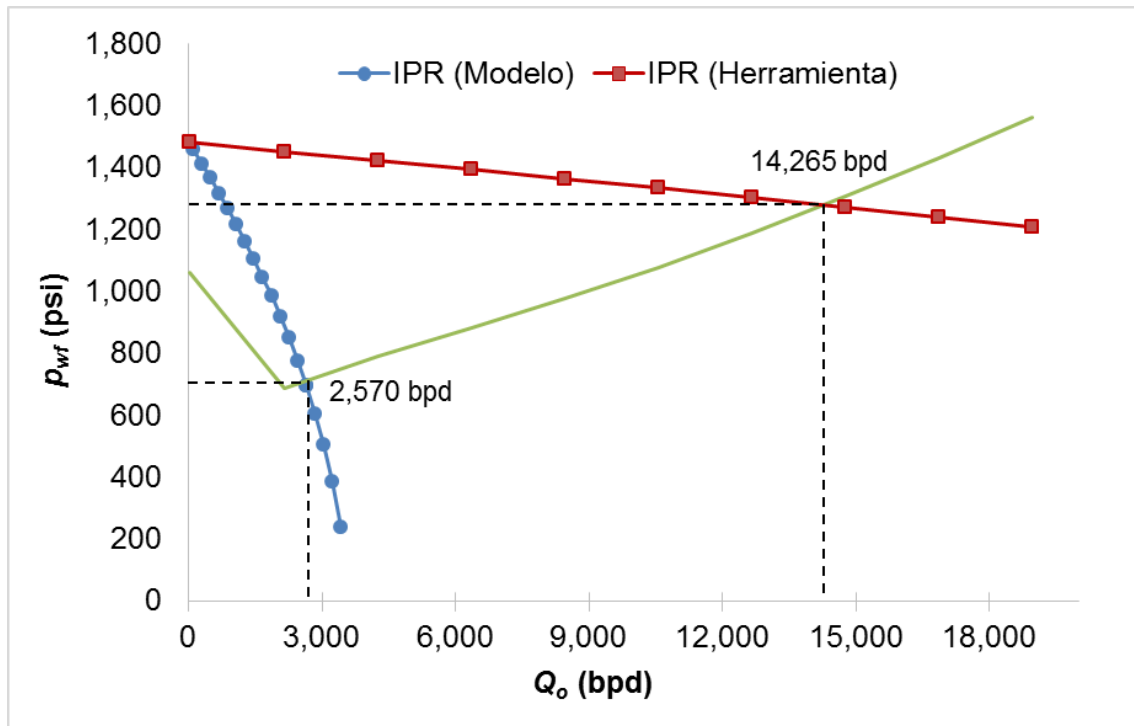


Fig. 7.1 Comparación de los resultados del método propuesto contra los de una herramienta comercial de análisis nodal

7.1.2 Resultados estadísticos

En el caso del pozo "A", la evaluación del método propuesto se realizó con base en datos de 85 aforos (**Tabla 7.3**). Para tal efecto, con los datos reportados de presión en la cabeza del pozo, presión del yacimiento, y relación gas-aceite, se calculó el gasto de aceite y se comparó con el valor medido del aforo. En la columna (1) de la tabla se indica el gasto de aceite calculado, en la columna (2) el diferencial entre el gasto calculado y el gasto medido, y el error relativo correspondiente en la columna (3). Estos resultados se presentan gráficamente en la **Fig. 7.2**.

De acuerdo a la Fig.7.2, existe un buen acuerdo entre los resultados del método propuesto y los valores medidos de gasto. Como puede observarse, el error relativo en la predicción del gasto es menor de 10% en el 95% de los casos analizados; sólo en cinco de ellos el error alcanza valores superiores al 12%, lo cual se atribuye a que se reportan valores diferentes de gasto para valores similares de presión en la cabeza y RGA. Otros parámetros estadísticos se presentan en la **Tabla 7.2**

Tabla 7.2 Resultados estadísticos para el pozo "A"

Parámetro	Valor (%)
Error mínimo	0.0
Error máximo	25.0
Error promedio	3.3
Desviación estándar	4.0
Intervalo de confianza al 95 %	0.9

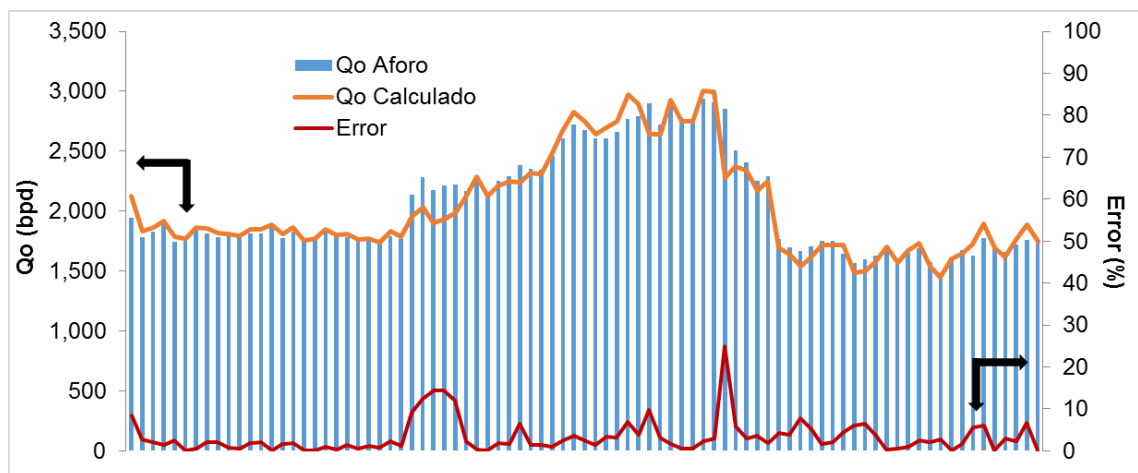


Fig. 7.2 Comparación del gasto calculado contra el valor medido, y porcentaje de error correspondiente. Pozo "A".

Tabla 7.3 Gasto de aceite calculado con el método propuesto para datos de aforo. Pozo "A".

Datos				(1)	(2)	(3)
p_{wh} (psi)	RGA (pie ³ /bl)	p_r (psi)	Qo (bpd)	Qo (bpd)	ΔQo (bpd)	%Error
188.2	7157.9	1486.4	1944.7	2122.9	178.2	8.4
196.7	8363.3	1486.4	1779.2	1830.7	51.5	2.8
195.3	8210.2	1486.4	1827.0	1864.3	37.3	2.0
198.1	7919.7	1486.4	1894.0	1919.0	25.0	1.3
195.3	8598.3	1486.4	1742.2	1788.5	46.3	2.6
196.7	8678.0	1486.4	1770.0	1770.9	0.9	0.1
196.7	8185.2	1486.4	1857.0	1866.4	9.3	0.5
195.3	8259.9	1486.4	1816.0	1854.2	38.2	2.1
198.1	8427.0	1486.4	1780.0	1815.3	35.3	1.9
195.3	8494.9	1486.4	1795.2	1808.1	12.9	0.7
201.0	8497.8	1486.4	1788.7	1796.0	7.3	0.4
196.7	8282.7	1486.4	1811.0	1846.7	35.7	1.9
195.3	8287.3	1486.4	1810.0	1848.7	38.7	2.1
193.9	8125.8	1486.4	1882.9	1884.6	1.7	0.1
195.3	8502.5	1486.4	1778.3	1806.6	28.3	1.6
195.3	8214.7	1482.4	1826.0	1860.9	34.9	1.9
199.6	8720.4	1482.4	1754.5	1755.4	0.9	0.1

Tabla 7.3 Gasto de aceite calculado con el método propuesto para datos de aforo. Pozo "A". (Cont.)

Datos				(1)	(2)	(3)
p_{wh} (psi)	RGA (pie ³ /bl)	p_r (psi)	Q_o (bpd)	Q_o (bpd)	ΔQ_o (bpd)	%Error
198.1	8642.6	1482.4	1770.3	1772.4	2.1	0.1
196.7	8264.1	1482.4	1829.6	1848.0	18.4	1.0
198.1	8487.4	1482.4	1795.6	1801.4	5.8	0.3
195.3	8492.0	1482.4	1780.5	1806.3	25.8	1.4
201.0	8672.8	1482.4	1752.6	1761.2	8.6	0.5
205.2	8581.2	1482.4	1748.0	1769.5	21.5	1.2
210.9	8689.2	1482.4	1749.3	1738.4	-10.9	0.6
206.7	8253.2	1482.4	1788.4	1829.1	40.7	2.2
205.2	8508.2	1482.4	1763.0	1783.0	20.0	1.1
208.1	7631.1	1482.4	2136.0	1956.9	-179.1	9.2
255.0	6792.3	1482.4	2282.0	2030.1	-251.9	12.4
238.0	7559.2	1482.4	2173.5	1899.8	-273.7	14.4
238.0	7405.1	1482.4	2212.0	1933.5	-278.5	14.4
236.5	7204.0	1482.4	2221.0	1983.1	-237.9	12.0
243.6	6578.9	1482.4	2166.0	2118.8	-47.2	2.2
236.5	6074.6	1482.4	2280.0	2285.4	5.4	0.2
240.8	6575.9	1482.4	2129.0	2128.2	-0.8	0.0
235.1	6335.0	1482.4	2251.0	2212.7	-38.3	1.7
236.5	6193.2	1482.4	2288.0	2249.6	-38.4	1.7
267.8	5872.5	1482.4	2384.0	2239.7	-144.3	6.4
235.1	5981.3	1482.4	2354.0	2319.2	-34.8	1.5
232.3	6031.0	1482.4	2346.2	2313.2	-33.0	1.4
233.7	5512.9	1482.4	2461.5	2483.5	22.0	0.9
229.4	5095.8	1482.4	2610.0	2675.2	65.2	2.4
229.4	4792.2	1482.4	2719.0	2823.3	104.3	3.7
235.1	4897.8	1482.4	2676.7	2747.7	71.0	2.6
236.5	5109.5	1482.4	2603.0	2642.1	39.1	1.5
236.5	4994.2	1482.4	2603.0	2695.9	92.9	3.4
229.4	4942.5	1482.4	2660.6	2748.1	87.5	3.2
229.4	4513.4	1482.4	2767.3	2974.3	207.0	7.0
228.0	4662.8	1482.4	2788.0	2897.3	109.3	3.8
269.2	4834.3	1482.4	2896.0	2640.9	-255.1	9.7
236.5	4772.4	1482.4	2724.0	2640.9	-83.1	3.1

Tabla 7.3 Gasto de aceite calculado con el método propuesto para datos de aforo. Pozo "A". (Cont.)

Datos				(1)	(2)	(3)
p_{wh} (psi)	RGA (pie ³ /bl)	p_r (psi)	Q_o (bpd)	Q_o (bpd)	ΔQ_o (bpd)	%Error
235.1	4562.4	1482.4	2875.7	2922.6	46.9	1.6
256.4	4703.3	1478.4	2764.0	2750.8	-13.2	0.5
236.5	4861.1	1478.4	2736.0	2750.8	14.8	0.5
236.5	4393.7	1478.4	2936.0	3005.8	69.8	2.3
228.0	4476.3	1478.4	2904.2	2994.6	90.4	3.0
243.6	4559.8	1478.4	2851.0	2280.5	-570.5	25.0
256.4	5577.7	1478.4	2510.0	2371.7	-138.3	5.8
243.6	5809.1	1478.4	2410.0	2339.8	-70.2	3.0
256.4	6216.7	1478.4	2252.0	2172.9	-79.2	3.6
246.5	6067.2	1478.4	2291.0	2249.5	-41.5	1.8
277.8	8097.4	1478.4	1766.0	1693.8	-72.2	4.3
266.4	8584.7	1478.4	1700.7	1637.1	-63.6	3.9
279.2	9019.8	1478.4	1663.0	1542.1	-120.9	7.8
277.8	8532.5	1478.4	1702.9	1620.3	-82.6	5.1
273.5	8006.4	1478.4	1748.6	1720.3	-28.3	1.6
273.5	8035.0	1478.4	1748.6	1715.2	-33.4	1.9
282.0	8640.6	1478.4	1643.4	1720.3	76.9	4.5
280.6	9426.8	1478.4	1570.0	1482.1	-87.9	5.9
282.0	9255.2	1478.4	1599.1	1502.7	-96.4	6.4
263.6	9009.0	1478.4	1631.7	1576.3	-55.5	3.5
263.6	8258.1	1478.4	1695.3	1699.0	3.7	0.2
256.4	9166.7	1478.4	1560.0	1567.0	7.0	0.4
256.4	8524.8	1478.4	1654.0	1669.0	15.0	0.9
252.2	8239.5	1478.4	1687.0	1728.4	41.4	2.4
256.4	9342.2	1478.4	1573.5	1541.4	-32.2	2.1
249.3	10146.1	1478.4	1485.3	1446.2	-39.1	2.7
255.0	8960.8	1478.4	1600.3	1601.2	0.9	0.1
250.8	8708.9	1478.4	1677.6	1650.4	-27.2	1.6
245.1	8353.8	1478.4	1628.0	1723.9	95.9	5.6
255.0	7372.0	1478.4	1777.0	1892.7	115.7	6.1
255.0	8387.5	1478.4	1693.0	1695.7	2.7	0.2
243.6	9030.7	1478.4	1661.0	1613.3	-47.7	3.0
250.8	8062.6	1478.4	1724.0	1764.3	40.3	2.3
252.2	7443.2	1478.4	1760.0	1884.9	124.9	6.6
252.2	8128.2	1478.4	1747.0	1748.8	1.8	0.1

7.2 Pozo “B”

En la **Fig. 7.3** se muestra el histórico de producción del pozo “B” de julio de 2010 a julio de 2015, donde se indican algunos cambios en las condiciones de operación del sistema; en particular, se observa que únicamente se han realizado cambios en el diámetro del estrangulador. Considerando la información disponible, para efectos del presente estudio se seleccionaron los datos de aforo comprendidos en el periodo de julio de 2010 a octubre de 2014 (marcados en color azul en la Fig. 7.3).

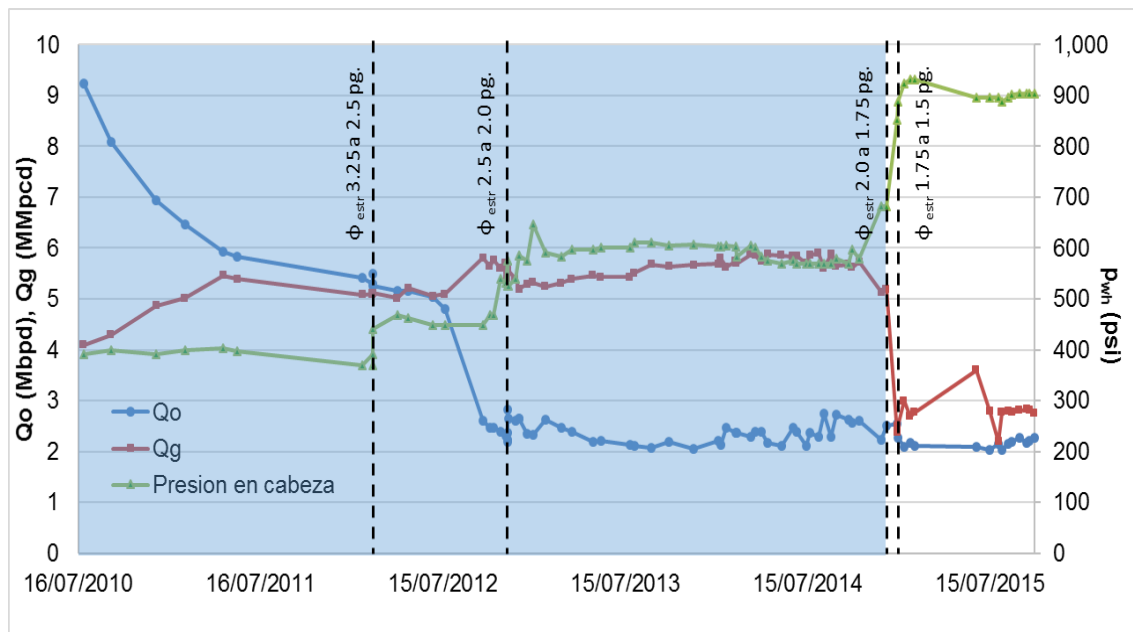


Fig. 7.3 Histórico de producción del pozo “B”.

7.2.1 Correlación de $Q_{o\ max}$ y RGA

Con base en el método propuesto en el presente trabajo, se determinó una correlación entre $Q_{o\ max}$ contra RGA para el pozo "B". Los resultados obtenidos se presentan en la **Fig. 7.4**.

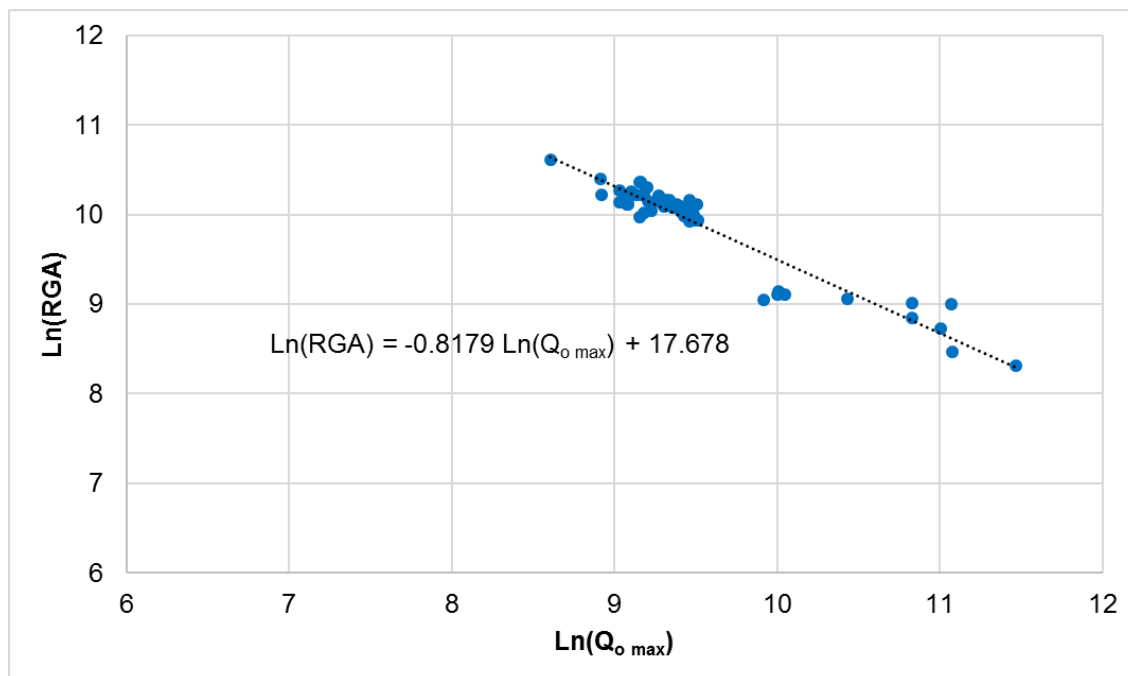


Fig. 7.4 Correlación $Q_{o\ max}$ vs RGA para el pozo "B".

7.2.2 Resultados estadísticos

La **Tabla 7.5** contiene los resultados obtenidos al calcular el gasto de aceite con el método propuesto para los 26 datos disponibles de aforos del pozo "B". En la columna (1) se muestra el gasto de aceite calculado, en la columna (2) se indica la diferencia entre los gastos calculado y medido; el error relativo correspondiente se

presenta en la columna (3). Los resultados se presentan gráficamente en la **Fig. 7.5**.

En la Fig. 7.5 puede observarse que existe un buen acuerdo entre los valores de calculados del gasto de aceite, y los valores reportados en los aforos. En el 85 % de los casos, el error relativo es menor al 5 %. Otros parámetros estadísticos se presentan en la **Tabla 7.4**.

Tabla 7.4 Resultados estadísticos para el pozo "B"

Parámetro	Valor (%)
Error mínimo	0.1
Error máximo	9.8
Error promedio	2.8
Desviación estándar	2.4
Intervalo de confianza al 95 %	1.0

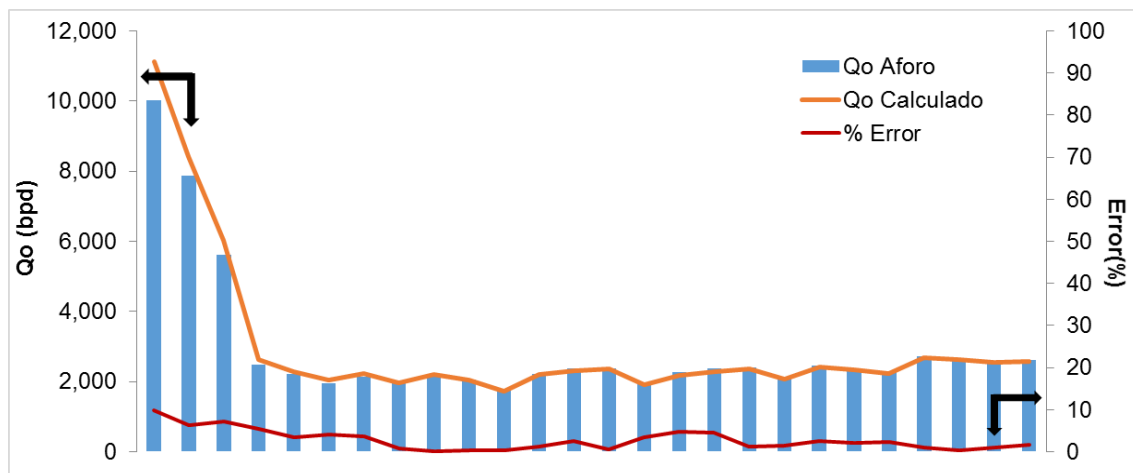


Fig. 7.5 Comparación del gasto calculado contra el valor medido, y porcentaje de error correspondiente. Pozo "B".

Tabla 7.5 Gasto de aceite calculado con el método propuesto para datos de aforo. Pozo "B".

Datos				(1)	(2)	(3)
p_{wh} (psi)	RGA (pie ³ /bl)	p_r (psi)	Qo (bpd)	Qo (bpd)	ΔQo (bpd)	%Error
405.4	4,078.2	2,042	10,029.0	11,124.1	1,095.1	9.8
405.4	6,180.7	2,042	7,881.0	8,401.5	520.5	6.2
384.0	9,066.6	2,034	5,603.0	6,034.4	431.4	7.1
597.4	21,441.5	2,030	2,477.9	2,620.4	142.5	5.4
614.4	24,613.6	2,030	2,206.5	2,286.5	80.0	3.5
621.5	27,612.7	2,030	1,962.5	2,044.6	82.1	4.0
614.4	25,428.3	2,030	2,136.6	2,218.8	82.2	3.7
625.8	28,561.4	2,030	1,988.0	1,974.8	-13.2	0.7
618.7	25,594.9	2,030	2,202.0	2,199.1	-2.9	0.1
621.5	27,532.8	2,030	2,059.0	2,050.2	-8.8	0.4
618.7	32,930.3	2,030	1,737.0	1,729.7	-7.3	0.4
617.3	25,672.4	2,026	2,216.0	2,189.8	-26.2	1.2
617.3	24,237.4	2,026	2,367.0	2,308.9	-58.1	2.5
597.4	24,038.0	2,026	2,370.0	2,357.7	-12.3	0.5
611.6	29,913.7	2,026	1,969.0	1,902.3	-66.7	3.5
618.7	25,762.5	2,026	2,282.0	2,180.6	-101.4	4.6
615.9	24,621.8	2,026	2,380.0	2,278.1	-101.9	4.5
597.4	23,967.6	2,026	2,394.9	2,364.0	-30.9	1.3
583.1	27,838.5	2,026	2,105.0	2,073.7	-31.3	1.5
590.3	23,647.9	2,026	2,466.6	2,404.4	-62.2	2.6
583.1	24,548.9	2,026	2,383.0	2,333.7	-49.3	2.1
583.1	25,762.5	2,026	2,282.0	2,231.1	-50.9	2.3
594.5	20,787.3	2,026	2,718.0	2,692.2	-25.8	1.0
583.1	21,556.0	2,026	2,635.0	2,626.7	-8.3	0.3
611.6	21,922.2	2,026	2,562.7	2,538.1	-24.6	1.0
594.5	21,979.2	2,026	2,606.1	2,561.9	-44.2	1.7

7.3 Pozo “C”

En la **Fig. 7.6** se muestra el histórico de producción del pozo “C” de octubre de 2014 a abril de 2017. De acuerdo a los datos disponibles, en septiembre de 2016 comenzó a manifestarse la entrada de gas del casquete en el pozo. Por lo tanto, en el presente estudio se utilizaron los datos de septiembre de 2016 a abril de 2017 (marcados en color azul en la Fig. 7.6).

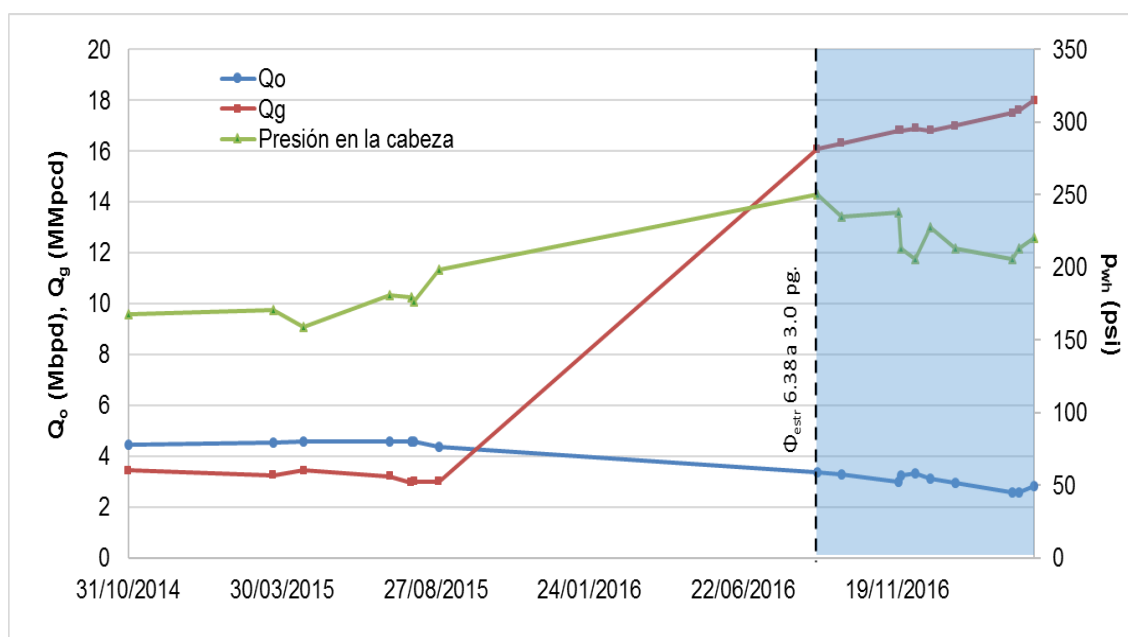


Fig. 7.6 Histórico de producción del pozo “C”.

7.3.1 Correlación de $Q_{o\ max}$ y RGA

Con base en los datos de los diez aforos disponibles, se generó una correlación de $Q_{o\ max}$ contra RGA para el pozo “C”, con el método de análisis propuesto. En la **Fig. 7.7** se presenta la correlación obtenida.

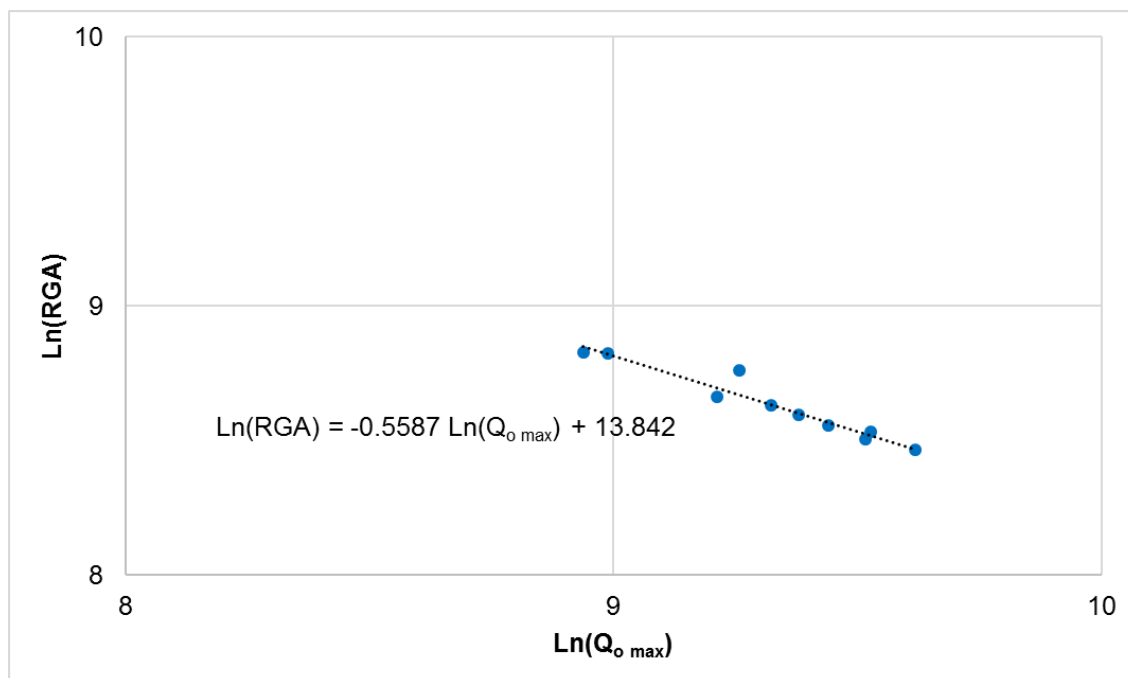


Fig. 7.7 Correlación de $Q_{o \max}$ vs RGA para el pozo "C".

7.3.2 Resultados estadísticos

En la **Tabla 7.7** se presentan los parámetros estadísticos correspondientes a la evaluación del método propuesto para el pozo "C". En la columna (1) de la tabla se indica el gasto de aceite calculado; en la columna (2), el diferencial entre el gasto calculado y el gasto medido; y el error relativo en la columna (3). Estos resultados se muestran gráficamente en la **Fig. 7.8**.

Como se muestra en la Fig. 7.8 los resultados obtenidos con el método propuesto reproducen bien los valores medidos de gasto de aceite. De acuerdo con los resultados de la evaluación estadística, el error relativo es menor de 5% en el 80% de los casos analizados. Otros parámetros estadísticos se presentan en la **Tabla 7.6**.

Tabla 7.6 Resultados estadísticos para el pozo “C”

Parámetro	Valor (%)
Error mínimo	0.1
Error máximo	6.9
Error promedio	2.5
Desviación estándar	2.4
Intervalo de confianza al 95 %	1.7

Tabla 7.7 Gasto de aceite calculado con el método propuesto para datos de aforo pozo “C”.

Datos				(1)	(2)	(3)
p_{wh} (psi)	RGA (pie ³ /bl)	p_r (psi)	Q_o (bpd)	Q_o (bpd)	ΔQ_o (bpd)	%Error
256.0	4,744.8	1,518.8	3,389.0	3,581.1	192.1	5.4
241.7	4,930.4	1,518.8	3,306.0	3,471.2	165.2	4.8
244.6	5,592.5	1,518.8	3,004.0	3,007.6	3.6	0.1
220.4	5,201.2	1,518.8	3,230.0	3,315.6	85.6	2.6
213.3	5,068.4	1,518.8	3,334.4	3,321.5	-12.9	0.4
234.6	5,408.9	1,518.8	3,106.0	3,190.8	84.8	2.7
220.4	5,784.3	1,518.8	2,939.0	2,973.1	34.1	1.1
213.3	6,817.3	1,518.8	2,567.0	2,757.7	190.7	6.9
220.4	6,787.5	1,518.8	2,593.0	2,561.1	-31.9	1.2
227.5	6,387.5	1,518.8	2,818.0	2,825.2	7.2	0.3

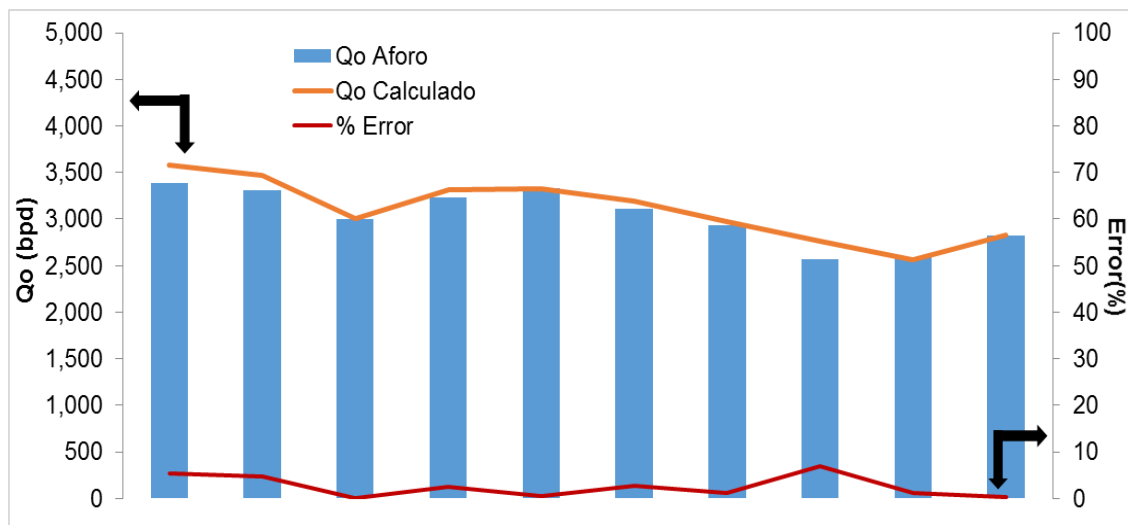


Fig. 7.8 Comparación del gasto calculado contra el valor medido, y porcentaje de error correspondiente. Pozo “C”.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

1. En el presente trabajo se desarrolló un método práctico que permite calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas del casquete en yacimientos naturalmente fracturados. Para tal efecto:
 - a) Se realizó una revisión de la literatura referente a modelos de comportamiento de afluencia, correlaciones de flujo multifásico en pozos, y conceptos sobre el fenómeno de conificación y canalización de agua y/o gas en yacimientos.
 - b) Se integró un modelo matemático para sistemas pozo-yacimiento, el cual está conformado por ecuaciones para calcular las principales propiedades del aceite y su gas asociado, la distribución de presiones y temperaturas en pozos, y el comportamiento de afluencia del yacimiento.
 - c) Se desarrolló una herramienta de cómputo con funcionalidades para realizar análisis nodales, con base en el modelo desarrollado para el sistema pozo-yacimiento y el método propuesto para calcular el gasto de aceite en los pozos con entrada de gas.
2. Se identificaron y correlacionaron variables relevantes para predecir el comportamiento de afluencia de pozos con entrada de gas del casquete; se identificó que existe una buena correlación entre la relación gas-aceite (RG_A) y el potencial del pozo (Q_{omax}). Acoplado tal correlación en el método de Vogel para generar la curva de comportamiento de afluencia, es posible estimar el gasto de aceite en este tipo de sistemas pozo-yacimiento mediante técnicas convencionales de análisis nodal.
3. Se recopiló y analizó información de tres pozos que presenta entrada de gas del casquete en un yacimiento naturalmente fracturado en México. En cada uno de

ellos se aplicó el método propuesto para calcular el gasto de aceite. En más del 80% de los casos, el error relativo en la predicción del gasto fue menor del 10%.

4. Una de las principales aportaciones del método propuesto radica en que, una vez calibrado el modelo del sistema pozo-yacimiento con datos previos a la entrada de gas, no necesita ser recalibrado, como comúnmente tiene que hacerse en las herramientas comerciales de análisis nodal luego que se presenta tal problemática. Por lo tanto, el método propuesto puede considerarse como predictivo.

Recomendaciones

1. Evaluar el método propuesto para calcular el gasto de aceite en pozos con entrada de gas de otros yacimientos.
2. Complementar la herramienta computacional desarrollada con otras correlaciones PVT, métodos de flujo multifásico, y métodos para predecir el comportamiento de afluencia.
3. Promover la toma periódica de registros PLT y de aforos en pozos. Es claro que la efectividad del método propuesto dependerá de la cantidad y calidad de los datos de campo utilizados.
4. Incorporar otros modelos de afluencia y correlaciones PVT en a herramienta de computo.

Referencias

Addington, D. 1981. *An Approach to Gas-Coning Correlations for a Large Grid Cell Reservoir Simulation*. J. Pet Technol. págs. 2267-74
<https://doi.org/10.2118/8332-PA>

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. SPR-20632-PA. <https://doi.org/10.2118/20632-PA>

Beggs, H. 2003. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, Oklahoma, OGCI and Petroskills Publications.

Beggs, H., Brill, J. 1973. *A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes*. J. Pet Technol. Trans. AIME 225. <https://doi.org/10.2118/4007-PA>

Bendakhlia, H. and Aziz, K. 1989. *Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Horizontal Wells*. SPE-19823. <https://doi.org/10.2118/19823-MS>

Brown, K. 1984a. *The Technology of Artificial Lift Methods*. Petroleum Publishing Co. Tulsa Oklahoma, Vol 1, Pennwellbooks

Brown, K. 1984b. *The Technology of Artificial Lift Methods*. Petroleum Publishing Co. Tulsa Oklahoma, Vol 4, Pennwellbooks

Duns, H. and Ros, N. 1963. *Vertical Flow of Gas and Liquid Mixture in Wells*. Proc., Sixth World Pet. Cong., Frankfurt. 23-26 June. Sec. II, págs. 22-106.

Fetkovich, M. 1973. *The Isochronal Testing of Wells*. SPE-4529-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/4529-MS>.

Fetkovich, M. 1975. *Multipoint Testing of Gas Wells*. SPE Mid-Continent Selection, Counting Education Course Well Test Analysis, 17 March.

Fattah, K., et al. 2014. *New Inflow Performance Relationship for solution-gas drive oil reservoirs*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 31 July. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.07.021>

Garaicochea, F. et al. 1991. *Transporte de Hidrocarburos por Ductos*. CIPM S.A.

Guerrero, I. 2011. *Análisis no-lineal de estabilidad de flujo para pozos petroleros con bombeo neumático continuo*. Tesis Doctorado, UNAM, México.

Griffith, P. 1984. *Multiphase Flow in Pipes*. SPE-12895-PA. <https://doi.org/10.2118/12895-PA>

Hagedorn, A. and Brown K. 1965. *Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits*. JPT. Trans. AIME 234. <https://doi.org/10.2118/940-PA>

Larios, J. 2016. *Análisis lineal y no lineal de estabilidad de flujo en pozos con bombeo neumático de los campos Maloob y Zaap*. Tesis Maestría, UNAM, México.

Ramey, H.J. Jr., 1962. *Wellbore Heat Transmission*. J Pet Technol 14 (4): 427-435. SPE-96-PA <https://doi.org/10.2118/96-PA>

Slider, H.C. 1983. *Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*. Penn Well Publishing Company, pags. 436-440.

Standing, M. 1970. *Inflow Performance Relationship for Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive*. J. Pet Technol: 1399-1400. <https://doi.org/10.2118/3237-PA>

Tarek, A. 2006. *Reservoir Engineering Handbook*, Third Edition, Elsevier, pags. 584-648.

Urbanczyk, C. and Wattenbarger, R. 1994. *Optimization of Well Rates Under Gas Coning Conditions*. SPE-21677-PA. <https://doi.org/10.2118/21677-PA>

Vogel, J. 1968. *Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells*. J. Pet Technol: 83-93. <https://doi.org/10.2118/1476-PA>

Weller, W. 1966. *Reservoir Performance During Two-Phase Flow*. J. Pet Technol, pag.240. <https://doi.org/10.2118/1334-PA>