

SOFTWARE PEDAGÓGICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN

Desarrollo de un software pedagógico para la optimización de producción en pozos de petróleo con flujo natural.

William Fernando Noriega Anaya, Cristian Adrián Orozco Boada

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

M.Sc. en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios por darme la vida y la posibilidad de estar en una de las mejores universidades del país para lograr mis sueños.

A mis tres madres, Elcida Rodríguez, Marisela Boada y Belsy Boada, por apoyarme, creer en mí y darme la fuerza en los momentos difíciles de la vida, sin ellas nada sería posible.

A mis hermanos por aguantar las dificultades y siempre confiar en mí, por ser motivación para lograr esta meta.

A mi amor y compañera de vida Lina Marcela García, que estuviste apoyándome y guiándome, dándome consejos y ayudándome a levantarme de cada caída.

A mi compañero William Noriega, por días de estudio y celebración, por hacer parte de este proyecto tan importante y por confiar y creer en mí.

A mis tíos y primos, por abrirme las puertas de sus corazones y casa, apoyarme en todo lo que necesitaba y ser apoyo incondicional.

A mi familia putativa, por regañarme y aconsejarme para nunca rendirme y siempre seguir adelante con mis metas sin importar cuantas veces caiga.

A mis amigos, por todo el conocimiento brindado y momentos especiales en toda la carrera, por todas las noches largas de estudio y celebraciones que tuvimos.

Cristian Adrián Orozco

Dedicatoria

A Dios por ser mi apoyo espiritual y darme salud para culminar mis estudios.

A mi mamá Luz Marina Anaya y a mi abuela Ana Rosa Esparza por ser el motor de mi vida, mis maestras y mis modelos a seguir. Por enseñarme a ser una mejor persona cada día y a luchar por mis sueños, por sus consejos, por todo su apoyo, sacrificio, amor y ayuda.

A mi hermano Carlos Hernán Noriega por su apoyo incondicional, sus enseñanzas, su compañía, sus consejos y su motivación para terminar este proyecto.

A toda mi familia por su constante compañía, apoyo y consejos.

A mi compañero de tesis Cristian Orozco por su dedicación, amistad incondicional, las aventuras, las anécdotas y por las futuras experiencias que se vienen. Éxitos y fortaleza. Dios lo bendiga.

A mis compañeros de la carrera y de la universidad, por hacer agradable mi paso por la universidad y por todas las experiencias compartidas, son recuerdos que nunca se olvidan.

William Fernando Noriega Anaya

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander por ser nuestra segunda casa, a los profesores que ayudaron en nuestra formación como personas y profesionales.

Al Ingeniero Manuel Enrique Cabarcas Simancas por su tiempo, dedicación, motivación, orientación y liderazgo para desarrollar este proyecto, sus consejos y sugerencias fueron de gran importancia para la culminación de este software.

A Silvia y Brandon por confiar en nosotros y recomendarnos para desarrollar este proyecto, por su tiempo y colaboración durante el desarrollo del proyecto.

Tabla de Contenido

Introducción	17
1 Marco referencial.....	19
1.1 Propiedades físicas de los fluidos del yacimiento	19
1.1.1 Propiedades del aceite.	20
1.1.2 Propiedades físicas del gas.	26
1.1.3 Propiedades físicas del agua de yacimiento	29
1.2 Transferencia de calor en el pozo	30
1.3 Desempeño del yacimiento.....	32
1.3.1 Índice de productividad.	32
1.3.2 Método IP.	33
1.3.3 Método Vogel.	34
1.3.4 Método Klins.	36
1.3.5 Método Vogel-Standig.	36
1.3.6 Método de Fetkovich.	37
1.3.7 Método de Jones.	38
1.4 Flujo multifásico en tuberías	39
1.4.1 Ecuación general de gradiente de presión.	39
1.4.2 Consideraciones teóricas del flujo monofásico y multifásico en tuberías.....	40
1.4.3 Factor de fricción para flujo laminar.	41
1.4.4 Factor de fricción en flujo turbulento, tuberías lisas	41
1.4.5 Factor de fricción en flujo turbulento, tuberías rugosas	42

1.4.6	Parámetros característicos del flujo multifásico.....	42
1.4.7	Correlaciones para flujo multifásico.....	48
2	Optimización de la producción.....	50
2.1	Aplicaciones del Análisis Nodal.....	52
2.2	Sistemas de producción	53
2.2.1	Componentes de un sistema de producción.....	53
2.2.2	Tipos de nodos en el Análisis Nodal.	54
2.2.3	Tipos de presiones en el análisis nodal.....	55
2.2.4	Criterios para la selección del nodo solución.	56
2.3	Fondo del Pozo como nodo solución.....	56
2.4	Perdidas de presión en un sistema de producción	58
3	Software Pedagógico “OilPro”	61
3.1	Introducción.....	61
3.2	Presentación del software pedagógico.....	62
3.3	Validación.....	72
3.3.1	Validación del módulo Propiedades	73
3.3.2	Validación del módulo Temperatura	75
3.3.3	Validación del módulo Curvas IPR	76
3.3.4	Validación del módulo Caída de Presión	78
3.3.5	Validación del módulo Análisis Nodal.....	79
4	Conclusiones.....	80
5	Recomendaciones	81
	Referencias.....	83

Anexos.....	86
-------------	----

Lista de Tablas

Tabla 1. Validación Propiedades de los Fluidos	73
Tabla 2. Resumen de errores promedio de propiedades	75
Tabla 3. Validación de temperatura	75
Tabla 4. Validación curva IPR (Vogel).....	76
Tabla 5. Validación caída de presión (Ansari).....	78
Tabla 6. Validación Análisis Nodal	79

Lista de Figuras

Figura 1. Patrones de flujo	48
Figura 2. Sistema de producción.....	54
Figura 3. Nodos en un sistema de producción.	55
Figura 4. Perdidas de presión en el sistema.	59
Figura 5. Perfiles de presión en un sistema de producción.	60
Figura 6. Diagrama de flujo OilPro.....	61
Figura 7. Interfaz y/o ventana inicial del software OilPro.	63
Figura 8. Ejemplo de límite del corte de agua.	63
Figura 9. Ventana inicial de propiedades (Black Oil).....	64
Figura 10. Gráfica de propiedades (Rso).	65
Figura 11. Grafica de propiedades (Bo).....	66
Figura 12. Ventana inicial de temperatura.	67
Figura 13. Perfil de temperatura.....	67
Figura 14. Ventana inicial de Curvas IPR.....	68
Figura 15. Grafica IPR	69
Figura 16. Ventana inicial de Caída de Presión	69
Figura 17. Modelo mecánico: Ansari	70
Figura 18. Grafica de perfiles hidráulicos.....	71
Figura 19. Datos de los perfiles.....	71
Figura 20. Ventana inicial de Análisis Nodal	72
Figura 21. Grafica validación de propiedades de los fluidos	74

Figura 22. Validación cualitativa módulo Temperatura	75
Figura 23. Comparación cualitativa del módulo de curvas IPR (Vogel)	77
Figura 24. Validación cualitativa módulo caída de presión.....	79

Lista de Anexos

Anexo A. Propiedades físicas del aceite'.....	86
Anexo B. Propiedades físicas del gas'	97
Anexo C. Propiedades físicas del agua'.....	100
Anexo D. Flujo multifásico: Ansari	102
Anexo E. Flujo multifásico: Beggs & Brill.....	109
Anexo F. Flujo multifásico: Hagedorn & Brown.....	112

Resumen

TITULO: DESARROLLO DE UN SOFTWARE PEDAGÓGICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE PETRÓLEO CON FLUJO NATURAL.*

AUTOR: WILLIAM FERNANDO NORIEGA ANAYA**

CRISTIAN ADRIAN OROZCO BOADA**

PALABRAS CLAVES: Producción, Análisis Nodal, Optimización, Flujo multifásico, Curvas IPR, software pedagógico.

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo presenta un software pedagógico desarrollado para la optimización de producción en pozos verticales de petróleo con flujo natural para los estudiantes de pregrado de Ingeniería de Petróleos. Consta de una serie de módulos secuenciales que permiten el cálculo del punto de operación óptimo para un pozo de hidrocarburos, incorporando ayudas visuales como gráficos 2D y ecuaciones de las correlaciones que modelan el comportamiento de los fluidos en tubería y yacimiento con el fin de que el usuario pueda comprender de una mejor forma los fenómenos físicos que ocurren en este proceso, facilitando su entendimiento hasta llegar a la representación gráfica del punto de optimización. El enfoque modular permite a los usuarios comprender todo el proceso de optimización de la producción mediante el uso de la técnica de análisis nodal. El software ha sido diseñado de forma que sigue la misma metodología y orden presentado en las clases del curso de Métodos de producción dictado en la Universidad Industrial de Santander.

Los cambios en los métodos de enseñanza en ingenierías han llevado a la implementación del software en las aulas de clases que brinden las herramientas para la evaluación de proyectos en los que el estudiante puede desarrollar y/o mejorar sus habilidades de análisis por medio del escaneo de un problema real, y no centrarse en cálculos repetitivos.

* Tesis de Grado

** Escuela de Ingeniería de Petróleos. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Msc. en Ingeniería Química.

Abstract

TITLE: DEVELOPMENT OF A PEDAGOGICAL SOFTWARE FOR THE OPTIMIZATION OF PRODUCTION IN PETROLEUM WELLS WITH NATURAL FLOW*

AUTHOR: WILLIAM FERNANDO NORIEGA ANAYA**
CRISTIAN ADRIAN OROZCO BOADA**

KEY WORDS: Production, Nodal Analysis, Optimization, Multiphase Flow, IPR Curves, pedagogical software.

DESCRIPTION:

This paper presents a pedagogical software developed for the optimization of production in vertical oil wells with natural flow for the undergraduate students of Petroleum Engineering. It consists of a series of sequential modules allowing the calculation of the optimal operating point for an oil well with natural flow, incorporating visual aids such as 2D graphics and equations of the correlations that model the behavior of fluids in pipe and reservoir in order that the user can understand the physical phenomena that occur in the production of hydrocarbons, facilitating their understanding until reaching the graphic representation of the optimization point. The modular approach allows users to understand the entire process of production optimization through the use of the Nodal Analysis technique. The software has been designed in a way that follows the same methodology and order presented in the classes of the Production Methods course taught at the Universidad Industrial de Santander.

Changes in teaching methods in engineering have led to the implementation of software in classrooms that provide tools for the evaluation of projects in which the student can develop or improve their analysis skills through the scanning of a real problem, and not to focus on repetitive calculations.

* Bachelor Thesis

** School of Petroleum Engineering. Faculty of Physicochemical Engineering. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Msc. in Chemical Engineering.

Introducción

El software pedagógico puede catalogarse como una herramienta, que, por su singularidad, ayuda a la adquisición de saberes y al desarrollo de destrezas. La utilización del software en entornos educativos hace posible llevar los conocimientos teóricos a la práctica, lo cual evita la realización de cálculos manuales, destinando este tiempo a la comprensión y análisis ingenieril de los fenómenos que ocurren en las diferentes etapas de la producción de hidrocarburos.

En el primer capítulo se presenta una recopilación bibliográfica de las correlaciones y modelos matemáticos para el cálculo de las propiedades físicas de los fluidos, modelos IPR y métodos para el cálculo de los gradientes de presión bajo condiciones de flujo multifásico. Proporcionando los conocimientos teóricos para la integración de estos en el algoritmo a desarrollar que permita la interacción didáctica con el usuario.

El completamiento de pozos de petróleo y gas resulta determinante para las tasas de producción; el caudal que puede producirse es una función directa del diseño de los sistemas de producción; cuando este caudal resulte ineficiente, se deben concentrar esfuerzos en trabajos de optimización y reacondicionamiento del sistema de producción, y es aquí donde es útil la herramienta de optimización llamada Análisis Nodal. El análisis nodal es un proceso metodológico, que consiste en la evaluación de los sistemas de producción y el estudio del comportamiento del sistema pozo -formación, analizando la respuesta de estos sistemas a cualquier variación en los parámetros operacionales involucrados en el proceso de producción. Al comparar la configuración original y las alternativas, unas con otras, se determinan las condiciones de operación más óptimas para continuar la producción. En el capítulo dos se presenta con detalle los criterios para seleccionar el nodo solución con el objetivo de encontrar las condiciones óptimas del funcionamiento del sistema de producción total.

En el siguiente capítulo, la implementación de un software pedagógico tiene la ventaja de presentar la interfaz al usuario de una manera más ilustrada y llamativa, que brinde al usuario la interacción con mensajes informativos los diferentes formularios, gráficos y modelos matemáticos, empleados en la realización de los procesos; sirviendo como apoyo complementario en el transcurso de la formación académica. El software pedagógico “OilPro” permite la optimización de la producción en un pozo vertical con flujo natural. En este software se exhiben cinco módulos que se dividen en Propiedades (Black Oil), Temperatura, Curva de Inflow, Caída de Presión y por último Análisis Nodal. Teniendo en cuenta que el software se desarrolló de manera modular, es decir, que los datos calculados y/o obtenidos en un módulo son parte de los cálculos de las secciones posteriores para lograr el Análisis Nodal.

1 Marco referencial

1.1 Propiedades físicas de los fluidos del yacimiento

Para comprender el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos como función de la presión y la temperatura, se debe tener conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos presentes. Existen dos métodos mediante los cuales el ingeniero puede predecir el comportamiento de los fluidos. De acuerdo con García, Osorio, & Prada (2017)¹ el primero, el modelo composicional es un método de modelamiento más riguroso actualmente aplicado utiliza las Ecuaciones de Estado (EOS), partiendo de una descripción detallada de la composición del fluido y la asignación de propiedades críticas y factores acéntricos para cada uno de sus componentes. Por otro lado, el modelo BLACK OIL considera el fluido dividido únicamente en tres fases, petróleo, gas y agua, en el cual generalmente solo se considera la solubilidad del gas en las dos fases líquidas (petróleo y agua), mientras el agua y el petróleo se consideran completamente inmiscibles.

Para desarrollar cualquier método anteriormente mencionados, se requieren de datos de pruebas de laboratorio, comúnmente llamadas pruebas PVT. Sin embargo, frecuentemente ante la ausencia de datos que permitan desarrollar un modelo composicional, las correlaciones empíricas basadas en el modelo BLACK OIL son de amplio uso y están disponibles en la literatura con sus respectivos rangos de aplicación. En los anexos A, B y C, se presentarán las correlaciones empíricas utilizadas para predecir las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento.

¹ García, D., Osorio, J., & Prada, J. (2017). *AJUSTE FINO DE CORRELACIONES PVT PARA ALGUNOS CRUDOS COLOMBIANOS*. Revista Fuentes: El Reventón Energético, pp 57.

1.1.1 Propiedades del aceite.

1.1.1.1 Gravedad específica del aceite.² La densidad del aceite se define como la masa de un volumen unitario de un crudo a presión y temperatura específica. La gravedad específica de un aceite, γ_o , es definida como la relación de su densidad con respecto a la densidad del agua, las dos medidas a sesenta grados Fahrenheit (60F) y a presión atmosférica.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} = \frac{\rho_o}{62.4}$$

Donde:

$$\gamma_o = \text{Gravedad específica del aceite}$$

$$\rho_o = \text{Densidad del aceite, lb/ft}^3$$

$$\rho_w = \text{Densidad del agua, lb/ft}^3$$

Aunque la densidad y la gravedad específica se usan ampliamente en la industria del petróleo, la gravedad API es la escala de gravedad preferida. Esta escala de gravedad está relacionada precisamente con la gravedad específica por la siguiente expresión:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

1.1.1.2 Presión de burbuja.² La presión del punto de burbuja, P_b , se define como la presión a la que se libera la primera burbuja de gas del petróleo. Esta importante propiedad se puede medir experimentalmente mediante la realización de una prueba de expansión a composición constante.

En ausencia de la presión del punto de burbuja medida experimentalmente, es necesario que el ingeniero realice una estimación de esta propiedad del petróleo a partir de los parámetros de producción medidos.

² Ahmed, T. (2006). Reservoir-Fluid properties. In T. Ahmed, RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK (Third edition) (pp. 29-135). USA: Gulf Professional Publishing

Diferentes autores proponen correlaciones empíricas para la estimación de la presión en el punto de burbuja de un yacimiento de hidrocarburos, dependientes de la solubilidad del gas en el aceite, la gravedad específica del gas, la gravedad API del aceite y la temperatura.

$$P_b = f(R_{sb}, \gamma_g, API, T)$$

Donde:

$$P_b = \text{Presión del punto de burbuja, psia}$$

$$R_{sb} = \text{Solubilidad del gas, scf/STB}$$

$$\gamma_g = \text{Gravedad específica del gas}$$

$$T = \text{Temperatura, } ^\circ R$$

$$API = \text{Gravedad API del aceite, } ^\circ API$$

1.1.1.3 Solubilidad del gas.² La solubilidad del gas, R_s , se define como el número de pies cúbicos estándar de gas que se disolverá en un barril de tanque de petróleo crudo a cierta presión y temperatura. La solubilidad de un gas natural en un petróleo crudo es una función importante de la presión, la temperatura, la gravedad API y la gravedad del gas.

La curva de solubilidad de gas típica en función de la presión para un petróleo muestra que a medida que se reduce la presión desde la presión inicial del yacimiento, P_i , hasta la presión de punto de burbuja, P_b , no se libera gas del petróleo y, por consiguiente, la solubilidad del gas permanece constante en su valor máximo, R_{sb} . Por debajo de la presión del punto de burbuja, la solución de gas se libera y el valor de R_s disminuye con la presión.

$$R_s = f(P, \gamma_g, API, T)$$

Donde:

$$R_s = \text{Solubilidad del gas, scf/STB}$$

$$P = \text{Presión, psia}$$

$\gamma_g = \text{Gravedad específica del gas}$

$T = \text{Temperatura, } ^\circ R$

$API = \text{Gravedad API del aceite, } ^\circ API$

1.1.1.4 Factor volumétrico de formación del aceite.² El factor volumétrico de formación de petróleo, B_o , se define como la relación del volumen de petróleo (y el gas en solución) a la temperatura y presión prevalecientes del yacimiento con respecto al volumen de petróleo en condiciones estándar. B_o es siempre mayor o igual a la unidad.

La curva típica del factor volumétrico de formación de aceite, como una función de la presión para un petróleo crudo sub-saturado ($P_i > P_b$). A medida que la presión se reduce por debajo de la presión inicial del yacimiento, P_i , el volumen de aceite aumenta debido a la expansión del aceite. Este comportamiento produce un aumento en el factor volumétrico de formación de aceite y continuará hasta que se alcance la presión del punto de burbuja. En P_b , el aceite alcanza su máxima expansión y, en consecuencia, alcanza un valor máximo de R_s para el B_o . A medida que la presión se reduce por debajo de P_b , el volumen del aceite y B_o disminuyen a medida que se libera el gas de la solución. Cuando la presión se reduce a la presión atmosférica y la temperatura a 60 °F, el valor de B_o es igual a uno.

La mayoría de correlaciones empíricas muestran la dependencia del factor volumétrico de formación de aceite respecto a la siguiente expresión:

$$B_o = f(R_s, \gamma_g, API, T)$$

Donde:

$B_o = \text{Factor volumetrico de formacion de aceite, bbl/STB}$

$R_s = \text{Solubilidad del gas, scf/STB}$

$\gamma_g = \text{Gravedad específica del gas}$

$$T = \text{Temperatura}, ^\circ R$$

$$API = \text{Gravedad API del aceite}, ^\circ API$$

1.1.1.5 Compresibilidad isotérmica del aceite.² La compresibilidad isotérmica del aceite, c_o , está definida como el cambio fraccional en el volumen de líquido a medida que la presión varía a temperatura constante y se expresa mediante la siguiente función matemática

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta P} \right)_{T=cte}$$

$$c_o = \text{Compresibilidad isotermitica del aceite}, \text{psi}^{-1}$$

Autores como Vasquez-Beggs (1980)³, Petrosky-Farshad (1993)⁴ y McCain y coautores (1990)⁵ desarrollaron correlaciones para estimar la compresibilidad del aceite a presiones por encima de la presión del punto de burbuja, de acuerdo con la siguiente expresión matemática:

$$c_o = f(R_{sb}, \gamma_g, API, T)$$

Donde:

$$c_o = \text{Compresibilidad isotermitica de aceite}, \text{psi}^{-1}$$

$$R_{sb} = \text{Solubilidad del gas en e; punto de burbuja}, \text{scf/STB}$$

$$\gamma_g = \text{Gravedad específica del gas}$$

$$T = \text{Temperatura}, ^\circ R$$

$$API = \text{Gravedad API del aceite}, ^\circ API$$

Sin embargo, para yacimientos saturados, McCain y coautores (1990)⁵ mejoraron la correlación incluyendo la presión del punto de burbuja como uno de sus parámetros en la ecuación.

³ Vasquez, M., & Beggs, H. (1980). *Correlations for Fluid Physical Property Prediction*. Society of Petroleum Engineers.

⁴ Petrosky, G., & Farshad, F. (1993). *Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils*. Society of Petroleum Engineers

⁵ McCain, W. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, OK: PennWell Publishing Company.

1.1.1.6 Densidad del aceite.² Se han propuesto varias correlaciones empíricas para calcular la densidad de hidrocarburos líquidos, ρ_o , de composición desconocida. Las correlaciones emplean datos de PVT limitados, como la gravedad específica del gas, la gravedad API del petróleo y la solubilidad del gas como parámetros de correlación para estimar la densidad del líquido a la presión y temperatura prevalecientes del yacimiento.

$$\rho_o = f(R_{sb}, \gamma_g, API, T)$$

Donde

$$\rho_o = \text{Densidad de aceite, lb/ft}^3$$

$$R_{sb} = \text{Solubilidad del gas en e; punto de burbuja, scf/STB}$$

$$\gamma_g = \text{Gravedad específica del gas}$$

$$T = \text{Temperatura, } ^\circ R$$

$$API = \text{Gravedad API del aceite, } ^\circ API$$

1.1.1.7 Viscosidad del aceite.² La viscosidad del petróleo, μ_o , es una propiedad física importante que controla e influye en el flujo de hidrocarburo a través del medio poroso y tuberías. La viscosidad, en general, se define como la resistencia interna del fluido a fluir.

$$\mu_o = f(R_s, \gamma_g, API, T, p)$$

Donde:

$$\mu_o = \text{Viscosidad de aceite, cP}$$

$$R_{sb} = \text{Solubilidad del gas en e; punto de burbuja, scf/STB}$$

$$\gamma_g = \text{Gravedad específica del gas}$$

$$API = \text{Gravedad API del aceite, } ^\circ API$$

$$T = \text{Temperatura, } ^\circ R$$

$$p = \text{Presión, psia}$$

La viscosidad de los hidrocarburos líquidos es una función importante de la temperatura, la presión, la gravedad API del aceite, la gravedad específica del gas y la solubilidad del gas. Siempre que sea posible, la viscosidad del aceite se debe determinar mediante mediciones de laboratorio a la temperatura y presión del yacimiento. La viscosidad se informa generalmente en los análisis de PVT estándar. Si dichos datos de laboratorio no están disponibles, los ingenieros pueden consultar las correlaciones publicadas, que generalmente varían en complejidad y precisión según los datos disponibles sobre el petróleo.

La viscosidad de los aceites crudos se puede clasificar en tres categorías:

- Viscosidad de aceite muerto. La viscosidad del aceite muerto se define como la viscosidad del petróleo a presión atmosférica (sin gas en solución) y la temperatura del sistema.
- Viscosidad del aceite saturado. La viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) se define como la viscosidad del petróleo a la presión del punto de burbuja y la temperatura del yacimiento.
- Viscosidad de aceite sub-saturado. La viscosidad del aceite sub-saturado se define como la viscosidad del petróleo a una presión por encima del punto de burbuja y la temperatura del yacimiento.

1.1.1.8 Tensión superficial gas-petróleo.⁶ La tensión interfacial gas-petróleo, σ_{go} , en dinas/cm, se define como la fuerza por unidad de longitud en la interface entre dos fluidos inmiscibles. La tensión interfacial entre un gas y un hidrocarburo líquido varía aproximadamente entre 35 dinas/cm a bajas presiones y gravedades API a 0 dinas/cm a la presión crítica cuando ocurre solubilidad completa. Esta propiedad es requerida para estimar fuerzas de presión capilar en

⁶Banzer, C. (1996). *Correlaciones Numéricas P.V.T.* Fundación Laboratorio De Servicios Técnicos Petroleros.

cálculos de ingeniería de yacimientos y es un parámetro utilizado en algunas correlaciones en el cálculo de flujo multifásico en tuberías.

1.1.2 Propiedades físicas del gas.

1.1.2.1 Gravedad específica del gas.² La gravedad específica de un gas, γ_g , se define como la relación entre la densidad del gas y la del aire. Ambas densidades se miden o se expresan a la misma presión y temperatura. Comúnmente, la presión estándar y la temperatura estándar se utilizan para definir la gravedad específica del gas:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}}$$

Donde:

$$\gamma_g = \text{Gravedad específica del gas}$$

$$\rho_g = \text{Densidad del gas, gr/cc}$$

$$\rho_{aire} = \text{Densidad del aire, gr/cc}$$

Con el propósito de estudiar el comportamiento de mezclas gaseosas, se ha introducido el concepto de presión pseudocrítica, P_{sc} , y temperatura pseudocrítica, T_{sc} . Una serie de métodos o reglas de combinación han sido propuestos para determinar estas propiedades pseudocrítica cuando se conoce la composición de la mezcla. Estos métodos suponen que cada componente contribuye a la presión y temperaturas pseudocrítica en proporción a su porcentaje de volumen en el gas y a la presión y temperaturas críticas, respectivamente, de dicho componente.

Cuando no se conoce la composición del gas, pero se conoce su gravedad específica, aun puede determinarse su presión y temperatura pseudocrítica mediante correlaciones propuestas por autores

como Sutton (1985)⁷

1.1.2.2 Factor de compresibilidad del gas.² El gráfico del factor **Z** de Katz todavía es usado ampliamente como una fuente práctica de factores de compresibilidad del gas natural. Como resultado, ha habido una necesidad aparente de una descripción matemática simple de esa tabla. Se han desarrollado varias correlaciones empíricas para calcular los factores **Z** a lo largo de los años. Las correlaciones empíricas explícitas como las propuestas por Beggs-Brill (1973)⁸, Azizi et al. (2010)⁹; o con correlaciones implícitas como las desarrolladas por Dranchuk-Purvis-Robinson (1971)¹⁰ y Abou-kassen-Dranchuk (1975)¹¹.

1.1.2.3 Factor volumétrico de formación del gas.² El factor de volumen de formación de gas, **B_g**, se usa para relacionar el volumen de gas, medido en las condiciones del yacimiento, con el volumen del gas medido en condiciones estándar, es decir, 60 °F y 14.7 psia. Esta propiedad del gas se define entonces como el volumen real ocupado por una cierta cantidad de gas a una presión y temperatura específicas, dividido por el volumen ocupado por la misma cantidad de gas en condiciones estándar. Se expresa como:

$$B_g = \frac{V_{p,T}}{V_{cs}} = 0.02827 \frac{zT}{P}$$

Donde:

$$B_g = \text{Factor volumétrico de formacion del gas, ft}^3/\text{scf}$$

$$V_{p,T} = \text{Volumen de gas a condiciones de yacimiento}$$

⁷ Sutton, R. P. (1985). *Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases*. Society of Petroleum Engineers.

⁸ Beggs, D., & Brill, J. (1973). *A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes*. Society of Petroleum Engineers.

⁹ Azizi N, Behbahani R, Isazadeh M (2010). *An efficient correlation for calculating compressibility factor of natural gases*. J Nat Gas Chem 19:642–645.

¹⁰ Purvis, R., Robinson, D., & Dranchuk, P. (1971). *A Reduced Equation of State Applied to Generalized Compressibility Factor Tables*. Petroleum Society of Canada.

¹¹ Abou-kassem J, Dranchuk P (1975). *Calculation of z factors for natural gases using equations of state*. J Can Pet Technol

V_{cs} = Volumen de gas a condiciones de estandar, 60°F y 14.7 psia

z = Factor de compresibilidad del gas

T = Temperatura, °F

P = Presión, psia

1.1.2.4 Densidad del gas.⁶ La densidad del gas, ρ_g , puede determinarse aplicando la ley de los gases reales

$$pV = nzRT$$

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{28.96 p \gamma_g}{10.73 z T} = 2.70 \frac{p \gamma_g}{z T}$$

Donde:

ρ_g = Densidad del gas, lb/ft³

p = Presión del gas, psia

V = Volumen que ocupa el gas, ft³

n = Número de moles del gas, lbmol

z = Factor de compresibilidad del gas

R = Constante de los gases ideales = $10.73 \frac{\text{psia} - \text{ft}^3}{\text{lbmol} - ^\circ\text{R}}$

T = Temperatura del gas, °R

1.1.2.5 Viscosidad del gas.² La viscosidad del gas, μ_g , es una medida de la resistencia a fluir ejercida por las moléculas del gas. Lee, González y Eakin (1966)¹² presentaron una relación semi-empírica para calcular la viscosidad de los gases naturales. Los autores expresaron la viscosidad del gas en términos de la temperatura del yacimiento, la densidad del gas y la gravedad específica del gas.

$$\mu_g = f(T, \rho_g, \gamma_g)$$

Donde:

$$\mu_g = \text{Viscosidad de gas, cP}$$

$$T = \text{Temperatura, } ^\circ R$$

$$\rho_g = \text{Densidad del gas, gr/cc}$$

$$\gamma_g = \text{Gravedad específica del gas}$$

1.1.3 Propiedades físicas del agua de yacimiento

1.1.3.1 Relación gas disuelto agua.⁶ Esta relación también es conocida como solubilidad del gas en el agua, R_{sw} , se define como el número de pies cúbicos normales de gas que se pueden disolver en un barril normal de agua cuando ambos son llevados a condición de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento. La solubilidad de gas generalmente disminuye con el aumento de la salinidad del agua, y aumenta con la presión.

1.1.3.2 Factor volumétrico del agua.⁶ El factor volumétrico del agua, B_w , en forma similar

a petróleo, se define como el volumen que ocupa en el yacimiento la unidad volumétrica de agua a condiciones normales más su gas en solución. El valor de B_w depende lógicamente de la presión, temperatura y de la salinidad del agua que afecta su solubilidad. La variación de B_w con

¹² Lee, A., Gonzalez, M., & Eakin, B. (1966). *The Viscosity of Natural Gases*. Society of Petroleum Engineers.

la presión aumenta con la disminución de la presión, esto es debido a la expansión del agua en el yacimiento. A presiones por debajo de la presión del punto de burbuja, el gas se libera, pero el factor volumétrico continúa aumentando debido a que la disminución en el volumen de agua, resultante de la liberación de gas, es insuficiente para contrarrestar la expansión del líquido.

1.1.3.3 Viscosidad del agua.⁶ La viscosidad del agua, μ_w , depende de la presión, la temperatura y sólidos disueltos. Así, la viscosidad del agua aumenta con un incremento de presión, disminuye con un aumento de temperatura y aumenta con un incremento en la concentración de sólidos disueltos. Generalmente se reporta en centipoise, cP.

1.1.3.4 Densidad del agua.⁶ La densidad del agua, ρ_w , en lb/ft³ puede ser determinada utilizando la misma aproximación para un sistema gas-petroleo, excepto que los efectos del gas en solución normalmente son despreciados.

1.1.3.5 Tensión interfacial gas-agua.⁶ Al igual que para un sistema gas-petroleo, la tensión interfacial gas-agua, σ_{gw} , en dinas/cm, se define como la fuerza por unidad de longitud en la interface entre los dos fluidos inmiscibles.

1.2 Transferencia de calor en el pozo¹³

Según Shiu & Beggs (1980) cuando se producen fluidos hidrocarburos desde un yacimiento hasta la superficie, la temperatura de los fluidos desciende desde la temperatura del yacimiento hasta cierto valor entre la temperatura del yacimiento y la temperatura de superficie. Este cambio en la temperatura depende de la pérdida de calor de los fluidos hacia los alrededores del pozo, y la pérdida de calor depende de las propiedades termodinámicas de los fluidos, la resistencia

¹³ Shiu K. & Beggs H. (1980). *Predicting Temperatures in Flowing Oil Wells*. ASME. J. Energy Resour. Technol;102(1):2-11.

térmica del tubing y del casing, la resistencia térmica de la tierra y el tiempo que el pozo ha estado fluyendo. Si se conocen todos estos parámetros, la temperatura de flujo se puede calcular en cualquier punto del pozo.

Las correlaciones usadas en el cálculo del gradiente de presión necesitan de las propiedades del fluido en cada punto del pozo y la mayoría de estas propiedades son muy sensibles al cambio de la temperatura. Ramey (1962)¹⁴ desarrolló una ecuación para predecir la temperatura del fluido inyectado a una profundidad dada (Z) después de un tiempo de inyección dado (t). Aunque la ecuación se desarrolló para un pozo inyector, el enfoque se puede generalizar para la transferencia de calor que se produce en los pozos productores.

Alves, Alhanati & Shoham (1992)¹⁵ determinaron que la temperatura del fluido en un pozo se puede calcular a partir de la siguiente ecuación explícita:

$$T = (T_{ei} - g_e L \sin \theta) + (T_i - T_{ei}) \exp(-L/A) + g_e A \sin \theta (1 - \exp(-L/A))$$

$$A = \frac{w c_p}{U \pi d_{to}}$$

Donde:

$$T = \text{Temperatura}, ^\circ\text{F}$$

$$T_{ei} = \text{Temperatura ambiente en el fondo de pozo}, ^\circ\text{F}$$

$$g_e = \text{Gradiente geotérmico}, ^\circ\text{F}/\text{ft}$$

$$L = \text{Longitud de la tubería}, \text{ft}$$

$$\theta = \text{Angulo de inclinación del pozo}, ^\circ$$

$$T_i = \text{Temperatura en la entrada de la tubería}, ^\circ\text{F}$$

$$A = \text{Distancia térmica de relajación}, \text{ft}$$

¹⁴ Ramey, H. J. (1962). *Wellbore Heat Transmission*. Journal of Petroleum Technology, pp. 427-432.

¹⁵ Alves, I., Alhanati, F., & Shoham, O. (1992). *A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines*. Society of Petroleum Engineers.

$$w = \text{Flujo másico, lb/hr}$$

$$c_p = \text{Capacidad calorífica a presión constante, BTU/lbm} - ^\circ\text{F}$$

$$U = \text{Coeficiente global de transferencia de calor, BTU/hr} - \text{ft}^2 - ^\circ\text{F}$$

$$d_{to} = \text{Diámetro externo de la tubería, ft}$$

Esta ecuación es general y se puede aplicar a cualquier ángulo de inclinación del pozo para flujo en monofásico o bifásico.

1.3 Desempeño del yacimiento¹⁶

En concordancia con Beggs (1991)¹⁶, el flujo de fluidos hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento, $P_R - P_{wf}$. La relación existente entre la tasa de flujo y la caída de presión depende de parámetros tales como las propiedades de la roca y del fluido, el régimen de flujo, saturación de fluidos en la roca, compresibilidad de los fluidos, daño o estimulación a la formación, y los mecanismos de empuje.

Según Gilbert (1954)¹⁷ el flujo desde el yacimiento hacia el pozo ha sido denominado Desempeño del Influjo (Inflow Performance) y el grafico de la tasa de producción versus la presión de fondo fluyendo se conoce con el nombre de Relación de Desempeño de influjo (Inflow Performance Relationship) o IPR importantes para analizar la capacidad de entrega

1.3.1 Índice de productividad.¹⁶ La relación entre la tasa de influjo del pozo y la caída de presión (Drawdown) se expresa a menudo en términos de un índice de productividad J

$$J = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o \ln \frac{0.472 r_o}{r_w}}$$

¹⁶ Beggs, H. D. (1991). *Production Optimization using NODALTM Analysis*. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.

¹⁷ Gilbert, W. E. (1954). *Flowing and Gas-Lift Well Performance*. API Drill. Prod. Practice.

Donde

$J = \text{Indice de productividad, bbl/d} - \text{psia}$

$k_o = \text{Permeabilidad del aceite, mD}$

$h = \text{Espesor del intervalo productor, ft}$

$\mu_o = \text{Viscosidad del aceite, cP}$

$B_o = \text{Factor volumetrico de formacion del aceite, bbl/STB}$

$r_e = \text{Radio del yacimiento, ft}$

$r_w = \text{Radio del pozo, ft}$

Las ecuaciones de desempeño del pozo permitirán calcular la caída de presión que ocurre en el yacimiento en función de la tasa de flujo y expresan la caída de presión debido a las fuerzas viscosas.

En esta sección se presentan varios métodos empíricos ampliamente usados para predecir el IPR de un pozo. La mayoría de estos métodos requieren de por lo menos una prueba estabilizada en la cuales se miden P_{wf} y q_l .

1.3.2 Método IP.¹⁶ La ecuación de influjo para flujo de aceite puede ser escrita de la siguiente manera:

$$q_l = J(\overline{P}_R - P_{wf})$$

Resolviendo esta ecuación para P_{wf} en términos de q_l se puede ver que una gráfica de P_{wf} vs q_l en coordenadas cartesianas resulta en una línea recta con una pendiente de $-1/J$, como sigue:

$$P_{wf} = \overline{P}_R - \frac{q_l}{J}$$

Esta ecuación pueda ser descrita por una línea recta y se debe al hecho de que se consideró que J se mantenía constante con la caída de presión. Esta situación solo se presenta cuando no hay presencia de gas en la producción.

1.3.3 Método Vogel.¹⁸ Vogel (1968) desarrolló una ecuación empírica para la forma del IPR de

un pozo productor de aceite que se encuentra en un yacimiento saturado. Aunque este método fue propuesto solo para yacimientos saturados con empuje de gas disuelto, sin embargo, se ha encontrado que es posible aplicarlo para cualquier yacimiento en el cual la saturación de gas incremente al disminuir la presión.

Vogel graficó los IPR como una curva de presiones adimensionales vs razones de flujo adimensionales. La presión adimensional está definida como la razón entre la presión de fondo fluyendo y la presión promedio del yacimiento, P_{wf}/P_R . La razón o tasa de flujo adimensional está definida como la razón entre la tasa de flujo, q_o , a un valor de P_{wf} , dividido por la tasa de flujo máxima, q_{max} , la cual resulta a partir de una $P_{wf} = 0$, es decir q_o/q_{max} .

Luego de graficar las curvas de IPR adimensionales, Vogel llegó a una relación entre la tasa de flujo adimensional y la presión adimensional, así:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2$$

Esta ecuación no es muy utilizada debido a que presenta errores del 70% y 80% para valores bajos de P_{wf} . También se ha visto que para pozos con alto corte de agua el método de Vogel ha dado buenos resultados. Ahora bien, en este caso la relación q_o/q_{max} puede ser remplazada por

¹⁸ Vogel, J. (1968). *Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells*. Journal Petroleum Technology.

q_l/q_{lmax} donde $q_l = q_o + q_w$. Vogel en su artículo original solo considero casos en los cuales el yacimiento estaba saturado y el factor de daño era cero. Pero también es posible aplicarlo a condiciones en las cuales $P_R > P_b$.

Para aplicar el método de Vogel a yacimientos sub-saturados se deben tener en cuenta dos casos de pruebas, ya que la presión de fondo fluyendo puede estar por encima o por debajo del punto de burbuja. Las ecuaciones se pueden derivar considerando que el índice de productividad se mantiene constantes para $P_{wf} \geq P_b$ y asumiendo que la ecuación de Vogel aplica en las $P_{wf} < P_b$.

Considerando el primer caso, para cuando la presión de fondo fluyendo está por encima del punto de burbuja, entonces el procedimiento de cálculo del IPR sigue:

Se calcula J con:

$$J = \frac{q_o}{\overline{P}_R - P_{wf}}$$

Luego calcular el q_b

$$q_b = J(\overline{P}_R - P_b)$$

Generar el IPR para valores de $P_{wf} < P_b$ usando la siguiente ecuación:

$$q_o = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

El IPR para $P_{wf} \geq P_b$ es lineal.

Para el segundo caso, cuando la presión de fondo fluyendo está por debajo del punto de burbuja, entonces:

Calcular J usando:

$$J = \frac{q_o}{\overline{P}_R - q_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]}$$

Luego calcular el q_b

$$q_b = J(\overline{P}_R - P_b)$$

Generar el IPR para valores de $P_{wf} < P_b$ usando la siguiente ecuación:

$$q_o = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

El IPR para $P_{wf} \geq P_b$ es lineal y se puede calcular con:

$$q_o = J(\overline{P}_R - P_{wf})$$

1.3.4 Método Klins.¹⁹ Tiempo después, Klins & Clark (1993) desarrollaron un modelo basado en el método de Vogel el cual incluyó un nuevo termino en función de la presión de burbuja del fluido. Ellos Propusieron la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.295 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^n$$

Donde

$$n = \left(0.28 + \frac{0.72P_R}{P_b} \right) (1.235 + 0.001P_b)$$

1.3.5 Método Vogel-Standig.²⁰ Standing (1970) propuso un procedimiento para modificar el método de Vogel y de esta manera tener en cuenta el daño a la formación o la estimulación alrededor de la cara de la formación. El grado de alteración de la permeabilidad se puede expresar en términos de la razón de productividad o de la eficiencia de Flujo **FE**, donde:

$$FE = \frac{\overline{P}_R - P'_{wf}}{\overline{P}_R - P_{wf}} = \frac{q/J'}{q/J} = \frac{J}{J'}$$

¹⁹ Klins, M., & Clark, J. (1993). *An Improved Method to Predict Future IPR Curves*. Society of Petroleum Engineers.

²⁰ Standing, M. B. (1970). *Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive*. Society of Petroleum Engineers.

La eficiencia de flujo también se puede expresar en términos de ΔP_{skin} y S' como:

$$E = \frac{\bar{P}_R - P'_{wf} - \Delta P_{skin}}{\bar{P}_R - P_{wf}} = \frac{\ln\left(\frac{0.472r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{0.472r_e}{r_w}\right) + S'}$$

Usando la definición anterior para la eficiencia de flujo, la ecuación de Vogel se convierte en:

$$\frac{q_o}{q_{max}^{FE=1}} = 1 - 0.2 \frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2$$

$$P'_{wf} = \bar{P}_R - FE(\bar{P}_R - P_{wf}) \quad o \quad \frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} = 1 - FE + FE \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)$$

Standing (1970)²⁰ propuso un procedimiento para construir curvas de IPR adimensionales para las eficiencias de flujo diferentes de uno:

1. Seleccionar un valor para FE
2. Asumir un rango de valores para $P_{wf}/\bar{P}_R$
3. Calcular el correspondiente valor de $P'_{wf}/\bar{P}_R$
4. Calcular $q_o/q_{o,max}^{FE=1}$ para cada valor de $P_{wf}/\bar{P}_R$
5. Seleccionar un nuevo valor de FE y regresar al paso 2.

Una de las principales aplicaciones del grafico o de la ecuación de Standing es predecir el mejoramiento del desempeño de inlfujo que puede lograrse al someterse un pozo a estimulación.

1.3.6 Método de Fetkovich.²¹ Fetkovich (1973) propuso un método para calcular el desempeño de inlfujo para pozos de petroleo usando el mismo tipo de ecuación que ha sido usada para analizar por muchos años los pozos de gas. Es decir:

$$q_o = C(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

Donde:

²¹ Fetkovich, M. J. (1973). *The Isochronal Testing of Oil Wells*. Society of Petroleum Engineers.

$C = \text{Coeficiente de flujo}$

$n = \text{Exponente que depende las caracterisiticas del pozo}$

Al determinar los valores de C y n , a partir de los datos de la prueba, la ecuación se puede usar para generar el IPR completo. Dado que existen dos incógnitas, al menos se requieren de dos pruebas para evaluar C y n , asumiendo que se conoce el valor de $\overline{P}_R$. Sin embargo se suele emplear al menos cuatro pruebas para determinar C y n debido a la posibilidad de errores en los datos.

1.3.7 Método de Jones.²² Jones, Blount y Glaze (1973) modificaron la ley de Darcy para un yacimiento horizontal homogéneo con flujo radial y turbulento. El procedimiento de análisis permite determinar los efectos de la turbulencia en la eficiencia del completamiento independientemente del efecto de daño y el flujo laminar (Darcy). Los datos requeridos son (1) dos o más pruebas de flujo estabilizado, o (2) dos o más pruebas de flujo isócrono. Las tasas de flujo y la presión de flujo del fondo del pozo deben ser conocidas en ambos casos. La ecuación propuesta fue la siguiente:

$$\frac{P_R^2 - P_{wf}^2}{q_o} = C + Dq_o$$

Donde:

$C = \text{Coeficiente de flujo laminar}$

$D = \text{Coeficiente de turbulencia}$

Los valores de C y D , de no tenerlos, se pueden determinar por medio de una serie de datos de pruebas de producción, y por medio de la aplicación de solución de ecuaciones usando métodos numéricos.

²² Jones, L., Blount, E., & Glaze, O. (1976) *Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence*. Society of Petroleum Engineers.

1.4 Flujo multifásico en tuberías^{16 23}

Se entiende por flujo multifásico cualquier fluido que está compuesto de más de una fase o componente, el estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de recolección en superficie, es necesario su estudio para obtener diseños viables operacionales y económicamente que permitan un óptimo funcionamiento de los pozos y por consiguiente del campo. El objetivo es determinar mediante correlaciones de flujo multifásico en tuberías, la habilidad que tiene un pozo para extraer los fluidos del yacimiento. Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de recolección existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo; las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética.

1.4.1 Ecuación general de gradiente de presión. El punto de partida de las diferentes correlaciones de flujo multifásico horizontal es la ecuación general del gradiente de presión, la cual puede describirse de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \left(\frac{g \rho \sin \theta}{g_c} + \frac{f_m \rho V^2}{2 g_c d} + \frac{g \Delta V^2}{2 g_c \Delta Z} \right)$$

Donde:

$$\frac{g \rho \sin \theta}{g_c} = \text{Gradiente de presión por gravedad.}$$

$$\frac{f_m \rho V^2}{2 g_c d} = \text{Gradiente de presión por fricción.}$$

$$\frac{g \Delta V^2}{2 g_c \Delta Z} = \text{Grad. de presión por cambio de energía cinética o aceleración.}$$

θ = *Angulo que forma la dirección de flujo con la horizontal.*

ρ = *Densidad de la mezcla, lbm/ft³*

V = *Velocidad de la mezcla, ft/seg*

g = *Aceleración de la gravedad, ft/seg²*

g_c = *Factor de correccion de unidades, lbm/seg² – ft²*

f_m = *Factor de fricción de Moody*

d = *Diámetro interno de la tubería, ft*

1.4.2 Consideraciones teóricas del flujo monofásico y multifásico en tuberías. A

continuación, se presentan algunas consideraciones teóricas requeridas para comprender el cálculo del flujo monofásico y multifásico en tuberías.

1.4.2.1 Calculo del factor de fricción. El cálculo de gradiente de presión por fricción requiere determinar el valor del factor de fricción. El cálculo requiere evaluar si el flujo es laminar o turbulento, para ello es necesario calcular el número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{1488dV\rho}{\mu}$$

Donde:

d = *Diámetro interno de la tubería, ft*

V = *Velocidad de la mezcla, ft/seg*

ρ = *Densidad de la mezcla, lbm/ft³*

μ = *Viscosidad del fluido, cP*

Existe flujo laminar si el número de Reynolds es menor de 2100 en caso contrario se considera flujo turbulento.

1.4.3 Factor de fricción para flujo laminar. Para determinar el factor de fricción en flujo laminar, se utiliza una expresión analítica derivada igualando el gradiente de presión de Pouseuille con el término del gradiente de fricción (ecuación de Darcy Weisbach).

$$V = \frac{d^2}{32\mu} \left(\frac{dP}{dL} \right)$$

Obtenida integrando el perfil de velocidad para este tipo de flujo en tubos capilares horizontales. Combinando esta ecuación con la componente de fricción se tiene:

$$f_m = \frac{64}{N_{Re}}$$

1.4.4 Factor de fricción en flujo turbulento, tuberías lisas. Numerosas ecuaciones empíricas han sido propuestas para predecir el factor de fricción bajo condiciones de flujo turbulento. En el caso de tuberías lisas las ecuaciones más utilizadas en su rango de aplicabilidad son:

Drew, Koo y McAadams

$$f = 0.0056 + 0.5N_{Re}^{-0.25} \quad 3000 < N_{Re} < 3 * 10^6$$

Blasius

$$f = 0.316N_{Re}^{-0.25} \quad N_{Re} < 10^5$$

Como las paredes de una tubería no son normalmente lisas, es necesario utilizar ecuaciones que consideren la rugosidad de la pared interna de la tubería. En flujo turbulento la rugosidad puede tener un efecto significativo sobre el factor de fricción. La rugosidad de la pared es una función del material de la tubería, del método del fabricante, la edad de la tubería y del medio ambiente al cual está expuesta.

1.4.5 Factor de fricción en flujo turbulento, tuberías rugosas. El análisis dimensional sugiere que el efecto de rugosidad no es debido a su valor absoluto, sino a su valor relativo, al diámetro interno de la tubería, ε/d .

El experimento de Nikurad se genera las bases para los datos del factor de fricción a partir de tuberías rugosas. Su correlación para tubería completamente rugosa es la siguiente:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \frac{2\varepsilon}{d}$$

La región donde el factor de fricción varía con el número de Reynolds y la rugosidad relativa es llamada la región de transición o pared parcialmente rugosa. Colebrook propuso una ecuación empírica para describir la variación de f en esta región:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \log \left(\frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} \sqrt{f}} \right)$$

La ecuación de Colebrook, para f requiere de un proceso de prueba y error por, lo que puede expresarse como:

$$f_c = \left[1.74 - 2 \log \left(\frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18.7}{N_{Re} \sqrt{f}} \right) \right]^{-2}$$

Valores de f son supuestos (f_s) y luego calculado (f_c), hasta que ellos se aproximen dentro de una tolerancia aceptable. El valor inicial para f_s puede ser obtenido a partir de una de las ecuaciones explícitas para tuberías lisas.

1.4.6 Parámetros característicos del flujo multifásico. El conocimiento de la velocidad

y de las propiedades de los fluidos tales como viscosidad, densidad y en algunos casos tensión superficial son requeridos para los cálculos de gradiente de presión, cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico se utilizan ciertas reglas de mezclas y definiciones únicas a estas

aplicaciones. A continuación, se presentan las definiciones básicas para flujo bifásico y la forma de calcular estos parámetros.

1.4.6.1 Hold-Up de líquido. La fracción de líquido, H_L , es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del segmento de tubería.

$$H_L = \frac{\text{Volumen del líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}}$$

El hold-up es una fracción que varía desde cero para flujo monofásico de gas a 1 para flujo de líquido únicamente. El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un hold-up de gas o fracción ocupada por gas.

$$H_g = 1 - H_L$$

1.4.6.2 Fracción de líquido sin deslizamiento. Hold-up sin deslizamiento, λ_L , algunas veces llamado contenido de líquido de entrada, es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el volumen del segmento de tubería considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_g} = \frac{V_{sL}}{V_m}$$

Donde Q_g y Q_L son las tasas de gas y de líquido en sitio, respectivamente, el hold-up de gas sin deslizamiento es definido por:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{Q_g}{Q_L + Q_g}$$

Es obvio que la diferencia entre el hold-up de líquido y el hold-up sin deslizamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases de gas y de líquido.

1.4.6.3 Densidad de líquidos. La densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio.

$$\rho_L = \rho_o F_o + \rho_w F_w$$

$$F_o = \frac{Q_o B_o}{Q_o B_o + Q_w B_w}$$

$$F_w = 1 - F_o$$

1.4.6.4 Densidad bifásica. El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor hold-up de líquido con o sin deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g$$

1.4.6.5 Velocidad. Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase líquida está definida como la velocidad que esta fase exhibiría si fluyera solo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas, V_{sg} , está dada por:

$$V_{sg} = \frac{Q_g}{A}$$

La velocidad real del gas está dada por:

$$V_{sg} = \frac{Q_g}{H_g A}$$

Donde A es el área transversal de la tubería.

La velocidad superficial del líquido, V_{SL} , viene dada por:

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A}$$

La velocidad real del líquido está dada por:

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{H_L A}$$

La velocidad superficial bifásica viene dada por:

$$V_m = V_{SL} + V_{SG}$$

1.4.6.6 Viscosidad. La viscosidad del fluido, es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es además incierto y es definido de forma diferente por varios autores. La viscosidad de una mezcla de agua petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y de petróleo como un factor de peso:

$$\mu_L = \mu_o F_o + \rho_w \mu_w$$

La siguiente expresión ha sido utilizada para calcular la viscosidad bifásica.

$$\mu_m = \mu_L \lambda_L + \lambda_g \mu_g \quad (\text{Sin deslizamiento})$$

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} \mu_g^{H_g} \quad (\text{Con deslizamiento})$$

1.4.6.7 Patrones de flujo.²³ La diferencia básica entre flujo de una sola fase y flujo bifásico es que en este ultimo la fase gaseosa y liquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución especial de la interface, resultando en características diferentes de flujo tales como los perfiles de velocidad y hold-up. La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir tasas de flujo de gas y de líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como: densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

²³ Brill, J & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase Flow in Wells*. Society of Petroleum Engineers.

La determinación de los patrones de flujo es un problema central en el análisis de flujo bifásico. Realmente todas las variables de diseño de flujo son frecuentemente dependientes del patrón de flujo existente. Las variables de diseño son las caídas de presión, el hold-up del líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, etc.

En el pasado, existieron desacuerdos entre los investigadores de flujo bifásico en la definición y clasificación de los patrones de flujo. Algunos detallaron tantos patrones de flujo como fueron posibles; mientras otros trataron un grupo con un mínimo de patrones de flujo, el desacuerdo fue principalmente debido a la complejidad del fenómeno de flujo y al hecho de que los patrones de flujo fueron generalmente determinados subjetivamente por observación visual. También los patrones de flujo son generalmente reportados para cualquier inclinación o para un estrecho rango de ángulos de inclinación.

Los patrones de flujo existentes son:

- *Flujo Burbuja*: la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón es dividido en flujo Bubbly, ocurre a tasas relativamente bajas de líquido y es caracterizada por deslizamiento entre fases de gas y líquido. El flujo de Burbuja Dispersa en cambio ocurre a tasas relativamente altas de líquido, logrando esta fase arrastrar las burbujas de gas de tal forma que no exista deslizamiento entre las fases.
- *Flujo Slug (Tapón)*: Este patrón de flujo en tuberías verticales es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa está localizada en bolsillos de gas de gas en forma de una gran bala denominada “Taylor Bubble” con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste de sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido. Una delgada

película fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.

- *Flujo Anular:* El flujo vertical debido a la simetría de flujo, el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interface es altamente ondeada resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En flujo vertical corriente abajo, el patrón anular existe también a bajas tasas de flujo en la forma de “falling film”. El patrón tapón en flujo corriente abajo es similar al del flujo corriente arriba, excepto que generalmente la burbuja Taylor es inestable y localizada excéntricamente al eje de la tubería. La burbuja Taylor podría ascender o descender, dependiendo de las tasas de flujo relativa de las fases.²⁴

²⁴ Maggiolo, R. (2007). *Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal*. AIP

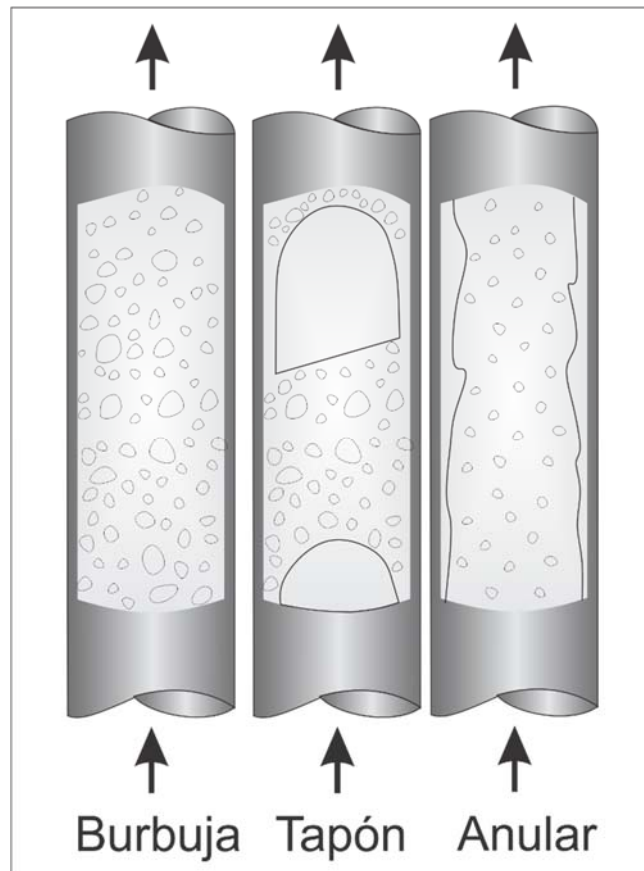


Figura 1. Patrones de flujo. Fuente: Brill, J & Mukherjee, H. (1999). Multiphase Flow in Wells. Society of Petroleum Engineers.

1.4.7 Correlaciones para flujo multifásico.²³ Las correlaciones empíricas han sido la herramienta de uso común en la solución de problemas de flujo bifásico. Las correlaciones ofrecen el método más eficaz para evaluar características asociadas con este flujo; por su parte los modelos mecanísticos, intentan modelar matemáticamente la física del fenómeno en estudio aplicando principios fundamentales como el de la conservación de la masa, de cantidad de movimiento lineal y de energía, a volúmenes de control que por lo general consideran promedios espaciales y temporales de las propiedades y velocidades de los fluidos. A continuación, se encuentran los principales modelos y correlaciones que actualmente se usan en la industria petrolera.

1.4.7.1 Modelos y Correlaciones para Flujo Vertical. *Ansari et al (1994)*²⁵: El modelo de Ansari fue desarrollado como parte de los proyectos de investigación de flujo de fluidos de la universidad de Tulsa. Un exhaustivo modelo fue formulado para predecir patrones de flujo y sus características, para modelar el flujo ascendente de las fases presentes. El modelo mecanístico está compuesto por un modelo para la predicción del patrón de flujo y un grupo de modelos independientes para predecir el hold-up y la caída de presión en presencia de flujo burbuja, tapón y anular. Fue evaluado usando una base de datos de la universidad de Tulsa compuesto por 1775 pozos con 371 de ellos de datos PrudhoeBay²⁶. (Ver Anexo D)

*Beggs & Brill Original (1973)*⁸: Esta correlación es usada para predecir las pérdidas de presión y hold-up. La correlación fue desarrollada siguiendo un estudio de flujo de dos fases en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación se basa en un mapa de régimen de flujo donde primero se modela de manera que el flujo sea horizontal. El hold-up es calculado mediante correlaciones y después es corregido dependiendo del ángulo de inclinación.

Esta correlación fue desarrollada teniendo en cuenta consideraciones como tuberías de diámetros entre 1 y 1.5 in, no presenta problemas con la gravedad API, relaciones gas-liquido hasta 5000 y cortes de agua por encima de 10 %. (Ver Anexo E)

*Hagedorn & Brown (1965)*²⁷: Fue desarrollada siguiendo un estudio experimental de gradientes de presión durante flujo continuo de dos fases en tuberías verticales de diámetro pequeño, las pruebas fueron conducidas para una amplia variación de tasas de flujo, relaciones gas-líquido y viscosidades de líquido. Los datos usados para el desarrollo de esta correlación fueron obtenidos pozos verticales de aproximadamente 1500 pies, diámetros de tubería de 1 y 2

²⁵ Ansari, A., Sylvester, N., Cem, S., Ovadia, S., & Brill, J. P. (1994). *Supplement to SPE 20630, A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores*. Society of Petroleum Engineers.

²⁶ Schlumberger (2011), *PIPESIM* production system analysis software: User's Guide*. Schlumberger

²⁷ Hagedorn, A., & Brown, K. (1965). *Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits*. Society of Petroleum Engineers.

in y 5 diferentes tipos de fluido como: agua y cuatro tipos de crudo con viscosidades entre 10 y 110 cp. Los aspectos principales de esta correlación son:

- La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
- No considera los patrones de flujo.
- El factor de fricción de flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en flujo bifásico.
- El hold-up es función de cuatro números adimensionales: Numero de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad líquida (introducidos por Duns & Ross)²⁸. (Ver Anexo F)

2 Optimización de la producción¹⁶

²⁸ Maggiolo, Ricardo. (2007). *Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal*. AIP.

El Análisis Nodal es una metodología que ha sido aplicada por varios años para el diseño, análisis y optimización de los sistemas de producción y consiste en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema. Fue propuesta por Gilbert en 1954, Discutida por Nind en 1964 y posteriormente por Brown en 1978.

El objetivo de la técnica de Análisis Nodal es confrontar el desempeño de los diversos componentes que intervienen en la producción de fluido desde la formación hasta el separador con el objetivo de encontrar las condiciones óptimas del funcionamiento del sistema de producción total.

Análisis Nodal es una marca registrada de Flopetrol Johnston, una división de Schlumberger Technology Corporation, y está protegida por la patente US Patent 4,444,710.

Los principales objetivos del análisis se pueden enunciar como se observa a continuación:

- Determinar la rata de flujo a la cual producirá un pozo de aceite o gas considerando la geometría del wellbore y las limitaciones del completamiento.
- Determinar las condiciones de flujo bajo las que el pozo podría dejar de producir.
- Seleccionar el tiempo más apropiado para la instalación de un sistema de levantamiento artificial, y también para asistir en la selección del más óptimo.
- Optimizar el sistema para producir a la tasa de flujo que haga resultar el proceso más económico.
- Evaluar cada componente del sistema de producción para identificar cuales están originando restricciones del flujo innecesariamente.
- Permitir al personal de operaciones e ingeniería un rápido reconocimiento de alternativas que permitan incrementar la producción.

2.1 Aplicaciones del Análisis Nodal

A menudo la producción de un pozo puede ser restringida severamente por el desempeño de un solo componente del sistema. Si el efecto de cada componente sobre el comportamiento del sistema puede ser aislado para realizar análisis, el desempeño del sistema podrá ser optimizado en una forma más económica.

La experiencia ha demostrado que mucho dinero puede ser desperdiciado en operaciones de estimulación de la formación, cuando la capacidad de producción del pozo está siendo restringida dado que la línea de flujo o la tubería de producción son demasiado pequeñas.

Otro ejemplo de errores en diseño de completamiento de pozos es instalar tuberías de producción demasiado grandes. Esto pasa a menudo en pozos en los cuales se esperan altas tasas de producción. Se puede demostrar con una tubería de producción muy grande no solo ocasionará un desperdicio de dinero, sino que además puede reducir la tasa a la que el pozo puede fluir.

A continuación, se proporciona una lista de posibles aplicaciones del Análisis Nodal:

- El sistema, en su totalidad, está funcionando por debajo de la capacidad esperada.
- Las líneas pueden estar expuestas a depositaciones que disminuyen su capacidad de flujo.
- Las líneas y tubería utilizadas pueden ser muy grandes o muy pequeñas para el caudal producido.
- Se desea analizar la variación de producción con posibles cambios en la presión del separador.
- Se desea diseñar un sistema de completamiento y se quiere probar diferentes alternativas incluyendo diferentes densidades de cañoneo de la formación.

- El deterioro de un empaque de grava presenta excesiva pérdida de presión a través de él.
- Pozos con una alta relación gas – líquido pueden requerir análisis cuidadosos usando la técnica de Análisis Nodal para la selección final de un tamaño de estrangulador a utilizar.
- Se desea realizar una comparación entre la habilidad del sistema para manejar fluido y la capacidad de producción de la arena – formación poco consolidada.
- Se puede necesitar una evaluación del efecto de un posible proceso de estimulación en la producción real del pozo.
- Se quiere evaluar el beneficio real de un levantamiento artificial en el caudal a producir.
- Permite establecer las condiciones bajo las cuales el pozo dejara de fluir.
- Con la evaluación de las diversas combinaciones de los componentes de un sistema de producción se puede definir la rata y el caudal de flujo más económico.
- El Análisis Nodal se puede utilizar como una herramienta de diagnóstico que facilita observar problemas cuando las condiciones de flujo son inferiores a las obtenidas en las predicciones.

2.2 Sistemas de producción

2.2.1 Componentes de un sistema de producción. Un sistema de producción incluye todos los elementos involucrados en el flujo de los fluidos desde la formación hasta superficie, a saber:

- Presión estática del yacimiento.
- Comportamiento de afluencia – curva IPR.
- Esquemas de completamiento particulares en el pozo.

- Tubería de producción que incluye restricciones de fondo y válvulas de seguridad.
- Estrangulador o Choke en superficie.
- Líneas superficiales.
- Facilidades de superficie.
- Separador.

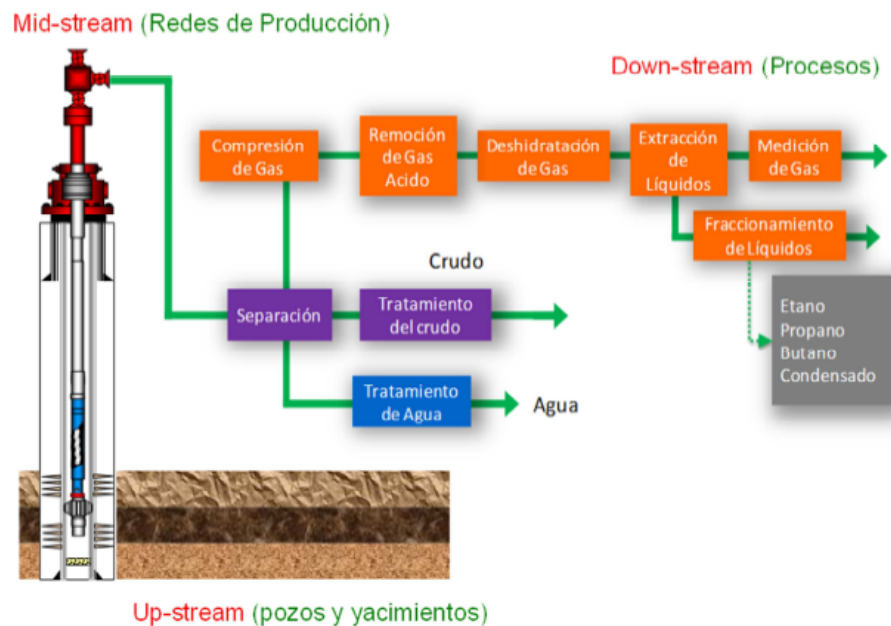


Figura 2. Sistema de producción. Fuente: Beggs, H. D. (1991). Production Optimization using NODALTM Analysis. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.

2.2.2 Tipos de nodos en el Análisis Nodal. Los nodos se clasifican en nodo simple y nodo funcional. El nodo funcional se identifica como aquel que introduce una caída de presión adicional al sistema de flujo y generalmente equivale a un dispositivo mecánico o restricción de flujo. Al nodo funcional está asociada una relación analítica o empírica la cual simula el diferencial de presión que sucede a través de él.

Dos nodos tienen significado relevante, nodo en el separador y nodo en la presión estática de la formación. El nodo en el separador representa la presión de trabajo del separador, la cual en general es fija y definida con criterios de diseño de las facilidades en superficie y por lo tanto no

fluctúa con los cambios en caudal líquido. El nodo en la presión de la formación, por otra parte, representa una característica del yacimiento a un estado de agotamiento dado y por lo tanto su valor no depende de la variación del caudal. Ambos nodos en consideración, representan el punto de partida para iniciar los cálculos y resolver el análisis en un nodo seleccionado.

A continuación, se muestra la ubicación de los nodos en un sistema de producción.

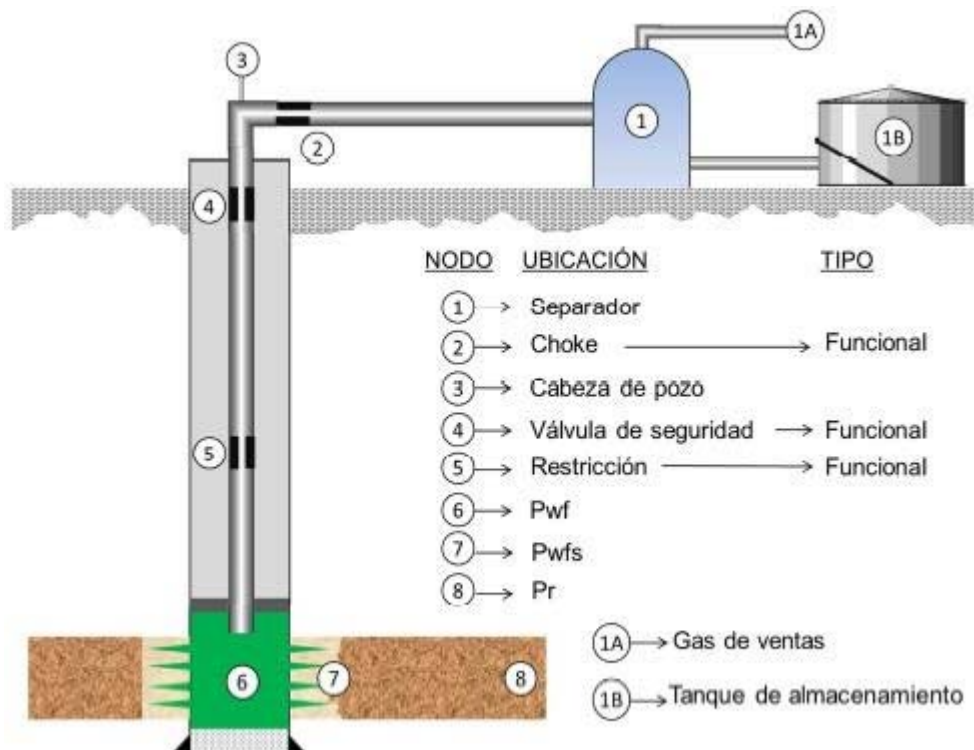


Figura 3. Nodos en un sistema de producción. Fuente: Beggs, H. D. (1991). Production Optimization using NODALTM Analysis. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.

2.2.3 Tipos de presiones en el análisis nodal. Dos conceptos de presión asociado al fluido se requieren presentar: presión necesaria y presión disponible.

- La Presión necesaria alude a la presión que requiere o le demanda el sistema al fluido para

que este pueda vencer las resistencias y llegar hasta un punto definido - generalmente un nodo a una presión conocida. Las presiones necesarias para diferentes caudales se calculan partiendo del

separador y encontrando el diferencial de presión existente hasta el sitio en consideración usando la teoría de flujo multifásico en dirección contraria al flujo. Por supuesto, al aumentar el caudal el diferencial de presión para una misma longitud será mayor y por lo tanto la presión necesaria aumenta con la tasa de flujo.

- La presión disponible hace referencia a la presión de flujo del fluido en un sitio cualesquiera. Partiendo de un valor conocido de presión, la presión disponible disminuye a medida que progresa el flujo a través de una longitud dada. Las presiones disponibles se obtienen con la teoría de flujo multifásico y calculando la caída en la dirección de flujo desde el fondo pozo al separador.

2.2.4 Criterios para la selección del nodo solución. Para realizar un Análisis Nodal se seleccionan posiciones (nodos) en forma arbitraria y se relacionan a continuación:

- Fondo del Pozo (centro del intervalo productor): Se puede aislar el efecto de la variación de la curva IPR.
- Cabeza del pozo (centro del Sistema de Producción): Se pueden analizar los efectos de la línea de flujo o de la tubería de producción en forma independiente. Configuraciones de completamiento: Permite evaluar el efecto de densidad de cañoneo, empaquetamientos con grava, completamiento estándar, etc.
- Solución en el separador: Se analizan diversos valores de presión del separador sobre la producción.
- Otras posiciones: estranguladores de superficie, válvulas de seguridad, puntos de conexión en sartas combinadas y restricciones de fondo.

2.3 Fondo del Pozo como nodo solución

Es la posición utilizada para el software, debido a que las consideraciones hechas para lograr el Análisis Nodal nos muestran que es la mejor solución, para esto el fondo del pozo se toma a la profundidad media del intervalo productivo y el sistema de producción es dividido en dos componentes, el yacimiento y el sistema de tuberías, se tomó la consideración de que no existe ninguna restricción en las tuberías por lo cual nos lleva a que las únicas caídas de presión son las pérdidas en la tuberías propuesta.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el cabezal del pozo con una presión remanente igual a P_{wh} .

Las dos presiones de fondo calculadas P_{wf} probablemente no serán iguales, en cuyo caso la tasa de flujo no es correcta y deberá asumirse otra. Luego de varios intentos se unen con una línea los puntos calculados desde el cabezal del pozo (curva de demanda) y de igual forma se unen los puntos calculados desde el yacimiento (curva de oferta). La intersección de estas dos líneas nos aportará el caudal líquido Q_L y la presión de fondo fluyendo P_{wf} soluciones a este sistema con las propiedades introducidas.

Procedimiento:

1. Construir la curva IPR correspondiente.
2. Suponer varias tasas de flujo y obtener la presión de cabeza necesaria para llevar los fluidos a través de la línea de flujo horizontal hasta el separador, usando una correlación de flujo multifásico apropiada.

3. Usando las mismas tasas de flujo supuestas el paso 2 y las correspondientes presiones de cabeza, determinar las presiones de entrada al tubing requeridas a partir de las correlaciones de flujo multifásico apropiada.

4. Representar gráficamente las presiones de entrada al tubing del paso anterior contra las tasas supuestas en la misma gráfica de la curva IPR.

La intersección de estas curvas determina la tasa óptima a la cual el pozo producirá para el sistema de tuberías instalado. Esta tasa puede variar únicamente si se da un cambio en el sistema, ya sea el diámetro de la sarta de producción, o en la presión del separador, o si se estimula la formación sucediéndose un cambio en la curva IPR.

2.4 Pérdidas de presión en un sistema de producción

Para transportar los fluidos que se encuentran en el yacimiento hasta las facilidades de superficie, se requiere de una cantidad de energía que sea capaz de superar el gradiente hidrostático de la columna de fluido, las pérdidas por fricción en el sistema de completamiento de un pozo y los cambios de energía cinética, y así llevar los fluidos hasta superficie.

Cada elemento del completamiento requiere de cierta caída de presión para que el flujo pase a través del mismo, de tal modo que la caída de presión total ($P_R - P_{sep}$) será igual a la suma de las pérdidas de presión individuales que ocurren en todos los elementos del sistema. En la figura 4 se esquematiza las principales fuentes de pérdidas de presión del fluido en su trayecto desde la formación hasta el separador. Se debe tener en cuenta que para el software las consideraciones hechas nos llevan hasta el cabezal de pozo, es decir no se tiene en cuenta del cabezal hasta el separador.

La selección y el dimensionamiento de los componentes individuales son muy importante, pero debido a la interacción entre los componentes, un cambio en la caída de presión de cualquiera afectará el comportamiento de la presión de todos los demás. Esto ocurre debido a que el fluido es compresible, por lo tanto, la caída de presión de un elemento particular depende no solo de la tasa de flujo a través del componente, sino también de la presión promedio que existe en cada componente.

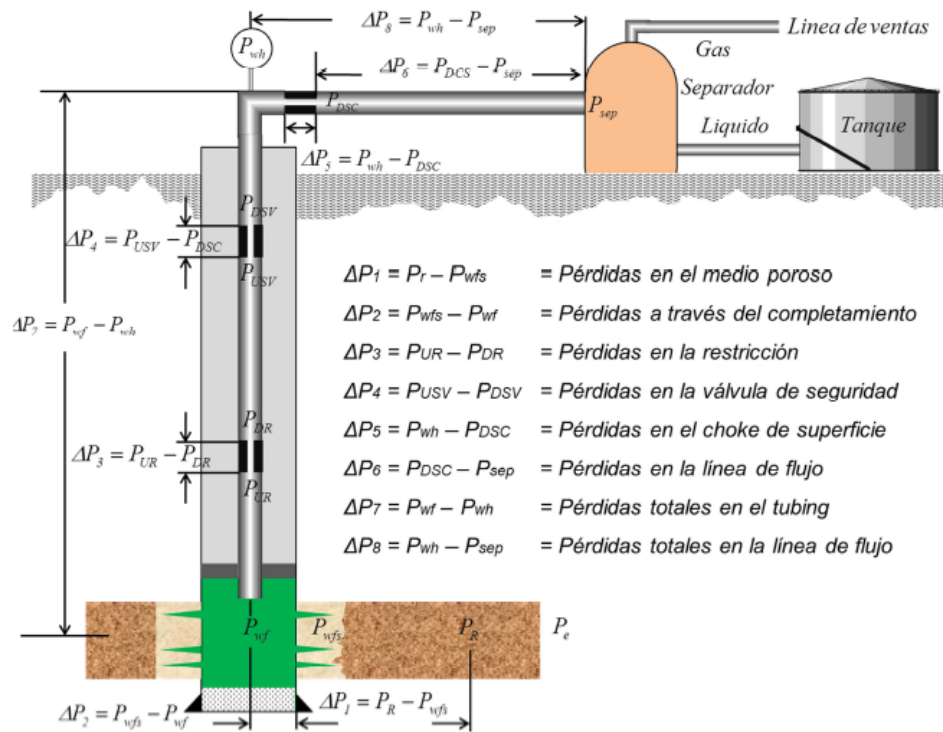


Figura 4. Pérdidas de presión en el sistema. Fuente: Beggs, H. D. (1991). Production Optimization using NODALTM Analysis. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.

La siguiente imagen ilustra el perfil de presiones para un pozo que produce a una tasa constante. La presión en el límite externo es el punto inicial del perfil de presiones, que termina a la presión de la línea de transferencia o a la presión atmosférica en el tanque de almacenamiento.

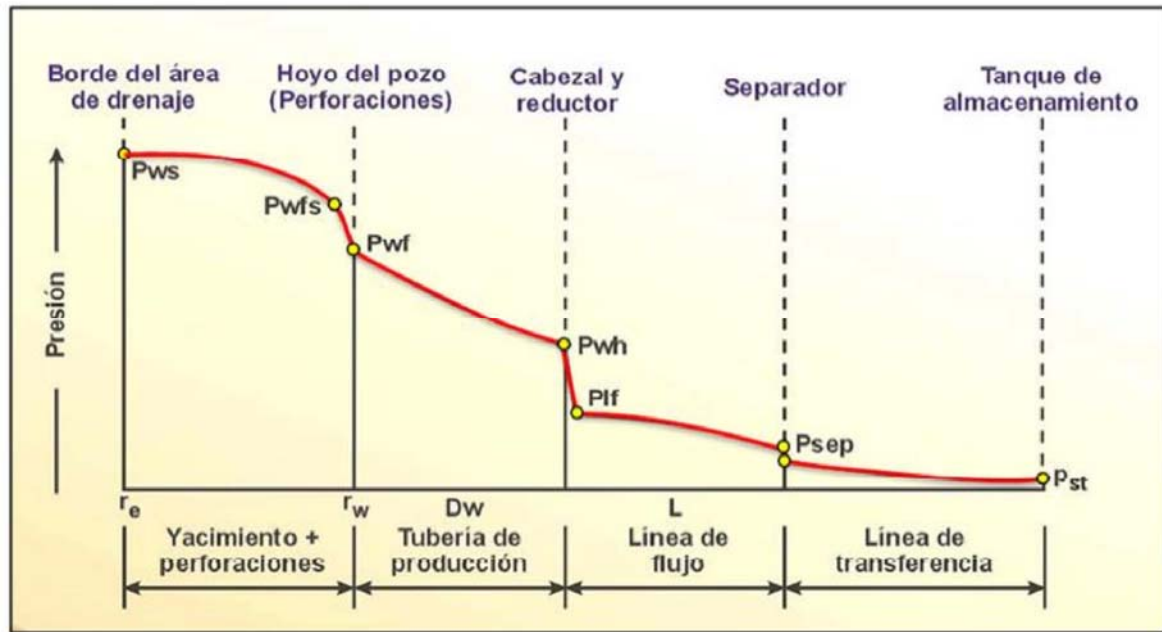


Figura 5. Perfiles de presión en un sistema de producción. Fuente: Beggs, H. D. (1991). Production Optimization using NODALTM Analysis. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.

3 Software Pedagógico “OilPro”

OilPro es un software pedagógico que permite la optimización de la producción en un pozo con flujo natural mediante el uso de cada uno de los módulos en su orden respectivo, que puede ser implementado en la asignatura de Producción de Hidrocarburos en el programa de pregrado de Ingeniería de petróleos que ofrece la Universidad Industrial de Santander, debido a que la finalidad de este programa es realizar un Análisis Nodal para encontrar el punto óptimo para producir un pozo con los datos suministrados por el usuario y teniendo en cuenta parámetros que afectan cada uno de los módulos presentes en el software.

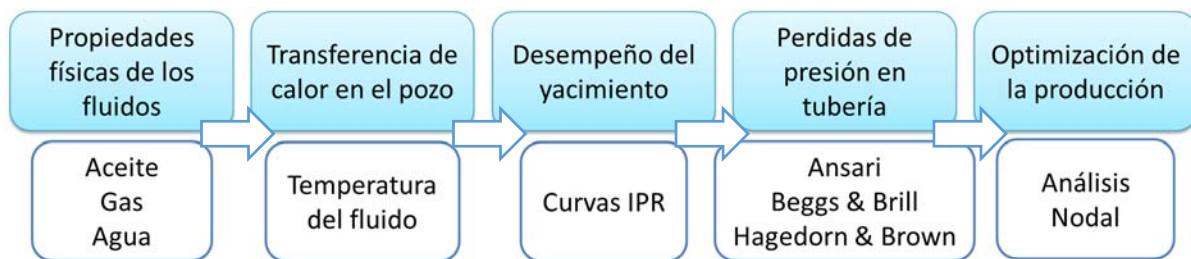


Figura 6. Diagrama de flujo OilPro

3.1 Introducción

Para desarrollar el software, se implementó como lenguaje de programación Visual Basic. Es un lenguaje de programación dirigido por eventos, donde se utilizan formularios y controles con el fin de crear la interfaz de los programas; admite elementos de lenguaje y construcciones de programación comunes.

El Visual Basic ha sido desarrollado con el objetivo de entregar a los usuarios de programación informática un paquete de utilidades simples y accesibles. Es por esto que Visual Basic puede ser usado y fácilmente comprendido por expertos como también por usuarios

principiantes. Su base parte del dialecto BASIC, pero con componentes novedosos que lo adaptan a los lenguajes informáticos modernos. A esto se suma que Visual Basic es además un lenguaje de programación guiado por eventos que permite mayor operatividad y mejores resultados. Al mismo tiempo, gracias a su simple lenguaje, es perfectamente adaptable a las plataformas de los sistemas Windows y es fácilmente transformable a otros lenguajes más complejos.

3.2 Presentación del software pedagógico

El software presenta una interfaz amigable con el usuario como se muestra en la figura 6, donde se evidencian cinco módulos que se dividen en Propiedades (Black Oil), Temperatura, Curva de Inflow, Caída de Presión y por último Análisis Nodal. La finalidad de cada uno de estos módulos es que los estudiantes pueden comparar los resultados que realizan a mano en cada una de sus clases con los obtenidos por el software, y que los estudiantes tengan en cuentas algunas correlaciones y regresiones que se utilizan para llegar a estos cálculos. También se tienen los datos de entrada requeridos por el software para realizar los cálculos de estos cinco módulos, aquí se modifican estos datos para realizar el análisis nodal siguiendo los módulos de forma secuencial, cuando se tienen todos los datos de entrada necesarios y se da click en el botón guardar el software habilita el módulo de Propiedades para que el usuario continúe con el proceso de cálculo (Ver figura 7).

Datos de entrada

Datos del pozo:

	Díametro externo, in	Díametro interno, in	Peso, lb/ft	Espesor, in	
Tubing	4.5	3.958	12.75	0.271	Especificaciones API, Tubing
Casing	7	6.538	17	0.231	Especificaciones API, Casing
Profundidad	5000	ft			
Presión del yacimiento	2200	psig			
Temperatura del yacimiento	210	°F			
Temperatura ambiente	80	°F			
Número de nodos	20				

Producción en tanque:

Caudal de líquido	100	STB/D	API	30	*API
GOR	500	SCF/STB	Grav. Especifica del gas	0.85	
Corte de agua	0	%	Grav. Especifica del agua	1.01	

Guardar

Ing. William Fernando Noriega Anaya Ing. Cristian Adrian Orozco Boada Msc. Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Figura 7. Interfaz y/o ventana inicial del software OilPro.

Teniendo en cuenta que cada dato que el usuario pueda proporcionar tiene límites, los cuales son mostrados por el software para evitar que se introduzcan datos erróneos y que generen errores en el cálculo y posteriormente en el software (Ver figura 8).

Datos de entrada

Datos del pozo:

	Díametro externo, in	Díametro interno, in	Peso, lb/ft	Espesor, in	
Tubing	4.5	3.958	12.75	0.271	Especificaciones API, Tubing
Casing	5.5	4.892	17	0.304	Especificaciones API, Casing
Profundidad	3500	ft			
Presión del yacimiento	1600	psig			
Temperatura del yacimiento					
Temperatura ambiente					
Número de nodos					

Producción en tanque:

Caudal de líquido	100	STB/D	API	30	*API
GOR	500	SCF/STB	Grav. Especifica del gas	0.85	
Corte de agua	10000	%	Grav. Especifica del agua	1.01	

Guardar

Ing. William Fernando Noriega Anaya Ing. Cristian Adrian Orozco Boada Msc. Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Corte de agua fuera de rango 0 ≤ WC ≤ 100

Aceptar

Figura 8. Ejemplo de límite del corte de agua.

En cada uno de los módulos se puede observar los datos que son necesarios para realizar los cálculos propuestos en los mismos, cabe resaltar que hay parámetros que son utilizados en otros módulos por lo que en la interfaz se indican los datos mínimos requeridos para lograr el Análisis Nodal. Hay parámetros que solo se necesitan para cierto modulo y estos están habilitados para la modificación del usuario.

En el primero de los módulos, es posible realizar el cálculo de cada una de las propiedades de aceite, agua y gas necesarias para la optimización de la producción. En este módulo como se muestra en figura 9, el usuario puede cambiar la correlación con la que desea calcular las propiedades y los datos de entrada los podrá cambiar en la interfaz. Cabe resaltar que cuando se muestra las debidas gráficas, estas están a unas temperaturas las cuales el usuario puede cambiar para observar la afectación en las curvas debido a este parámetro.

Calculo de propiedades

Black Oil

Propiedades "Black Oil"

GOR 500 scf/STB

GE gas 0.85

API 30 API

Corte de agua 0 %

Viscosidad de aceite muerto

Correlación Beggs and Robinson

Temperatura 60 °F 200 °F

Viscosidad 79.1548878122967 cP 2.64391043057381 cP

Calculo de propiedades del aceite

Correlación Standing

Calculo de propiedades del gas

Correlación Z Beggs and Brill

Viscosidad de la mezcla

Correlación Relación de volúmenes

Aceite vivo saturado

Correlación Beggs and Robinson

Aceite vivo subsaturado

Correlación Vasquez and Beggs

Viscosidad del agua de formación

Correlación Beggs and Brill

GE salmuera 1.01

Graficar propiedades

Guardar

Figura 9. Ventana inicial de propiedades (Black Oil)

Las casillas que están bloqueadas son los datos de entrada introducidos anteriormente por el usuario, se puede observar que hay diferentes correlaciones para el cálculo de las propiedades

más importantes de los fluidos (Aceite, agua y gas), luego de que se seleccione las correlaciones deseadas para el cálculo se da click en graficar propiedades.

Además de los conceptos teóricos que ofrece el software, este brinda ayudas como graficas 2D en las cuales se podrá observar y estudiar cada uno de los resultados obtenidos de cada módulo, para lograr una comparación gráfica y matemática de una forma más sencilla, un ejemplo de esto se observa en la figura 10. Los datos presentados en la siguiente pestaña se pueden copiar con el comando CTRL+C y pegarlos en una tabla de Excel con el comando CTRL+V.

El módulo de propiedades nos presenta diferentes graficas de propiedades de los fluidos con sus respectivos datos, en la parte inferior de esta ventana se puede cambiar la propiedad que se desea graficar y cambiar la temperatura a la cual se quiere observar el cambio de la propiedad (Ver figura 10 y 11)

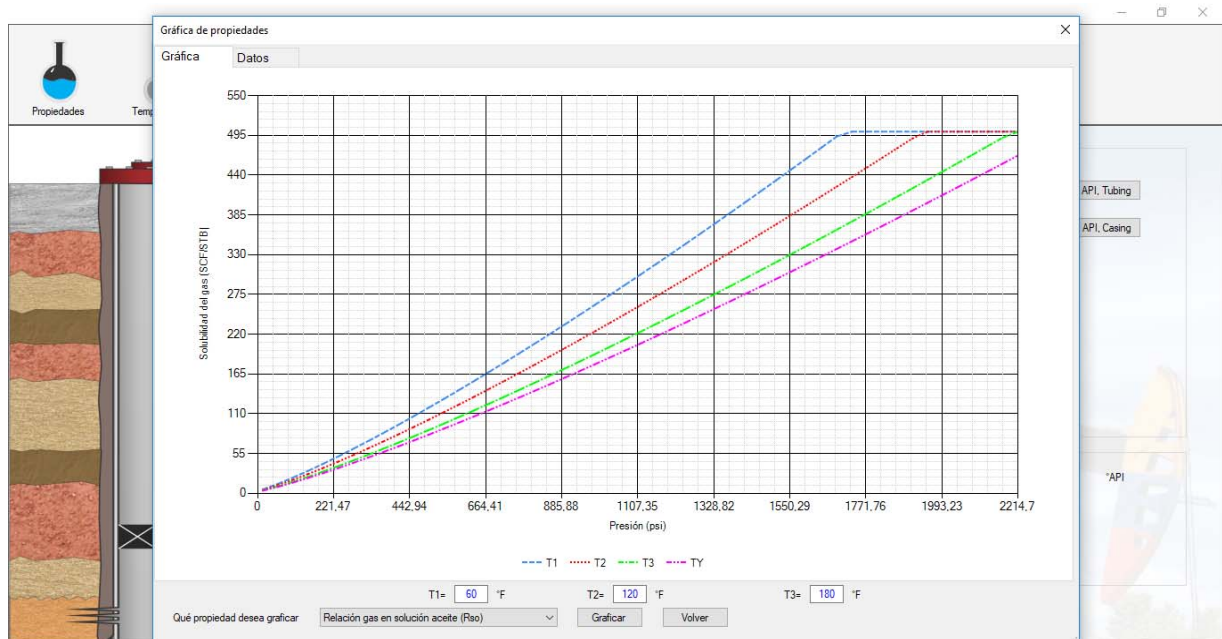


Figura 10. Gráfica de propiedades (Rso).

Por otra parte, el segundo módulo permite el cálculo de la temperatura del fluido teniendo en cuenta la pérdida de temperatura en cada sección del pozo, teniendo en cuenta que cuando se producen fluidos hidrocarburos desde un yacimiento hasta la superficie, la temperatura de los fluidos desciende hasta cierto valor entre la temperatura del yacimiento y la temperatura de superficie. Aquí el usuario puede modificar el coeficiente global de transferencia de calor y analizar el comportamiento del perfil de temperatura. (Ver Figura 12 y 13.)

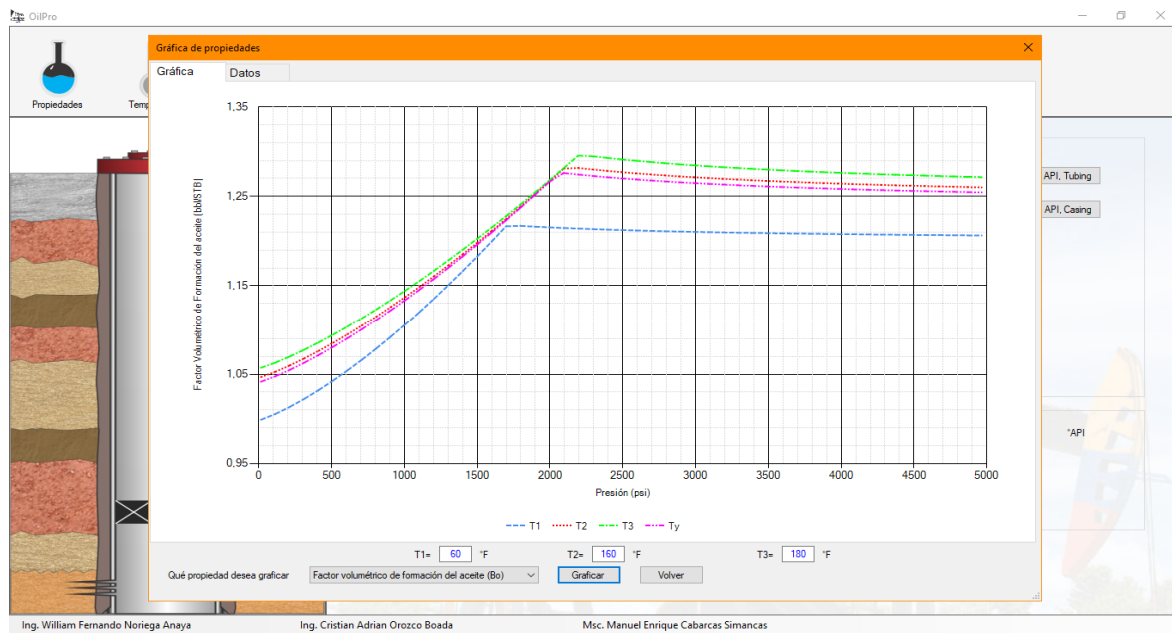


Figura 11. Gráfica de propiedades (B_o).

Datos de entrada

Datos del pozo:

Díametro externo, in: Díametro interno, in: Peso, lb/ft: Espesor, in:

Producción en tanque:

Caudal de aceite: 100 STB/D

Caudal de gas: 0.05 MMSCF/D

Caudal de agua: 0 STB/D

API: 30 °API

Grav. Especifica del gas: 0.85

Grav. Especifica del agua: 1.01

Propiedades de la formación:

Coef. global de trans. de calor: 2 BTU/hr/ft²/°F

Gradiente geotérmico

Temperatura Ambiente: 80 °F

Temperatura del fluido: 210 °F

Profundidad: 5000 ft

Grad. geotérmico: 0.026 °F/ft

Datos del pozo:

Radio interno del tubing: 1.979 in

Radio externo del tubing: 2.25 in

GOR: 500 SCF/STB

Corte de agua: 0 %

Grav. Especifica del gas: 0.85

Grav. Especifica del agua: 1.01

Ayudas **Calcular** Guardar

Ing. William Fernando Noriega Anaya Ing. Cristian Adrian Orozco Boada Msc. Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Figura 12. Ventana inicial de temperatura.

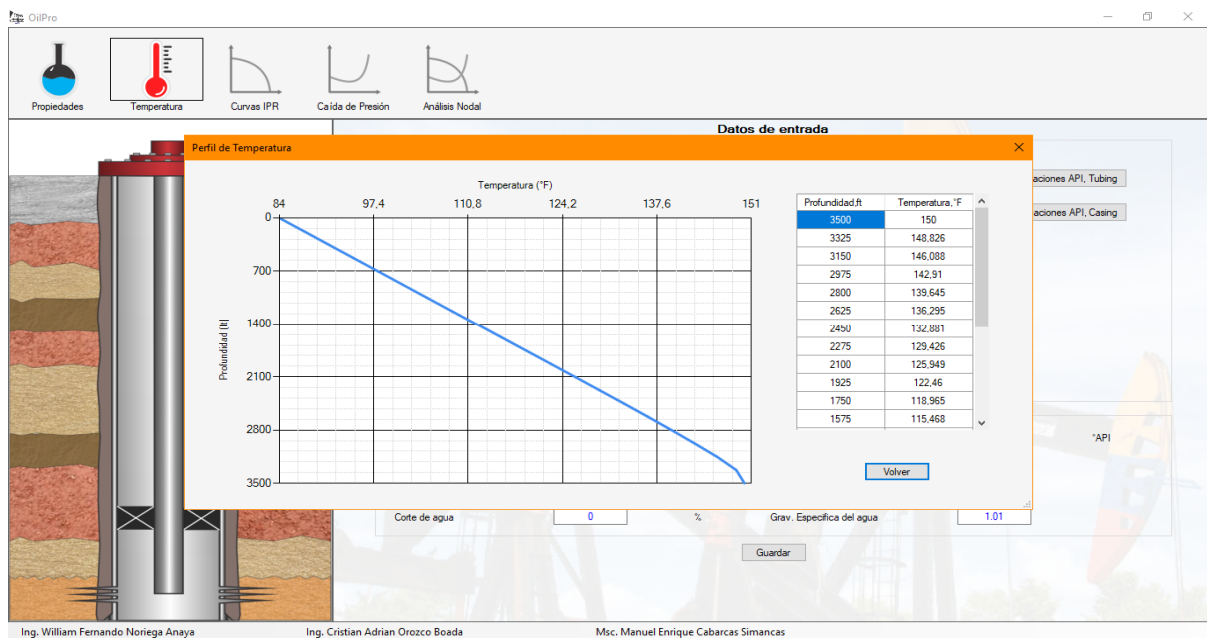


Figura 13. Perfil de temperatura

Calculo del IPR

Seleccione el método de IPR y el tipo de pozo:

☒ Método Empírico ☐ Método Analítico

Pozo Vertical

Selección del modelo IPR

IPR: Vogel

Propiedades del yacimiento

Presión: 2200 psig

Temperatura: 210 °F

Presión de burbuja: 2330.64 psig

Prueba de pozo

Pwf: 1200 psig

Caudal de líquido: 352 STB/D

Ecuaciones del modelo de IPR seleccionado:

Modelo Vogel – Yacimiento Saturado ($P_r \leq P_b$)

$$Q_o = Q_{oMAX} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

$$Q_{oMAX} = \frac{Q_{o1}}{\left[1 - 0.2 \frac{P_{wf1}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf1}}{P_r} \right)^2 \right]}$$

Q_{o1} : Caudal de la prueba de pozo[STB/d]

P_{wf1} : Presión de fondo fluyendo de la prueba de pozo[psig]

P_r : Presión de yacimiento[psig]

Q_{oMAX} : Caudal máximo[STB/d]

Q_o : Caudal de producción[STB/d]

Calcular Guardar

Figura 14. Ventana inicial de Curvas IPR

En la figura 14 se muestra la ventana inicial de Curvas IPR, es decir, el tercer módulo donde el usuario podrá cambiar el método de cálculo (Empírico o Analítico), la correlación con la que se desea obtener el resultado y los datos necesarios para cada una de estas correlaciones. Cabe resaltar que, dependiendo de lo seleccionado por el usuario, se podrá observar la ecuación de cada uno de estos métodos teniendo en cuenta el tipo de yacimiento presentado.

Cuando ya se ha introducido la prueba de pozo se procede a calcular la curva IPR (Ver figura 15.) en el que se puede observar con claridad los datos del caudal de líquido para cada presión.

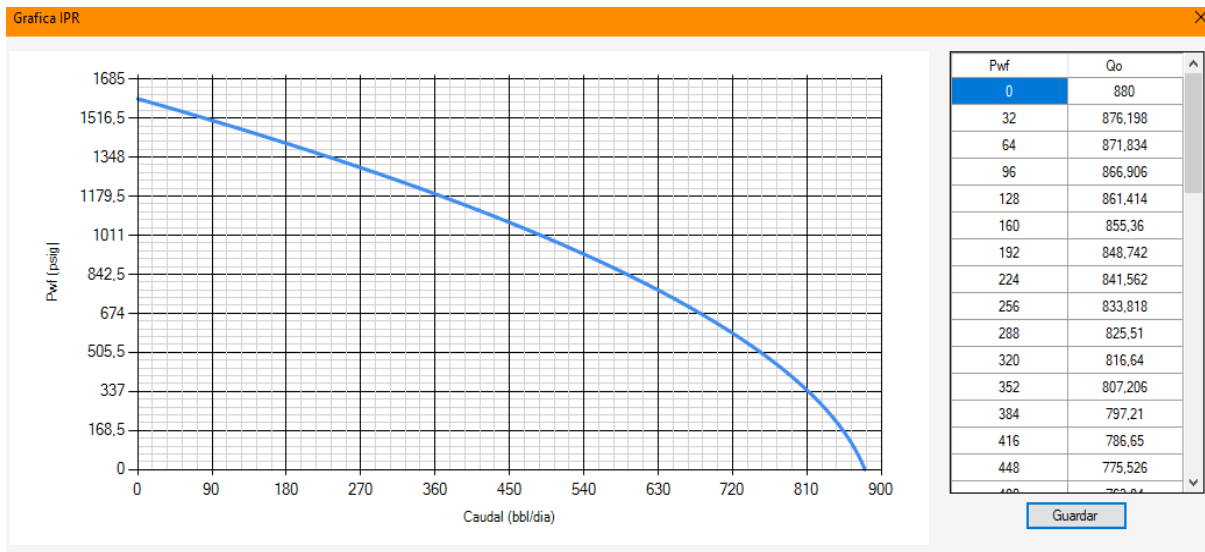


Figura 15. Grafica IPR

The screenshot shows the 'Datos de entrada' (Input Data) window for pressure drop calculations. It includes a sidebar with icons for 'Propiedades', 'Temperatura', 'Curvas IPR', 'Caída de Presión', and 'Análisis Nodal'. The main area contains input fields for well data and production parameters. A dialog box titled 'Cálculo de pérdidas de presión:' is open, showing two methods: 'Método Mecánico' (selected) and 'Método Empírico'. A 'Siguiente' (Next) button is visible in the dialog.

Datos de entrada

Datos del pozo:

	Diametro externo, in	Diametro interno, in	Peso, lb/ft	Espesor, in	
Tubing	4.5	3.958	12.75	0.271	Especificaciones API, Tubing
Casing	7	6.538	17	0.231	Especificaciones API, Casing

Profundidad:

Presión del:

Temperatura:

Temperatura:

Número de:

Producción en tanque:

Caudal de liquido	100	STB/D	API	30
GOR	500	SCF/STB	Grav. Especifica del gas	0.85
Corte de agua	0	%	Grav. Especifica del agua	1.01

Guardar

Ing. William Fernando Noriega Anaya Ing. Cristian Adrian Orozco Boada Msc. Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Figura 16. Ventana inicial de Caída de Presión

En el módulo cuatro, es posible realizar el cálculo de la caída de presión en la tubería mediante dos métodos, mecánico (Ansari) y empírico (Beggs and Brill y Hagedorn and Brown). Los cuales el usuario puede modificar a su necesidad, obteniendo patrones de flujo y perfiles de velocidad, presión, temperatura, entre otros, de acuerdo al método seleccionado (ver figura 16 y figura 17).

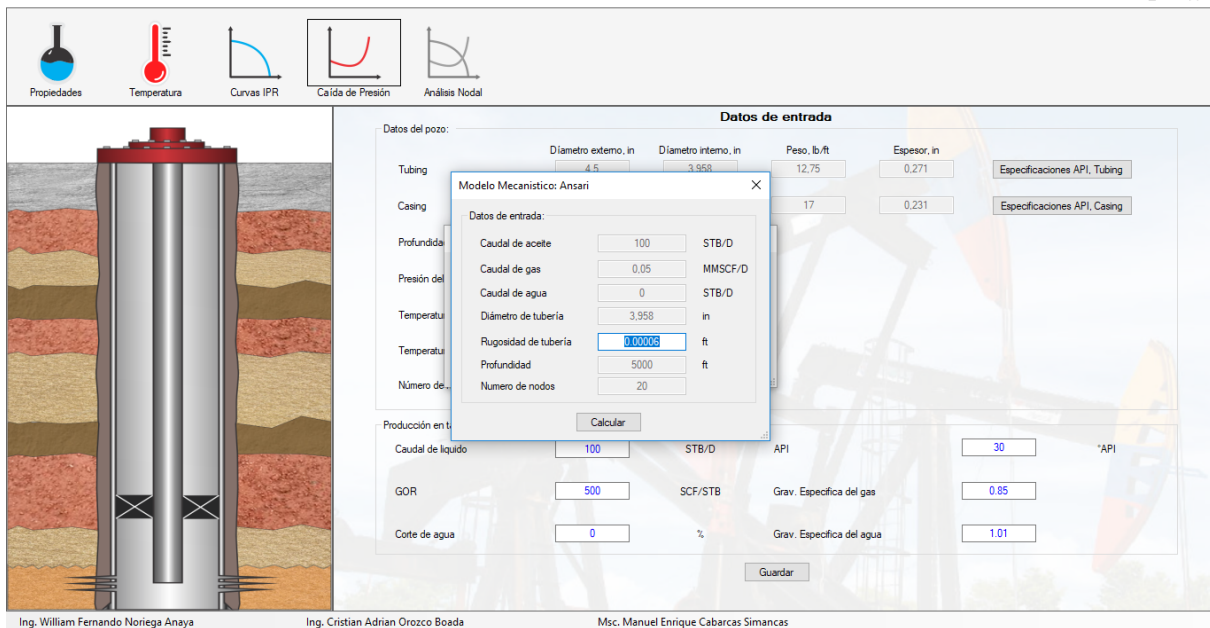


Figura 17. Modelo mecánico: Ansari

La rugosidad es el único dato nuevo para el cálculo de la caída de presión, los demás datos ya se han introducido en la interfaz como datos de entrada. Cuando ya se ha modificado la rugosidad de la tubería se procede a calcular el perfil de presión (Ver figura 18), adicionalmente se tienen otros perfiles como lo son: Velocidad superficial, Temperatura, Caudales, Densidades y Viscosidades. Los datos de estos perfiles se pueden observar en la pestaña de datos, los cuales se pueden copiar y pegar con los comandos CTRL+C y CTRL+V respectivamente, donde se encuentra el patrón de flujo en cada sección de la tubería (Ver figura 19).

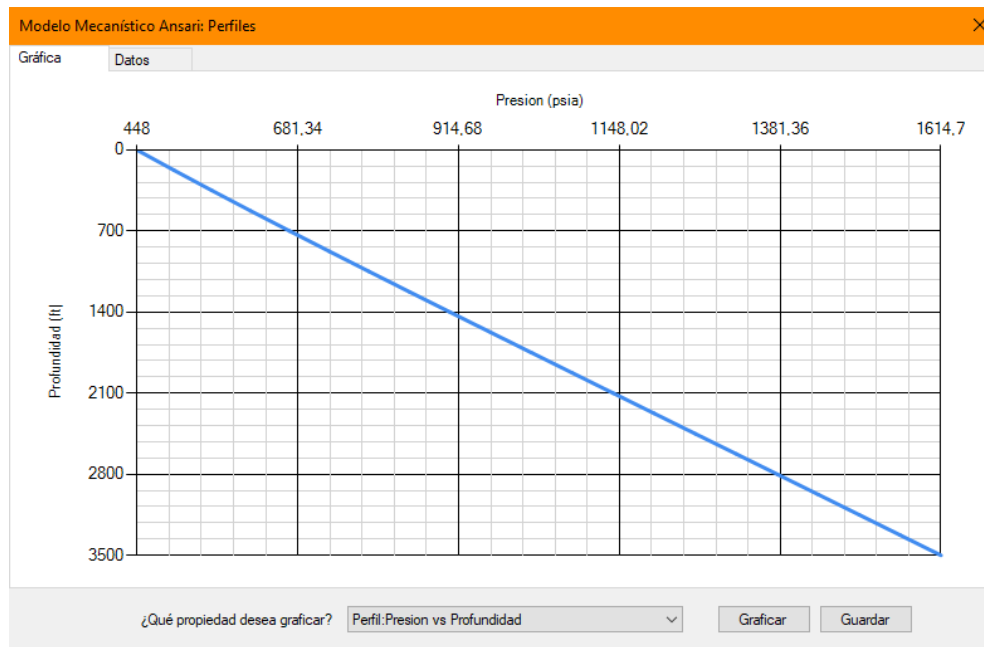


Figura 18. Grafica de perfiles hidráulicos.

Modelo Mecanístico Ansari: Perfiles

Gráfica Datos

Profundidad (ft)	Presion (psia)	Gradiente (psia/ft)	Patron de flujo	Temperatura (°F)	Velocidad sup. del gas (ft/s)	Velocidad sup. del liquido (ft/s)	Caudal de gas (ft ³ /c)
3500	1614,7	0	Ansari-Burbuja	150	0,014724534186...	0,092157723886...	11,502770
3325	1555,353813028...	0,339121068409...	Ansari-Burbuja	148,8259063000...	0,017161614291...	0,091524343359...	13,4066119
3150	1495,990391147...	0,339219553606...	Ansari-Burbuja	146,0877192133...	0,019543833923...	0,090872136971...	15,2675962
2975	1436,571651514...	0,339535655042...	Ansari-Burbuja	142,9100781230...	0,022063131500...	0,090213529223...	17,2356654
2800	1377,097958263...	0,339849675723...	Ansari-Burbuja	139,6445576519...	0,024803627520...	0,089553468656...	19,3765344
2625	1317,584165622...	0,340078815087...	Ansari-Burbuja	136,2953249964...	0,027797648213...	0,088892284951...	21,7154562
2450	1258,048017716...	0,340206559465...	Ansari-Burbuja	132,8806291377...	0,031086244419...	0,088230666346...	24,2844996
2275	1198,511227201...	0,340210231512...	Ansari-Burbuja	129,4257095734...	0,034719696288...	0,087569602038...	27,1229435
2100	1139,000445367...	0,340061610478...	Ansari-Burbuja	125,9485190488...	0,038756490753...	0,086910115516...	30,2764777
1925	1079,547787823...	0,339729471682...	Ansari-Burbuja	122,4597062399...	0,043265254619...	0,086253226066...	33,7987132
1750	1020,191466831...	0,339178977096...	Ansari-Burbuja	118,9650663468...	0,048327872215...	0,085599971360...	37,7536180
1575	960,9766759275...	0,338370233737...	Ansari-Burbuja	115,4675885727...	0,054043483522...	0,084951438502...	42,2186396
1400	901,9567711664...	0,337256598634...	Ansari-Burbuja	111,9687586153...	0,060533590353...	0,084308791010...	47,2886957
1225	843,1947872394...	0,335782765296...	Ansari-Burbuja	108,4692951919...	0,067948744403...	0,083673290502...	53,0813963
1050	784,7653456822...	0,333882523183...	Ansari-Burbuja	104,9695389575...	0,076477521246...	0,083046314719...	59,7440564
975	736,7570295315...	0,333882523183923	Ansari-Burbuja	101,4695489246...	0,0802589000462	0,082410373620...	67,4622098

¿Qué propiedad desea graficar? Perfil: Presion vs Profundidad

Graficar Guardar

Figura 19. Datos de los perfiles.

Por último, se presenta el modulo cinco en el que se hace una compilación de todos los cuatro módulos anteriores, para encontrar el punto óptimo de operación de acuerdo a los datos suministrados y cálculos obtenidos con anterioridad (ver figura 20).

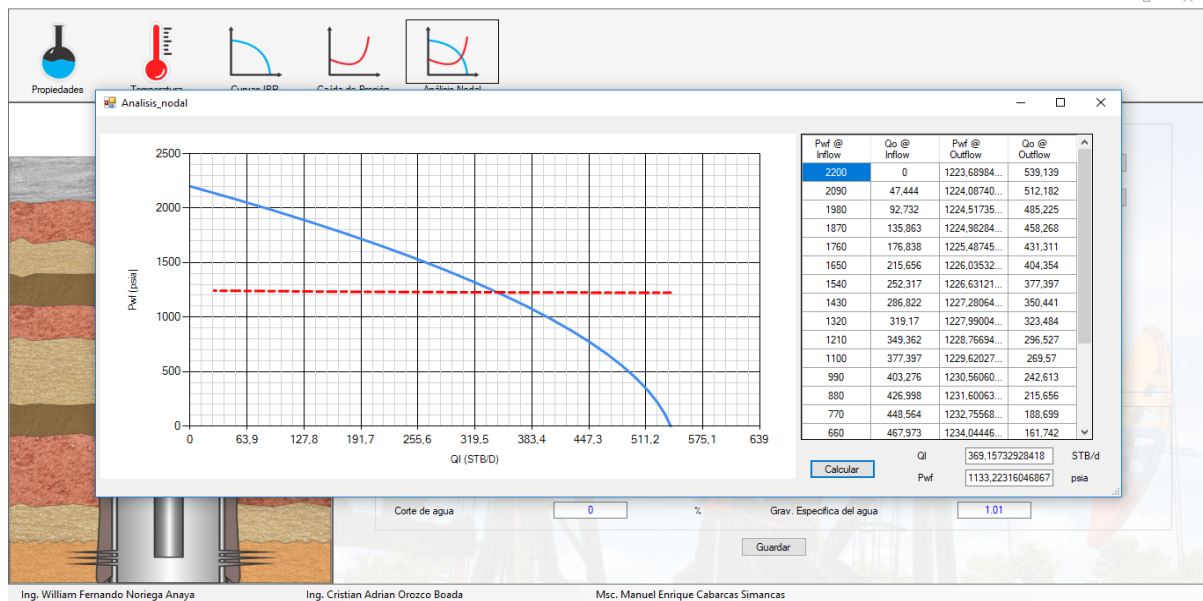


Figura 20. Ventana inicial de Análisis Nodal

3.3 Validación

Con el fin de dar cumplimiento al último objetivo específico de la presente tesis de grado, se validaron los resultados obtenidos por el software OilPro con la herramienta de simulación PIPESIM de la empresa Schlumberger la cual se utiliza para modelar el rendimiento de los pozos, realizar análisis nodales, diseñar sistemas de levantamiento artificial, modelar redes e instalaciones de tuberías y desarrollar planes de producción de campo.

El simulador PIPESIM aprovecha una variedad de correlaciones de propiedades de fluidos, correlaciones de flujo multifásico y relaciones de rendimiento de entrada para generar una descripción precisa de sus sistemas de producción.²⁹

²⁹ Schlumberger. (2019). PIPESIM 2018.1 Now Available. Recuperado de <https://www.software.slb.com/software-news/software-top-news/pipesim/pipesim-2018-1>

Los datos utilizados para la validación fueron tomados de ejercicios disponibles en la literatura.

Se utilizaron los siguientes datos:

$$GOR = 500 \text{ scf/STB} \quad \%W = 10 \quad API = 30^\circ API \quad \gamma_g = 0.85$$

$$\gamma_w = 1.01 \quad T_y = 210^\circ \text{F} \quad P_b = 2343 \text{ psia} \quad T_{amb} = 80^\circ \text{F}$$

$$Q_L = 100 \text{ STB/d} \quad U = 2 \text{ BTU/hr/ft}^2/\text{°F} \quad \text{prof} = 5000 \text{ ft}$$

Correlaciones:

Calculo de propiedades del aceite: Standing

Calculo de viscosidad de aceite muerto: Beggs & Robinson

Calculo de viscosidad de aceite vivo saturado: Beggs & Robinson

Calculo de viscosidad de aceite vivo subsaturado: Vásquez & Beggs

Calculo de propiedades del gas: Beggs & Brill

Calculo de la viscosidad del agua de formación: Beggs & Brill

3.3.1 Validación del módulo Propiedades

Tabla 1.

Validación Propiedades de los Fluidos

Presión (psia)		Rso (scf/STB)		Error
PIPESIM	OilPro	PIPESIM	OilPro	
114	114	13,0845	16,466	25,84%
214	213	27,9438	31,421	12,44%
314	312	44,3514	47,743	7,65%
414	411	61,8829	65,089	5,18%
513	510	80,1235	83,266	3,92%
613	609	99,2989	102,149	2,87%
713	708	119,1285	121,647	2,11%
812	807	139,3309	141,693	1,70%
912	906	160,257	162,235	1,23%
1.012,00	1005	181,6593	183,229	0,86%
1.111,00	1104	203,2793	204,642	0,67%
1.211,00	1203	225,5224	226,442	0,41%

1.311,00	1302	248,1453	248,606	0,19%
1.411,00	1401	271,1247	271,111	0,01%
1.510,00	1500	294,2056	293,938	0,09%
1.610,00	1599	317,8366	317,072	0,24%
1.710,00	1698	341,7703	340,496	0,37%
1.809,00	1797	365,7489	364,197	0,42%
1.909,00	1896	390,2442	388,163	0,53%
2.009,00	1995	415,0039	412,384	0,63%
2.109,00	2094	440,0173	436,85	0,72%
2.208,00	2193	465,0212	461,55	0,75%
2.308,00	2292	490,5119	486,478	0,82%
2.408,00	2391	500,0015	500	0,00%
2.507,00	2490	500,0015	500	0,00%
2.607,00	2589	500,0015	500	0,00%
2.707,00	2688	500,0015	500	0,00%
2.806,00	2787	500,0015	500	0,00%
2.906,00	2886	500,0015	500	0,00%
3.006,00	2985	500,0015	500	0,00%

$$\% \text{ error} = \frac{|V_{real} - V_{experimental}|}{V_{real}} * 100$$

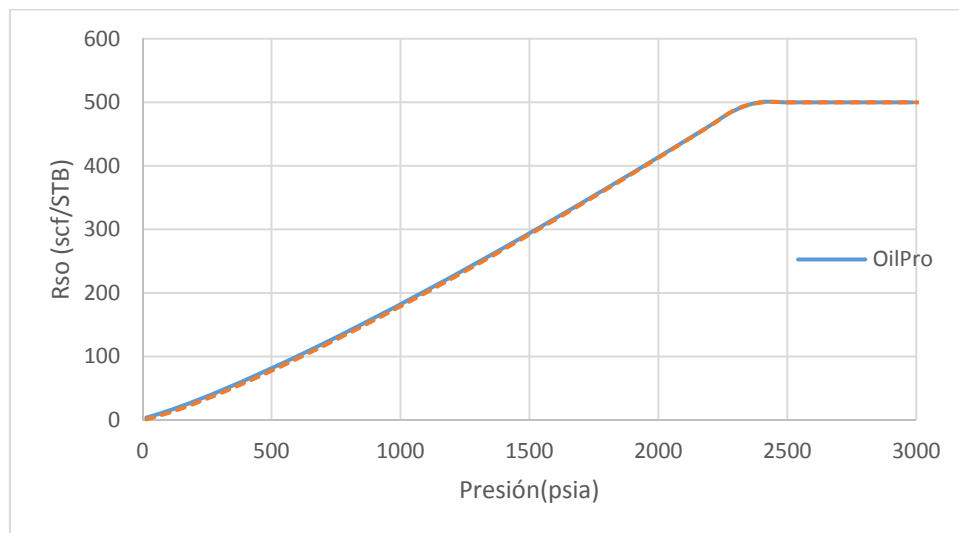


Figura 21. Grafica validación de propiedades de los fluidos

El error fue calculado teniendo en cuenta el valor de PIPESIM como el valor real y el valor de OilPro como valor experimental. De esta forma se calculó un error promedio de 2.32%. El mismo procedimiento se realizó para las otras propiedades físicas de los fluidos obteniendo los siguientes resultados con la variante del rango de presión el cual fue aumentado desde 3000 psia hasta 5000 psia:

Tabla 2.

Resumen de errores promedio de propiedades

Propiedad	Unidades	Error promedio (%)
Solubilidad del gas en aceite	scf/STB	1.96
Factor volumétrico de formación del aceite	bbl/STB	0.66
Densidad del aceite	lbm/ft^3	0.20
Viscosidad del aceite	cP	3.37
Factor de compresibilidad del gas		2.06
Factor volumétrico de formación del gas	ft^3/scf	2.09
Densidad del gas	lbm/ft^3	2.19
Viscosidad del gas	cP	0.68
Factor volumétrico de formación del agua	bbl/STB	0.00
Viscosidad del agua de formación	cP	0.13

3.3.2 Validación del módulo Temperatura

Tabla 3.

Validación de temperatura

Profundidad (ft)		Temperatura (°F)		
PIPESIM	OilPro	PIPESIM	OilPro	Error
5000	5000	209,996	210	0,00%
4750	4750	206,8635	207,224	0,17%
4500	4500	202,1174	201,569	0,27%
4250	4250	196,3301	195,409	0,47%
4000	4000	190,1077	189,101	0,53%
3750	3750	183,7033	182,687	0,55%
3500	3500	177,2228	176,22	0,57%
3250	3250	170,71	169,733	0,57%
3000	3000	164,1835	163,237	0,58%
2750	2750	157,651	156,739	0,58%
2500	2500	151,1158	150,239	0,58%

2250	2250	144,5796	143,739	0,58%
2000	2000	138,0434	137,239	0,58%
1750	1750	131,5079	130,739	0,58%
1500	1500	124,974	124,239	0,59%
1250	1250	118,443	117,739	0,59%
1000	1000	111,9162	111,239	0,61%
750	750	105,3959	104,739	0,62%
500	500	98,8847	98,239	0,65%
250	250	92,3871	91,739	0,70%
0	0	85,9522	85,239	0,83%

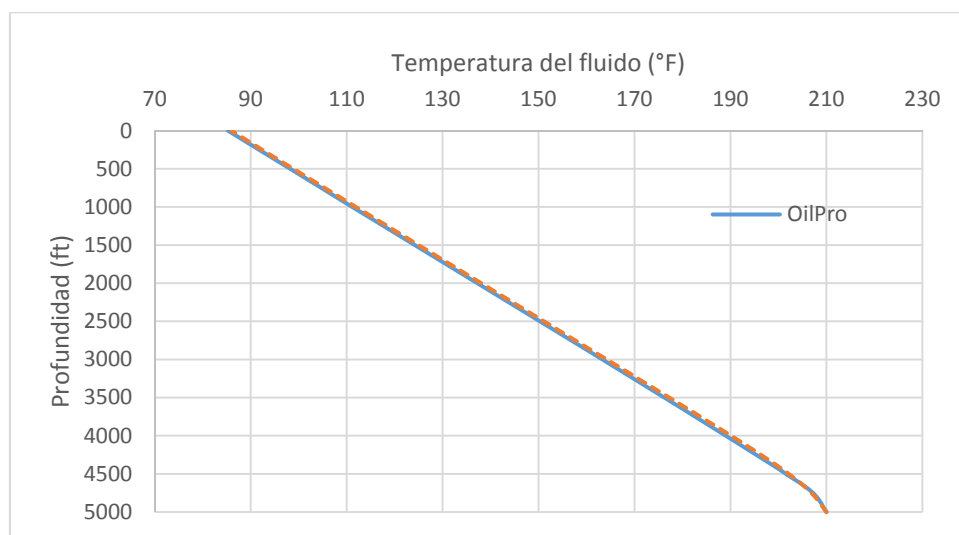


Figura 22. Validación cualitativa módulo Temperatura

De esta forma se obtuvo un error promedio de 0.53%, lo que nos lleva a la conclusión que la correlación utilizada ajusta adecuadamente con el modelo de PIPESIM.

3.3.3 Validación del módulo Curvas IPR

Para la validación de este módulo se tuvo en cuenta la correlación de Vogel, la cual necesita una prueba de estabilizada presentada a continuación:

$$P_{wf} = 1200 \text{ psig}$$

$$Q_L = 352 \text{ STB/d}$$

Tabla 4.

Validación curva IPR (Vogel)

Pwf (psig)

IPR (STB/d)

PIPESIM	OilPro	PIPESIM	OilPro
2.202,39	2200	0	0
2.161,63	2090	23,1214	47,444
2.120,17	1980	40,836	92,732
2.077,99	1870	58,5507	135,863
2.035,04	1760	76,2653	176,838
1.946,64	1650	111,6946	215,656
1.854,58	1540	147,1238	252,317
1.788,26	1430	171,7208	286,822
1.719,73	1320	196,3179	319,17
1.575,09	1210	245,5119	349,362
1.418,15	1100	294,7059	377,397
1.245,11	990	343,8999	403,276
1.049,69	880	393,0939	426,998
819,9836	770	442,2879	448,564
684,7696	660	466,8849	467,973
527,1276	550	491,4819	485,225
329,8186	440	516,0789	500,321
201,5634	330	528,3774	513,261
122,2682	220	534,5267	524,043
22,6674	110	540,6759	532,67
0	0	541,83045	539,139

Para validar este módulo es necesario realizar una valoración cualitativa graficando las dos curvas con los datos obtenidos por los dos programas.

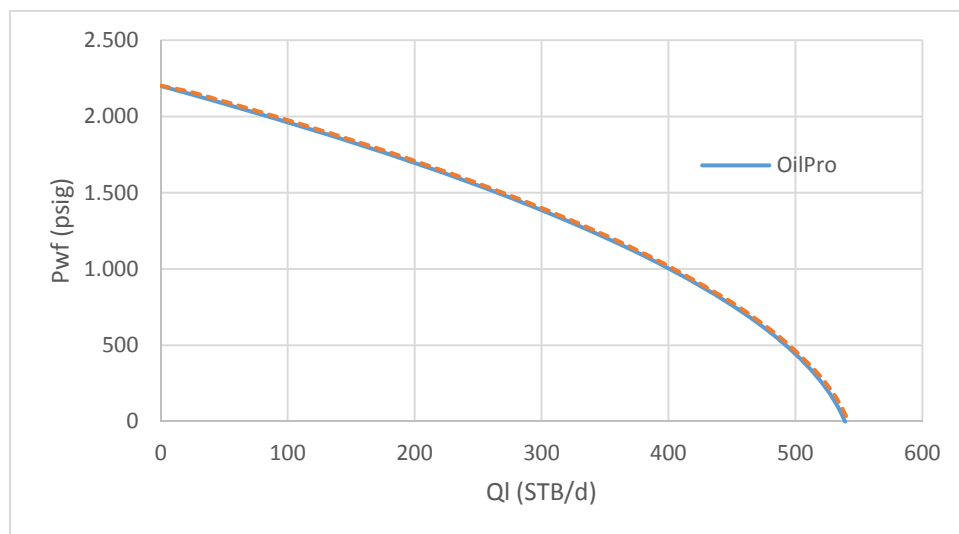


Figura 23. Comparación cualitativa del módulo de curvas IPR (Vogel)

Luego de realizar la comparación cualitativa se evidencia que el modelo usado en el software es confiable y ajusta sin mucha diferencia con el modelo que utiliza el software comercial, permitiendo la aplicación de este módulo para determinar las curvas de inflow y su uso para el posterior Análisis Nodal.

3.3.4 Validación del módulo Caída de Presión. Para la validación de este módulo se tuvo en cuenta los datos cálculos e ingresados en los módulos anteriores, adicionalmente tenemos:

$$\text{rugosidad} = 0.00006 \text{ ft} \qquad d_{i_{tub}} = 3.958 \text{ in}$$

Correlación utilizada: Método mecanístico Ansari

Luego de obtener los errores, se realizó el cálculo del error promedio el cual es 1.37%, lo que nos permite concluir que las iteraciones realizadas donde se tiene en cuenta que las propiedades cambien punto a punto junto a la presión y a la temperatura, esto conlleva a la aceptación del método para este caso.

Tabla 5.

Validación caída de presión (Ansari)

Profundidad (ft)		Presión (psia)		Error
PIPESIM	OilPro	PIPESIM	OilPro	
5000	5000	2.214,70	2214,7	0,00%
4750	4750	2.132,97	2133,63755	0,03%
4500	4500	2.050,99	2052,42535	0,07%
4250	4250	1.968,70	1970,96723	0,12%
4000	4000	1.886,08	1889,25054	0,17%
3750	3750	1.803,13	1807,27748	0,23%
3500	3500	1.719,85	1725,05428	0,30%
3250	3250	1.636,25	1642,5926	0,39%
3000	3000	1.552,35	1559,90958	0,49%
2750	2750	1.468,16	1477,02826	0,60%
2500	2500	1.383,71	1393,97856	0,74%
2250	2250	1.299,04	1310,79877	0,90%
2000	2000	1.214,20	1227,53762	1,10%
1750	1750	1.129,23	1144,25696	1,33%

1500	1500	1.044,22	1061,03522	1,61%
1250	1250	959,2707	977,972072	1,95%
1000	1000	874,4978	895,19454	2,37%
750	750	790,0671	812,865289	2,89%
500	500	706,1913	731,193933	3,54%
250	250	623,1495	650,452671	4,38%
0	0	541,3114	570,9981	5,48%

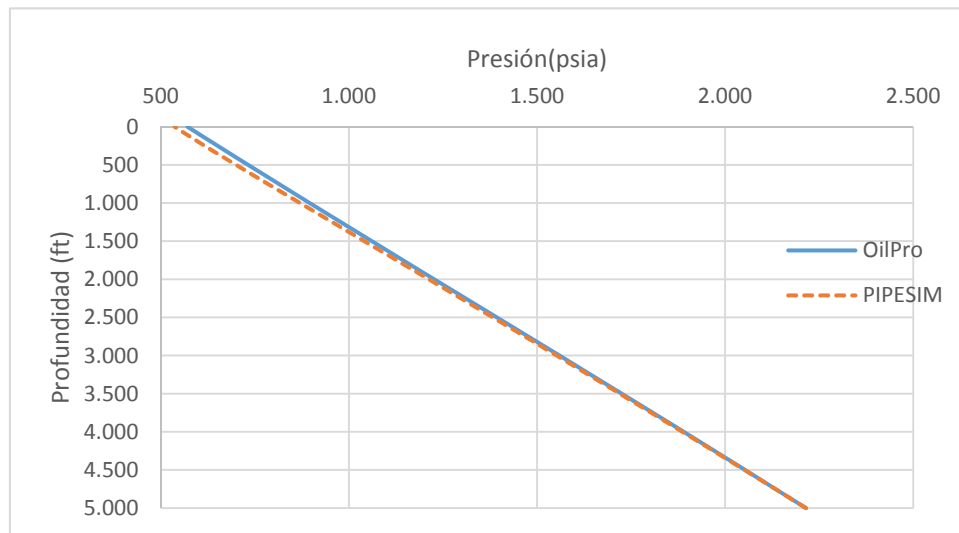


Figura 24. Validación cualitativa módulo caída de presión

3.3.5 Validación del módulo Análisis Nodal. Teniendo en cuenta las validaciones de los módulos anteriores, y que los errores promedio son aceptables, se procedió a verificar el punto de operación óptimo en el cual se obtiene mediante la intersección de la curva de inflow y la curva de caída de presión. Se cambió el método de cálculo de caída de presión de Ansari a Beggs & Brill, con el fin de validar de esta forma este método. Obteniendo los siguientes resultados para el caso de validación.

Tabla 6.

Validación Análisis Nodal

%W	0		10		50	
Punto de Operación	Q_L (STB/d)	P_{wf} (psia)	Q_L (STB/d)	P_{wf} (psia)	Q_L (STB/d)	P_{wf} (psia)
OilPro	168,231007	1722,071	170,109955	1778,46553	85,0936009	1998,92599
PIPESIM	169,4831	1.780,18	151,5745	1.828,50	75,7217	2.021,93

Error	0,74%	3,37%	10,90%	2,81%	11,01%	1,15%
--------------	-------	-------	--------	-------	--------	-------

4 Conclusiones

A partir de la revisión bibliográfica realizada se pudo evidenciar que los parámetros más influyentes en la optimización de un sistema de producción es la variación de las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento con la presión y la temperatura, las cuales afectan en gran medida la caída de presión a lo largo de la tubería de producción.

La implementación de varias bibliotecas de correlaciones para el cálculo de propiedades de los fluidos, modelos IPR y de flujo multifásico en tubería permiten que el usuario pueda hacer sensibilidad de los parámetros disponibles para establecer el punto de óptimo de operación de un pozo de petróleo con flujo natural.

Se logró desarrollar e implementar una herramienta multimedia cuyo enfoque modular permite a los usuarios comprender todo el proceso de optimización de la producción mediante el uso de la técnica de análisis nodal. De igual manera, el software presenta una interfaz agradable con el usuario y de fácil manejo, incorporando ayudas visuales como gráficos 2D y ecuaciones de las correlaciones utilizadas, facilitando el entendimiento del proceso de una manera secuencial hasta llegar a la representación gráfica del punto de optimización.

A partir de los resultados proporcionados por el software educativo OilPro, se puede determinar que los errores encontrados en cada módulo del programa, permiten hacer uso del mismo en el aula de clase para desarrollar competencias ingenieriles en los estudiantes de las

materias afines, de forma que dediquen más tiempo al análisis de los resultados y no al cálculo de procedimientos mecánicos y repetitivos.

5 Recomendaciones

Implementar un módulo de calibración de las propiedades de los fluidos con una prueba PVT para aumentar la precisión de los cálculos de propiedades de fluidos mejorando de esta manera los cálculos precedentes para llegar a nuestro punto de optimización y lograr resultados más precisos.

Mejorar el módulo de Temperatura implementando un balance de energía en el que se tenga en cuenta parámetros térmicos de los fluidos, de la roca y del completamiento del pozo. Permitiendo el cálculo del coeficiente global de transferencia de calor y a su vez mejorando la predicción de la temperatura del fluido en cualquier punto de su trayectoria desde fondo hasta la cabeza del pozo

Complementar el módulo de curvas IPR implementando correlaciones empíricas y analíticas para el cálculo de IPR en pozos horizontales y desviados para que el estudiante tenga opción de realizar el análisis nodal en estos tipos de pozo.

Adicionar otros modelos para el cálculo de la caída de presión permitiendo que el estudiante tenga diferentes opciones para determinar las pérdidas de presión en la tubería y logre analizar los resultados obtenidos haciendo sensibilización de las correlaciones.

Complementar el software OilPro incluyendo sistemas de levantamiento artificial (SLA) para mejorar la producción del pozo, de esta manera el estudiante podrá analizar el comportamiento de la producción cuando se implementa un SLA.

Mejorar el método numérico que permita encontrar el punto óptimo de producción disminuyendo el tiempo de procesamiento de datos y de igual manera reducir el error promedio obtenido en la validación del software.

Realizar un estado mecánico interactivo que se dibuje a medida que se va construyendo el pozo al incluir más de un tubing y casing, dando una mejor experiencia al usuario y facilitar su manejo.

Incluir otros diámetros de tubing para que el estudiante puede analizar el fenómeno de flujo multifásico en tubería y hacer sensibilización de este parámetro en la optimización de la producción.

Referencias

- Abou-kassem J, D. P. (1975). *Calculation of Z Factors for Natural Gases Using Equations of State*. . J Can Pet Technol.
- Ahmed, T. (2006). Reservoir-fluid properties. In T. Ahmed, *RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK (Third edition)* (pp. 29-135). USA: Gulf Professional Publishing.
- Alves, I. A. (1992). *A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines*. Society of Petroleum Engineers.
- Ansari, A., Sylvester, N., Cem, S., Ovadia, S., & Brill, J. (1994). *Supplement to SPE 20630, A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores*. Society of Petroleum Engineers.
- Aziz, N., Behbahani, R., & Isazadeh, M. (2010). *An Efficient correlation for calculating compressibility factor of natural gases*. J NAt Gas Chem.

- Banzer, C. (1996). *Correlaciones Numéricas P.V.T.* Maracaibo, Venezuela: Fundación laboratorio de servicios tecnicos petroleros.
- Beggs, D., & Brill, J. (1973). *A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes*. Society of Petroleum Engineers.
- Beggs, H. D. (1991). *Production Optimization using NODALTM Analysis*. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.
- Brill, J., & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase Flow in Wells*. Society of Petroleum Engineers.
- Fetkovich, M. (1973). *The Isochronal Testing of Oil Wells*. Society of Petroleum Engineers.
- García Navas, D. F., Osorio Suarez, J. P., & Prada Mejía, J. A. (2017). Ajuste Fino de Correlaciones PVT para Algunos Crudos Colombianos. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 57.
- Gilbert, W. E. (1954). *Flowing and Gas-Lift Well Performance*. American Petroleum Institute Drill. Prod. Practice.
- Hagedorn, A. R., & Brown, K. E. (1965). *Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits*. Society of Petroleum Engineers.
- Jones, L., Blount, E., & Glaze, O. (1976). *Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests To Predict Performance of Wells Having Turbulence*. Society of Petroleum Engineers.
- Klins, M., & Clark, J. (1993). *An Improved Method to Predict Future IPR Curves*. Society of Petroleum Engineers.
- Lee, A., Gonzalez, M., & Eakin, B. (1966). *The Viscosity of Natural Gases*. Society of Petroleum Engineers.

- Maggiolo, R. (2007). *Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizando Análisis Nodal*. AIP.
- McCain, W. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Petrosky, G., & Farshad, F. (1993, Octubre 3-6). *Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils*. Society of Petroleum Engineers.
- Purvis, R. R. (1971). *A Reduced Equation of State Applied to Generalized Compressibility Factor Tables*. Petroleum Society of Canada.
- Schlumberger. (2019, 02 1). *PIPESIM 2018.1 Now Available*. Retrieved from <https://www.software.slb.com/software-news/software-top-news/pipesim/pipesim-2018-1>
- Standing, M. B. (1970). *Inflow Performance Relationship of Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive*. Society of Petroleum Engineers.
- Sutton, R. P. (1985). *Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases*. Society of Petroleum Engineers.
- Vasquez, M., & Beggs, H. (1980). *Correlations for Fluid Physical Property Prediction*. Society of Petroleum Engineers.
- Vogel, J. (1968). *Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells*. Journal Petroleum Technology.

Anexos**Anexo A. Propiedades físicas del aceite^{2,6}****Presión de burbuja**

Standing	$P_b = 18,2 \left[\left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0,83} (10)^a - 1,4 \right]$ $a = 0,00091(T - 460) - 0,0125(API)$
Vásquez & Beggs	$P_b = \left[\left(C_1 \frac{R_s}{\gamma_{gs}} \right) * 10^a \right]^{C_2}$ $a = -\frac{C_3 API}{T}$ $\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5,912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right]$ Para $API > 30$ $C_1 = 56,18 \quad C_2 = 0,8425 \quad C_3 = 10,393$ Para $API < 30$ $C_1 = 27,624 \quad C_2 = 0,914328 \quad C_3 = 11,172$
Glaso	$\log(P_b) = 1,7669 + 1,7447 \log(P_b^*) - 0,30218[\log(P_b^*)]^2$ $P_b^* = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0,816} (T - 460)^{0,172} (API)^{-0,989}$
Al Marhoun	$P_b = a R_s^b \gamma_g^c \gamma_o^d T^e$ $a = 5,38088 * 10^{-3} \quad b = 0,715082 \quad c = -1,87784$ $d = 3,1437 \quad e = 1,32657$
Petrosky & Farshad	$P_b = \frac{112,727 R_s^{0,577421}}{\gamma_g^{0,8439} (10)^X} - 1391,051$ $X = 7,916(10^{-4})(API)^{1,5410} - 4,561(10^{-5})(T - 460)^{1,3911}$
De Ghetto	Para $API \leq 31.1$ $P_b = \left(\frac{R_s}{0,09902 \gamma_{gcor}^{0,2181} * 10^{\frac{7,2153 API}{T}}} \right)^{0,9997}$

	$\gamma_{gcor} = \gamma_g \left[1 + 0,1595 API^{0,4078} (T_{sep} - 460)^{-0,2466} * \log \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right]$
Kartoatm odjo & Schmidt	$P_b = \left(\frac{R_s}{C_1 * [\gamma_{gcor}]^{C_2} A} \right)^{\frac{1}{C_4}}$ $A = 10^{C_3 * \left(\frac{API}{T} \right)}$ $\gamma_{gcor} = \gamma_g \left[1 + 0,1595 API^{0,4078} (T_{sep} - 460)^{-0,2466} * \log \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right]$ Para $API > 30$ $C_1 = 0,0315 \quad C_2 = 0,7587 \quad C_3 = 11,2895 \quad C_4 = 1,0937$ Para $API < 30$ $C_1 = 0,05958 \quad C_2 = 0,7972 \quad C_3 = 13,1405 \quad C_4 = 1,0014$

Relación gas en solución-aceite

Standing	$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18,2} + 1,4 \right) 10^X \right]^{\frac{1}{0,83}}$ $X = 0,0125 API - 0,00091(T - 460)$
Vásquez & Beggs	$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} \exp \left[C_3 \left(\frac{API}{T} \right) \right]$ $\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5,912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right]$ Para $API > 30$ $C_1 = 0,0178 \quad C_2 = 1,187 \quad C_3 = 23,931$ Para $API < 30$ $C_1 = 0,0362 \quad C_2 = 1,0937 \quad C_3 = 25,724$
Glaso	$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{API^{0,989}}{(T - 460)^{0,172}} \right) (P_b^*) \right]^{1,2255}$ $P_b^* = 10^X$ $X = 2,8869 - [14,1811 - 3,3093 * \log(P)]^{0,5}$
Al	$R_s = [a \gamma_g^b \gamma_o^c T^d P]^e$

Marhoun	$a = 185,843208 \quad b = 1,87784 \quad c = -3,1437$ $d = -1,32657 \quad e = 1,398441$
Petrosky & Farshad	$R_s = \left[\left(\frac{P}{112,727} + 12,340 \right) \gamma_g^{0,8439} 10^X \right]^{1,73184}$ $X = 7,916(10^{-4})(API)^{1,5410} - 4,561(10^{-5})(T - 460)^{1,3911}$
De Ghetto	Para $API \leq 31.1$ $R_s = P_b^{\frac{1}{0,9997}} * 0,09902 \gamma_{gcor}^{0,2181} * 10^{\frac{7,2153 API}{T}}$ $\gamma_{gcor} = \gamma_g \left[1 + 0,1595 API^{0,4078} (T_{sep} - 460)^{-0,2466} * \log \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right]$
Kartoatm odjo & Schmidt	$R_s = C_1 [\gamma_{gcor}]^{C_2} A P^{C_4}$ $A = 10^{C_3 * \left(\frac{API}{T} \right)}$ $\gamma_{gcor} = \gamma_g \left[1 + 0,1595 API^{0,4078} (T_{sep} - 460)^{-0,2466} * \log \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right]$ Para $API > 30$ $C_1 = 0,0315 \quad C_2 = 0,7587 \quad C_3 = 11,2895 \quad C_4 = 1,0937$ Para $API < 30$ $C_1 = 0,05958 \quad C_2 = 0,7972 \quad C_3 = 13,1405 \quad C_4 = 1,0014$

Factor volumétrico de formación del aceite

Standing	Para $P \leq P_b$ $B_o = 0,9759 + 0,000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25(T - 460) \right]^{1,2}$
Vásquez & Beggs	Para $P \leq P_b$ $B_o = 1 + C_1 R_s + (T - 520) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) [C_2 + C_3 R_s]$ $\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5,912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right]$ Para $P > P_b$ $B_o = B_{ob} \exp [A(P_b - P)]$

	$A = \frac{10^{-5}[-1433 + 5 R_{sb} + 17,2(T - 460) - 1180 \gamma_{gs} + 12,61 API]}{P}$ Para $API > 30$ $C_1 = 4,67 * 10^{-4} \quad C_2 = 1,1 * 10^{-5} \quad C_3 = 1,337 * 10^{-9}$ Para $API < 30$ $C_1 = 4,677 * 10^{-4} \quad C_2 = 1,751 * 10^{-5} \quad C_3 = -1,811 * 10^{-8}$
Glaso	Para $P \leq P_b$ $B_o = 1,0 + 10^A$ $A = -6,58511 + 2,91329 \log(B_{ob}^*) - 0,27683(\log(B_{ob}^*))^2$ $B_{ob}^* = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,526} + 0,968(T - 460)$
Al Marhoun	Para $P \leq P_b$ $B_o = 0,497069 + 0,862963 * 10^{-3}T + 0,182594 * 10^{-2}F + 0,318099 * 10^{-5}F^2$ $F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c$ $a = 0,74239 \quad b = 0,323294 \quad c = 1,20204$
Petrosky & Farshad	Para $P \leq P_b$ $B_o = 1,0113 + 7,2046 * 10^{-5} \left[R_s^{0,3738} \left(\frac{\gamma_g^{0,2914}}{\gamma_o^{0,6265}} \right) + 0,24626(T - 460)^{0,5371} \right]^{3,0936}$ Para $P > P_b$ $B_o = B_{ob} \exp [-A(P^{0,4094} - P_b^{0,4094})]$ $A = 4,1646(10^{-7})R_{sb}^{0,69357} \gamma_g^{0,1885} (API)^{0,3272} (T - 460)^{0,6729}$
Kartoatmo djo & Schmidt	Para $P \leq P_b$ $B_o = 0,98496 + 0,0001F^{1,50}$ $F = R_s^{0,755} * \gamma_g^{0,25} * \gamma_o^{-1,50} + 0,45(T - 460)$ Para $P > P_b$ $B_o = B_{ob} * e^{C_o(P_b - P)}$ $C_o = 6,8257 * 10^{-6} * R_s^{0,5002} * P^{-1} * (T - 460)^{0,76606} * \gamma_{gcorr}^{-0,355} * API^{0,3613}$

	$\gamma_{gcorr} = \gamma_g \left[1 + 0,1595 * API^{0,4078} * (T_{sep} - 460)^{-0,2466} * \log\left(\frac{P_{sep}}{114,7}\right) \right]$ Para $API > 30$ $C_1 = 0,0315 \quad C_2 = 0,7587 \quad C_3 = 11,2895 \quad C_4 = 1,0937$ Para $API < 30$ $C_1 = 0,05958 \quad C_2 = 0,7972 \quad C_3 = 13,1405 \quad C_4 = 1,0014$
--	--

Densidad del aceite

Vásquez & Beggs	Para $P \leq P_b$ $\rho_o = \frac{62,4 \gamma_o + 0,0136 R_s \gamma_g}{0,972 + 0,000147 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25(T - 460) \right]^{1,175}}$ Para $P > P_b$ $\rho_o = \rho_{ob} \exp \left[A * \ln \left(\frac{P}{P_b} \right) \right]$ $A = 10^{-5} [-1433 + 5 R_{sb} + 17,2(T - 460) - 1180 \gamma_{gs} + 12,61 API]$ $\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5,912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right]$
Petrosky & Farshad	Para $P \leq P_b$ $\rho_o = \frac{62,4 \gamma_o + 0,0136 R_s \gamma_g}{0,972 + 0,000147 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25(T - 460) \right]^{1,175}}$ Para $P > P_b$ $\rho_o = \rho_{ob} \exp [A (P^{0,4094} - P_b^{0,4094})]$ $A = 4,1646(10^{-7}) R_{sb}^{0,69357} \gamma_g^{0,1885} (API)^{0,3272} (T - 460)^{0,6729}$

Compresibilidad del aceite

Standing	Para $P \leq P_b$ $c_o = \exp(A)$
-----------------	---

	$A = -7,573 - 1,45 \ln(P) - 0,383 \ln(P_b) + 1,402 \ln(T) + 0,256 \ln(API) + 0,449 \ln(R_{sb})$
Petrosky & Farshad	Para $P > P_b$ $c_o = 1,705 * 10^{-7} R_{sb}^{0,69357} \gamma_g^{0,1885} API^{0,3272} (T - 460)^{0,6729} P^{-0,5906}$

Tensión interfacial aceite-gas

Baker & Swerdloff	Para $T < 68^\circ\text{F}$ $\sigma_{od68} = 39 - 0,2571 * API$ Para $T > 100^\circ\text{F}$ $\sigma_{od100} = 37,5 - 0,2571 * API$ Para $68^\circ\text{F} \leq T \leq 100^\circ\text{F}$ $\sigma_{od} = \sigma_{od68} - \frac{(T - 528)(\sigma_{od68} - \sigma_{od100})}{32}$ $\left(\frac{\sigma_{go}}{\sigma_{od}}\right) = e^{-8,6306 * 10^{-4} P}$ $\sigma_{go} = \sigma_{od} * \left(\frac{\sigma_{go}}{\sigma_{od}}\right)$
------------------------------	--

Viscosidad del aceite muerto

Beal	$\mu_{od} = \left(0,32 + \frac{18 * 10^7}{API^{4,53}}\right) \left(\frac{360}{T - 260}\right)^a$ $a = 10^{0,43 + \frac{8,33}{API}}$
Beggs & Robinson	$\mu_{od} = 10^X - 1$ $X = Y(T - 460)^{-1,163}$ $Y = 10^Z$ $Z = 3,0324 - 0,02023 API$
Glaso	$\mu_{od} = (3,141 * 10^{10})(T - 460)^{-3,444} [\log(API)]^a$ $a = 10,313 [\log(T - 460)] - 36,447$

Kartoatmo djo & Schmidt	$\mu_{od} = 16,0 * 10^8 * (T - 460)^{-2,8177} * [\log(API)]^{5,7526 * \log(T-460) - 26,9718}$
De Ghetto	Para $API \leq 10$ $\log(\log(\mu_{od} + 1)) = 1,90296 - 0,012619 * API - 0,61748 * \log(T - 460)$ Para $10 < API \leq 22,3$ $\log(\log(\mu_{od} + 1)) = 2,06492 - 0,0179 * API - 0,70226 * \log(T - 460)$ Para $22,3 < API \leq 31,1$ $\mu_{od} = 220,15 * 10^9 * (T - 460)^{-3,5560} * [\log(API)]^{12,5428 * \log(T-460) - 45,7874}$ Para $API > 31,1$ $\log(\log(\mu_{od} + 1)) = 1,67083 - 0,017628 * API - 0,61304 * \log(T - 460)$
Petrosky & Farshad	$\mu_{od} = 2,3511 * 10^7 * (T - 460)^{-2,10255} [\log(API)]^{4,59388 * \log(T-460) - 22,82792}$
Hossain Et Al	$\mu_{od} = 10^{-0,71523 * API + 22,13766} * (T - 460)^{0,269024 * API - 8,268047}$
Elsharkaw y & Alikhan	$\mu_{od} = 10^{10^{2,16924 - 0,02525 * API - 0,68875 * \log(T-460)}} - 1$
User data	$\log(\mu_{od}) = \log(B) - C \log(T)$ $B = \mu_1 * T_1^C = \mu_2 * T_2 \quad C = \left(\frac{\log\left(\frac{\mu_1}{\mu_2}\right)}{\log\left(\frac{T_2}{T_1}\right)} \right)$

Viscosidad del Aceite

Chew & Connally	Para $P \leq P_b$ $\mu_{ob} = 10^a (\mu_{od})^b$ $a = R_s [2,2(10^{-7})R_s - 7,4(10^{-4})]$ $b = \frac{0,68}{10^{8,62 * 10^{-5} R_s}} + \frac{0,25}{10^{1,1 * 10^{-3} R_s}} + \frac{0,062}{10^{3,74 * 10^{-3} R_s}}$
--------------------------------	--

Beggs & Robinson	Para $P \leq P_b$ $\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$ $a = 10,715(R_s + 100)^{-0,515}$ $b = 5,44(R_s + 150)^{-0,338}$
Alsharkawy & Alikhan	Para $P \leq P_b$ $\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$ $a = 1241,932(R_s + 641,026)^{-1,12410}$ $b = 1768,841(R_s + 1180,335)^{-1,06622}$ Para $P > P_b$ $\mu_o = \mu_{ob} + [[\mu_{od}^{1,19279}][\mu_{ob}^{-0,40712}][P_b^{-0,7941}]](P - P_b)$
Hossain et al	Para $P \leq P_b$ $\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$ $a = 1 - 1,7188311 * 10^{-3}R_s + 1,58031 * 10^{-6}R_s^2$ $b = 1 - 2,052461 * 10^{-3}R_s + 3,47559 * 10^{-6}R_s^2$ Para $P > P_b$ $\mu_o = \mu_{ob} + 0.004481(P - P_b)[(0.555955(\mu_{ob}^{1,068099})) + (0.527737(\mu_{ob}^{1,063547}))]$
Petrosky & Farshad	Para $P \leq P_b$ $\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$ $a = 0,1651 + 0,6165 * 0,9886 * 10^{-4}R_s$ $b = 0,5131 + 0,5139 * 0,9973 * 10^{-3}R_s$ Para $P \leq P_b$ $\mu_o = \mu_{ob} + 1.3449 * 10^{-3}(P - P_b)10^A$ $A = -1.0146 + 1.3322 \log(\mu_{ob}) - 0.4876(\log(\mu_{ob}))^2 - 1.15036(\log(\mu_{ob}))^3$
Kartoatmodyo & Schmidt	Para $P \leq P_b$ $\mu_{ob} = -0,06821 + 0,9824 F + 0,0004034 F^2$ $F = A \mu_{od}^{0,43+0,5165 B}$ $A = 0,2001 + 0,8428[10^{-0,000845R_s}] \quad B = 10^{-0,00081R_s}$

	Para $P > P_b$ $\mu_o = 1.00081\mu_{ob} + 0.001127A(P - P_b)$ $A = -0.006517(\mu_{ob}^{1.8148}) + 0.038(\mu_{ob}^{1.59})$
Khan	Para $P \leq P_b$ $\mu_{ob} = A e^y$ $A = \left(\frac{P}{P_b}\right)^{-0.14} e^{-2.5} * 10^{-4}(P - P_b)$ $y = \ln(0.09) + 0.5 \ln(\gamma_g) - \frac{1}{3} \ln(R_s) - 4.5 \ln\left(\frac{T - 460}{460}\right) - 3 \ln(1 - \gamma_o)$ Para $P > P_b$ $\mu_o = \mu_{ob} \exp[9.65 \exp^{-5}(P - P_b)]$
De Ghetto	Para $P \leq P_b$ Para $API \leq 10$ $\mu_{ob} = 2.3925 + 0.8927F + 0.01567F^2$ $F = A \mu_{od}^{0.5798+0.3432 B}$ $A = -0.0335 + 1.0875[10^{-0.000845R_s}] \quad B = 10^{-0.00081R_s}$ Para $10 < API \leq 22.3$ $\mu_{ob} = -0.6311 + 1.078F - 0.003653F^2$ $F = A \mu_{od}^{0.3855+0.5664 B}$ $A = 0.2038 + 0.8591[10^{-0.000845R_s}] \quad B = 10^{-0.00081R_s}$ Para $22.3 < API \leq 31.1$ $\mu_{ob} = 0.0132 + 0.9821F - 0.005215F^2$ $F = A \mu_{od}^{0.3855+0.5664 B}$ $A = 0.2038 + 0.8591[10^{-0.000845R_s}] \quad B = 10^{-0.00081R_s}$ Para $API > 31.1$ $\mu_{ob} = A \mu_{od}^B$ $A = 25.1921(R_s + 100)^{-0.6487} \quad B = 2.7516(R_s + 150)^{-0.2135}$

	Para $P \leq P_b$ Para $API \leq 10$ $\mu_o = \mu_{ob} - \left(1 - \frac{P}{P_b}\right) \left(\frac{10^{-2.19}(\mu_{ob}^{1.055})(P_b^{0.3132})}{10^{0.0099*API}} \right)$ Para $10 < API \leq 22,3$ $\mu_o = 0.9886\mu_{ob} + A(P - P_b)$ $A = 0.002763 \left(-0.01153(\mu_{ob}^{1.7933}) + 0.03610(\mu_{ob}^{1.5939}) \right)$ Para $API > 22.3$ $\mu_o = \mu_{ob} - \left(1 - \frac{P}{P_b}\right) \left(\frac{10^{-2.19}(\mu_{od}^{1.055})(P_b^{0.3132})}{10^{-0.00288*API}} \right)$
Vásquez & Beggs	Para $P > P_b$ $\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m$ $m = 2,6 P^{1,187} 10^a \quad a = -3,9 * 10^{-5} P - 5$
Beal	Para $P > P_b$ $\mu_o = \mu_{ob} + 0,001(P - P_b)[0,024 \mu_{ob}^{1,6} + 0,038 \mu_{ob}^{0,56}]$
Kouzel	Para $P > P_b$ $\mu_o = \mu_{ob} * \frac{10^{F(P)}}{10^{F(P_b)}}$ $F(P) = \frac{P - 14,7}{1000(A + B\mu_{od}^{0,278})} \quad F(P_b) = \frac{P_b - 14,7}{1000(A + B\mu_{od}^{0,278})}$
Bergman & Sutton	Para $P > P_b$ $\mu_o = \mu_{ob} e^{A(P-P_b)^B}$ $A = 2,27877 * 10^{-4} - 1,48211 * 10^{-5} \ln(\mu_{ob}) + 6,5698 * 10^{-7} [\ln(\mu_{ob})^2]$ $B = 0,873204 + 2,24623 * 10^{-2} \ln(\mu_{ob})$

Glosario

 $\gamma_g =$ Gravedad específica del gas

γ_{gs} = Gravedad específica del gas @ P_{sep} y T_{sep}

P_{sep} = Presión del separador = 164.7 psia

T_{sep} = Temperatura del separador = 520 °R

T = Temperatura, °R

P = Presión, psia

API = Gravedad API del aceite, °API

P_b = Presión del punto de burbuja, psia

R_s = Solubilidad del gas, scf/STB

R_{sb} = Solubilidad del gas @ P_b , scf/STB

B_o = Factor volumetrico de formacion de aceite, bbl/STB

B_{ob} = Factor volumetrico de formacion de aceite @ P_b , bbl/STB

c_o = Compresibilidad isoterica del aceite, psi^{-1}

ρ_o = Densidad de aceite, lb/ft^3

ρ_{ob} = Densidad de aceite @ P_b , lb/ft^3

μ_o = Viscosidad de aceite, cP

μ_{od} = Viscosidad de aceite muerto, cP

μ_{ob} = Viscosidad de aceite @ P_b , cP

Anexo B. Propiedades físicas del gas^{2,6}

Factor de compresibilidad del gas

Beggs & Brill	$Z = A + \frac{1 - A}{\exp B} + C P_{pr}^D$ $A = 1,39(T_{pr} - 0,92)^{0,5} - 0,36T_{pr} - 0,101$ $B = (0,62 - 0,23 T_{pr})P_{pr} + \left(\frac{0,066}{T_{pr} - 0,86} - 0,037 \right) P_{pr}^2 + \frac{0,32P_{pr}^2}{10^E}$ $C = 0,132 - 0,32 \log(T_{pr})$ $D = 10^F$ $E = 9(T_{pr} - 1)$
------------------------------	--

	$F = 0,3106 - 0,49T_{pr} + 0,1824T_{pr}^2$
Azizi et al.	$Z = A + \frac{B + C}{D + E}$ $A = aT_{pr}^{2,16} + bP_{pr}^{1,028} + cP_{pr}^{1,58}T_{pr}^{-2,1} + d \ln(T_{pr}^{-0,5})$ $B = e + fT_{pr}^{2,4} + gP_{pr}^{1,56} + hP_{pr}^{0,124}T_{pr}^{3,033}$ $C = i \ln(T_{pr}^{-1,28}) + j \ln(T_{pr}^{1,37}) + k \ln(P_{pr}) + l \ln(P_{pr}^2) + m \ln(P_{pr}) \ln(T_{pr})$ $D = 1 + n T_{pr}^{5,55} + o P_{pr}^{0,68} T_{pr}^{0,33}$ $E = p \ln(T_{pr}^{1,18}) + q \ln(T_{pr}^{2,1}) + r \ln(P_{pr}) + s \ln(P_{pr}^2) + t \ln(P_{pr}) \ln(T_{pr})$ $a = 0,0373142485385592$ $b = -0,0140807151485369$ $c = 0,0163263245387186$ $d = -0,0307776478818813$ $e = 13843575480,9438$ $f = -16799138540,7637$ $g = 1624178942,64976$ $h = 13702270281,0869$ $i = -41645509,8964746$ $j = 237249967625,013$ $k = -24449114791,1531$ $l = 19357955749,3274$ $m = -126354717916,607$ $n = 623705678,385784$ $o = 17997651104,333$ $p = 151211393445,064$ $q = 139474437997,172$ $r = -24233012984,095$ $s = 18938047327,5205$ $t = -141401620722,689$
Danchuk, Purvis & Robinson	$\rho_r = \frac{0,27 P_{pr}}{Z T_{pr}}$ $F(\rho_r) = 1 + T_1 \rho_r + T_2 \rho_r^2 + T_3 \rho_r^5 + [T_4 \rho_r^2 (1 + A_8 \rho_r^2) \exp[-0,68446549 \rho_r^2]] - \frac{T_5}{\rho_r} = 0$ $T_1 = \left[0,31506237 - \frac{1,0467099}{T_{pr}} - \frac{0,5783272}{T_{pr}^3} \right]$ $T_2 = \left[0,53530771 - \frac{0,61232032}{T_{pr}} \right]$ $T_3 = \left[\frac{0,61232032 * 0,10488813}{T_{pr}} \right]$ $T_4 = \left[\frac{0,68157001}{T_{pr}^3} \right]$ $T_5 = \left[\frac{0,27 P_{pr}}{T_{pr}} \right]$

Abou- kassen & Dranchuk	$Z = \frac{0,27 P_{pr}}{\rho_r T_{pr}}$ $F(\rho_r) = R_1 \rho_r - \frac{R_2}{\rho_r} + R_3 \rho_r^2 - R_4 \rho_r^5 + R_5 \rho_r^2 (1 + A_{11} \rho_r^2) \exp[-A_{11} \rho_r^2] + 1 = 0$ $R_1 = \left[0,3265 - \frac{1,07}{T_{pr}} - \frac{0,5336}{T_{pr}^3} + \frac{0,01569}{T_{pr}^4} - \frac{0,05165}{T_{pr}^5} \right]$ $R_2 = \frac{0,27 P_{pr}}{T_{pr}}$ $R_3 = \left[0,5475 - \frac{0,7361}{T_{pr}} + \frac{0,1844}{T_{pr}^2} \right]$ $R_4 = 0,1056 \left[-\frac{0,7361}{T_{pr}} + \frac{0,1844}{T_{pr}^2} \right]$ $R_5 = \left[\frac{0,6134}{T_{pr}^3} \right]$
---	--

Viscosidad del gas

Lee, González & Eakin	$\mu_g = K \exp(X \rho_g^Y)$ $K = \frac{(7,77 + 0,183 \gamma_g)(T)^{1,5}}{122,4 + 373,6 \gamma_g + T} * 10^{-4}$ $X = 2,57 + \frac{1914,5}{T - 460} + 0,275 \gamma_g$ $Y = 1,11 + 0,04X$
---	--

Glosario

γ_g = Gravedad específica del gas

T = Temperatura, °R

$Z = \text{Factor de compresibilidad del gas}$

$T_{pr} = \text{Temperatura pseudoreducida}$

$P_{pr} = \text{Presión pseudoreducida}$

$\rho_g = \text{Densidad del gas, gr/cc}$

$\rho_r = \text{Densidad reducida}$

$B_g = \text{Factor volumétrico de formación del gas, ft}^3/\text{scf}$

$\mu_g = \text{Viscosidad de gas, cP}$

Anexo C. Propiedades físicas del agua^{2,6}

Relación gas disuelto en agua.

McCoy R, L.	$R_{sw} = A + B P + C P^2$ $A = 2,12 + 3,45 * 10^{-3}(T - 460) - 3,59 * 10^{-5}(T - 460)^2$ $B = 0,0107 - 5,26 * 10^{-5}(T - 460) + 1,48 * 10^{-7}(T - 460)^2$ $C = 8,75 * 10^{-7} + 3,9 * 10^{-9}(T - 460) - 1,02 * 10^{-11}(T - 460)^2$
--------------------------------------	---

Factor volumétrico de formación del agua

McCoy	$B_w = A_1 + A_2 P + A_3 P^2$ $A_1 = 0,9947 + 5,8 * 10^{-6}(T - 460) + 1,02 * 10^{-6}(T - 460)^2$
---------------------	---

R, L.	$A_2 = -4,228 * 10^{-6} + 1,8376 * 10^{-8}(T - 460) - 6,77 * 10^{-11}(T - 460)^2$ $A_3 = 1,3 * 10^{-10} - 1,3855 * 10^{-12}(T - 460) + 4,285 * 10^{-15}(T - 460)^2$
--------------	---

Viscosidad del agua de formación

Meehan	$\mu_w = \mu_{wD} [1 + 3,5 * 10^{-12} P^2 (T - 500)]$ $\mu_{wD} = A + \frac{B}{(T - 460)}$ $A = 4,518 * 10^{-2} + 9,313 * 10^{-7} Y - 3,93 * 10^{-12} Y^2$ $B = 70,634 + 9,576 * 10^{-10} Y^2$
Beggs & Brill	$\mu_w = \exp(1,003 - 1,479 * 10^{-2} (T - 460) + 1,982 * 10^{-5} (T - 460)^2)$

Glosario

$T = \text{Temperatura}, ^\circ R$

$P = \text{Presión}, \text{psia}$

$Y = \text{Salinidad del agua}, \text{ppm}$

$\mu_w = \text{Viscosidad del agua de formación}, \text{cP}$

$B_w = \text{Factor volumétrico de formación del agua}, \text{bbl/STB}$

$R_{sw} = \text{Relación gas en solución – Agua}, \text{scf/STB}$

Anexo D. Flujo multifásico: Ansari²⁵

Calculo de patrón de flujo:

Patrón Burbuja

$$d_{min} = 19,01 \left[\frac{(\rho_l - \rho_g)\sigma_l}{\rho_l^2 g} \right]^{0,5}$$

Donde:

ρ_l = Densidad de liquido (kg/m^3)

ρ_g = Densidad de gas (kg/m^3)

g = Gravedad (m/seg^2)

d_{min} = Diametro mínimo (m)

El d_{min} es el diámetro mínimo en el cual ocurra flujo burbuja.

Transición Burbuja/Tapón

$$v_s = 1,53 \left[\frac{(\rho_l - \rho_g) \sigma_l g}{\rho_l^2} \right]^{0,25}$$

$$v_{slt} = 3V_{sg} - 0.25 \text{sen}(\theta) V_s$$

Donde:

$$\sigma_l = \text{Tensión superficial del liquido (kg/seg}^2\text{)}$$

$$v_{sg} = \text{Velocidad superficial del gas (m/seg)}$$

$$v_s = \text{Velocidad superficial (m/seg)}$$

Luego de calcular v_s y v_{slt} , se debe cumplir a siguiente condición para el patrón sea burbuja o tapón $v_{slt} > v_s$. Se debe revisar las otras condiciones para tomar la decisión del patrón existente.

Patrón Burbuja dispersa

$$2 \left[\frac{0,4 \sigma_l}{(\rho_l - \rho_g) g} \right]^{0,5} \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l} \right)^{0,6} \left(\frac{f}{2d} \right)^{0,4} (v_{SL} + v_{sg})^{1,2} = 0,725 + 4,15 \left(\frac{v_{sg}}{v_{sg} + v_{SL}} \right)^{0,5}$$

Donde:

$$f = \text{Factor de fricción}$$

$$d = \text{Diametro interno de la tuberia (m)}$$

$$v_{sg} = \text{Velocidad superficial del gas (m/seg)}$$

$$v_{SL} = \text{Velocidad superficial del liquido (m/seg)}$$

Para que exista el patrón de burbuja dispersa se debe cumplir del lado derecho de la ecuación sea igual al lado izquierdo.

Patrón Anular

$$v_{Sga} = 3,1 * \left[\frac{g \sigma_l (\rho_l - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0,25}$$

$$v_{crit} = 10000 \frac{v_{Sg} \mu_g}{\sigma_l} \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^{0,5}$$

$$F_E = 1 - \exp[-0,125(v_{crit} - 1,5)]$$

$$\lambda_{LC} = \frac{F_E v_{SL}}{F_E v_{SL} + v_{Sg}}$$

$$\rho_c = \rho_l \lambda_{LC} + \rho_g (1 - \lambda_{LC})$$

$$\mu_{Sc} = \mu_l \lambda_{LC} + \mu_g (1 - \lambda_{LC})$$

$$v_{Sc} = F_E v_{SL} + v_{Sg}$$

$$N_{Resc} = \frac{\rho_c v_{Sc} d}{\mu_{Sc}}$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_{SC}}} = -2 \log \left[\frac{2 \varepsilon / d}{3,7} - \frac{5,02}{N_{Resc}} \log \left(\frac{2 \varepsilon / d}{3,7} + \frac{13}{N_{Resc}} \right) \right]$$

$$\frac{dP}{dL_{SC}} = \frac{f_{SC} \rho_{sc} V_{sc}^2}{2d}$$

$$N_{Rel} = \frac{\rho_l v_{SL} d}{\mu_l}$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_{SL}}} = -2 \log \left[\frac{2 \varepsilon / d}{3,7} - \frac{5,02}{N_{ResL}} \log \left(\frac{2 \varepsilon / d}{3,7} + \frac{13}{N_{ResL}} \right) \right]$$

$$\frac{dP}{dL_{SL}} = \frac{f_{SL} \rho_{sl} V_{sl}^2}{2d}$$

$$Y_M = \frac{g \sin \theta (\rho_l - \rho_c)}{\frac{dP}{dL}_{SC}}$$

$$X_M = \sqrt{\frac{(1 - F_E)^2 \left(\frac{dP}{dL}\right)_{SL}}{\left(\frac{dP}{dL}\right)_{SC}}}$$

$$\delta = \delta^* d$$

$$H_{lf} = 4\delta^*(1 - \delta^*)$$

$$\text{Condición} = H_{lf} + \frac{\lambda_{LC}(d - 2\delta)^2}{d^2}$$

Donde:

v_{sga} = Velocidad superficial del gas en el anular (m/seg)

v_{crit} = Velocidad critica (m/seg)

F_E = Fracción total de liquido

ρ_c = Densidad del núcleo (kg/m³)

μ_{sc} = Viscosidad del núcleo (Pa * seg)

v_{sc} = Velocidad del núcleo (m/seg)

N_{Resc} = Número de Reynolds del núcleo

$\frac{dP}{dL}_{SC}$ = Gradiente de presión en el núcleo (Pa/m)

$\frac{dP}{dL}_{SL}$ = Gradiente de presión superficial del liquido (Pa/m)

δ = Espesor de pelicula (m)

d = Diametro interno de la tuberia (m)

H_{lf} = Holdup

Si la condición es menor a 0.12, entonces el flujo es anular.

Calculo del gradiente de presión:

Modelo Tapón:

$$v_{TB} = 1.2v_m + 0.35 \left(\frac{gd(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L} \right)^{0.5}$$

$$H_{gLS} = \frac{v_{Sg}}{0.425 + 2.65v_m}$$

$$H_{LLS} = 1 - H_{gLS}$$

$$v_{gLS} = 1.2v_m + 1.53 \left(\frac{g\sigma_L(\rho_L - \rho_g)}{\rho_L^2} \right)^{0.25} H_{LLS}^{0.5}$$

$$v_m = v_{SL} + v_{Sg}$$

$$A = H_{gLS}(v_{TB} - v_{gLS}) + v_m$$

$$F(H_{LTB}) = (9.916\sqrt{gd}) \left(1 - \sqrt{1 - H_{LTB}} \right)^{0.5} H_{LTB} - v_{TB}(1 - H_{LTB}) + A$$

$$F'(H_{LTB}) = v_{TB} + (9.916\sqrt{gd}) \left(1 - \sqrt{1 - H_{LTB}} \right)^{0.5} + \frac{H_{LTB}}{4 \sqrt{1 - H_{LTB}} \left(1 - \sqrt{1 - H_{LTB}} \right)}$$

Se realiza Newton Raphson para encontrar el valor de H_{LTB} .

$$H_{gTB} = 1 - H_{LTB}$$

$$v_{LTB} = 9.916 \left(gd \left(1 - (H_{gTB})^{0.5} \right) \right)^{0.5}$$

$$v_{LLS} = \frac{(-v_{TB} - v_{LTB})H_{LTB}}{H_{LLS}} + v_{TB}$$

$$v_{gTB} = v_{TB} - \left(\frac{(v_{TB} - v_{gLS})(1 - H_{LLS})}{(1 - H_{LTB})} \right)$$

$$\beta = \frac{v_{sg} - v_{gLS}(1 - H_{LLS})}{v_{gTB}(1 - H_{LTB}) - v_{gLS}(1 - H_{LLS})}$$

$$L_{LS} = 30d$$

$$L_{TB} = \frac{\beta L_{LS}}{(1 - \beta)}$$

$$\rho_{LS} = \rho_L H_{LLS} + \rho_g (1 - H_{LLS})$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{ele} = ((1 - \beta)\rho_{LS} + \beta\rho_g) g \sin(\theta)$$

$$\mu_{LS} = \mu_L H_{LLS} + \mu_g (1 - H_{LLS})$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{fric} = \frac{f_{LS}\rho_{LS}v_m^2}{2d} (1 - \beta)$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_T = \left(\frac{dP}{dL} \right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL} \right)_{fric} + \left(\frac{dP}{dL} \right)_{ace}$$

Donde:

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{ele} = \text{Gradiente de presión por elevación (Pa/m)}$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{fric} = \text{Gradiente de presión por fricción (Pa/m)}$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{ace} = \text{Gradiente de presión por aceleración (Pa/m)}$$

La pérdida de presión por aceleración no se tiene en cuenta debido a que es muy pequeña con respecto a la pérdida por elevación y de fricción.

Modelo Anular:

Se calcula un parámetro Z , teniendo en cuenta las ecuaciones que se utilizaron para calcular el patrón de flujo.

$$Z_1 = 300$$

$$Z_2 = 24 \left(\frac{\rho_l}{\rho_g} \right)^{\frac{1}{3}}$$

$$\text{Si } F_E < 0.9 \rightarrow Z = 1 + Z_2 \delta^*$$

$$\text{Si } F_E > 0.9 \rightarrow Z = 1 + Z_1 \delta^*$$

Calculo de la caída de presión:

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_T = \frac{Z}{(1 - 2\delta^*)^5} \left(\frac{dP}{dL} \right)_{sc} + \rho_c g$$

Donde:

$$Z = \text{Parámetro}$$

$$\delta^* = \text{Espesor de película adimensional}$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_T = \text{Gradiente de presión total (Pa/m)}$$

Modelo Burbuja:

Se calcula el Hold up, realizando iteraciones con la siguiente ecuación:

$$\frac{v_{sg}}{1 - H_L} - 1.2v_m = 1.53 \left[\frac{(\rho_l - \rho_g)\sigma_l g}{\rho_l^2} \right]^{0.25} H_L^{0.5}$$

$$v_s = v_g + 1.2v_m$$

$$v_{TP} = v_m = v_{SL} + v_{sg}$$

$$\rho_{TP} = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

$$\mu_{TP} = \mu_L H_L + \mu_g (1 - H_L)$$

$$N_{Re_{TP}} = \frac{\rho_{TP} v_{TP} d}{\mu_{TP}}$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_{TP}}} = -2 \log \left[\frac{2 \varepsilon / d}{3,7} - \frac{5,02}{N_{Re_{TP}}} \log \left(\frac{2 \varepsilon / d}{3,7} + \frac{13}{N_{Re_{TP}}} \right) \right]$$

Calculo de la caída de presión:

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{ele} = \rho_{TP} g \sin(\theta)$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{fric} = \frac{f_{sc} \rho_{TP} v_m}{2d}$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_T = \left(\frac{dP}{dL} \right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL} \right)_{fric} + \left(\frac{dP}{dL} \right)_{ace}$$

Anexo E. Flujo multifásico: Beggs & Brill⁸

Calculo de patrón de flujo:

$$A_p = \frac{\pi d^2}{4}$$

$$v_{SL} = \frac{q_L}{A_p}$$

$$v_{Sg} = \frac{q_g}{A_p}$$

$$v_m = v_{SL} + v_{Sg}$$

$$N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gd}$$

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g}$$

$$L_1 = 316\lambda_L^{0,302}$$

$$L_2 = 0.000925\lambda_L^{-2,468}$$

$$L_3 = 0,10\lambda_L^{-1,452}$$

$$L_4 = 0,5\lambda_L^{-6,738}$$

$$\textit{Segregado} \rightarrow (\lambda_L < 0.01 \text{ y } N_{Fr} < L_1) \text{ o } (\lambda_L \geq 0.01 \text{ y } N_{Fr} < L_2)$$

$$\textit{Transición} \rightarrow (\lambda_L \geq 0.01 \text{ y } L_2 \leq N_{Fr} \leq L_3)$$

$$\textit{Intermitente} \rightarrow (0.01 \leq \lambda_L < 0.4 \text{ y } L_3 < N_{Fr} \leq L_1) \text{ o } (\lambda_L \geq 0.4 \text{ y } L_3 < N_{Fr} < L_4)$$

$$\textit{Distribuido} \rightarrow (\lambda_L < 0.4 \text{ y } N_{Fr} \geq L_1) \text{ o } (\lambda_L \geq 0.4 \text{ y } N_{Fr} > L_4)$$

Determinar el Holdup de la siguiente manera:

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_L^b}{N_{Fr}^c}$$

$$\textit{Segregado} \rightarrow a = 0.980, \quad b = 0.4846, \quad c = 0.0868$$

$$\textit{Intermitente} \rightarrow a = 0.845, \quad b = 0.5351, \quad c = 0.0173$$

$$\textit{Distribuido} \rightarrow a = 1.065, \quad b = 0.5824, \quad c = 0.0609$$

$$N_{Lv} = 1,938v_{SL}^4 \sqrt{\frac{\rho_o}{\sigma_o}}$$

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(e \lambda_L^f N_{Lv}^g N_{Fr}^h)$$

$$\text{Segregado} \rightarrow e = 0.011, \quad f = -3.768, \quad g = 3.539, \quad h = -1.6140$$

$$\text{Intermitente} \rightarrow e = 2.96, \quad f = 0.305, \quad g = -0.4473, \quad h = 0.0978$$

$$\text{Distribuido} \rightarrow C = 0, \quad \psi = 1$$

$$\psi = 1 + C[\sin(1,8\theta) - 0,333 \sin(1,8\theta)^3]$$

Se realiza una corrección del Holdup debido al ángulo de inclinación:

$$\text{Si } \theta \geq 0 \rightarrow H_{L(\theta)} = 0.924\psi H_{L(0)}$$

$$\text{Si } \theta < 0 \rightarrow H_{L(\theta)} = 0.685\psi H_{L(0)}$$

$$\rho_n = \rho_l \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L)$$

$$\mu_n = \mu_l \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L)$$

$$N_{Re} = \frac{1488 \rho_n v_m d}{\mu_n}$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_n}} = -2 \log \left[\frac{2 \varepsilon / d}{3,7} - \frac{5,02}{N_{Re}} \log \left(\frac{2 \varepsilon / d}{3,7} + \frac{13}{N_{Re}} \right) \right]$$

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_{L(\theta)}]^2}$$

$$s = \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182 \ln y - 0,8725 (\ln y)^2 + 0,01853 (\ln y)^4}$$

$$f = e^s f_n$$

Calculo de la caída de presión:

$$\frac{dP}{dZ} = \frac{f \rho_n v_m^2}{2 g_c d} + [\rho_L H_{L(\theta)} + \rho_g (1 - H_{L(\theta)})] \frac{g}{g_c} \sin(\theta)$$

Donde:

$$\rho_n = \text{Densidad de la mezcla sin deslizamiento (lbm/ft}^3\text{)}$$

$\varepsilon = \text{Rugosidad de la tubería (ft)}$

$N_{Fr} = \text{Número de Froude de mezcla}$

$N_{LV} = \text{Número de velocidad del líquido}$

$\theta = \text{Angulo de inclinación respecto a la horizontal (°)}$

$\psi = \text{Factor de corrección de Holdup por inclinación}$

$H_{L(0)} = \text{Holdup de líquido sin corregir}$

$H_{L(\theta)} = \text{Holdup de líquido corregido por inclinación}$

Anexo F. Flujo multifásico: Hagedorn & Brown²⁷

Calcular los siguientes parámetros

$$N_{Lv} = 1,938 v_{SL} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma_L}}$$

$$N_{gv} = 1,938 v_{sg} \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma_L}}$$

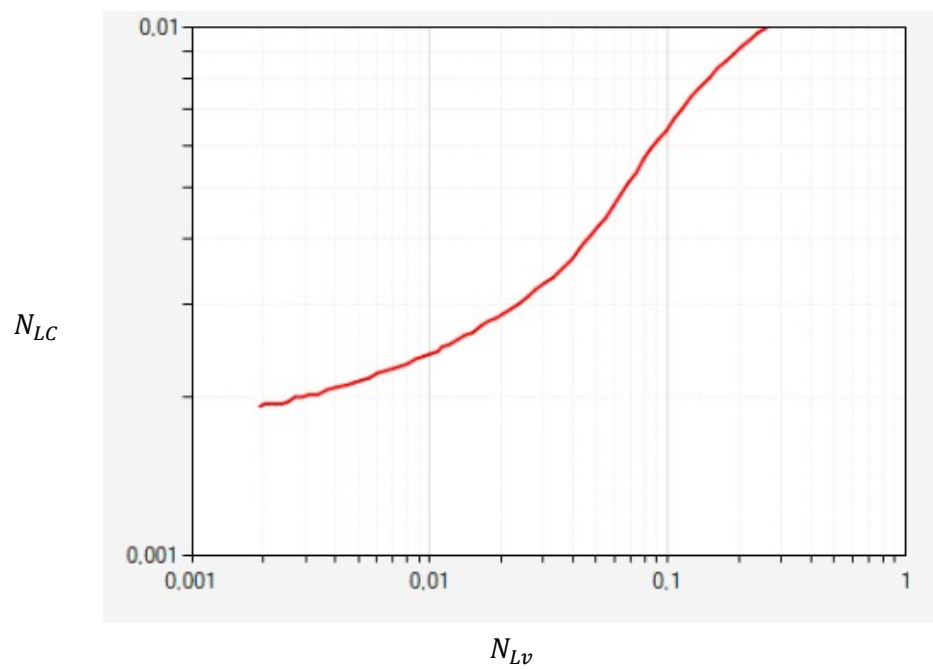
$$N_d = 120,872 d \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}}$$

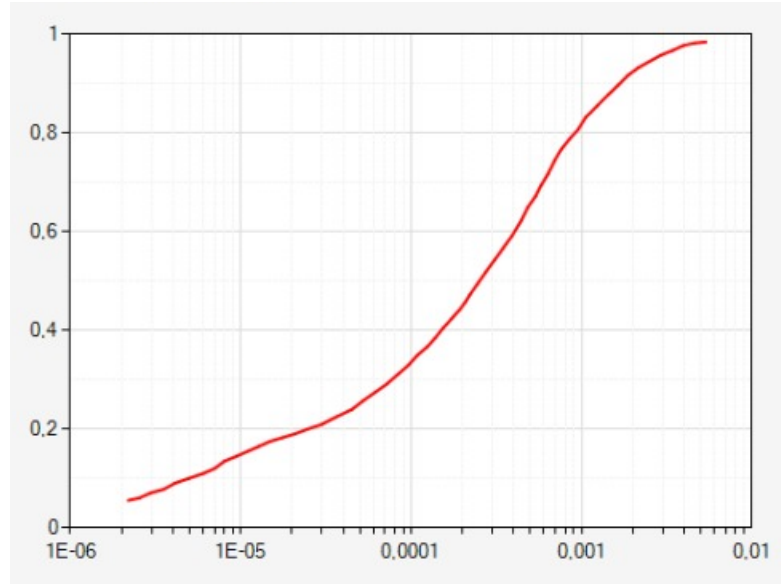
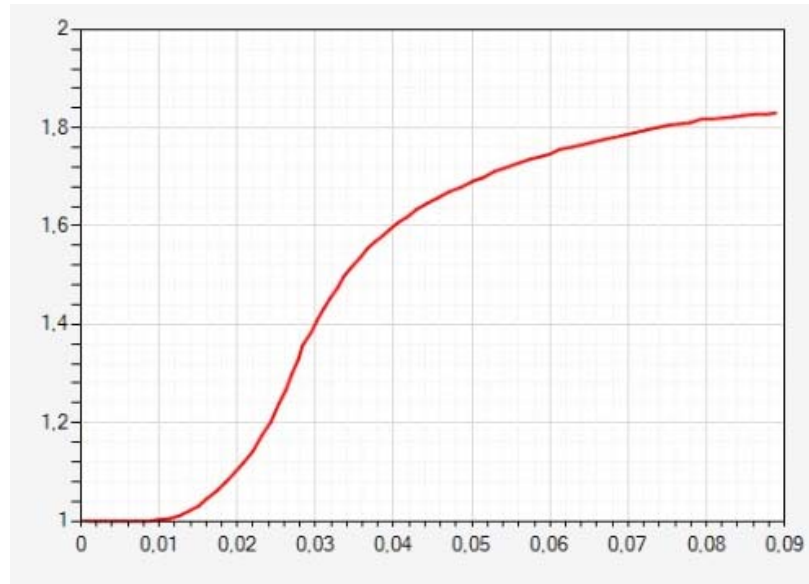
$$N_L = 0,15726 \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma_L^3} \right)^{0,25}$$

Determinar el Holdup de la siguiente manera:

$$a_1 = \frac{N_{Lv} N_{LC}}{N_{gv}^{0,575} N_d} \left(\frac{P}{P_{sc}} \right)^{0,1}$$

$$a_2 = \frac{N_{gv} N_L^{0,380}}{N_d^{2,14}}$$



H_L/ψ  a_1 ψ  a_2

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} * \mu_g^{1-H_L}$$

$$v_m = v_{SL} + v_{Sg}$$

$$N_{Re} = \frac{\rho_s v_m d}{\mu_s}$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\frac{2 \varepsilon / d}{3,7} - \frac{5,02}{N_{Re}} \log \left(\frac{2 \varepsilon / d}{3,7} + \frac{13}{N_{Re}} \right) \right]$$

Por último, calculamos la caída de presión

$$\frac{dP}{dZ} = \frac{f \rho_s^2 v_m^2}{2 \rho_s g_c d} + \frac{\rho_s g}{g_c}$$

Donde:

N_{gv} = Número de velocidad del gas (ft/seg)

N_d = Número de diámetro de tubería (in)

N_L = Número de viscosidad del liquido

ρ_s = Densidad de la mezcla (lbm/ft³)

A_p = Área transversal de la tubería (ft²)

g_c = Factor de corrección de unidades (lbm * ft/lbf * seg²)

$\frac{dP}{dZ}$ = Gradiente de presión (psi/ft)