

Decision making by using a computer algorithm to analyze hydrocarbon production systems

Robinson Stevens Salazar-Rúa, Johan Darío Caicedo-Reyes & Jovani Alberto Jiménez-Builes

Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. rssalazarr@unal.edu.co, jodcaicedore@unal.edu.co, jajimen1@unal.edu.co

Received: March 16th, 2016. Received in revised form: June 11th, 2016. Accepted: July 07th, 2016

Abstract

This paper shows an algorithm that allows to automate the procedures of nodal analysis and flow optimization in a hydrocarbon production system. The procedure of nodal analysis is highly useful in flow wells, intermittent wells or in wells with artificial production systems. The nodal analysis evaluates a production system divided into two basic components: flow through vertical piping or production piping, and flow through horizontal piping or discharge line. For the prediction of each component's behavior, the pressure drop in each component is obtained. In order to obtain the pressure drops, nodes in different important points within the production system must be assigned; therefore, production expenses can vary and, by using a suitable calculation method, the pressure drop between two nodes is calculated. Then, a node is selected and the pressure drops are added to or subtracted from the initial pressure point or departure node, until obtaining the solution node. The results obtained when using the algorithm have allowed to update both procedures, obtaining advantages such as improvement in response time, among others. This analysis is a crucial point when making decisions related to production costs in any oil company.

Keywords: Decision Making, Nodal Analysis, Hydrocarbon Production System, Computer Algorithm.

Toma de decisiones mediante el uso de un algoritmo para analizar los sistemas de producción de hidrocarburos

Resumen

Este artículo presenta un algoritmo que permite automatizar los procedimientos de análisis nodal y optimización del flujo en un sistema de producción de hidrocarburos. El procedimiento de análisis nodal tiene gran utilidad en pozos fluyentes, intermitentes o con sistemas artificiales de producción. El análisis nodal, evalúa un sistema de producción dividido en dos componentes básicos, a saber: el flujo a través de tubería vertical o de producción y el flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga. Para la predicción del comportamiento en cada uno de los componentes, se obtiene la caída de presión en cada uno de ellos. Para la obtención de las caídas de presión, se deben de asignar nodos en diversos puntos importantes dentro del sistema de producción por lo tanto, se varían los gastos de producción y empleando un método de cálculo adecuado, se calcula la caída de presión entre dos nodos. Después, se selecciona un nodo y las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta alcanzar el nodo de solución. Los resultados obtenidos al utilizar el algoritmo han permitido actualizar ambos procedimientos obteniendo ventajas como mejoras en los tiempos de respuesta. Este análisis es crucial para tomar decisiones relacionadas con los costos de producción en cualquier compañía petrolífera.

Palabras clave: Toma de decisiones; Análisis Nodal; Sistema de Producción de Hidrocarburos; Algoritmo Computacional.

1. Introducción

Todas las operaciones en la industria del petróleo referidas al diseño, diagnóstico y optimización de sistemas para transporte de los fluidos producidos, demandan conocer las características fundamentales del flujo multifásico en

tuberías. Aunque se han publicado distintos modelos de solución, varios estudios han mostrado que, hasta el presente, una sola teoría o correlación no alcanza a predecir en forma satisfactoria las características del flujo gas - líquido en tuberías dado el amplio rango de condiciones encontradas en los campos [1,2].

How to cite: Salazar-Rúa, R.S., Caicedo-Reyes, J.D. & Jiménez-Builes, J.A., Toma de decisiones mediante el uso de un algoritmo para analizar los sistemas de producción de hidrocarburos. Boletín de Ciencias de la Tierra, (40), 75-83, 2016.

Definir cómo se explotará un yacimiento de petróleo, a partir de la localización de pozos y su diseño, para obtener una óptima producción de estos, hace necesario el uso de la técnica de análisis nodal en la cual a determinados componentes de un sistema de producción, definidos como nodos, se le aplican balances para evaluar su desempeño y optimizar el funcionamiento del sistema en su totalidad [3]. Este procedimiento permite comparar la capacidad de transporte de un sistema de producción con la capacidad de flujo de la formación para determinar el caudal al cual puede producir un pozo.

En este artículo se presenta el diseño de un algoritmo que permite integrar los procedimientos descritos por Hagedorn & Brown [4] y Duckler [5]. El artículo está distribuido de la siguiente manera: a continuación se presentan los materiales y métodos, luego, en el capítulo tres se exterioriza la metodología para después mostrar en el capítulo cuatro, los resultados y la discusión.

2. Materiales y métodos

2.1. Proceso de producción

El Sistema de Análisis Nodal, es usado para analizar problemas de producción en pozos de petróleo y gas [6]. El procedimiento puede ser aplicado en pozos con distintos sistemas de levantamiento artificial, expresando la presión como una función de la tasa de flujo. El procedimiento se puede aplicar para analizar el rendimiento en pozos inyectoros, considerando una apropiada modificación de las ecuaciones de entrada (*inflow*) y salida (*outflow*) de flujo [7]. A continuación se presenta una lista de aplicaciones del sistema de análisis nodal [8]:

- Selección del diámetro de la tubería.
- Selección del diámetro de la línea de flujo.
- Diámetro del choque en superficie.
- Diámetro de la válvula de seguridad en subsuelo.
- Evaluación y simulación de pozos.
- Diseño del sistema de levantamiento artificial.
- Análisis los sistemas de producción multi-pozos.
- Determinación del caudal que produce un pozo.
- Diagnostico de la pérdida de capacidad de flujo de las líneas o tuberías.
- Selección y diseño de los controladores de flujo superficiales.
- Evaluación del efecto sobre el caudal de producción de un proceso de estimulación.
- Evaluación del efecto sobre el caudal de producción de un sistema de levantamiento artificial.
- Hallar alternativas para aumentar o controlar el caudal de producción de un pozo.

Todo lo mencionado anteriormente le concede vital importancia al análisis nodal en el estudio de procesos productivos de un pozo petrolífero y determina el comportamiento del pozo a corto, mediano y largo plazo ya que representa una herramienta de diagnóstico de las condiciones de flujo del sistema de producción en su totalidad.

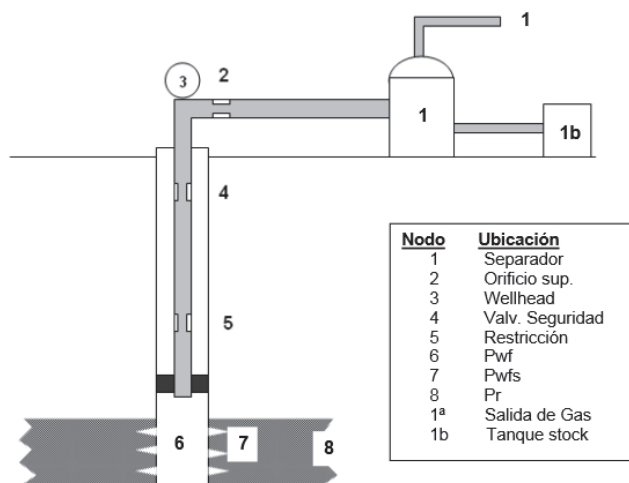


Figura 1. Sistema de producción petrolífero.
Fuente: Hirschfeldt [10]

La aplicación del análisis nodal a los sistemas de producción petrolíferos fue propuesta por Gilbert en 1954 y discutida por Nind & Brown en 1964 y 1978 respectivamente [9].

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto. Las ubicaciones más comunes usadas para los nodos se muestran a continuación en la Fig. 1.

Todos los componentes aguas arriba del nodo (*upstream*) comprenden la sección de entrada (*inflow section*), mientras que la sección de salida (*outflow section*) consiste en todos los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo (*downstream*).

Una relación entre el caudal y la caída de presión debe estar disponible para cada componente del sistema. El flujo a través del sistema puede ser determinado una vez que los siguientes requerimientos son satisfechos:

- El flujo a la entrada del nodo es igual al flujo a la salida del mismo.
- Una sola presión existe en el nodo.

En un momento particular de la vida del pozo, hay siempre dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal. Una de esas presiones es la presión promedio del reservorio (P_r) y la otra es la presión de salida del sistema. La presión de salida es generalmente la presión del separador (P_{sep}), pero si la presión del pozo es controlada con un orificio en la superficie, la presión fija a la salida del sistema será P_{wh} .

Una vez que el nodo es seleccionado, la presión en el nodo es calculada en ambas direcciones, comenzando desde las fijas.

Entrada al Nodo (*inflow*)

$$P_r - \Delta p (\text{upstream componentes}) = p \text{ nodo}$$

Salida del Nodo (*outflow*)

$$P_{sep} + \Delta p (\text{downstream componentes}) = p \text{ nodo}$$

La caída de presión Δp , en cualquier componente varía con el caudal, q . Por lo tanto, un gráfico de la presión en el nodo versus el caudal producirá dos curvas, las cuales se interceptaran satisfaciendo las condiciones 1 y 2 antes mencionadas. El procedimiento es ilustrado en la Fig. 2.

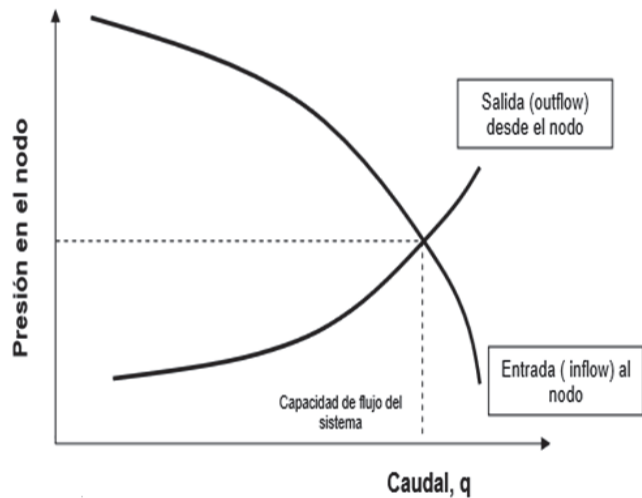


Figura 2. Intercepción de la curva de inflow con outflow. Fuente: Hirschfeldt [10]

2.2. Flujo multifásico

El concepto de flujo multifásico involucra el flujo simultáneo de gas y líquido en tubería, donde este último puede ser una mezcla de agua, aceite y emulsión. Se puede presentar a través de todos los componentes de un sistema de producción: fondo del pozo, tubería de producción, estranguladores, válvulas, líneas de superficie, entre otros.

- Clasificación de Flujo Multifásico. Para su estudio se acostumbra dividir en: Flujo Vertical, Flujo Horizontal, Flujo Inclinado, Flujo Direccional
- Objetivo del Estudio de Flujo Multifásico. La finalidad del análisis del flujo multifásico se orienta en predecir la relación entre caudal (qL) y caída de presión, ΔP para un sistema de producción específico.
- Aplicaciones del Estudio de Flujo Multifásico. Se pueden seleccionar y enumerar algunas aplicaciones del amplio rango de posibilidades encontradas en las operaciones de campo:
 - Predicción de las condiciones de presión de llegada de los fluidos a superficie con base en las condiciones de flujo en el fondo del pozo y viceversa.
 - Selección óptima y análisis del efecto de cada uno de los componentes de un sistema de producción utilizando la técnica conocida como análisis nodal.
 - Diseño métodos de levantamiento artificial.
 - Diseño de líneas de recolección y transporte.

Las diferentes correlaciones propuestas para resolver la ecuación de flujo general y hallar la relación entre caída de presión y caudal, para una situación particular dada, se suelen dividir en:

- Correlaciones Empíricas Generalizadas. Se caracterizan porque la fase gaseosa debido a su mayor movilidad y menor viscosidad presenta mayor velocidad que la líquida y en forma adicional el gas resbala y se desliza en el líquido. Consideran además las diferentes distribuciones geométricas de las fases en la tubería en función de

presión y temperatura. Tienen una fuerte componente empírico en la forma final de su modelo. Entre las más importantes están: Hagedorn & Brown; Orkiszewski, Beggs & Brill [11].

- Correlación de Hagedorn and Brown. Representa uno de los principales métodos empleados en el modelamiento de flujo multifásico vertical en tuberías y que se constituye en uno de los preferidos desde el punto de vista del tratamiento académico no solo porque conlleva un alto desarrollo analítico sino porque a partir de él se han planteado modelos más recientes y se conoce como la correlación de flujo generalizada de Hagedorn y Brown. No conviene con lograr llevar el fluido de producción hasta el cabezal del pozo, se requiere transportarlo por tubería hasta los centros de recolección y tratamiento. El diseño de las líneas superficiales afecta el funcionamiento completo de un sistema de producción y se hace despectivo un conocimiento de las teorías asociadas al flujo multifásico horizontal para un buen manejo del sistema.
- Correlaciones Generalizadas en Flujo Multifásico Horizontal. Varios trabajos como modelos de solución, entre ellos: Correlación de Duckler, Eaton Beggs and Brill
- Correlación de Duckler. Se caracteriza por utilizar una adaptación de la conocida ecuación de Fanning en flujo monofásico para encontrar el efecto de fricción. No considera regímenes de flujo. Desprecia el efecto aceleración; considerando el efecto de deslizamiento entre las fases. Presenta una correlación para encontrar el término de HoldUp en función el número de Reynolds de la mezcla y el factor de fricción bifásico.

3. Metodología

3.1. Hagedorn & Brown

Se requiere una presión conocida, la cual puede ser la del fondo del pozo (Pwf) o la existente en la cabeza del pozo Pwh, según la dirección del cálculo. Los cálculos se pueden realizar en la dirección de flujo o en contracorriente hacia el fondo del pozo.

$$-\frac{\Delta P_T}{\rho_m \Delta H} = 1 + \frac{V_m^2}{2g_c \Delta H} + \frac{f_m q_L^2 M^2}{c \rho_m^2 d^5} \quad (1)$$

Esta ecuación (1) se conoce como la ecuación de Hagedorn & Brown para flujo multifásico vertical. Donde

$C = 2.9652 \times 10^{11}$

ΔH = longitud, pies

ΔP = caída de Presión, Lbf / pie²

g_c = aceleración de la gravedad 32,2

ρ_m = densidad de Mezcla, Ibм/pies³

M = masa asociada a un barril líquido, Ibм/Bbl

q_L = caudal Líquido, en Bbl/d

d = diámetro en pies

f_m = factor fricción de mezcla

Para utilizar la expresión (1) se requiere tener la forma de hallar cada una de las variables contenidas, permite dos procedimientos alternos análogos:

Fijar un tramo de tubería de longitud ΔH y calcular ΔP_T o en forma alterna fijar ΔP_T y hallar el tramo ΔH correspondiente. Se presenta a continuación una propuesta de procedimiento partiendo del fondo del pozo y fijando un tramo ΔH .

Información necesaria. Presión de Fondo (Pwf), Profundidad Total (H_T), diámetro (dt), Caudal Líquido (ql), Gravedad del Agua (γ_w), Gravedad del gas (γ_g), Gravedad del Aceite (γ_o), Relación Agua - Petróleo (RAP), Relación Gas, Líquido (RGL), Tensión Superficial del Agua (σ_w), Tensión Superficial Aceite (σ_o), Gradiente Geotérmico (G_T), Temperatura Fluido en Superficie (T_{CN}), correlaciones P.V.T para hallar las propiedades físicas de los fluidos.

A continuación se enumeran los pasos propuestos:

1. Calcular la presión promedio \bar{P} , entre dos puntos de presión, en psi

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad (2)$$

2. Calcular la gravedad específica del petróleo

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{API}} \quad (3)$$

3. Calcular la masa asociada a un barril de petróleo (lbm/Bbl)

$$M(\text{lbm/Bbl}) = 350 \gamma_o f_o + 350 \gamma_w f_w + 0,0764 \gamma_g RGL \quad (4)$$

4. Calcular la densidad de la fase líquida

$$\bar{\rho}_L (\text{lbm/Bbl}^3) = \bar{\rho}_o f_o + \bar{\rho}_w f_w \quad (5)$$

5. Calcular la densidad de la fase gaseosa

$$\bar{\rho}_g (\text{lbm/Bbl}^3) = \frac{P_g}{B_g} \quad (6)$$

6. Calcular la viscosidad de la mezcla líquida y la tensión interfacial de la mezcla líquida

$$\bar{\mu}_L = \bar{\mu}_o f_o + \bar{\mu}_w f_w \quad (7)$$

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad (8)$$

7. Calcular la velocidad superficial líquida y gaseosa

$$\bar{V}_{sl} (\text{Pie/seg}) = 8,27 \times 10^{-5} \frac{q_L}{d^2} [\bar{B}_o f_o + \bar{B}_g] \quad (9)$$

Donde d (pies) y q (Bbl/día)

$$\bar{V}_{sg} (\text{Pie/seg}) = 4,167 \times 10^{-7} \frac{q_g}{d^2} [RGL - \bar{R}_s f_o] \frac{\bar{Z}_T}{\bar{P}} \quad (10)$$

8. Calcular la velocidad de la mezcla

$$\bar{V}_m = \bar{V}_{sl} + \bar{V}_{sg} \quad (11)$$

9. Calcular la densidad de mezcla

$$\rho_m = \bar{\rho}_L H_L + \bar{\rho}_g (1 - H_L) \quad (12)$$

10. Obtener el Holdup (H_L)

- Numero de velocidad líquida (N_{LV})

$$N_{LV} = 1,938 * \bar{V}_{sl} \sqrt{\frac{\bar{\rho}_L}{\sigma_L}} \quad (13)$$

- Número de la velocidad del gas (N_{GV})

$$N_{GV} = 1,938 * \bar{V}_{sg} \sqrt{\frac{\bar{\rho}_L}{\sigma_L}} \quad (14)$$

- Numero de Viscosidad Líquida (N_L)

$$N_L = 0,15726 * \bar{\mu}_L \sqrt{\frac{\bar{\rho}_L}{\bar{\rho}_L \sigma_L^2}} \quad (15)$$

- Número del diámetro (N_d)

$$N_d = 120,872 * d \sqrt{\frac{\bar{\rho}_L}{\sigma_L}} \quad (16)$$

Para la combinación de grupos o correlaciones del Holdup se tiene en cuenta:

- Con el número de viscosidad líquida (N_L) calculado se lee C_{NL} (Fig. 3).

$$\text{Grupo 1} = \frac{N_{LV} * N_L^{0,28}}{N_d^{2,14}} \quad (17)$$

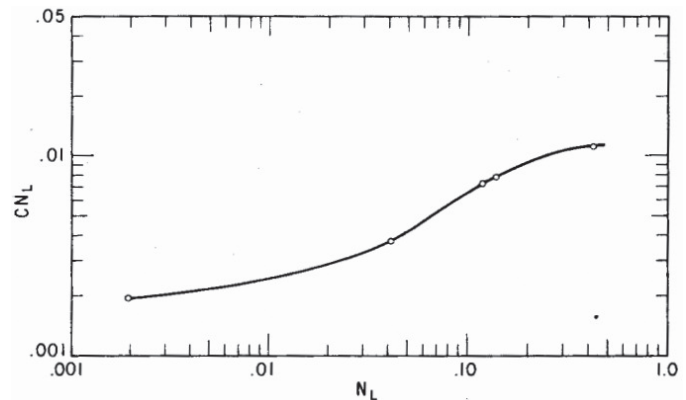


Figura 3. Correlación coeficiente índice de viscosidad. Fuente Hagedorn & Brown [4]

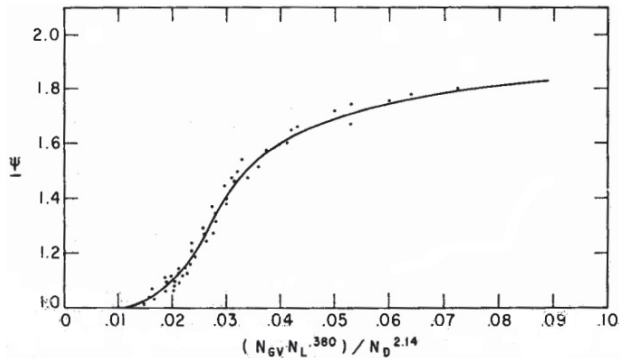


Figura 4. Correlación factor de corrección secundaria
Fuente Hagedorn & Brown [4]

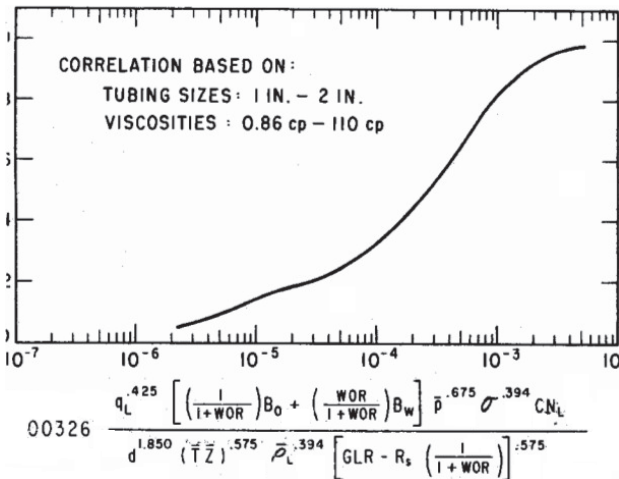


Figura 5. Factor de correlación.
Fuente Hagedorn & Brown [4]

- Con el valor calculado anteriormente, se lee ψ (Fig. 4).

$$\text{Grupo 2} = \frac{N_{GV}}{N_{GV}^{0.8776}} \left(\frac{\bar{P}}{14.7} \right)^{0.10} * \frac{C_{NL}}{N_D} \quad (18)$$

- Con el valor calculado anteriormente, se lee el valor de $\frac{H_L}{\psi}$ (Figs. 5 y 3)

- Con los valores hallados utilizando las figuras se calcula:

$$H_L = \left(\frac{H_L}{\psi} \right) \psi \quad (19)$$

Retomando, con el valor del Holdup, se puede calcular:

ρ_m, μ_m, N_{Rem} y f_m .

Para calcular el f_m , se calcula el N_{Rem}

$$N_{Rem} = \frac{0.022 q_L M}{\mu_m d} \quad (20)$$

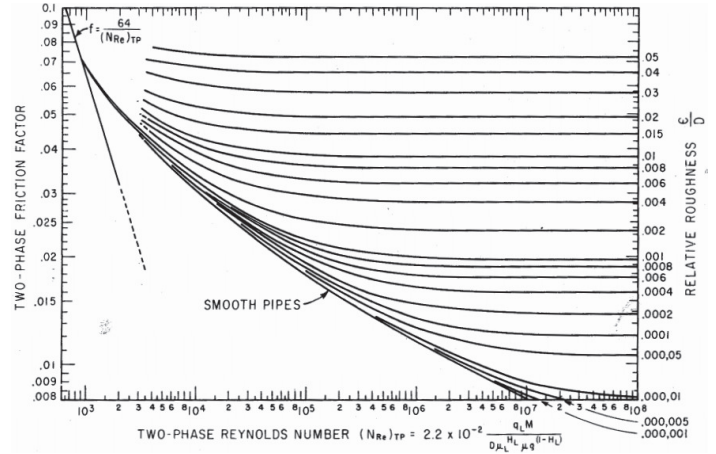


Figura 6. Correlación del factor de fricción.
Fuente Hagedorn & Brown [4]

Con el número de Reynolds y el término de rugosidad $\frac{\epsilon}{d}$, se entra a la Fig. 6 y se obtiene f_m . Luego se reemplaza en la ecuación de Hagedorn & Brown [4], las variables calculadas anteriormente.

3.2. Duckler

La forma general de la ecuación de Duckler, se escribe:

$$-\Delta P = 2 f_m V_m^2 \rho_m * L / g_c \quad (21)$$

V_m = velocidad de mezcla

ρ_m = densidad de mezcla

f_m = factor de fricción de la mezcla

1. Fijar un punto de partida, y calcular la presión promedio

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad (22)$$

2. Calcular los caudales de flujo volumétrico de líquido de gas en (pie^3/seg)

$$\bar{q}_L = 6,49 \times 10^{-5} (\bar{q}_L * \bar{B}_o + \bar{q}_w * \bar{B}_w) \quad (23)$$

$$\bar{q}_G = 3,27 \times 10^{-5} (\bar{q}_G * \bar{B}_o + \bar{q}_w * \bar{B}_w) \quad (24)$$

3. Calcular la fracción líquida

$$\lambda = \frac{\bar{q}_L}{\bar{q}_L + \bar{q}_G} \quad (25)$$

4. Calcular la densidad del líquido y del gas

$$\bar{\rho}_L (\text{lbm} / \text{Bbl}^3) = \bar{\rho}_o f_o + \bar{\rho}_w f_w \quad (26)$$

$$\bar{\rho}_g(\text{lbm} / \text{Bbl}^3) = \frac{\rho_g}{B_g} \quad (27)$$

5. Calcular la velocidad de la mezcla

$$v_m = \frac{Q_g + Q_l}{A} \quad (28)$$

6. Hallar la viscosidad de la mezcla

$$\mu_m = \mu_l \times \lambda + (1 - \lambda)0,000672 \quad (29)$$

7. Estimar el valor del HoldUp H_L

8. Calcular el valor de la densidad de la mezcla.

$$\rho_m = \bar{\rho}_l \times \frac{\lambda^2}{H_L} + \bar{\rho}_g \left(\frac{(1-\lambda)^2}{(1-H_L)} \right) \quad (30)$$

9. Hallar el número de Reynolds de la mezcla.

$$N_{Rem} = \frac{d^{0.75} v_m^{0.25} \rho_m}{\mu_m} \quad (31)$$

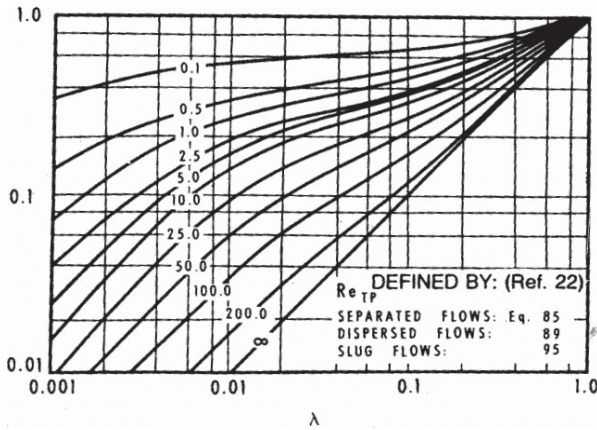


Figura 7. Correlación Duckler.
Fuente: Duckler [5]

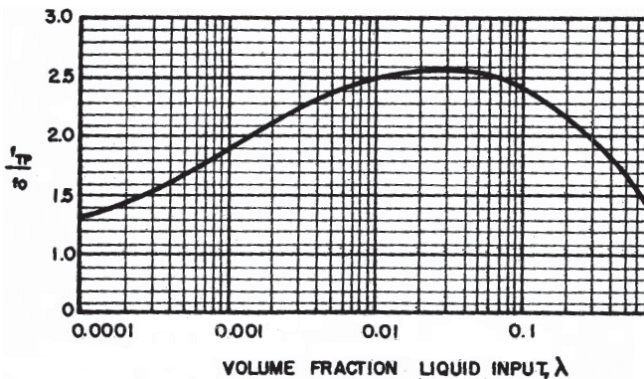


Figura 8. Segunda fase de los factores del flujo de fricción.
Fuente: Duckler [5]

10. Con el valor λ , del paso 3 y con el número de Reynolds calculado se entra a la Fig. 7 y se lee el valor de H_L y se compara con H_L supuesto si no compara se toma el valor calculado como el nuevo valor supuesto y se repite el procedimiento.

La correlación para el factor de fricción bifásico, f_{TP} está en función de λ y de un factor de fricción f_o que sería el factor de fricción que se obtendrá si por la tubería solo estuviera fluyendo fase líquida.

11. De la Fig. 8 se obtiene $\frac{f_{TP}}{f_o}$.

12. Hallar el valor de fricción asociado al flujo monofásico de aceite:

$$f_o = 0.0014 + \frac{0,125}{(N_{Re,TP})^{0.222}} \quad (32)$$

13. Hallar el valor de fricción bifásico con la correlación de Duckler.

$$f_{TP} = \frac{f_{TP}}{f_o} \times f_o \quad (33)$$

14. Finalmente se obtiene la caída de presión por Duckler y comparar con el valor supuesto.

4. Resultados y discusión

Se diseñaron dos algoritmos para validar la metodología compuesta por los dos procedimientos. Luego se codificaron en un lenguaje visual y se obtuvieron pruebas con relación a métodos tradicionales. Las variables utilizadas en ambos algoritmos fueron (Tabla 1):

Tabla 1.
Variables utilizadas en ambos algoritmos.

Variable	Descripción
L	Longitud de la línea (ft)
API	Densidad del crudo (API)
PP	Presión promedio (Lpc)
TP	Temperatura promedio ($Rankine$)
f_o	Corte de petróleo
f_w	Corte de agua
RGL	Relación gas-líquido (PCN/BN)
Y_g	Gravedad específica del gas
Y_w	Gravedad específica del agua
Bo	Factor volumétrico del petróleo
Bw	Factor volumétrico del agua
Rs	Relación de solubilidad (PCN/BN)
Z	Valor para Z
u_o	Viscosidad del petróleo (Cp)
u_w	Viscosidad del agua (Cp)
u_g	Viscosidad del gas (Cp)
d_l	Diámetro de la línea (ft)
Q_l	Caudal líquido (BPD)
Q_o	Caudal de petróleo (BPD)
Q_w	Caudal de agua (BPD)
P_i	3.14159265358979
Y_o	141.5 / (131.5 + API)

Fuente: los autores

4.1. Hagedorn & Brown

A continuación, se presenta el algoritmo diseñado para el procedimiento Hagedorn & Brown [4].

Algoritmo 1. Hagdorn & Brown. Fuente: los autores

```

Qlpr = (6.49 * 10-5) * (Qo * Bo + Qw * Bw)
ul = uo * fo + uw * fw
dlpr = ((Yo * 62.4 + ((0.0764 * Yg * Rs) / 5.615)) / Bo) * fo + (62.4 * Yw
    * fw) / Bw
Imprima Yo, Qlpr, ul, dlpr
If PP = 0 or TP = 0 Then
    Qgpr = 0
    Imprima Qgpr
    Lan = 1
    Imprima Lan
    Dgpr = 0
    Imprima Dgpr
    Vm = (Qlpr) / ((Pi * dl2) / 4)
    Imprima Vm
    utp = (ul * Lan + ug * (1 - Lan)) * 0.000672
    Imprima utp
    Dtp = dlpr
    Imprima Dtp
    Nretp = (dl * Vm * Dtp) / utp
    Imprima Nretp
    fo = 0.0014 + 0.125 / (Nretp0.32)
    Imprima fo
    ftp = fo
    deltapf = (2 * ftp * L * Vm2 * Dtp) / (32.2 * dl * 144)
    Imprima deltapf
    Imprima "Las pérdidas por fricción del sistema son", deltapf
    Lea psep
    pwh = psep + deltapf
    Imprima pwh
    Imprima "La presión en cabeza necesaria del sistema es", pwh
Endif

```

4.2. Duckler

A continuación se presenta el algoritmo diseñado para el procedimiento Duckler [5].

Algoritmo 1. Duckler. Fuente: los autores

```

Qgpr = (3.27 * 10-7) * Ql * (RGL - Rs * fo) * (Z * TP / PP)
Imprima Qgpr
Lan = Qlpr / (Qlpr + Qgpr)
Imprima "El valor de la fracción líquida (Landa) es", Lan
Dgpr = (0.0764 * Yg * 520 * PP) / (14.7 * Z * TP)
Imprima Dgpr
Vm = (Qlpr + Qgpr) / ((Pi * dl2) / 4)
Imprima Vm
utp = (ul * Lan + ug * (1 - Lan)) * 0.000672
Imprima utp
Imprima "Asumir inicialmente que el valor de Holdup es igual a la fracción
    líquida"
HL = Lan
C = 0
DIF = 5
Imprima "Se realizará un proceso iterativo hasta que el valor de Holdup
    calculado alcance una tolerancia del 5% como máximo respecto a
    la misma variable leída en gráfica"
Do While ((DIF > 0.05) and (C <= 30))
    If HL = 1 Then
        DIF = 0.0001
        C = 50
        Imprima "No es posible que Holdup sea 1 porque hay gas"
    Else
        Dtp = dlpr * (Lan2 / HL) + Dgpr * ((1 - Lan)2 / (1 - HL))
        Nretp = (dl * Vm * Dtp) / utp
        Imprima "El valor del número de Reynold de las 2 fases es",
            Nretp
        Imprima "Con el valor del Número de Reynold y la fracción
            líquida mostrados, se procede a leer de la gráfica el valor
            del Holdup"
        Leer HL1
        DIF = Abs(HL - HL1) / HL1
        HL = HL1
        C = C + 1
    End If
Loop
If HL = 1 Then
    Imprima "Verificar información suministrada porque hay error en

```

```

Else
    Holdup y otros posibles datos"
    Imprima "El valor final de Holdup es", HL
    Dtp = dlpr * (Lan2 / HL) + Dgpr * ((1 - Lan)2 / (1 - HL))
    Imprima Dtp
    Nretp = (dl * Vm * Dtp) / utp
    Imprima "Nretp", Nretp
    fo = 0.0014 + 0.125 / (Nretp0.32)
    Imprima "fo", fo
    Imprima "Al haber gas en el fluido se calcula el cociente Ftp/fo
        mediante gráfica adjunta en el trabajo escrito, la cual depende
        del valor de fracción líquida"
    Imprima "Ingrese el valor del cociente entre ftp/fo y fracción de
        líquida, leído de gráfica"
    Lea CFTPFO
    ftp = CFTPFO * fo
    Imprima "ftp", ftp
    deltapf = (2 * ftp * L * Vm2 * Dtp) / (32.2 * dl * 144)
    Imprima "Deltapf", deltapf
    Imprima "Las pérdidas por fricción del sistema son", deltapf
    Imprima "Ingrese la presión del separador(Lpc)"
    Lea psep
    pwh = psep + deltapf
    Imprima "Pwh", pwh
    Imprima "La presión en cabeza necesaria del sistema es", pwh
End If

```

4.3. Interfaz

Luego de ingresar diversos datos provenientes de producción por flujo natural se obtuvieron excelentes resultados, ya que la información arrojada por el algoritmo es coherente. Cabe anotar que al modificar los datos arbitrariamente se presentaban errores, lo cual se debe al requerimiento básico de proporcionar información lógica al programa para que funcione adecuadamente. Esto con miras a realizar una eficiente lectura de las gráficas anexas. Además los resultados obtenidos fueron cerciorados detalladamente mediante el uso de herramientas comerciales. Para validar los algoritmos se utilizaron las variables de la Tabla 1.

Las Figs. 9 y 10 presentan la interfaz gráfica con los resultados conseguidos para el análisis nodal en tubería y análisis nodal en línea respectivamente.

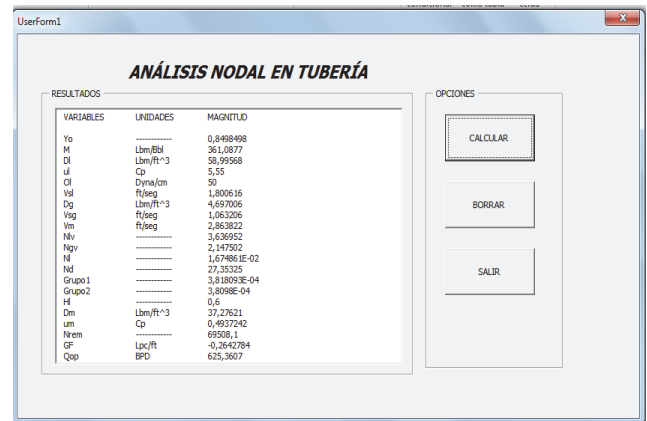


Figura 9. Interfaz del programa de análisis nodal en tubería con gas en solución.

Fuente: los autores

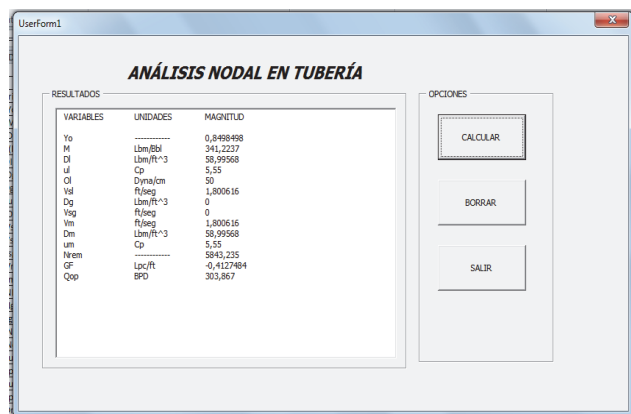


Figura 10. Interfaz del programa de análisis nodal en tubería con gas en solución.

Fuente: los autores

4.4. Comparativo con métodos tradicionales

A continuación se presentan dos graficas comparativas entre los dos algoritmos y el método tradicional (Figs. 11 y 12). Se realizaron veinte pruebas en donde el resultado demuestra que los algoritmos son más eficientes que el método tradicional. Se evaluaron variables como rapidez, confiabilidad de la respuesta, manejo de los datos, reducción del índice de error, facilidad, entre otras.

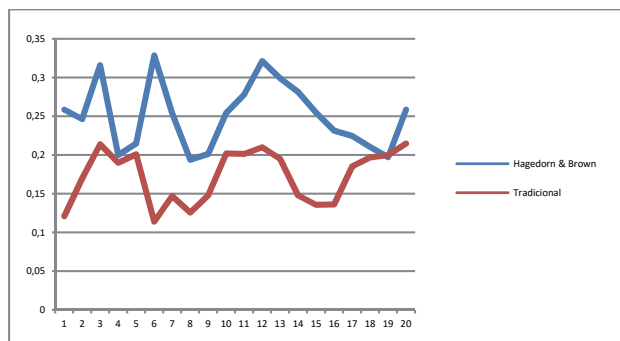


Figura 11. Resultados de la validación del algoritmo Hagedorn & Brown vs. procedimiento tradicional.

Fuente: los autores

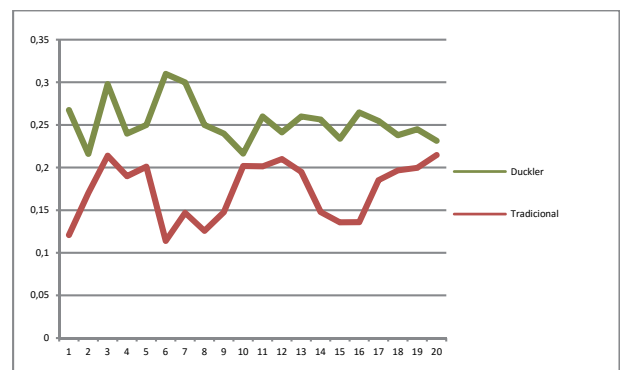


Figura 12. Resultados de la validación del algoritmo Duckler vs. procedimiento tradicional.

Fuente: los autores

5. Conclusiones

Las correlaciones presentes para resolver el problema de flujo multifásico planteadas en este trabajo sirven para obtener una visión general de cómo es su análisis de flujo en tuberías.

La implementación de los algoritmos permite automatizar y modernizar los procedimientos eliminando los cálculos manuales. El uso de un lenguaje de programación visual para resolver este tipo de problemas implica ser sumamente cuidadoso al momento de programar ya que pueden presentarse inconvenientes en el tiempo de ejecución y entrada de datos.

Los resultados obtenidos fueron coherentes y tienen una alta confiabilidad al momento de resolver problemas de comportamiento de pozos. Los tiempos de solución disminuyen dramáticamente, ya que problemas como los resueltos en el presente trabajo sin el uso de un algoritmo pueden llegar a tardar hasta 90 minutos, a diferencia de solo cinco minutos que requiere el aplicativo que implementa el algoritmo para entregar datos confiables, los cuales pueden ser utilizados en gráficas.

Así mismo, este análisis permite tener una perspectiva técnica respecto a decisiones relacionadas con costos de producción en cualquier compañía petrolífera. Esto se consigue mediante la implementación de los resultados obtenidos en el algoritmo computacional en un marco administrativo.

Referencias

- [1] Gilbert, W., Flowing and gas lift well performance. API Drill. Prod. Practice, 1954
- [2] Odair, G.S., Sergio, N.B. and Francisco, J.S.A., Study of the dynamics, optimization and selection of intermittent gas-lift methods comprehensive model. JPSE, 32, pp. 231-248. 2001. DOI: 10.1016/S0920-4105(01)00164-4
- [3] Golan, M., Whitson, C.H., Well Performance. 2nd ed. Prentice Hall. New Jersey. 1991.
- [4] Hagedorn, A.R. and Brown, K.E., Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits. Journal of Petroleum Technology, 17(04), pp. 475-484, 1965. DOI: 10.2118/940-PA
- [5] Duckler, A.E. et al., Gas-Liquid Flow in Pipelines, I. Research Results. AGA-API Project NX-28, 1969.
- [6] Nind, T.E.W., Principals of well production. McGraw-Hill, 1964.
- [7] Brown, K.E. and Beggs, H.D., The technology of artificial lift methods. Penn Well Publ. Tulsa, Oklahoma, 1978.
- [8] Clegg, J.D., High-rate artificial lift. Journal of Petroleum Technology, 40(03), pp. 277-282, 1988. DOI: 10.2118/17638-PA
- [9] Briceño, D. and Jaramillo, J., Herramienta multimedia para el estudio y diseño de métodos de producción en la industria de los hidrocarburos. Tesis de Grado Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2011.
- [10] Hirschfeldt, M., Análisis de un sistema de producción y análisis nodal. Reporte técnico. OilProduction.net. 2014
- [11] Kermit, E., Brown, S. and James, F., Nodal systems analysis of oil and gas wells, Journal of Petroleum Technology, 37(10), pp. 1751-1763, 1985. DOI: 10.2118/14714-PA

R. Salazar, es Ing. de Petróleos de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. MSc. en Dinámica de Sistemas y MBA otorgados por las Universidades de Bergen, Radboud y Palermo. Ha publicado artículos para la conferencia internacional en dinámica de sistemas y participado en proyectos académicos en Noruega, Holanda e

Italia, referentes a la toma de decisiones, diseño y evaluación de políticas mediante modelamiento y simulación computacional. Actualmente analiza e investiga las decisiones que son implementadas en organizaciones públicas y privadas de diverso índole, mediante el uso de un enfoque sistémico, causal y endógeno basado en el Dynamic Performance Management.
ORCID: 0000-0001-7946-9546

J. Caicedo, es Ing. de Petróleos de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. Actualmente labora en una empresa del sector petrolero en Colombia.
ORCID: /0000-0003-0684-5349

J. Jiménez, es Lic. en Docencia de Computadores de la Universidad de Medellín, Colombia MSc. en Ingeniería de Sistemas y Dr. en Ingeniería – Sistemas, ambos de la Universidad Nacional de Colombia. Es Profesor Titular de la Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia y Director del grupo de investigación Inteligencia Artificial en Educación.
ORCID: 0000-0001-7598-7696