



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Desarrollo de un Método Discreto
Basado en Programación Avanzada
para la Estimación de la Presión de
Fondo Fluyendo en Pozos de Aceite
y Gas Asociado**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Javier Ivan Castro Ayala

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Gilberto Sebastián Barrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

INTEGRACIÓN DEL JURADO

M.I. Berenice Martínez Cabañas

M.I. Gilberto Sebastián Barrera

Ing. Slim Santillán Hernández

Ing. Israel Castro Herrera

AGRADECIMIENTOS

A mis Padres María Teresa Ayala Reséndiz y Francisco Javier Castro Cruz (†),

Gracias por su apoyo, comprensión, amor y muchas otras cosas más, sé que nunca podré terminar de retribuirles lo que hicieron y aún hacen por mí.....

A mi abuela Teresa Reséndiz Contreras,

Gracias por ser mi primera maestra, por haberme cuidado desde antes de nacer, por ser mi apoyo incondicional siempre, consejera, confidente y la pregunta es: ¿Qué no has sido para mí?

A mi hermano Oscar Omar Castro Ayala,

Gracias a mi hermano, mi compañero de vida, compañero de travesuras, mi solapador más importante y próximamente colega, llegaste hace 22 años a mi vida y quiero que estés muchos más.

A mi familia,

Gracias por tantas enseñanzas, de todos he aprendido y sigo aprendiendo, gracias por su apoyo, cariño, paciencia, quiero mencionar a todos pero no acabaría nunca, espero lo entiendan, pero saben que los quiero y aprecio.

A mi mejor amiga María Fernanda Parra,

Gracias por estar ahí incondicionalmente, por apoyarme en cada sueño que he tenido, sin importar lo descabellado que sea, si tratara de nombrar las cosas por las que pasamos juntos jamás terminaría.

A mi familia que escogí,

Gracias por crecer junto conmigo, luchar junto conmigo, estar junto conmigo, espero que sigan acumulando éxitos, espero compartirlos con ustedes y seguir creciendo, como personas y profesionistas.

A mis profesores,

Gracias por su paciencia y dedicación, por estar ahí cuando los necesité, sin importar la hora, ni el lugar, por ustedes aprendí a amar la carrera.

A mi asesor de tesis Gilberto Sebastián Barrera,

Gracias por su dedicación, paciencia, apoyo, como maestro, asesor y amigo, ya nos encontraremos en campo también ingeniero.....

A mi maestro Salvador Torres Trinidad,

Gracias por apoyarme y ayudarme durante toda la carrera, por usted me interesó el área de producción, gracias por darme la primera oportunidad de enseñar, por esto y más, gracias ingeniero.

RESUMEN

El siguiente documento corresponde a un esfuerzo académico para el enriquecimiento de la enseñanza de la ingeniería petrolera en los ámbitos de propiedades de los fluidos y de flujo multifásico.

Este documento consta de cuatro capítulos orientados a establecer una metodología para el cálculo de la presión de fondo fluyendo de los pozos productores de aceite y gas.

La parte introductoria se exponen los tópicos que motivaron la elaboración de esta investigación de tesis, así como los objetivos y las herramientas empleadas en cada capítulo.

En el primer capítulo se efectúa una revisión de los conceptos fundamentales que se relacionan con los tipos de yacimientos, propiedades de los fluidos, conceptos de flujo multifásico y balance de energía.

En el segundo capítulo se exponen las premisas de la metodología que se propone en esta tesis, así como el procedimiento para desarrollarla. Asimismo, se definen los parámetros operativos y la información necesaria para llevar a cabo dicha metodología.

En el tercer capítulo se formula el flujo de trabajo asociado a la metodología propuesta bajo un esquema de programación. De igual manera, se desarrolla el código asociado en un lenguaje de alto nivel con su respectiva interfaz de usuario.

En el cuarto capítulo (final) se muestran los resultados obtenidos con la programación desarrollada en el capítulo tres, tanto para propiedades de los fluidos como para estimación de perfiles.

CONTENIDO

INTEGRACIÓN DEL JURADO.....	I
AGRADECIMIENTOS	II
RESUMEN	IV
CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE ANEXOS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	IX
NOMENCLATURA.....	X
INTRODUCCIÓN	1
JUSTIFICACIÓN.....	1
OBJETIVOS.....	2
OBJETIVO PRINCIPAL	2
OBJETIVOS SECUNDARIOS	2
HIPÓTESIS.....	2
METODOLOGÍA	2
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES	4
1.1 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS ASOCIADO.....	4
1.1.1 PRESIÓN INICIAL.....	4
1.1.2 TIPO DE FLUIDO	5
1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	7
1.2.1 ACEITE.....	7
1.2.2 GAS.....	10
1.2.3 CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE PROPIEDADES.....	13
1.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA	16
1.3.1 CONCEPTOS.....	16
1.3.2 CORRELACIONES EXISTENTES	24
1.3.3 ECUACIÓN DE BALANCE DE ENERGÍA EN DUCTOS	25
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA PROPUESTA.....	34
2.1 PREMISAS.....	34
2.1.1 CONSIDERACIONES.....	34
2.1.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.....	35

2.2	INFORMACIÓN DE ENTRADA.....	36
2.2.1	PARÁMETROS OPERATIVOS	36
2.2.2	ESTADO MECÁNICO.....	36
2.2.3	ESTUDIO PVT.....	37
2.3	MATRICES OBJETIVO	38
2.4	PERFILES OBJETIVO	39
CAPÍTULO 3. CÓDIGO DE PROGRAMACIÓN Y DESARROLLO DE INTEFAZ.....		40
3.1	LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DE ALTO NIVEL.....	40
3.2	DIAGRAMA DE FLUJO.....	41
3.3	SUBROUTINAS DESARROLLADAS.....	44
3.4	INTERFAZ DE USUARIO	51
CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DEL MÉTODO		55
4.1	VARIACIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	55
4.2	PERFILES DE ARRANQUE.....	58
4.3	PROCESO ITERATIVO	60
CONCLUSIONES.....		65
RECOMENDACIONES		65
REFERENCIAS.....		66
ANEXOS		68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de un Yacimiento Bajo Saturado.	4
Figura 2. Diagrama de un Yacimiento Saturado.....	5
Figura 3. Diagrama de fases de un aceite negro.....	5
Figura 4. Diagrama de fases de un aceite volátil.....	6
Figura 5. Comportamiento de la presión respecto al factor de volumen del aceite.	8
Figura 6. Comportamiento de la presión respecto a la relación de solubilidad.	9
Figura 7. Comportamiento de la viscosidad respecto de la presión.	10
Figura 8. Comportamiento del factor de compresibilidad “z” respecto de la presión.	12
Figura 9. Comportamiento de la presión respecto al factor de volumen del gas.....	13
Figura 10. Diagrama de gasto de un fluido en una sola fase.	18
Figura 11. Diagrama del gasto de un fluido en dos fases.	18
Figura 12. Vista transversal de una tubería con gasto de un fluido en dos fases.	18
Figura 13. Diagrama de clasificación de Correlaciones.	25
Figura 14. Diagrama de Conservación de Masa	26
Figura 15. Diagrama de Conservación de Movimiento Lineal.	28
Figura 16. Diagrama de flujo del método (a).	41
Figura 17. Diagrama de flujo del método (b).	42
Figura 18. Diagrama de flujo del método (c).	43
Figura 19. Extracto de subrutina para ingresar los Datos Iniciales.....	44
Figura 20. Código para calcular Rs.	45
Figura 21. Código para calcular Bo.	45
Figura 22. Código para calcular μ_o	46
Figura 23. Código para calcular Bg.	47
Figura 24. Ingreso de Datos del Estado Mecánico del Pozo.	47

Figura 25. Estimación inicial de la presión en cada celda del pozo.....	48
Figura 26. Estimación de propiedades con base en las coordenadas dadas de presión y temperatura.	49
Figura 27. Cálculo del Gradiente de Presión Total.....	49
Figura 28. Cálculo de <i>pwf</i> y ciclo iterativo para su convergencia.....	50
Figura 29. <i>Userform</i> de Propiedades de los Fluidos.	51
Figura 30. Hoja de Inicio del Programa.	52
Figura 31. <i>Userform</i> para especificar estado Mecánico.	53
Figura 32. Variación de la <i>pb</i> respecto de la temperatura.	55
Figura 33. Variación de la <i>Rs</i> en función del cambio de presión y temperatura.....	56
Figura 34. Variación de <i>Bo</i> en función del cambio de presión y temperatura.	56
Figura 35. Variación de la <i>μo</i> en función del cambio de presión y temperatura.....	57
Figura 36. Variación del <i>Bg</i> en función del cambio de presión y temperatura.....	57
Figura 37. Perfil de diámetro de flujo vs profundidad.	58
Figura 38. Perfil de temperatura vs profundidad.	59
Figura 39. Perfil inicial de presión vs profundidad.....	59
Figura 40. Perfil de <i>Rs</i> para la primera iteración.	60
Figura 41. Perfil de <i>Bo</i> para la primera iteración.	61
Figura 42. Perfil de <i>μo</i> para la primera iteración.	61
Figura 43. Perfil de <i>Bg</i> para la primera iteración.	62
Figura 44. Perfil de <i>pns</i> para la primera iteración.	62
Figura 45. Perfil de presión para la primera iteración.....	63
Figura 46. Valor de <i>pwf</i> final.	64

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Extracto de matriz de ρb vs T ,	68
Anexo 2. Extracto de matriz de R_s en función de p vs T	69
Anexo 3. Extracto de la matriz de B_o en función de p vs T	70
Anexo 4. Extracto de matriz de μ_o en función de p vs T	71
Anexo 5. Extracto de la matriz de B_o en función de p vs T	72
Anexo 6. Evolución del perfil de R_s con la iteración 5, 10, 15 y 20.	73
Anexo 7. Evolución del perfil de B_o en la iteración 5, 10, 15 y 20.	74
Anexo 8. Evolución del perfil de μ_o con la iteración 5, 10, 15 y 20.	75
Anexo 9. Evolución del perfil del B_g con la iteración 5, 10, 15 y 20.	76
Anexo 10. Evolución del perfil de ρn_s en la iteración 5, 10, 15 y 20.	77
Anexo 11. Evolución del perfil de presión en la iteración 5, 10, 15 y 20.....	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comportamiento de las propiedades del aceite.	37
---	----

NOMENCLATURA

θ = Ángulo de Inclinación

A = Área

ρ_m = Densidad de la mezcla

ρ_w = Densidad del agua

ρ_{aire} = Densidad del aire

$\rho_{inicial}$ = Densidad inicial

γ_o = Densidad relativa del aceite

γ_{API} = Densidad en grados API

γ_g = Densidad relativa del gas

ρ_{ns} = Densidad sin resbalamiento

φ = Diámetro

z = Factor de compresibilidad del gas

f_D = Factor de fricción Darcy

B_o = Factor de volumen del aceite

B_g = Factor de volumen del gas

q_o = Gasto de aceite

q_g = Gasto de gas

\dot{m} = Gasto másico

\dot{q} = Gasto volumétrico

g = Gravedad

L = Longitud de la tubería

N_{RE} = Número de Reynolds

NMIP = Nivel Medio del Intervalo Productor

y_i = Porcentaje de la composición

p_{pc} = Presión pseudocrítica

p_{pr} = Presión pseudoreducida

p_b = Presión de Burbuja

p_{ws} = Presión de fondo estática

p_{wf} = Presión de fondo fluyendo

p_y = Presión del yacimiento

p_{wh} = Presión en la cabeza

p_{atm} = Presión estándar

p_i = Presión inicial

h = Profundidad de la tubería

RGA = Relación Gas – Aceite

R_S = Relación de Solubilidad

ε = Rugosidad

T_{pc} = Temperatura pseudocrítica

T_{pr} = Temperatura pseudoreducida

T_{sep} = Temperatura de Separación

T_{wh} = Temperatura de la cabeza

T_y = Temperatura de yacimiento

T_{wf} = Temperatura del fondo

T_{atm} = Temperatura estándar

τ = Tensión superficial

TP = Tubería de producción

TR = Tubería de revestimiento

$v_m =$ *Velocidad de la mezcla*

$v_{SG} =$ *Velocidad superficial del gas*

$v_{SL} =$ *Velocidad superficial del líquido*

$\mu_o =$ *Viscosidad del aceite*

$V_o =$ *Volumen del aceite*

$V_g =$ *Volumen del gas*

INTRODUCCIÓN

JUSTIFICACIÓN

Uno de los ámbitos más importantes de aplicación de la ingeniería petrolera corresponde a la administración de la energía del yacimiento. Para que dicha administración pueda llevarse a cabo, se requiere cuantificar las caídas de presión en el sistema yacimiento-pozo-instalaciones.

De la caída total de presión en el sistema antes mencionado, la mayor parte ocurre en el pozo, por lo que la identificación y la cuantificación de los factores que provocan esto coadyuva en gran medida a la administración de la energía.

Para la efectuar la cuantificación de la caída de presión en los pozos se utiliza una serie de correlaciones desarrolladas experimentalmente con base en la distribución de fases en el flujo vertical.

En la literatura consultada por los estudiantes de ingeniería petrolera, los ejemplos de aplicación para el cálculo de los gradientes de presión y la definición de los patrones de flujo que existen en las tuberías de producción no profundizan en la cuantificación discreta de las propiedades de los fluidos, es decir para estos ejemplos las propiedades de los fluidos permanecen invariantes. Para ilustrar esto, se hace referencia a los métodos desarrollados en el libro *Multiphase Flow in Wells*, donde se consideran constantes las propiedades de los fluidos y los gradientes de presión calculados resultan ser constantes (Brill & Mukherjee, 1999), lo cual no existe en la realidad.

Por lo anterior es necesario formular un método para el cálculo de caídas de presión donde se ilustre la variación que existe realmente de las propiedades de los fluidos a lo largo de nuestra tubería de producción y que refleje los cambios que en realidad existen en el gradiente de presión en los pozos.

OBJETIVOS

OBJETIVO PRINCIPAL

Formular un método, de acoplamiento entre las correlaciones de propiedades de los fluidos y la programación avanzada, que posibilite estimar la presión de fondo fluyendo de los pozos productores de aceite y gas asociado, el cual represente una alternativa a las correlaciones de flujo multifásico existentes.

OBJETIVOS SECUNDARIOS

1. Basarse en la ecuación general de balance de energía en líneas para formular el método.
2. Recurrir a las correlaciones de propiedades de fluidos más utilizadas para estimar el comportamiento de las propiedades en un rango de $P_y - P_{wh}$ y $T_y - T_{sep}$.
3. Emplear la programación avanzada para que el método propuesto permita el manejo iterativo de un número considerable de variables.
4. Desarrollar una interfaz de usuario para que el método pueda ser comprendido y empleado de una manera intuitiva.

HIPÓTESIS

Mediante la combinación de la ecuación de balance de energía en líneas, las ecuaciones de propiedades de los fluidos y la programación avanzada, se puede formular un método para calcular la distribución de la presión en la TP y que éste sea empleado de la misma manera que las correlaciones de flujo multifásico existentes.

METODOLOGÍA

El trabajo de investigación de tesis está distribuido en 4 capítulos, en los cuales se aplicará las siguientes metodologías:

- En el Capítulo 1, se expondrán los conceptos fundamentales sobre los temas de propiedades de los fluidos, flujo multifásico en tubería y la ecuación de balance de energía en ductos a través de la revisión bibliográfica de libros y artículos técnicos especializados.

- En el capítulo 2, se llevará a cabo la formulación, tanto de las premisas que sustentan el método propuesto como del procedimiento asociado.
- En el capítulo 3, se desarrollará el diagrama de flujo concerniente al procedimiento formulado en el capítulo anterior. Asimismo, se construirán los elementos asociados a la programación avanzada: subrutinas e interfaz de usuario mediante el uso del lenguaje de programación Visual Basic y su aplicación para macros.
- En el capítulo 4, se llevará a cabo la ejecución del método propuesto mediante la herramienta mencionada en el capítulo 3.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES

En el presente capítulo se presentan los conceptos fundamentales considerados totalmente necesarios para el fundamento de la metodología desarrollada en este trabajo de investigación de tesis, los cuales son: la clasificación de los yacimientos, las propiedades de los fluidos y el flujo multifásico en tubería.

1.1 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS ASOCIADO

1.1.1 PRESIÓN INICIAL

Yacimiento Bajosaturado

La presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbuja, es decir que todo el gas de la mezcla se encuentra disuelto en el aceite (**Figura 1**).

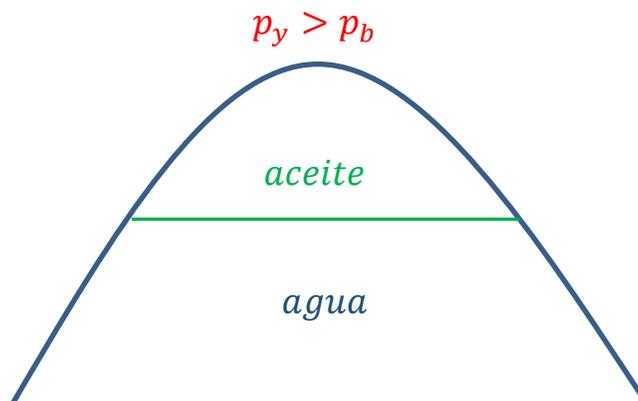


Figura 1. Diagrama de un Yacimiento Bajo Saturado.
Fuente: Elaboración propia.

Yacimiento Saturado

La presión se encuentra por debajo de la presión de burbuja, es decir que el aceite ya liberó cierta parte del gas en solución (**Figura 2**).

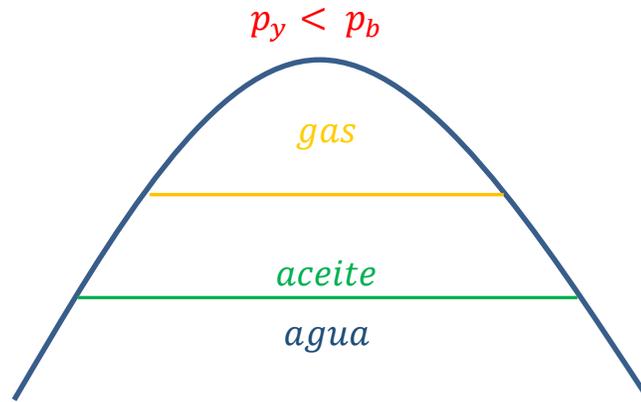


Figura 2. Diagrama de un Yacimiento Saturado.
Fuente: Elaboración propia.

1.1.2 TIPO DE FLUIDO

Yacimiento de Aceite Negro

Este tipo de aceite está formado por más de un 20 [% mol] de heptanos y componentes más pesados, su temperatura crítica se encuentra por encima de la temperatura del yacimiento. La R_S de un aceite negro, comúnmente es menor a $1750 \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$, la presión de saturación de los aceites negros es relativamente baja (Maldonado Cruz, 2016). En la **Figura 3** se muestra su correspondiente diagrama de fases.

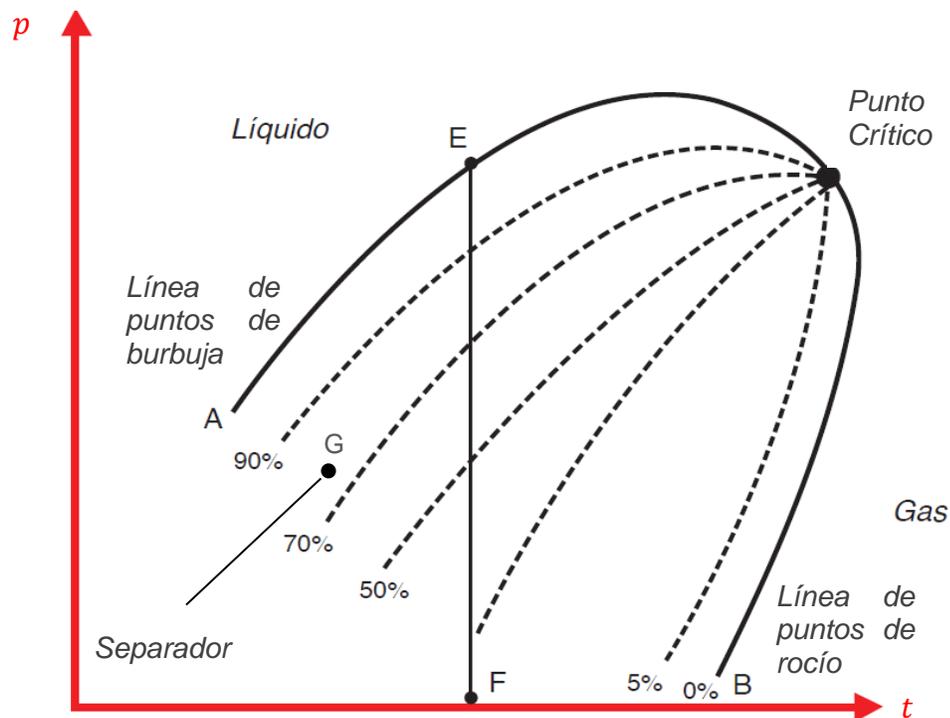


Figura 3. Diagrama de fases de un aceite negro.
Fuente: Elaboración propia con información de (Tarek, 2000) .

Yacimiento de Aceite Volátil

Tiene características similares a los gases y condensados sin embargo, se comporta como líquido a condiciones de yacimiento debido a los componentes pesados de la mezcla. Su temperatura crítica es más alta. La R_S de un aceite volátil va desde los $1750 \left[\frac{ft^3}{bl} \right] - 3200 \left[\frac{ft^3}{bl} \right]$, su presión de saturación es alta y los gases producidos son ricos en componentes intermedios y se comportan como gas retrógrado, además su γ_o es mayor a 40 °API (Maldonado Cruz, 2016). En la **Figura 4** se muestra su correspondiente diagrama de fases.

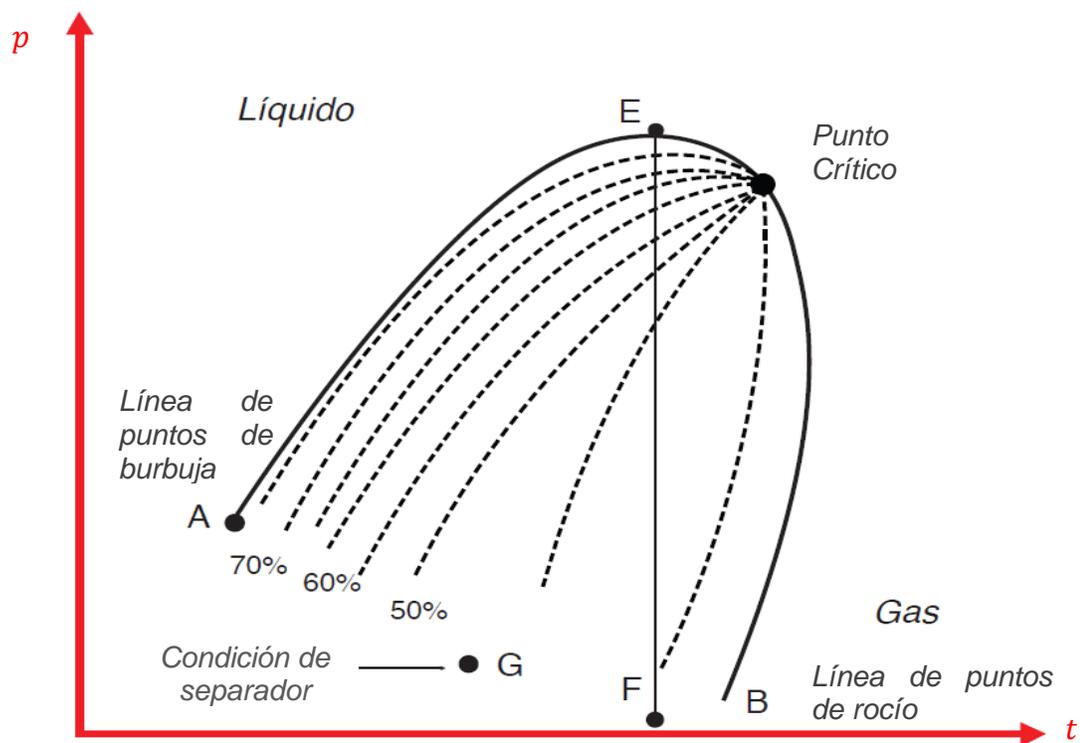


Figura 4. Diagrama de fases de un aceite volátil
Fuente: Elaboración propia con información de (Tarek, 2000) .

1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.2.1 ACEITE

Densidad del aceite

Es definida como la cantidad de materia por unidad de volumen de aceite a una presión y temperatura dadas, comúnmente se expresa en $\frac{lb}{ft^3}$. La densidad relativa es una propiedad que está definida como la relación que existe entre la densidad del aceite y la densidad del agua, ambas medidas a condiciones estándar, (1 atm y 60 °F), (Maldonado Cruz, 2016).

$$\gamma_o = \frac{\rho_o @ c.s.}{\rho_{agua} @ c.s.} \dots \dots \dots ec. 1$$

Para la industria petrolera la densidad relativa de un aceite es medida en grados API, la cual se obtiene con la siguiente expresión:

$$^{\circ} API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \dots \dots \dots ec. 2$$

Factor de volumen del aceite

Está definido como la relación entre el volumen de aceite más su gas en solución a condiciones de presión y temperatura dadas, entre el volumen de aceite a condiciones estándar (Maldonado Cruz, 2016), el factor de volumen del aceite se expresa con la siguiente ecuación:

$$B_o = \frac{V_{o+gd} @ c. p,T}{V_o @ c.s.} \dots \dots \dots ec. 3$$

donde:

$$B_o = \text{Factor de volumen del aceite} \left[\frac{bl @ c. p,T}{bl @ c.s.} \right]$$

$$V_{o+gd} @ c. p,T = \text{Volumen de aceite más su gas disuelto} [bl @ c. p,T]$$

$$V_o @ c.s. = \text{Volumen de aceite} [bl @ c.s.]$$

La **Figura 5** muestra el comportamiento del factor de volumen del aceite contra la presión a temperatura de yacimiento.

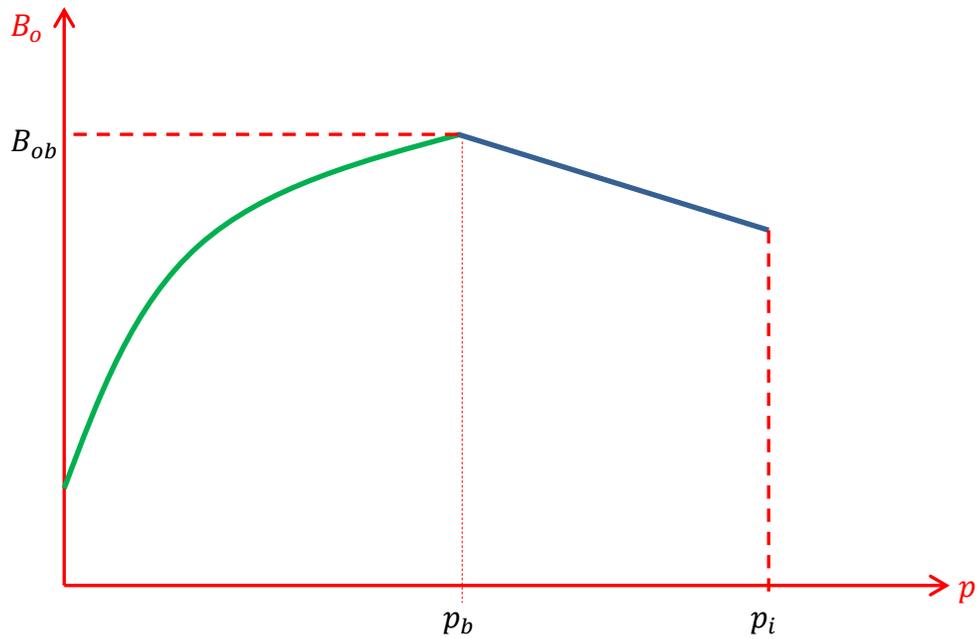


Figura 5. Comportamiento de la presión respecto al factor de volumen del aceite.
Fuente: Elaboración propia con información de (Maldonado Cruz, 2016).

Relación de Solubilidad

Se define como volumen de gas que puede ser disuelto en cierto volumen de aceite a condiciones estándar (Maldonado Cruz, 2016), se expresa con la siguiente ecuación:

$$R_s = \frac{V_{g@ c.s.}}{V_{o@ c.s.}} \dots \dots \dots ec. 4$$

$$R_s = \text{Relación de Solubilidad} \left[\frac{ft^3 @ c.s.}{bl @ c.s.} \right]$$

$$V_{g@ c.s.} = \text{Volumen de gas} [ft^3 @ c.s.]$$

$$V_{o@ c.s.} = \text{Volumen de aceite} [bl @ c.s.]$$

La **Figura 6** muestra el comportamiento de la relación de solubilidad contra la presión a temperatura de yacimiento.

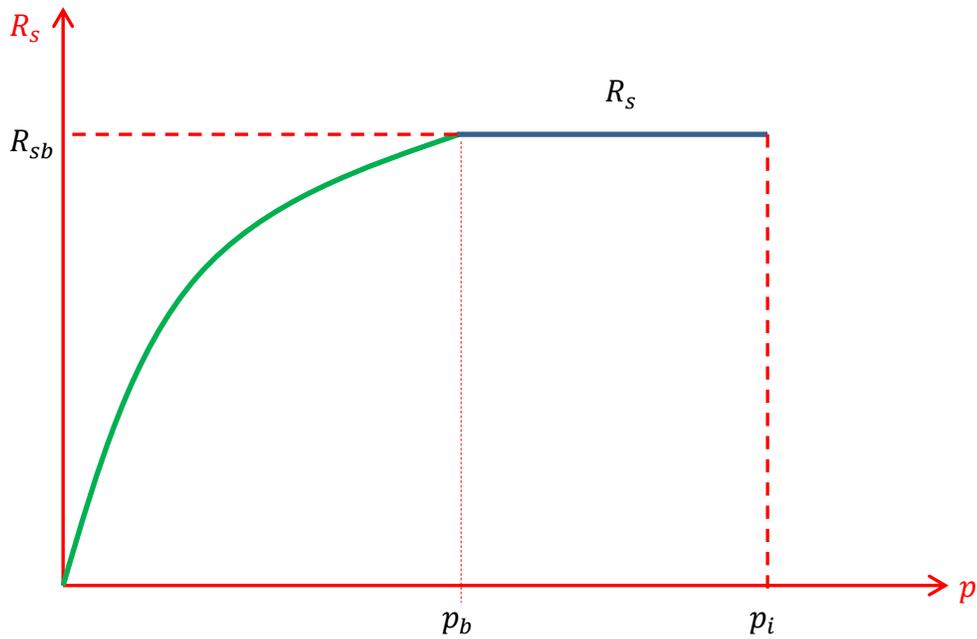


Figura 6. Comportamiento de la presión respecto a la relación de solubilidad.
 Fuente: Elaboración propia con información de (Maldonado Cruz, 2016)

Viscosidad del aceite

La viscosidad está definida como la resistencia de un fluido a moverse. Es una propiedad muy importante ya que tiene una gran influencia en el flujo de fluidos tanto en el yacimiento, como en la tubería (Maldonado Cruz, 2016).

En la **Figura 7** se muestra el comportamiento de la viscosidad respecto a la presión a temperatura de yacimiento. Para presiones por debajo de la presión de burbuja la viscosidad incrementa de manera exponencial, debido a la liberación del gas.

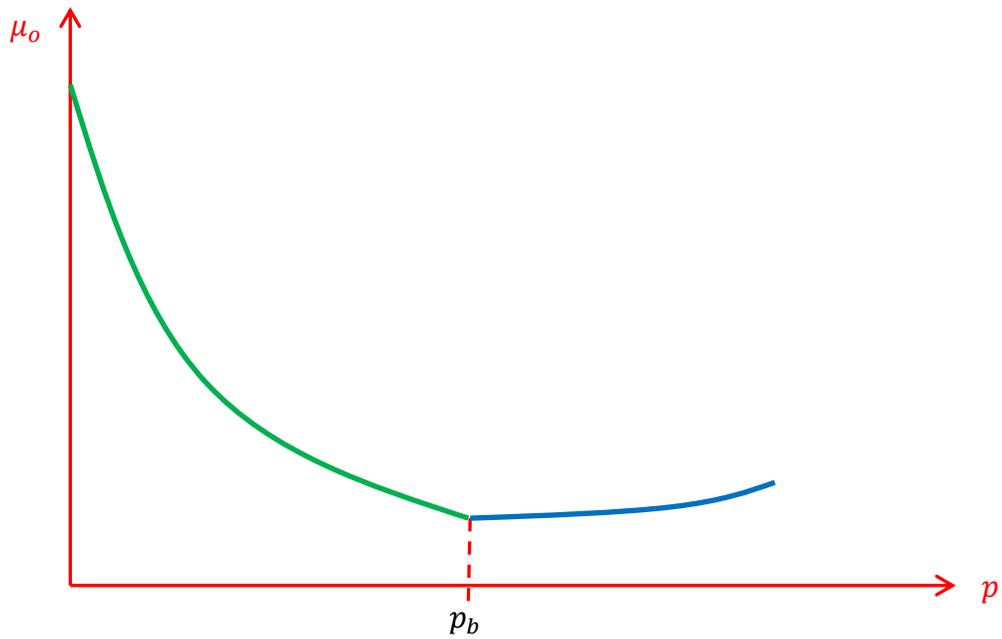


Figura 7. Comportamiento de la viscosidad respecto de la presión.
Fuente: Elaboración propia con información de (Maldonado Cruz, 2016)

1.2.2 GAS

Propiedades Pseudocríticas

Las propiedades críticas son las condiciones de presión, volumen y temperatura en las cuales no se distinguen las diferencias entre las propiedades del gas y el líquido de un gas puro (McCain, 1990). Para determinar las propiedades críticas de una mezcla de gases, (denominadas pseudocríticas), se toman en cuenta las reglas de mezclado de Kay:

$$p_{pc} = \sum_{j=1}^{j=n} (y_i) (p_{cj}) \dots \dots \dots ec. 5$$

$$T_{pc} = \sum_{j=1}^{j=n} (y_i) (T_{cj}) \dots \dots \dots ec. 6$$

donde:

p_{pc} = Presión Pseudocrítica [psia]

p_{pc} = Presión crítica del componente [psia]

T_{pc} = Temperatura Pseudocrítica [R]

T_{pc} = Temperatura crítica del componente [R]

y_i = % de composición [Adim.]

Propiedades pseudoreducidas

Las propiedades de una mezcla de gases pueden ser correlacionadas con las *ec.5* y *ec.6*, sirven para estimar el factor de compresibilidad “z” a partir de correlaciones (McCain, 1990), algunos ejemplos son:

- Standing y Katz, 1942.
- Dranchuck y Abu-Kassem, 1945
- Heidarian et al, 2010.

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \dots \dots \dots ec.7$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \dots \dots \dots ec.8$$

donde:

Presión Pseudocrítica → p_{pc} [psia]

Presión Pseudoreducida → p_{pr} [Adim.]

Temperatura Pseudocrítica → T_{pc} [R]

Temperatura Pseudoreducida → T_{pr} [Adim.]

Presión → p [psia]

Temperatura → T [R]

Factor de compresibilidad del gas

El comportamiento ideal de los gases se ve afectado por el cambio en las condiciones de presión y temperatura, debido a que estos afectan la composición de la mezcla de gases. Por lo tanto, se hace el uso de un factor de corrección llamado factor de compresibilidad del gas [z], el cual es una relación entre dos volúmenes, el volumen ideal del gas en cuestión y su volumen real.

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \dots \dots \dots ec.9$$

Por lo tanto se observa que el factor “z” es una cantidad adimensional y que para un gas ideal $z = 1$. En la **Figura 8** se muestra el comportamiento del factor de compresibilidad respecto de la presión.

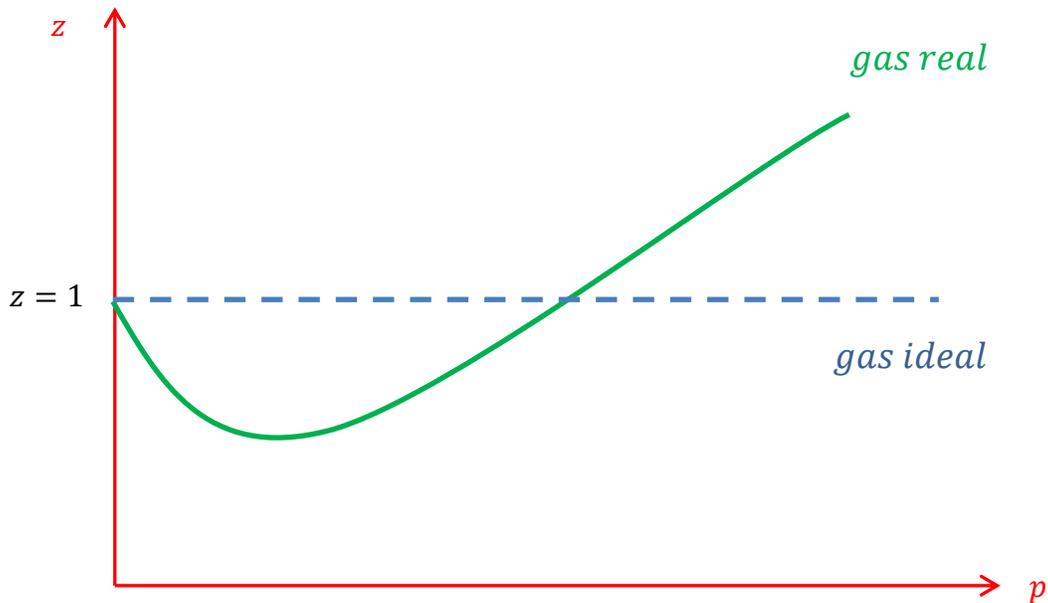


Figura 8. Comportamiento del factor de compresibilidad “z” respecto de la presión.
Fuente: Elaboración propia con información de (Maldonado Cruz, 2016)

Factor de volumen del gas

Está definido como la relación entre el volumen de gas a condiciones dadas de temperatura, entre el volumen de gas a condiciones estándar (Craft & M., 1991).

$$B_g = \frac{V_{g @ c. p, T}}{V_{g @ c. s.}} \dots \dots \dots ec. 10$$

donde:

$$B_g = \text{Factor de volumen del gas} \left[\frac{ft^3 @ c. p, T}{ft^3 @ c. s.} \right]$$

$$V_{g @ c. p, T} = \text{Volumen de aceite más su gas disuelto} \left[ft^3 @ c. p, T \right]$$

$$V_{g @ c. s.} = \text{Volumen de aceite} \left[ft^3 @ c. s. \right]$$

La **Figura 9** muestra el comportamiento del factor de volumen de gas contra la presión.

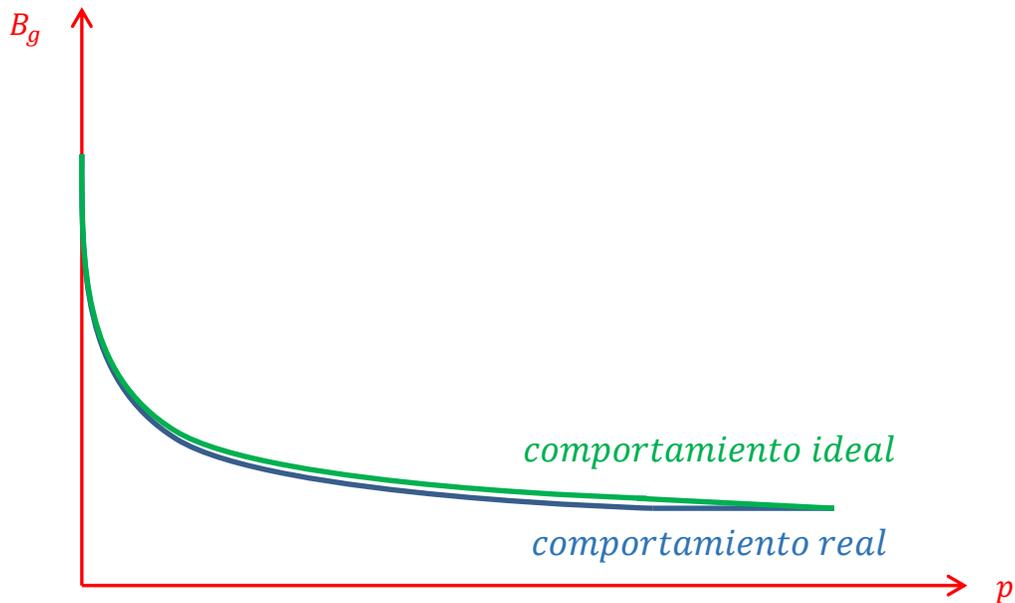


Figura 9. Comportamiento de la presión respecto al factor de volumen del gas.
Fuente: Elaboración propia con información de (Maldonado Cruz, 2016)

Se aprecia en la gráfica que a grandes presiones el comportamiento del factor de volumen de gas real e ideal se igualan, ya que el gas no se puede seguir comprimiendo.

1.2.3 CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DE PROPIEDADES

Una correlación es una medida de la relación lineal entre dos o más variables cuantitativas continuas. Las correlaciones de propiedades de los fluidos son desarrolladas a partir de datos de laboratorio y/o campo y formuladas mediante un conjunto de ecuaciones o gráficos para representar un determinado fenómeno. Estas correlaciones se aplican para obtener una aproximación de las propiedades de los fluidos sin la necesidad de efectuar un análisis PVT o mediciones directas. (Banzer, 1996) (Torres Coria & Trawitz Rosas, 2008)

Las correlaciones más utilizadas son:

Standing, 1947:

$$p_b = 18.2 \left[\left[\frac{RGA}{\gamma_g} \right]^{0.83} 10^{(0.00091[T] - 0.0125[\gamma_{API}]) - 1.4} \right] \dots \dots \dots ec. 11$$

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{p}{18.2} + 1.4 \right) \left(10^{0.0125[\gamma_{API}] - 0.00091[T]} \right) \right]^{\frac{1}{0.83}} \dots \dots \dots ec. 12$$

$$B_o = 0.9759 + 0.00012 \left[(R_s) \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T) \right]^{1.2} \dots \dots \dots ec. 13$$

donde:

$p_b =$ presión de burbuja [psia]

$\gamma_{API} =$ Gravedad API [Adim.]

$RGA =$ Relación Gas – Aceite $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$

$p =$ Presión [psia]

$\gamma_g =$ Densidad relativa del gas [Adim.]

$T =$ Temperatura [°F]

$B_o =$ Factor de Volumen del aceite $\left[\frac{bl}{bl} \right]$

$R_s =$ Relación de Solubilidad $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$

Beggs y Robinson, 1975:

Aceite Saturado:

$$\mu_{o@c,p,T} = [10.715 (R_s + 100)^{-0.515}] [\mu_{od}]^b \dots \dots \dots ec. 14$$

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

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

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

donde:

$\mu_{od} =$ Viscosidad del aceite muerto [psia]

$\mu_o =$ Viscosidad del aceite [cp]

$R_s =$ Relación de Solubilidad $\left[\frac{ft^3}{bl} \right]$

$T =$ Temperatura [°F]

Vazquez y Beggs, 1980:

Aceite Bajo-Saturado:

$$\mu_{o@c,p,T} = \mu_{ob} \left[\frac{p}{p_b} \right]^m \dots \dots \dots ec. 15$$

$$m = 2.67 (p^{1.187})(10^a)$$

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

$$\mu_{ob @ c.P,T} = [10.715 (RGA + 100)^{-0.515}] [\mu_{od}]^b$$

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

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

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

donde:

$$p_b = \text{Presión de saturación [psi (Brown, 1948)a]} \quad \mu_o = \text{Viscosidad del aceite [cp]}$$

$$RGA = \text{Relación Gas - Aceite} \left[\frac{ft^3}{bl} \right] \quad p = \text{Presión [psia]}$$

$$\mu_{ob} = \text{Viscosidad del aceite al punto de burbuja [cp]} \quad T = \text{Temperatura [°F]}$$

$$\mu_{od} = \text{Viscosidad del aceite muerto [cp]}$$

Brown et al, 1948:

Propiedades Pseudocríticas:

$$T_{pc} = 168 + 325(\gamma_g) - 12.5(\gamma_g)^2 \dots \dots \dots ec. 16$$

$$P_{pc} = 677 + 15(\gamma_g) - 37.5(\gamma_g)^2 \dots \dots \dots ec. 17$$

Propiedades Pseudoreducidas dadas por la ec. 7 y ec. 8 :

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}; \quad p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}}$$

donde:

$$T_{pc} = \text{Temperatura pseudocrítica [R]} \quad p_{pc} = \text{Presión pseudocritica [psia]}$$

$$\gamma_g = \text{Densidad relativa del gas [Adim.]} \quad T_{pr} = \text{Temperatura pseudoreducida [Adim.]}$$

$$p_{pr} = \text{Presión pseudoreducida [Adim.]} \quad T = \text{Temperatura [R]}$$

$$p = \text{Presión [psia]}$$

Papay, 1968:

$$z = 1 - \frac{3.53 (p_{pr})}{10^{0.9813 (T_{pr})}} + \frac{0.274 (p_{pr})^2}{10^{0.8157 (T_{pr})}} \dots \dots \dots ec. 18$$

donde:

T_{pc} = Temperatura pseudocrítica [R]

p_{pc} = Presión pseudocritica [psia]

p_{pr} = Presión pseudoreducida [Adim.]

T_{pr} = Temperatura pseudoreducida [R]

z = Factor de compresibilidad [Adim.]

Factor de volumen del gas:

$$B_g = \frac{z T}{p} \left(\frac{P_{@c.s.}}{T_{@c.s.}} \right) \dots \dots \dots ec. 19$$

donde:

B_g = Factor de volumen del gas $\left[\frac{ft^3}{ft^3} \right]$

z = Factor de compresibilidad [Adim.]

$p_{@c.s.}$ → 14.7 [psia]

T = Temperatura [R]

$T_{@c.s.}$ → 520 [R]

p = Presión [psia]

1.3 FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍA

1.3.1 CONCEPTOS

Flujo Multifásico

El flujo multifásico en tuberías se define como el movimiento concurrente de gas libre y líquido en las tuberías. El gas y el líquido pueden existir como una mezcla homogénea, o el líquido puede estar en baches con el gas empujando detrás de él, u otras combinaciones de patrones de flujo pueden estar presentes. El gas puede estar fluyendo con dos líquidos (aceite y agua) y existir la posibilidad de que los dos líquidos puedan estar emulsificados. (Sites, s.f.)

Gasto Másico

Es la cantidad de fluido que atraviesa una sección transversal de tubería en una unidad de tiempo (Cengel & A., Termodinámica, 2011), se define con la siguiente ecuación:

$$\dot{m} = \rho v A \dots \dots \dots ec. 20$$

$$\dot{m} = \rho q \dots \dots \dots ec. 21$$

donde:

$$\rho = \text{Densidad} \left[\frac{lb_m}{ft^3} \right]$$

$$A = \text{Área Transversal} [ft^2]$$

$$\dot{m} = \text{Gasto Másico} \left[\frac{ft^3}{s} \right]$$

$$q = \text{Gasto Volumétrico} \left[\frac{ft^3}{s} \right]$$

$$v = \text{Velocidad} \left[\frac{ft}{s} \right]$$

Gasto Másico Total

Es la suma del gasto másico de líquido más el gasto másico de gas.

$$\dot{m}_T = \dot{m}_l + \dot{m}_g \dots \dots \dots ec. 21$$

donde:

$$\dot{m}_T = \text{Gasto Másico Total} \left[\frac{lb_m}{s} \right]$$

$$\dot{m}_l = \text{Gasto Másico del líquido} \left[\frac{lb_m}{s} \right]$$

$$\dot{m}_g = \text{Gasto Másico del gas} \left[\frac{lb_m}{s} \right]$$

Gasto Volumétrico

Es el volumen de líquido o gas que pasa a través de una sección transversal de tubería por unidad de tiempo (Cengel & A., Termodinámica, 2011).

Una sola fase:

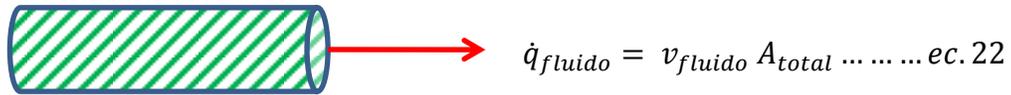


Figura 10. Diagrama de gasto de un fluido en una sola fase.
Fuente: Elaboración propia

Dos fases:



Figura 11. Diagrama del gasto de un fluido en dos fases.
Fuente: Elaboración propia

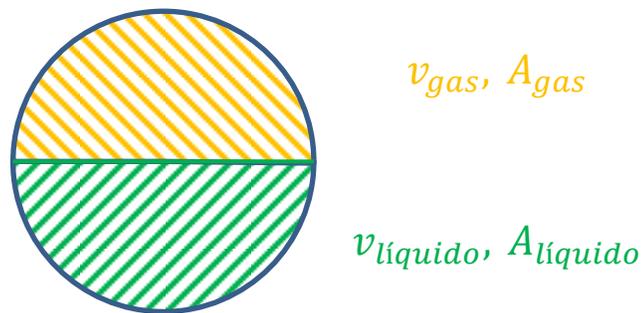


Figura 12. Vista transversal de una tubería con gasto de un fluido en dos fases.
Fuente: Elaboración propia

Gasto Volumétrico Total

Es la suma del gasto volumétrico de líquido más el gasto volumétrico de gas.

$$\dot{q}_T = \dot{q}_l + \dot{q}_g \dots \dots \dots ec. 23$$

donde:

$$\dot{q}_T = \text{Gasto Volumétrico Total} \left[\frac{ft^3}{s} \right] \quad \dot{q}_l = \text{Gasto Volumétrico del líquido} \left[\frac{ft^3}{s} \right]$$

$$\dot{q}_g = \text{Gasto Volumétrico del gas} \left[\frac{ft^3}{s} \right]$$

Velocidad superficial

Es la velocidad que tendría una fase si fluyera “sola” en la tubería, es decir ocupa el área total de la tubería (Brill & Mukherjee, 1999).

$$\bar{v}_{SL} = \frac{\dot{q}_l}{A_T} \dots \dots \dots ec. 24$$

$$\bar{v}_{SG} = \frac{\dot{q}_g}{A_T} \dots \dots \dots ec. 25$$

donde:

$$\bar{v}_{SL} = \text{velocidad superficial del líquido} \left[\frac{ft}{s} \right] \quad \dot{q}_l = \text{Gasto Volumétrico de líquido} \left[\frac{ft^3}{s} \right]$$

$$\bar{v}_{SG} = \text{velocidad superficial del gas} \left[\frac{ft}{s} \right] \quad A_T = \text{Área Total} [ft^2]$$

$$\dot{q}_g = \text{Gasto Volumétrico de gas} \left[\frac{ft^3}{s} \right]$$

Velocidad de la mezcla

Es la suma de la velocidad superficial del líquido y la velocidad superficial del gas (Brill & Mukherjee, 1999).

$$\bar{v}_m = \bar{v}_{SL} + \bar{v}_{SG} \dots \dots \dots ec. 26$$

donde:

$$\bar{v}_{SL} = \text{velocidad superficial del líquido} \left[\frac{ft}{s} \right] \quad \bar{v}_m = \text{Velocidad de la mezcla} \left[\frac{ft}{s} \right]$$

$$\bar{v}_{SG} = \text{velocidad superficial del gas} \left[\frac{ft}{s} \right]$$

Densidad sin resbalamiento

Es la densidad de la mezcla del aceite con el gas sin tomar en cuenta el resbalamiento entre las fases, es decir el colgamiento (Torres Coria & Trawvitz Rosas, 2008).

$$\rho_{ns} = \frac{m_o + m_g}{V_o + V_g} \dots \dots \dots ec. 27$$

donde:

$$\rho_{ns} = \text{Densidad sin resbalamiento} \left[\frac{lb_m}{ft^3} \right] \quad V_o = \text{Volumen del aceite} [ft^3]$$

$$m_o = \text{masa del aceite} [lb_m] \quad V_g = \text{Volumen del gas} [ft^3]$$

$$m_g = \text{masa del gas} [lb_m]$$

$$m_o = \gamma_o \rho_w \dots \dots \dots ec. 28$$

$$m_g = \gamma_g \rho_{aire} RGA \dots \dots \dots ec. 29$$

$$V_o = B_o \dots \dots \dots ec. 30$$

$$V_g = (RGA - R_S) B_g \dots \dots \dots ec. 31$$

Sustituyendo las ec. 28, ec. 29, ec. 30 y ec. 31 en la ec. 27

$$\rho_{ns} = \frac{\gamma_o \rho_w + \gamma_g \rho_{aire} RGA}{B_o + (RGA - R_S) B_g} \dots \dots \dots ec. 32$$

donde:

$$\rho_w = 62.48 \left[\frac{lb_m}{ft^3 @ c.s.} \right]$$

$$\rho_{aire} = 0.0764 \left[\frac{lb_m}{ft^3 @ c.s.} \right]$$

$$R_S = \text{Relación de Solubilidad} \left[\frac{ft^3 @ c.s.}{bl @ c.s.} \right]$$

$$B_g = \text{Factor de Volumen del gas} \left[\frac{ft^3 @ c. p, T}{ft^3 @ c.s.} \right]$$

$$B_o = \text{Factor de Volumen del aceite} \left[\frac{ft^3 @ c. p, T}{ft^3 @ c.s.} \right]$$

$$RGA = \text{Relación Gas - Aceite} \left[\frac{ft^3 @ c.s.}{bl @ c.s.} \right]$$

$$\rho_{ns} = \text{Densidad sin resbalamiento} \left[\frac{lb_m}{ft^3 @ c. p, T} \right]$$

Se multiplica al B_o y a la ρ_w por un factor de conversión de $5.615 \left[\frac{ft^3 @ c.s.}{bl @ c.s.} \right]$

$$\rho_{ns} = \frac{(\gamma_o) \left(62.43 \left[\frac{lb_m}{ft^3 @ c.s.} \right] \right) \left(5.615 \left[\frac{ft^3 @ c.s.}{bl @ c.s.} \right] \right) + (\gamma_g) \left(0.0764 \left[\frac{lb_m}{ft^3 @ c.s.} \right] \right) (RGA)}{\left(5.615 \left[\frac{ft^3 @ c.s.}{bl @ c.s.} \right] \right) (B_o) + (RGA - R_s) (B_g)}$$

$$\rho_{ns} = \frac{(\gamma_o) (350.54445) \left[\frac{lb_m}{bl @ c.s.} \right] + (\gamma_g) (0.0764) (RGA) \left[\frac{lb_m}{bl @ c.s.} \right]}{(5.615) (B_o) \left[\frac{ft^3 @ c. p, T}{bl @ c.s.} \right] + (RGA - R_s) (B_g) \left[\frac{ft^3 @ c. p, T}{bl @ c.s.} \right]}$$

$$\rho_{ns} = \frac{(350.54445)(\gamma_o) + (0.0764)(\gamma_g) (RGA) \left[\frac{lb_m}{bl @ c.s.} \right]}{(5.615)(B_o) + (RGA - R_s) (B_g) \left[\frac{ft^3 @ c. p, T}{bl @ c.s.} \right]}$$

Al final del desarrollo se obtiene la siguiente ecuación, que es la utilizada para el desarrollo del programa.

$$\rho_{ns} = \frac{(350.54445)(\gamma_o) + (0.0764)(\gamma_g) (RGA)}{(5.615)(B_o) + (RGA - R_s) (B_g)} \dots \dots \dots ec. 33$$

Número de Reynolds

Es una cantidad adimensional y se define como la razón que existe de las fuerzas inerciales a las fuerzas viscosas que actúan sobre un fluido (Cengel & Cimbala, Mecánica de Fluidos Conceptos y Aplicaciones, 2006).

$$N_{Re} = \frac{\rho \bar{v}_m \varphi}{\mu} \dots \dots \dots ec. 34$$

donde:

$$N_{Re} = \text{Número de Reynolds [Adim.]} \quad \rho = \text{Densidad del fluido} \left[\frac{lb_m}{ft^3 @ c.s.} \right]$$

$$\bar{v}_m = \text{Velocidad de la mezcla} \left[\frac{ft}{s} \right] \quad \varphi = \text{Dímetro de la tubería} [ft]$$

$$\mu = \text{Viscosidad del fluido [cP]}$$

Como el Número de Reynolds es adimensional se debe multiplicar por un factor de conversión.

Se considera la densidad del fluido como la densidad sin resbalamiento.

$$\rho_{ns} \left[\frac{lb_m}{ft^3 @ c. p, T} \right]$$

Tomando en cuenta la *ec. 34* se obtiene el siguiente análisis dimensional:

$$\frac{\left[\frac{lb_m}{ft^3 @ c. p, T} \right] \left[\frac{ft}{s} \right] [ft]}{[cP]}$$

Aplicando la Ley de Extremos y Medios

$$\frac{(lb_m) (ft) (ft)}{(ft^3 @ c. p, T) (s) (cP)} = \frac{(lb_m)}{(ft @ c. p, T) (s) (cP)}$$

$$1 [Pa * s] = 1000 [cP]$$

$$\frac{(lb_m)}{(ft @ c. p, T) (s) (cP) \left(\frac{1 Pa * s}{1000 cP} \right)} = \frac{(lb_m) (1000)}{(ft) (s^2) (1 Pa) \left(\frac{1.4504x10^{-4} psi}{1 Pa} \right)}$$

$$\frac{(lb_m) (1000)}{(ft) (s^2) \left(1.4504x10^{-4} \frac{lb_F}{in^2} \right)}$$

Aplicando la Ley de Extremos y Medios y $1 lb_F = (1 lb_m) \left(32.174 \frac{ft}{s^2} \right)$

$$\frac{(lb_m) (1000)(in^2)}{(ft) (s^2) (1.4504x10^{-4} lb_F)} = \frac{(lb_m) (1000)(in^2)}{(ft) (s^2) (1.4504x10^{-4})(1 lb_m) \left(32.174 \frac{ft}{s^2} \right)}$$

$$\frac{(lb_m) (1000)(in^2) (s^2)}{(ft) (s^2) (1.4504 \times 10^{-4})(1 lb_m) (32.174 ft)} = \frac{(1000)(in^2)}{(ft^2) (1.4504 \times 10^{-4}) (32.174)}$$

Convirtiendo los ft^2 en in^2

$$\frac{(1000)(in^2)}{(ft^2) \left(\frac{144 in^2}{1 ft^2}\right) (1.4504 \times 10^{-4}) (32.2)} = \frac{(1000)(in^2)}{(144 in^2) (1.4504 \times 10^{-4}) (32.2)}$$

Al final el factor de conversión es:

$$\frac{(1000)}{(144) (1.4504 \times 10^{-4}) (32.2)} = 1488.143$$

Por lo tanto el Número de Reynolds queda:

$$N_{Re} = 1488.143 \frac{\rho_{ns} \bar{v}_m \varphi}{\mu} \dots \dots \dots ec. 35$$

A bajas velocidades las líneas de flujo son aproximadamente paralelas y el flujo es sumamente organizado (*flujo laminar*) y a medida que la velocidad del flujo aumenta, se presentan fluctuaciones en la velocidad y movimiento desorganizado (*flujo turbulento*). (Cengel & Cimbala, Mecánica de Fluidos Conceptos y Aplicaciones, 2006)

La transición entre flujo laminar y turbulento no se da repentinamente, el flujo fluctúa entre ambos flujos laminar y turbulento antes de volverse totalmente turbulento y se denomina *flujo transitorio*.

$$N_{Re} \leq 2300 \rightarrow \text{Flujo Laminar}$$

$$2300 < N_{Re} < 3600 \rightarrow \text{Flujo Transitorio}$$

$$N_{Re} \geq 3600 \rightarrow \text{Flujo Turbulento}$$

Factor de Fricción Darcy

Es una variable adimensional que depende tanto del N_{Re} y de la rugosidad de la tubería ε , que es un indicador de las imperfecciones de la misma tubería, el f_D es utilizado para calcular las caídas de presión por fricción en la tubería debido al rozamiento del fluido con la misma (Anaya Durand, Cauich Segovia, Funabazama Bárcenas, & García Medrano Bravo, 2014).

Dependiendo el tipo de flujo que se exista, se utilizan 3 ecuaciones para determinar el factor de fricción Darcy:

$$\text{Flujo Laminar} \rightarrow f_D = \frac{64}{N_{Re}} \dots \dots \dots \text{ec. 36}$$

$$\text{Flujo Transitorio} \rightarrow f_D = \frac{0.316}{N_{Re}^{0.25}} \dots \dots \dots \text{ec. 37}$$

$$\text{Flujo Turbulento} \rightarrow f_D = \frac{0.25}{\left(\log \left(\frac{1}{(3.7) \left(\frac{\varphi}{\varepsilon} \right)} \right) + \frac{5.74}{N_{Re}} \right)^2} \dots \dots \dots \text{ec. 38}$$

donde:

f_D = Factor de Fricción [Adim.] N_{Re} = Número de Reynolds [Adim.]

ε = Rugosidad de la Tubería [in] φ = Diámetro de la Tubería [in]

1.3.2 CORRELACIONES EXISTENTES

Son utilizadas para predecir el gradiente de presión y se clasifican en tres categorías (Brill & Mukherjee, 1999):

Grupo 1

- No consideran el resbalamiento entre fases.
- No diferencian patrones de flujo.
- Se asume que el gas y el líquido viaja a la misma velocidad.
- No considera colgamiento.
- La densidad de la mezcla se calcula en función de la fracción de entrada del líquido.
- No distingue entre flujo laminar, turbulento o transitorio.
- Solo necesita usar una correlación para determinar el factor de fricción.

Grupo 2

- Consideran resbalamiento entre clases.
- No diferencian patrones de flujo.

- Considera colgamiento.
- La velocidad del gas y del líquido son diferentes.
- La densidad de la mezcla se calcula en función del colgamiento.
- Si se distingue entre flujo laminar, turbulento y transitorio.
- Se necesitan correlaciones para calcular el colgamiento y el factor de fricción.

Grupo 3

- Considera resbalamiento entre fases.
- Se necesitan correlaciones para predecir el patrón de flujo.
- La velocidad del gas y del líquido son diferentes.
- La densidad de la mezcla se calcula en función del colgamiento.
- Si se distingue entre flujo laminar, turbulento y transitorio.
- Se necesitan correlaciones para calcular el colgamiento y las pérdidas de presión por fricción dependiendo de su patrón de flujo.

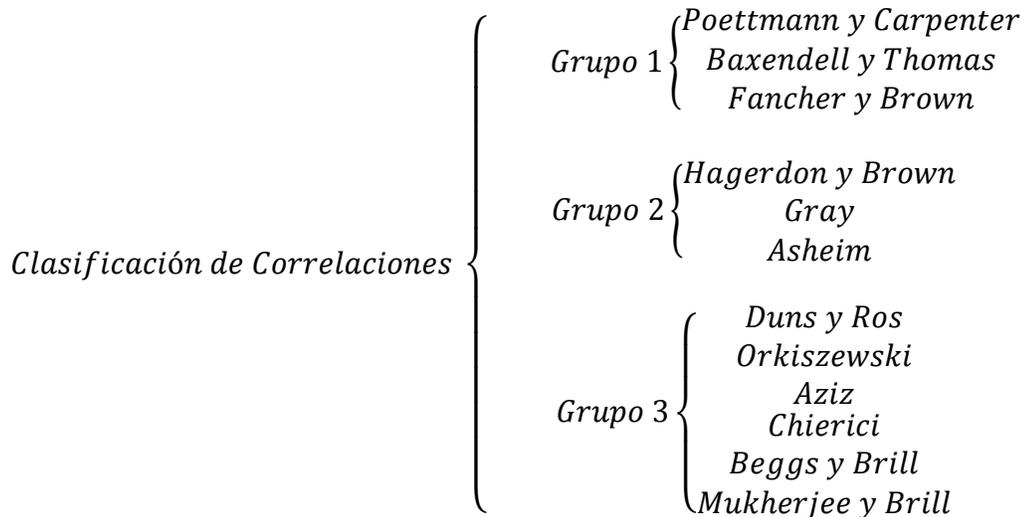


Figura 13. Diagrama de clasificación de Correlaciones.

Fuente: Elaboración Propia con información de (Brill & Mukherjee, 1999)

1.3.3 ECUACIÓN DE BALANCE DE ENERGÍA EN DUCTOS

Las mezclas de gas y líquido son transportadas a grandes distancias, lo que ocasiona pérdidas en la presión que influyen en el diseño del sistema. Las caídas de presión en el flujo multifásico son diferentes que en los de una sola fase, ya que en la mayoría de los casos existe una interfase, el gas se desliza más rápido dejando atrás al líquido. Cada fase fluye a través de un área más pequeña provocando grandes caídas de

presión comparado con el flujo en una sola fase (Cengel & Cimbala, Mecánica de Fluidos Conceptos y Aplicaciones, 2006).

Para desarrollar la ecuación de Gradiente de Presión se necesitan las siguientes ecuaciones:

Ecuación de Conservación de Masa

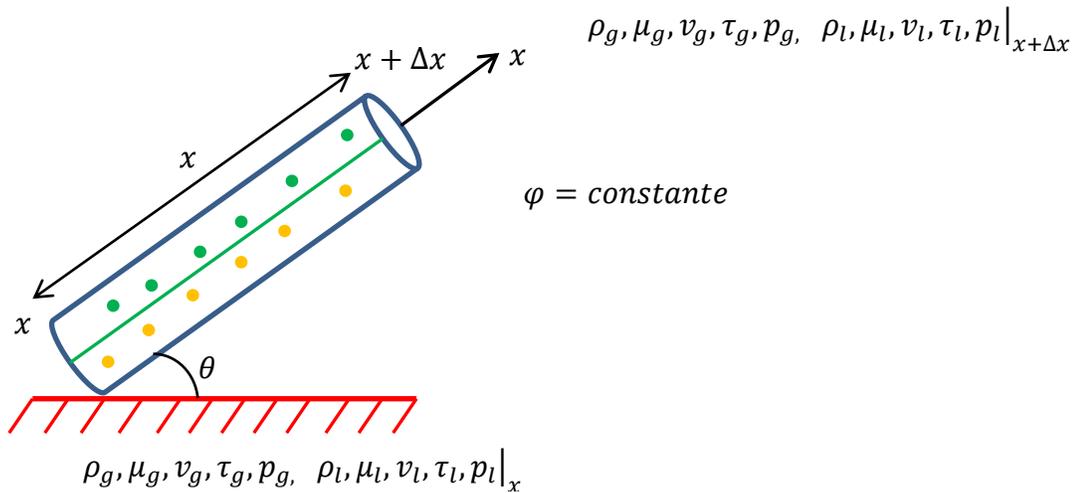


Figura 14. Diagrama de Conservación de Masa
Fuente: Elaboración propia

Para la fase líquida

$$\frac{\partial M_{vc}}{\partial t} = \dot{m}_{\text{líquido de entrada}} - \dot{m}_{\text{líquido de salida}} \dots \dots \dots \text{ec. 39}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_L \Delta x A_L) = (\rho_L v_L A)|_x - (\rho_L v_L A)|_{x+\Delta x}$$

Despejando A de la ecuación anterior

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_L \Delta x A) = (\rho_L v_L A)|_x - (\rho_L v_L A)|_{x+\Delta x}$$

Si el área no es función el tiempo

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_L) = \left(-\frac{1}{A}\right) \left[\frac{(\rho_L v_L A)|_x - (\rho_L v_L A)|_{x+\Delta x}}{\Delta x} \right] \dots \dots \dots \text{ec. 40}$$

Considerando que no hay fuentes, ni sumideros y tomando en cuenta $\lim_{\Delta x \rightarrow 0}$, la ec. 40 queda como:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_L) = \left(-\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L v_L A)$$

Ecuación de Continuidad para la fase líquida

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_L) + \left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L v_L A) = 0 \dots\dots\dots ec. 41$$

De manera similar para la fase gaseosa

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_g) + \left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(\rho_g v_g A) = 0 \dots\dots\dots ec. 42$$

Sumando la ec. 41 y la ec. 42

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_L + \rho_g) + \left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L v_L A + \rho_g v_g A) = 0$$

La Ecuación de Continuidad par la mezcla queda como:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m) + \left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L v_L A + \rho_g v_g A) = 0 \dots\dots\dots ec. 43$$

Si el flujo es en régimen permanente entonces el gasto másico es constante:

$$\left(\frac{1}{A}\right) \frac{d}{dx}(\rho_L v_L A) = 0 \rightarrow \rho_L v_L A = \dot{m}_L = c_1$$

$$\left(\frac{1}{A}\right) \frac{d}{dx}(\rho_g v_g A) = 0 \rightarrow \rho_g v_g A = \dot{m}_g = c_2$$

Por lo tanto el gasto másico total es:

$$\dot{m}_L + \dot{m}_g = c_3 = \dot{m}_{total} \dots\dots\dots ec. 44$$

Ecuación de Conservación de Movimiento Lineal

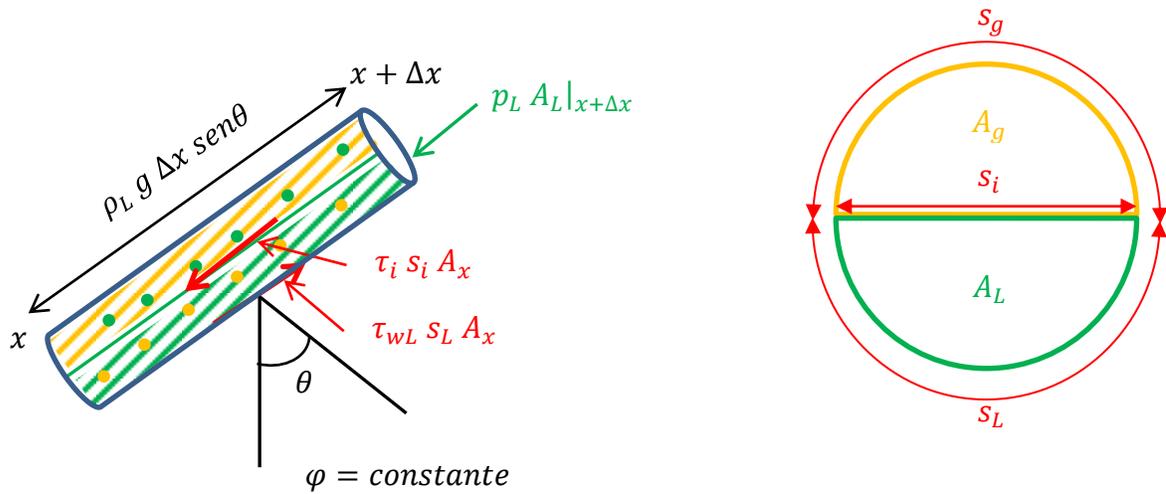


Figura 15. Diagrama de Conservación de Movimiento Lineal.
Fuente: Elaboración propia

donde:

s_g = Perímetro mojado por el gas

s_L = Perímetro mojado por el líquido

s_i = Perímetro mojado en la interfase

Para la fase líquida

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_L v_L A \Delta x) + (\rho_L v_L^2 A \Delta x)_{x+\Delta x} - (\rho_L v_L^2 A \Delta x)_x = \sum F_x \dots \dots \dots ec. 45$$

$$\sum F_x = (p_L A)_x - (p_L A)_{x+\Delta x} + \tau_i s_i \Delta x - \tau_{wL} s_L \Delta x - \rho_L A \Delta x g \text{ sen}\theta . ec. 46$$

Dividiendo la ec. 45 entre $A \Delta x$ y tomando el $\lim_{\Delta x \rightarrow 0}$, la ec. 45 queda de la siguiente manera

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_L v_L) + \left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L v_L^2 A) = -\left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(p_L A) + \tau_i s_i \Delta x - \tau_{wL} s_L \Delta x - \rho_L g \text{ sen}\theta$$

Ecuación de conservación del movimiento lineal para la fase líquida

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_L v_L) + \left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L v_L^2 A) + \left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(p_L A) - \frac{\tau_i s_i}{A} + \frac{\tau_{wL} s_L}{A} + \rho_L g \text{ sen}\theta = 0 \rightarrow ec. 47$$

De manera similar para la fase gaseosa

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_g v_g) + \left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(\rho_g v_g^2 A) + \left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(p_g A) + \frac{\tau_i S_i}{A} + \frac{\tau_{wg} S_g}{A} + \rho_g g \operatorname{sen}\theta = 0 \rightarrow \text{ec. 48}$$

Sumando la ec. 47 y la ec. 48

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(\rho_L v_L + \rho_g v_g) + \left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L v_L^2 A + \rho_g v_g^2 A) + \dots \\ & + \left(\frac{1}{A}\right) \frac{\partial}{\partial x}(p_L A + p_g A) + \frac{\tau_{wL} S_L}{A} + \frac{\tau_{wg} S_g}{A} + (\rho_L + \rho_g) g \operatorname{sen}\theta = 0 \end{aligned}$$

Tomando en cuenta que la presión es la misma en todo el pozo independientemente del punto en donde se mida y la suma del colgamiento más la fracción de vacío es igual a uno.

$$p_L = p_g = p \dots \dots \dots \text{ec. 49}$$

Igualando a la densidad de la mezcla.

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(\rho_L v_L + \rho_g v_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_L v_L^2 + \rho_g v_g^2) + \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\tau_{wL} S_L}{A} + \dots \\ & + \frac{\tau_{wg} S_g}{A} + \rho_m g \operatorname{sen}\theta = 0 \dots \dots \dots \text{ec. 50} \end{aligned}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m v_m) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_m v_m^2) + \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\tau_{wL} S_L}{A} + \frac{\tau_{wg} S_g}{A} + \rho_m g \operatorname{sen}\theta = 0 \dots \dots \dots \text{ec. 51}$$

Derivando el primer término de la ec. 51 y sabiendo que la derivada de la velocidad respecto al tiempo es igual a la aceleración.

$$\frac{d}{dt}(\rho_m v_m) = \rho_m \frac{d v_m}{dt} = \rho_m a = \rho_m v_m \frac{d v_m}{dx}$$

Se desprecian los términos de las tensiones superficiales.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m v_m) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_m v_m^2) + \frac{\partial p}{\partial x} + \rho_m g \operatorname{sen}\theta = 0$$

Tomando en cuenta flujo en régimen permanente y despejando el gradiente de presión total.

$$-\frac{dp}{dx} = \rho_m g \operatorname{sen}\theta + \rho_m v_m \frac{dv_m}{dx} + \frac{d}{dx}(\rho_m v_m^2) \dots \dots \dots ec. 52$$

donde:

$$-\frac{dp}{dx} = \text{Gradiente de Presión Total}$$

$$\rho_m g \operatorname{sen}\theta = \text{Gradiente de Presión Hidrostático}$$

$$\rho_m v_m \frac{dv_m}{dx} = \text{Gradiente de Presión por aceleración}$$

$$\frac{d}{dx}(\rho_m v_m^2) = \text{Gradiente de Presión por fricción}$$

Si consideramos flujo incompresible, el gradiente de presión por aceleración se vuelve depreciable.

$$-\frac{dp}{dx} = \rho_m g \operatorname{sen}\theta + \frac{d}{dx}(\rho_m v_m^2) \dots \dots \dots ec. 53$$

El Gradiente de presión por fricción se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{d}{dx}(\rho_m v_m^2) = \frac{f_D \rho_m v_m^2}{2 \varphi} \dots \dots \dots ec. 54$$

Sustituyendo la ec. 54 en la ec. 53

$$-\frac{dp}{dx} = \rho_m g \operatorname{sen}\theta + \frac{f_D \rho_m v_m^2}{2 \varphi} \dots \dots \dots ec. 54$$

Sustituyendo la ρ_m por la ρ_{ns}

$$-\frac{dp}{dx} = \rho_{ns} g \operatorname{sen}\theta + \frac{f_D \rho_{ns} v_m^2}{2 \varphi} \dots \dots \dots ec. 54$$

Despejando la dp

$$-dp = \rho_{ns} g \operatorname{sen}\theta dx + \frac{f_D \rho_{ns} v_m^2}{2 \varphi} dx \dots \dots \dots ec.55$$

Integrando ambos lados de la ecuación

$$-\int_{p_1}^{p_2} dp = \rho_{ns} g \operatorname{sen}\theta \int_{x_1}^{x_2} dx + \frac{f_D \rho_{ns} v_m^2}{2 \varphi} \int_{x_1}^{x_2} dx \dots \dots \dots ec.56$$

$$-(p_2 - p_1) = \rho_{ns} g \operatorname{sen}\theta (x_2 - x_1) + \frac{f_D \rho_{ns} v_m^2 (x_2 - x_1)}{2 \varphi} \dots \dots \dots ec.57$$

Despejando p_1

$$p_1 = p_2 + \underbrace{\rho_{ns} g \operatorname{sen}\theta (x_2 - x_1)}_{\Delta p \text{ Elevación}} + \underbrace{\frac{f_D \rho_{ns} v_m^2 (x_2 - x_1)}{2 \varphi}}_{\Delta p \text{ Fricción}} \dots \dots \dots ec.58$$

La *ec.57* representa a la presión de salida en cada tramo de tubería del pozo y a continuación se ve el análisis de unidades.

$$psi = psi + \underbrace{psi}_{\Delta p \text{ Elevación}} + \underbrace{psi}_{\Delta p \text{ Fricción}}$$

Análisis de unidades para el Gradiente de Presión por Elevación:

$$\left(\frac{lb_m}{ft^3}\right) \left(\frac{ft}{s^2}\right) (ft)$$

Necesita ser multiplicado por un factor de conversión $g_c = 32.174 \frac{lb_m ft}{s^2}$, para transformar las $lb_m \rightarrow lb_F$

$$\left(\frac{lb_m}{ft^3}\right) \left(\frac{ft}{s^2}\right) (ft) \left(\frac{1 lb_F}{32.174 \frac{lb_m ft}{s^2}}\right)$$

Aplicando Ley de Extremos y Medios y cancelando términos

$$\frac{(lb_m) (ft) (ft) (lb_F) (s^2)}{(ft^3) (s^2) (32.174) (lb_m) (ft)} = \frac{lb_F}{(32.174) ft^2}$$

Convirtiendo los ft^2

$$\frac{lb_F}{(32.174)ft^2 \left(\frac{144 in^2}{1 ft^2} \right)} = \frac{lb_F}{(32.174)(144) in^2}$$

Por lo tanto el factor de conversión para el gradiente de presión por elevación es:

$$2.1584 \times 10^{-4} \frac{lb_F}{in^2} = 2.1584 \times 10^{-4} psi$$

Análisis para el Gradiente de Presión por Fricción:

$$\frac{\left[\frac{lb_m}{ft^3} \right] \left[\frac{ft}{s} \right]^2 [Mi]}{[2 in]}$$

Aplicando Ley de Extremos y Medios y el factor de conversión $g_c = 32.174 \frac{lb_m ft}{s^2}$, para para transformar las $lb_m \rightarrow lb_F$

$$\left[\frac{(lb_m)(ft^2)(Mi)}{(2 in)(ft^3)(s^2)} \right] \left[\frac{1 lb_F}{32.174 \frac{lb_m ft}{s^2}} \right]$$

Volviendo a aplicar Ley de Extremos y Medios

$$\left[\frac{(lb_m)(ft^2)(Mi)}{(2 in)(ft^3)(s^2)} \right] \left[\frac{1 lb_F s^2}{32.174 lb_m ft} \right] = \frac{(lb_m)(ft^2)(Mi)(lb_F)(s^2)}{(2)(in)(ft^3)(s^2)(lb_m)(ft)(32.174)}$$

Convertir Millas a pies

$$\left[\frac{(lb_m)(ft^2)(lb_F)(s^2)(Mi)}{(2)(in)(ft^3)(s^2)(32.174)(lb_m)(ft)} \right] \left[\frac{5280 ft}{1 Mi} \right]$$

Cancelando términos y convirtiendo pies en pulgadas

$$\frac{(5280)(lb_F)}{(2)(32.174)(in)(ft) \left(\frac{12 in}{1 ft} \right)} = \frac{(5280)(lb_F)}{(2)(32.174)(in)(12 in)}$$

Simplificando queda:

$$6.83782 \frac{lb_F}{in^2} = 6.83782 \text{ psi}$$

Sustituyendo las "x" del $\Delta p_{Elevación}$ por "h" y las "x" del $\Delta p_{Fricción}$ por "L". Por lo tanto la ec. 58 queda:

$$p_1 = p_2 + 2.1584 \times 10^{-4} \rho_{ns} g \text{ sen}\theta (h_2 - h_1) + 6.83782 \frac{f_D \rho_{ns} v_m^2 (L_2 - L_1)}{\varphi} \dots \dots \dots \text{ec. 59}$$

donde:

- | | |
|--|--|
| $p_1 =$ Presión de salida [psi] | $\rho_{ns} =$ Densidad sin resbalamiento $\left[\frac{lb_m}{ft^3 @ c. p,T} \right]$ |
| $g =$ Gravedad $\left[\frac{ft}{s^2} \right]$ | $\varphi =$ Diámetro de la tubería [in] |
| $v_m =$ Velocidad de la mezcla $\left[\frac{ft}{s} \right]$ | $h_2 =$ Profundidad final del pozo [ft] |
| $L_2 =$ Longitud final de la tubería [Mi] | $h_1 =$ Profundidad final del pozo [ft] |
| $L_1 =$ Longitud inicial de la tubería [Mi] | $p_2 =$ Presión de entrada [psi] |

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA PROPUESTA

En este capítulo se expone a detalle las la metodología desarrollada, consideraciones y procedimiento, asimismo se establece la serie de parámetros operativos requeridos en la metodología. Finalmente se describe las matrices objetivo de propiedades de los fluidos que se desean obtener mediante la programación avanzada.

2.1 PREMISAS

El método propuesto en esta tesis se resume en el desarrollo sistemático de los siguientes puntos:

1. Determinación del comportamiento de las propiedades de los fluidos en un rango de $p_y - p_{wh}$ y $T_y - T_s$.
2. Combinación algorítmica del comportamiento de las propiedades de los fluidos con condiciones operativas para la definición de los perfiles del pozo.
3. Estimación de la p_{wf} con un procedimiento iterativo.

2.1.1 CONSIDERACIONES

Las consideraciones, para satisfacer los puntos antes mencionados, se agrupan de la siguiente forma:

Punto 1

- Las propiedades PVT necesarias para efectuar la metodología propuesta son $R_s, B_o, \text{°API}$ y p_b para el aceite y γ_g .
- El *factor z* y el B_g se estiman con las ecuaciones para propiedades pseudocríticas y pseudoreducidas.
- Los rangos de presión y temperatura para los cuales se van a estimar el comportamiento de las propiedades son los correspondientes a los del PVT.

Punto 2

- En función de los valores de p_{wh} y el gradiente de temperatura en el pozo, se estiman los valores de las propiedades de los fluidos.
- En la configuración del estado mecánico se considera que la TP es telescopiada de dos tuberías y empacada en fondo.

Punto 3

- Para la estimación iterativa de la p_{wh} se propone una $\rho_{inicial}$.
- Se hace uso de la ecuación de balance de energía de manera discreta.

2.1.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

El procedimiento propuesto consta de los siguientes pasos:

1. Verificar que los datos PVT sean continuos y consistentes con el comportamiento típico de las propiedades.
2. Seleccionar una correlación de propiedades de los fluidos, en este caso la correlación de Standing, la cual es una de las más citadas y empleadas.
3. Definir el número de intervalos en que se van a dividir los rangos $p_y - p_{wh}$ y $T_y - T_s$. En este caso, se opta por 100 intervalos.
4. Con la correlación de Standing efectuar la variación de la temperatura y la presión, en las ecuaciones de p_b , R_S y B_o , y para la μ_o efectuar dicha variación con las correlaciones de Vazquez-Beggs y Beggs-Robinson en función de la división de intervalos del punto anterior.
5. Construir la matriz $p_y - p_{wh}$ vs $T_y - T_s$ para cada una de las propiedades del punto anterior.
6. Estimar el valor del *factor z* en función de sus propiedades pseudocríticas y pseudoreducidas.
7. Estimar el B_g con la Ley de los gases reales.
8. Construir la matriz $p_y - p_{wh}$ vs $T_y - T_s$ correspondiente al B_g .
9. Con los datos operativos construir el perfil de temperatura al interior del pozo (Temperatura vs Profundidad).
10. Suponer una densidad inicial (uniforme) de la columna de fluidos del pozo.
11. Con esta densidad inicial construir un perfil de presiones (Presiones vs Profundidad).
12. Con base en los valores de Presión y Temperatura de los perfiles creados comenzar con el proceso iterativo para el cálculo de la p_{wf} .
 - 12.1. Para cada valor de Presión y Temperatura buscar en las matrices de p_b , R_S , B_o , μ_o y B_g sus correspondientes valores.
 - 12.2. Construir los perfiles de propiedades de los fluidos.
 - 12.3. Con estos valores determinar la densidad (discreta) de la columna de fluidos mediante la ecuación de densidad de la mezcla sin resbalamiento.
 - 12.4. Con esta densidad discreta emplear la ecuación de balance de energía para estimar las pérdidas por fricción y por elevación en la columna de fluidos.
 - 12.5. Una vez definidos los anteriores elementos de pérdida, sumarlos a la p_{wh} y obtener un nuevo perfil de presión y por ende una nueva p_{wf} .
 - 12.6. Con este nuevo perfil de presión y con el perfil de temperatura definido en el punto 9 se repite el paso 12.1, 12.2, 12.3, 12.4, 12.5 y 12.6 hasta observar que no existan cambios en los perfiles tanto de propiedades de los fluidos como de presión y temperatura.
13. La presión de fondo fluyendo final será el valor que ya no presenta una variación considerable entre una iteración y otra.

2.2 INFORMACIÓN DE ENTRADA

2.2.1 PARÁMETROS OPERATIVOS

La descripción de los parámetros operativos requeridos para llevar a cabo los cálculos del procedimiento propuesto corresponden a:

- **Temperatura en cabeza:** Corresponde a la de temperatura a la cual los fluidos llegan a superficie, este valor que es medido a nivel del medio árbol del pozo y es empleado para generar el perfil de temperatura del pozo.
- **La temperatura de fondo:** Para la definición de este parámetro se considera la temperatura manejada en el estudio PVT.
- **Presión en la Cabeza:** Es una contrapresión que equivale a todas las caídas de presión provocada por los equipos situados aguas abajo del medio árbol.
- **Gastos de aceite y gas:** Corresponden con los volúmenes de aceite y gas producidos diariamente y medidos a nivel de tanques de almacenamiento.

2.2.2 ESTADO MECÁNICO

- **Diámetro de Tubería de Producción:** Se consideran dos diámetros para el procedimiento propuesto, ya que es común que los las TP de los pozos sean telescopiadas.
- **Diámetro del casing de producción:** Es necesario considerar este diámetro, ya que es el conducto por el cual los fluidos de producción comenzarán a desplazarse dentro del pozo. El diámetro y la longitud de este elemento (comprendida desde el NMIP y hasta el empacador) influyen en los cambios de velocidad en el flujo.
- **Nivel Medio del Intervalo Productor:** Corresponde a la profundidad donde se sitúa la mitad del intervalo disparado.
- **Longitudes de TP y TR:** Estos valores son definidos por las profundidades donde existe cambio de diámetro.

- **Rugosidad de la Tubería:** Son las imperfecciones que tiene la tubería por donde pasa el fluido y entorpezca su movimiento a través de ella. El valor considerado en este caso corresponde a 0.0006 pulgadas.

2.2.3 ESTUDIO PVT

El análisis PVT de un sistema debe realizarse con muestras representativas tomadas en las etapas tempranas de explotación del yacimiento, normalmente durante la perforación del primer pozo exploratorio o antes de que se ponga completamente en producción. Los análisis PVT se basan en el análisis de una o más muestras de fluidos tomadas durante una prueba de producción (Gallardo Ferrera, 2018). Para la metodología propuesta en esta tesis se utilizó el comportamiento PVT mostrado en la **Tabla 1:**

#	p [psia]	R_s $\left[\frac{ft^3}{bl}\right]$	B_o $\left[\frac{bl}{bl}\right]$	μ_o [cP]
1	7120	1960.0	2.900	0.250
2	6670	1960.0	2.950	0.250
3	6220	1960.0	3.000	0.220
4	5770	1960.0	2.980	0.230
5	5320	1960.0	3.000	0.210
6	4250	1960.0	3.050	0.200
7	3450	1500.0	2.600	0.220
8	2650	1100.0	2.200	0.280
9	1850	750.0	1.800	0.350
10	1050	350.0	1.400	0.410
11	15	0.0	1.140	0.900

Tabla 1. Comportamiento de las propiedades del aceite.

Asimismo, se toman en los siguientes datos para complementar la información PVT.

$$T_{Sep.} = 95 [^{\circ}F]$$

$$T_{wf} = 336 [^{\circ}F]$$

$$p_{wh} = 120 [psia]$$

$$^{\circ}API = 32.1 [Adim.]$$

$$\gamma_g = 2.079 [Adim.]$$

$$RGA = 1950 \left[\frac{ft^3}{bl}\right]$$

$$p_{ws} = 7120 [psia]$$

2.3 MATRICES OBJETIVO

La generación de matrices $p_y - p_{wh}$ vs $T_y - T_s$ para las propiedades p_b , R_S , B_o , μ_o y B_g representan el fundamento del cálculo discreto de la metodología propuesta, esto significa que se aporta una precisión en la estimación de dichas propiedades debido a la división en cientos de intervalos de los rangos antes mencionados.

De manera más específica, en la metodología propuesta se deben de generar las matrices en el siguiente orden:

1. **Matriz de Presión de saturación:** Se calcula la p_b para cada intervalo de temperatura desde la T_{Sep} hasta la T_{wf} , a cada temperatura le corresponde una p_b .
2. **Matriz de Relación de Solubilidad:** Se calcula cada R_S para cada intervalo en que se dividió $p_y - p_{wh}$ y $T_y - T_s$. Considerando que la R_S depende de la p_b calculada en la Matriz de p_b . Esto significa que para cada temperatura existirá una p_b diferente y por ende ésta tenderá a decrecer conforme decrezca la temperatura.
3. **Matriz de Factor de Volumen del Aceite:** Se estima cada valor de B_o para cada intervalo en que se dividió $p_y - p_{wh}$ y $T_y - T_s$. Considerando igualmente que el B_o depende de cada p_b calculada en la Matriz de p_b .
4. **Matriz de Viscosidad del Aceite:** El procedimiento para generar esta matriz es similar al de las dos matrices anteriores, con la diferencia de que aquí se utilizan las correlaciones para viscosidad seleccionadas.
5. **Matriz de Factor de Volumen del Gas:** Esta matriz se elabora con las mismas dimensiones de Presión y Temperatura que las matrices de aceite. Para este caso se hace uso de la Matriz de p_b para condicionar que los valores de B_g por encima de p_b se consideren nulos.

2.4 PERFILES OBJETIVO

Los perfiles objetivo corresponde a la estimación numérica y la representación gráfica de las propiedades de los fluidos vs la profundidad. El propósito de estos perfiles es verificar la consistencia de los cálculos asociados a la metodología propuesta y la convergencia en el proceso iterativo para el cálculo de la p_{wf} . De manera enunciativa los perfiles corresponden a:

- Perfil de Relación de Solubilidad
- Perfil de Factor de Volumen del Aceite
- Perfil de Viscosidad del Aceite
- Perfil de Factor de Volumen del Gas
- Perfil de Densidad Sin Resbalamiento
- Perfil de Presión del Pozo

CAPÍTULO 3. CÓDIGO DE PROGRAMACIÓN Y DESARROLLO DE INTEFAZ

En el presente capítulo se formula el diagrama de flujo computacional asociado al procedimiento descrito en el capítulo 2. Asimismo se desarrollan las subrutinas y la interfaz de usuario, dentro de un lenguaje de programación de alto nivel, necesarias para procesar la información de entrada que establece la metodología propuesta.

3.1 LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DE ALTO NIVEL

Un lenguaje de programación de alto nivel se caracteriza por expresar los algoritmos de manera que sea más fácil de entender por el usuario y pudiera solucionar problemas de procesamiento de manera fácil y rápida.

Para los alcances de la tesis se utiliza Visual Basic de Excel ya que además de ser un lenguaje de alto nivel, también se puede apoyar de Excel mismo para guardar valores, ecuaciones, no saturar la memoria del programa, crear gráficas de manera fácil y rápida, además de que se observa lo que está realizando el programa mientras se ejecuta, también permite modificar el diseño del programa y de la hoja de cálculo, lo que permite realizar una infinidad de interfaces gráficas , por si esto fuera poco, la ventaja más importante es que se puede obtener fácilmente y viene en la mayoría de las computadoras y otros lenguajes de alto nivel no son tan accesibles (Hernández Yáñez, 2010).

3.2 DIAGRAMA DE FLUJO

La **Figura 16**, **Figura 17** y **Figura 18** muestran la ejecución del método propuesto mediante un diagrama de flujo computacional.

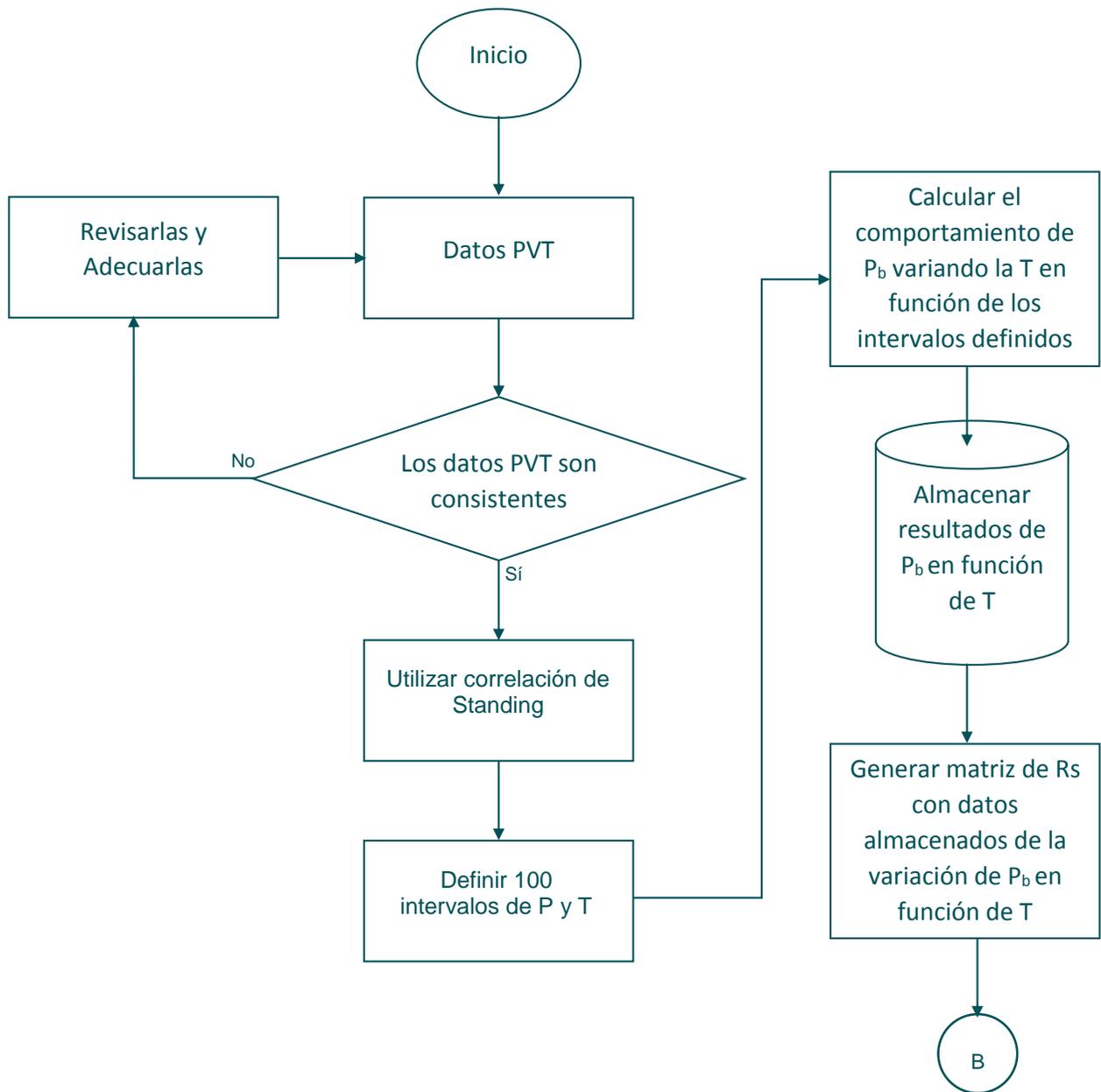


Figura 16. Diagrama de flujo del método (a).
Fuente: Elaboración propia.

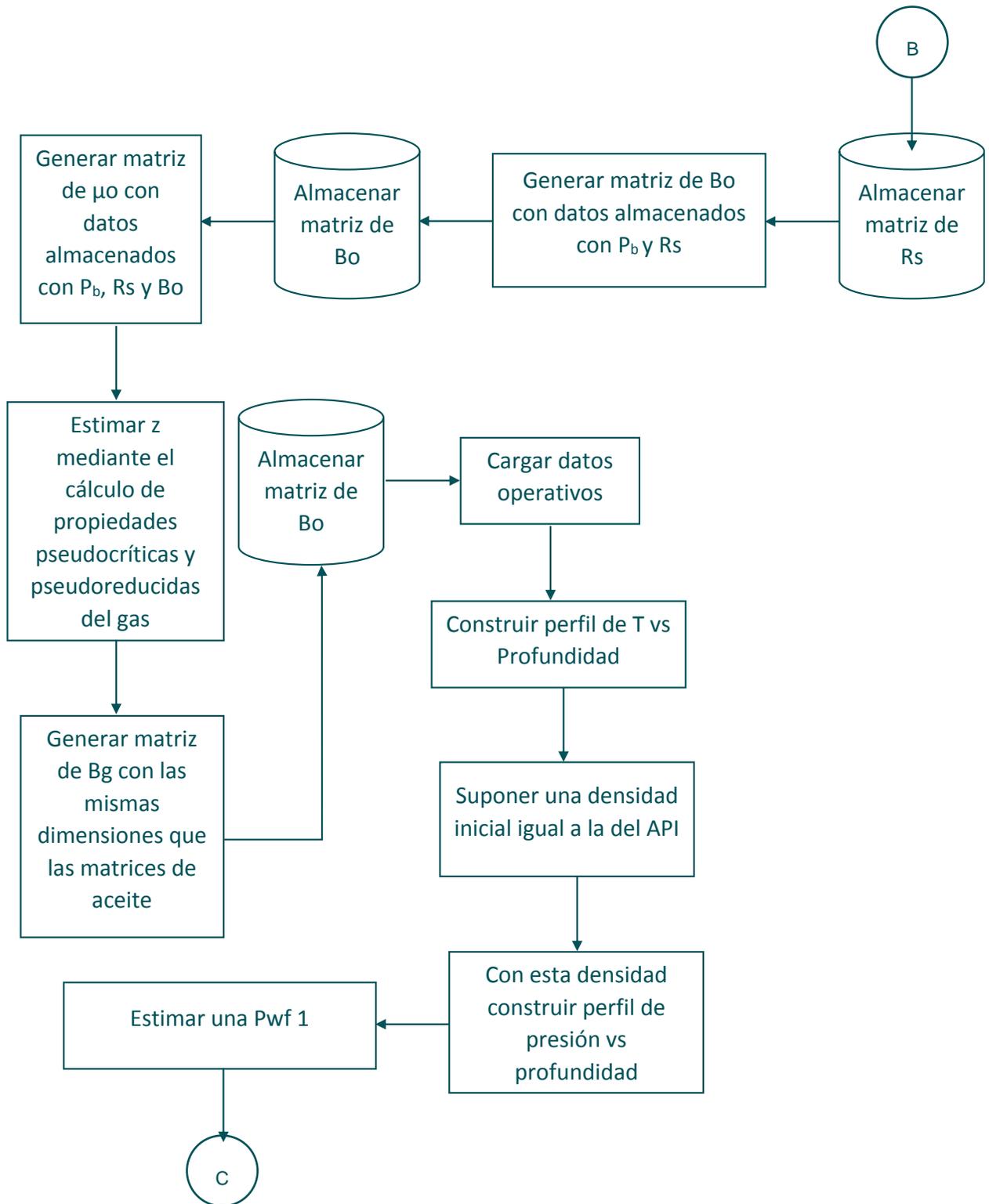


Figura 17. Diagrama de flujo del método (b).
Fuente: Elaboración propia.

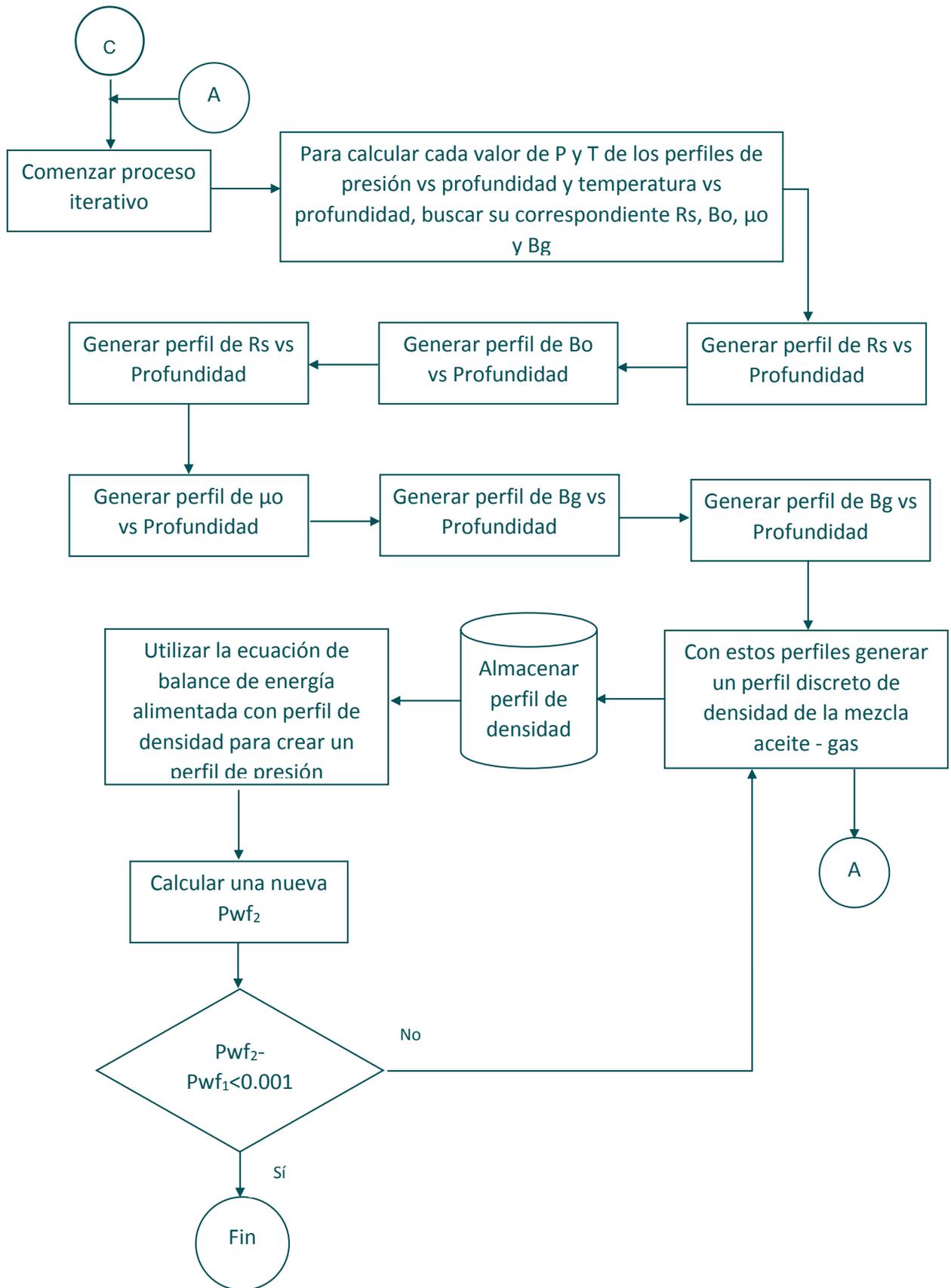


Figura 18. Diagrama de flujo del método (c).
Fuente: Elaboración propia.

3.3 SUBROUTINAS DESARROLLADAS

Datos Iniciales

En la **Figura 19** se muestra un extracto de las líneas de código que se desarrollaron con el objetivo de cargar información de las propiedades de los fluidos y sus correspondientes unidades, sin importar cuales de estas sean, puesto que se desarrollaron comandos para convertir dichas unidades en unidades de campo.

Así mismo en esta subrutina se establece internamente que el rango de temperatura de análisis se divida en cien intervalos.

```
Datos Iniciales
Twh = TextBox1.Value
Twf = TextBox2.Value
Pwh = TextBox3.Value
diametro1 = TextBox4.Value
diametro2 = TextBox5.Value
diametro3 = TextBox6.Value
profundidad = TextBox7.Value
DRG = TextBox8.Value
API = TextBox9.Value
RGA = TextBox10.Value
Pws = TextBox11.Value

'Valores Default
Sheets("Propiedades de los fluidos").Visible = True
Sheets("Propiedades de los fluidos").Select

seleccion1 = ComboBox1
If seleccion1 = "°F" Then
    Twh = Twh
    Range("D3").Value = Twh
    Range("C3").Select
    ActiveCell.FormulaLocal = "=VALOR(E3)"
    Twh = Range("C3").Value
Elseif seleccion1 = "°C" Then
    Twh = ((9 / 5) * (Twh)) + 32
    Range("D3").Value = Twh
    Range("C3").Select
    ActiveCell.FormulaLocal = "=VALOR(E3)"
    Twh = Range("C3").Value
End If

seleccion2 = ComboBox2
```

Figura 19. Extracto de subrutina para ingresar los Datos Iniciales.
Fuente: Elaboración propia.

Cálculo de Relación de la Solubilidad del Gas

En la **Figura 20** se muestra un extracto de las líneas de código que se desarrollaron con el objetivo de calcular la relación de solubilidad, internamente la subrutina considera si la presión se encuentra por encima del punto de burbuja o por debajo, en el primer caso considera que el valor de la relación de solubilidad es igual al valor de la *RGA* medida en tanque de almacenamiento y esto es considerado para cada intervalo de temperatura y cada intervalo de presión.

```

'Cálculo de Rs
For i2 = 1 To 100
  For i = 1 To 100

    Cells(fil_Pb, col_Pb).Select
    Pb = ActiveCell.Value
    Cells(fil_P, col_P).Select
    P = ActiveCell.Value

    Cells(fil_T, col_T).Select
    T = ActiveCell.Value

    Cells(fil, col).Select
    If P >= Pb Then
      ActiveCell.Value = Cells(14, 3).Value
    Else

      P = Cells(fil_P, col_P).Value
      Cells(fil, col).Select
      Rs = ((30.7343) * (10 ^ -3)) * (DRG2) * ((P) ^ (1.2048)) * (Exp(((((-2.5245) * (10 ^ -3)) * (T)) + (((34.677) * (10 ^ -3)) * (A
      Cells(fil, col).Value = Rs
    End If

    fil_P = fil_P + 1
    fil = fil + 1

  Next i

col_Pb = col_Pb + 1
col = col + 1
col_T = col_T + 1
fil = 5
fil_P = 5

```

Figura 20. Código para calcular Rs.

Fuente: Elaboración propia.

Cálculo del Factor de Volumen del Aceite

En la **Figura 21** se muestra un extracto de las líneas de código que se desarrollaron con el propósito de calcular el factor de volumen del aceite, la subrutina considera si la presión se encuentra por encima del punto de burbuja o por debajo y esto influye en el cálculo debido a lo explicado en la Figura 20 y también es considerado para cada intervalo de temperatura y cada intervalo de presión.

```

'Cálculo para Bo
fil_Pb = 3
col_Pb = 119
fil_P = 5
col_P = 118
fil = 5
col = 119
fil_T = 4
col_T = 119

DRG2 = Range("C10").Value
API = Range("C11").Value
DRA = Range("D11").Value
T = Cells(fil_T, col_T).Value

Range("DO3").Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=BUSCARV(DO4:$I$4:$J$103;2;)"
Selection.AutoFill Destination:=Range("DO3:HJ3"), Type:=xlFillDefault

For i2 = 1 To 100
  For i = 1 To 100

    Cells(fil_Pb, col_Pb).Select
    Pb = ActiveCell.Value
    Cells(fil_P, col_P).Select
    P = ActiveCell.Value

    Cells(fil_T, col_T).Select
    T = ActiveCell.Value

    Cells(fil, col).Select

    If P >= Pb Then
      Pb = Cells(fil_Pb, col_Pb).Value

```

Figura 21. Código para calcular Bo.

Fuente: Elaboración propia.

Cálculo de la Viscosidad del Aceite

En la **Figura 22** se muestra un extracto las líneas de código que se desarrollaron con el objetivo de calcular la viscosidad del aceite, internamente la subrutina considera si la presión se encuentra por encima del punto de burbuja o por debajo, en el cálculo por encima del punto de burbuja se utiliza se utiliza la correlación de Vazquez y Beggs y por debajo del punto de burbuja se utiliza la correlación de Beggs y Robinson, se considera para cada intervalo de temperatura y cada intervalo de presión.

```
'Cálculo de Mo
For i2 = 1 To 100
  For i = 1 To 100

    Cells(fil_Pb, col_Pb).Select
    Pb = ActiveCell.Value
    Cells(fil_P, col_P).Select
    P = ActiveCell.Value

    Cells(fil_T, col_T).Select
    T = ActiveCell.Value

    Cells(fil, col).Select

    If P >= Pb Then
      Pb = Cells(fil_Pb, col_Pb).Value
      P = Cells(fil_P, col_P).Value
      Cells(fil, col).Select
      Rs = Cells(14, 3).Value
      mod2 = Exp(Exp((7.816432) + ((-0.04658) * (API)) + ((-1.163) * (Log(T))))))
      alfa = (10.715) * ((Rs + 100) ^ (-0.515))
      beta = (5.44) * ((Rs + 150) ^ (-0.338))
      mob = (alfa) * ((mod2) ^ (beta))
      m2 = Exp((-10.55749) + ((-89.8) * (10 ^ -6)) * (P)) + ((1.187) * (Log(P)))
      mo = (mob) * ((P / Pb) ^ (m2))
      Cells(fil, col).Value = mo

    Else

      P = Cells(fil_P, col_P).Value
      Cells(fil, col).Select
      Rs = ((30.7343) * (10 ^ -3)) * (DRG2) * ((P) ^ (1.2048)) * (Exp(((((-2.5245) * (10 ^ -3)) * (T)) + ((34.677) * (10 ^ -3)) * (
      mod2 = Exp(Exp((7.816432) + ((-0.04658) * (API)) + ((-1.163) * (Log(T))))))
      alfa = (10.715) * ((Rs + 100) ^ (-0.515))
```

Figura 22. Código para calcular μ_o

Fuente: Elaboración propia.

Cálculo del Factor de Volumen del Gas

En la **Figura 23** se muestra un extracto de las líneas de código que se desarrollaron con el objetivo de calcular el factor de volumen del gas, internamente la subrutina considera si la presión se encuentra por encima del punto de burbuja o por debajo y esto influye en el cálculo debido a que por encima del punto de burbuja no hay gas libre y por lo tanto el $B_g = 0$ y por debajo del punto de burbuja el $B_g > 0$ al igual que en los cálculos anteriores se considera para cada intervalo de temperatura y cada intervalo de presión.

```

'Cálculo de Bg
For i2 = 1 To 100
  For i = 1 To 100

    Cells(fil_Pb, col_Pb).Select
    Pb = ActiveCell.Value
    Cells(fil_P, col_P).Select
    P = ActiveCell.Value

    Cells(fil_T, col_T).Select
    T = ActiveCell.Value

    Cells(fil, col).Select

    If P >= Pb Then

      Cells(fil, col).Select
      Bg = 0
      Cells(fil, col).Value = Bg

    Else

      Pb = Cells(fil_Pb, col_Pb).Value
      P = Cells(fil_P, col_P).Value
      Cells(fil, col).Select
      Tpc = (168) + ((325) * (DRG2)) - ((12.5) * ((DRG2) ^ (2)))
      Ppc = (677) + ((15) * (DRG2)) - ((37.5) * ((DRG2) ^ (2)))
      Tpr = (T + 460) / (Tpc)
      Ppr = (P) / (Ppc)

      z = 1 - (((3.52) * (Ppr)) / ((10) ^ ((0.9813) * (Tpr)))) + (((0.274) * ((Ppr) ^ 2)) / ((10) ^ ((0.8157) * (Tpr))))

      Bg = (14.7 / 520) * (((z) * (T + 460)) / (P))
    End If
  End For
End For

```

Figura 23. Código para calcular Bg.

Fuente: Elaboración propia.

Estado Mecánico

En la **Figura 24** se muestra un extracto de las líneas de código que se desarrollaron con el objetivo de cargar información del estado mecánico del pozo y sus correspondientes unidades, sin importar cuales de estas sean, puesto que se desarrollaron comandos para convertir dichas unidades en unidades de campo.

Además de realiza el diseño del estado mecánico mostrado en el **capítulo 4**

```

'Estado Mecanico
Twh = TextBox1.Value
TR = TextBox2.Value
TP = TextBox3.Value
qo = TextBox4.Value
rugosidad = TextBox5.Value
angulo = TextBox6.Value

seleccion1 = ComboBox1
If seleccion1 = "°F" Then
  Twh = Twh
  Range("EX12").Value = Twh
  Range("FW12").Select
  ActiveCell.FormulaLocal = "=VALOR(PY12)"
  Twh = Range("FW12").Value
ElseIf seleccion1 = "°C" Then
  Twh = ((9 / 5) * (Twh)) + 32
  Range("EX12").Value = Twh
  Range("FW12").Select
  ActiveCell.FormulaLocal = "=VALOR(PY12)"
  Twh = Range("FW12").Value
End If

seleccion2 = ComboBox2
If seleccion2 = "ft" Then
  TR = TR
  Range("FK11").Value = TR
  Range("FJ11").Select
  ActiveCell.FormulaLocal = "=VALOR(PK12)"
  TR = Range("FJ11").Value
ElseIf seleccion2 = "m" Then
  TR = (TR) * (1 / 0.3048)
  Range("FK11").Value = TR
  Range("FJ11").Select

```

Figura 24. Ingreso de Datos del Estado Mecánico del Pozo.

Fuente: Elaboración propia.

Estimación Inicial del Perfil de Presión

En la **Figura 25** se muestra un extracto de las líneas de código que se desarrollaron con el propósito de obtener la primera estimación del perfil de presión y para esto la subrutina utiliza la densidad del aceite muerto y así obtener el gradiente de presión por elevación y este es utilizado para determinar el perfil de presión inicial.

```
'Estimación de la Presión Inicial
Cells(2, 6).Value = Sheets("Propiedades de los fluidos").Cells(11, 5).Value
Cells(6, 6).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=$F$2"
Selection.AutoFill Destination:=Range("F6:F105"), Type:=xlFillDefault

Cells(6, 7).Value = Sheets("Propiedades de los fluidos").Cells(5, 3).Value
delta_h = Cells(2, 3).Value
densidad_inicial = Cells(6, 6).Value

fil_A = 7
col_A = 7

For i = 1 To 99
Cells(fil_A, col_A).Select
Gradiente = Cells(fil_A, col_A - 1).Value / 144
Presion = Gradiente * delta_h
Presion = Presion + Cells(fil_A - 1, col_A).Value
ActiveCell.Value = Presion

fil_A = fil_A + 1
Next i

Cells(6, 8).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=COINCIDIR(E6;'Propiedades de los fluidos'!$Q$4:$DL$4;-1)"
Selection.AutoFill Destination:=Range("H6:H105"), Type:=xlFillDefault

Cells(6, 9).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=COINCIDIR(G6;'Propiedades de los fluidos'!$P$5:$P$104;-1)"
Selection.AutoFill Destination:=Range("I6:I105"), Type:=xlFillDefault
```

Figura 25. Estimación inicial de la presión en cada celda del pozo.

Fuente: Elaboración propia.

Estimación de las Propiedades de los Fluidos a lo largo del Pozo

En la **Figura 26** se muestra un extracto de la subrutina que se desarrolló para la estimación de las propiedades de los fluidos en el pozo, con base en el perfil de temperatura y el perfil de presión se obtienen las coordenadas de presión y temperatura con las que se entra en las matrices de propiedades de los fluidos calculadas en la Figura 20, Figura 21, Figura 22 y Figura 23. Y se obtienen los valores de las propiedades de los fluidos.

```
'Coordenadas de Presión y Temperatura
Cells(6, 8).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=COINCIDIR(E6;'Propiedades de los fluidos'!$Q$4:$DL$4;-1)"
Selection.AutoFill Destination:=Range("H6:H105"), Type:=xlFillDefault

Cells(6, 9).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=COINCIDIR(G6;'Propiedades de los fluidos'!$P$5:$P$104;-1)"
Selection.AutoFill Destination:=Range("I6:I105"), Type:=xlFillDefault

'Rs
Cells(6, 10).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=INDICE('Propiedades de los fluidos'!$Q$5:$DL$104;I6;H6)"
Selection.AutoFill Destination:=Range("J6:J105"), Type:=xlFillDefault

'Bo
Cells(6, 11).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=INDICE('Propiedades de los fluidos'!$DO$5:$HJ$104;I6;H6)"
Selection.AutoFill Destination:=Range("K6:K105"), Type:=xlFillDefault

'Mo
Cells(6, 12).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=INDICE('Propiedades de los fluidos'!$HM$5:$LH$104;I6;H6)"
Selection.AutoFill Destination:=Range("L6:L105"), Type:=xlFillDefault

'Bg
Cells(6, 13).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=INDICE('Propiedades de los fluidos'!$LK$5:$PF$104;I6;H6)"
Selection.AutoFill Destination:=Range("M6:M105"), Type:=xlFillDefault

'DENSIDAD SIN RESEBALAMIENTO
Cells(2, 14).Value = Sheets("Propiedades de los fluidos").Cells(11, 4).Value
Cells(3, 14).Value = Sheets("Propiedades de los fluidos").Cells(10, 3).Value
Cells(4, 14).Value = Sheets("Propiedades de los fluidos").Cells(14, 3).Value
Cells(6, 14).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=((350.54445)*(SN$2))+((0.0764)*(SN$3)*(SN$4))/(((5.615)*(K6))+((SN$4-J6)*(M6)))"
```

Figura 26. Estimación de propiedades con base en las coordenadas dadas de presión y temperatura.

Fuente: Elaboración propia.

Cálculo del Gradiente de Presión

Una vez obtenidas las propiedades de los fluidos y parámetros necesarios para utilizar la *ec. 59*, en la **Figura 27** se muestra un extracto de la subrutina para calcular el gradiente de presión por elevación y fricción en cada celda del pozo.

```
'Gradiente elevación
Cells(7, 21).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=(2.158)*(10^-4)*(GU$3)*(N7)*(32.174)*($C$2)"
Selection.AutoFill Destination:=Range("U7:U105"), Type:=xlFillDefault

'Gradiente Fricción
Cells(7, 22).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=(6.83782)*(T7)*(R7^2)*((($C$2)*(1/5280))/((1)*(D7)))"
Selection.AutoFill Destination:=Range("V7:V105"), Type:=xlFillDefault

'Ciclo Pwf
Cells(6, 23).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=$G$6"
Cells(7, 23).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=$W6+U7+V7"
Selection.AutoFill Destination:=Range("W7:W105"), Type:=xlFillDefault

For i2 = 1 To 20
    Range(Cells(7, 23), Cells(105, 23)).Select
    Selection.Copy
    Cells(7, 7).Select
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
    :=False, Transpose:=False
    CutCopyMode = False

'Factor de Fricción
Cells(2, 20).Value = Sheets("Propiedades de los fluidos").Cells(14, 439).Value

'fd
fil_B = 6
col_B = 20
'Nre
fil_C = 6
col_C = 19
'rugosidad
```

Figura 27. Cálculo del Gradiente de Presión Total.

Fuente: Elaboración propia.

Cálculo del Perfil del Presión Final y Presión de Fondo Fluyendo

En la **Figura 28** se muestra un fragmento del desarrollo de las líneas de código utilizadas para el cálculo del perfil de presión final y el cálculo de la p_{wf} , se comparan el perfil de presión obtenido con las propiedades de los fluidos estimadas en la Figura 26 con el perfil de presión de entrada obtenido en la Figura 25, si los gradientes son iguales se ha llegado al final del procedimiento, pero si los gradientes son diferentes, el gradiente calculado en la Figura 28 ahora se sustituye en el gradiente de entrada, se estiman nuevas propiedades de los fluidos y así sucesivamente hasta que el gradiente de entrada y el calculado converjan.

```
'Ciclo Pwf
Cells(6, 23).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=$G$6"
Cells(7, 23).Select
ActiveCell.FormulaLocal = "=$W6+U7+V7"
Selection.AutoFill Destination:=Range("W7:W105"), Type:=xlFillDefault

For i2 = 1 To 20
    Range(Cells(7, 23), Cells(105, 23)).Select
    Selection.Copy
    Cells(7, 7).Select
    Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _
    :=False, Transpose:=False
    CutCopyMode = False

'Factor de Fricción
Cells(2, 20).Value = Sheets("Propiedades de los fluidos").Cells(14, 439).Value

'fd
fil_B = 6
col_B = 20
'Nre
fil_C = 6
col_C = 19
'rugosidad
fil_D = 2
col_D = 20
'diametro
fil_E = 6
col_E = 4

For i = 1 To 100
    rugosidad = Cells(fil_D, col_D).Value
    diametro = Cells(fil_E, col_E).Value
    Nre = Cells(fil_C, col_C).Value
```

Figura 28. Cálculo de p_{wf} y ciclo iterativo para su convergencia.

Fuente: Elaboración propia.

3.4 INTERFAZ DE USUARIO

En la **Figura 30** se muestra la página principal del programa, la cual cuenta con cuatro íconos de comando, los cuales están ordenadas de tal manera que su uso resulte lo más intuitivo posible. A continuación se describen dichos comandos:

1. Propiedades de los fluidos:

En esta selección lleva al usuario a la Hoja “Propiedades de los fluidos”, en la cual se da inicio al Método, ahí se ingresan los parámetros iniciales (**Figura 29**) y se calculan las propiedades de los fluidos a cada intervalo de temperatura y cada intervalo de presión.

Propiedades de los Fluidos

Universidad Nacional Autónoma de México

Proporciona los datos solicitados en las unidades correspondientes

T de sep.	95	°F	NMIP	13124	ft
Twf	336	°F	RGA	1958	ft3/bl
Pwh	120	psia	Pws	7128	psia

Densidad Relativa del Gas: 2.079

°API: 32.1

Limpiar Datos Ingresar Datos

Figura 29. Userform de Propiedades de los Fluidos.
Fuente: Elaboración propia.

2. Perfiles:

El comando asociado permite construir tanto numérica como gráficamente la variación de las propiedades de los fluidos con respecto a la profundidad, para este caso en concreto se muestran seis perfiles correspondientes a R_s , B_o , μ_o , B_g , ρ_{ns} y p . De igual manera, en este comando se despliega un userform donde se insertan las características del estado mecánico (**Figura 31**).

Estado Mecánico

Universidad Nacional Autónoma de México

Proporciona los datos solicitados

Twh	<input type="text" value="140"/>	<input type="text" value="°F"/>
Profundidad de la TR 1	<input type="text" value="8000"/>	<input type="text" value="ft"/>
Profundidad de la TP 1	<input type="text" value="6500"/>	<input type="text" value="ft"/>
Gasto	<input type="text" value="800"/>	<input type="text" value="bl/d"/>
Rugosidad	<input type="text" value="6"/> 10^{-4}	<input type="text" value="in"/>
Diámetro TP 1	<input type="text" value="4,89"/>	<input type="text" value="in"/>
Diámetro TP 2	<input type="text" value="2,785"/>	<input type="text" value="in"/>
Diámetro de casing de producción	<input type="text" value="7,63"/>	<input type="text" value="in"/>
Ángulo de inclinación	<input type="text" value="90"/>	

Limpiar Datos

Ingresar Datos

Figura 31. Userform para especificar estado Mecánico.
Fuente: Elaboración propia.

3. Iteraciones:

Este comando ejecuta el punto 12 y todos sus subconjuntos, los cuales permiten ir iterando los parámetros del método hasta converger en la solución final.

4. Información:

Se muestra la información sobre el autor del Método, el asesor del trabajo, institución a la que pertenece el autor y la fecha de realización.

CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DEL MÉTODO

Con base en el uso de los datos de propiedades de los fluidos, parámetros operativos y estado mecánico dentro de la herramienta desarrollada en el **capítulo 3**, se obtuvieron los siguientes resultados:

4.1 VARIACIÓN DE PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Una vez ejecutado el comando de cálculo de propiedades de los fluidos, fue posible obtener las matrices de las propiedades p_b , R_s , B_o , μ_o y B_g en los rangos $p_y - p_{wh}$ vs $T_y - T_s$. En la **Figura 32**, **Figura 33**, **Figura 34**, **Figura 35** y **Figura 36** se muestran las representaciones gráficas de dichas matrices¹.

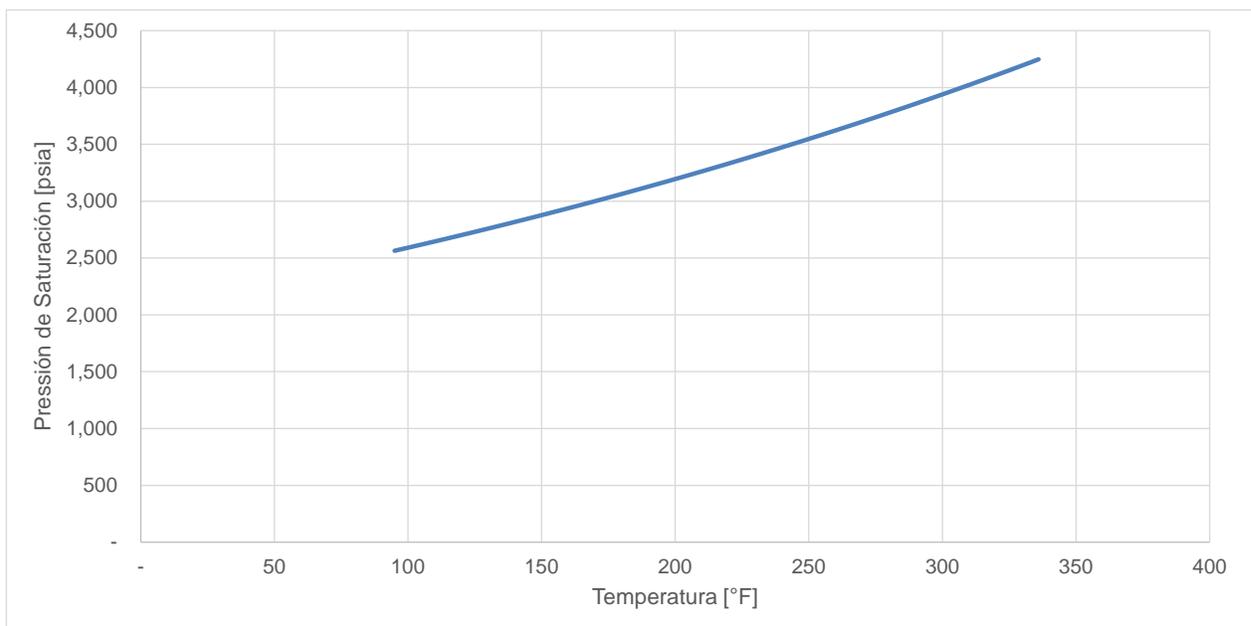


Figura 32. Variación de la p_b respecto de la temperatura.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 32 muestra el comportamiento de la presión de burbuja a lo largo de todo el pozo por cada intervalo de temperatura.

¹ Consultar en el Anexo 1, Anexo 2, Anexo 3, Anexo 4 y Anexo 5

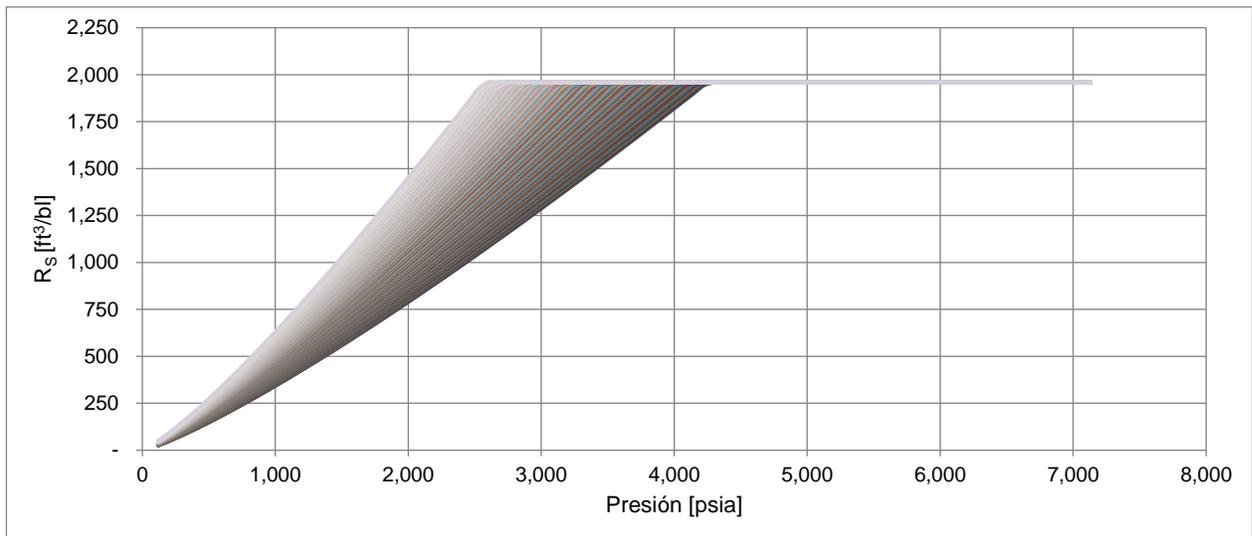


Figura 33. Variación de la Rs en función del cambio de presión y temperatura.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 33 representa el comportamiento de la relación de solubilidad para cada intervalo de presión y temperatura que puede existir dadas las condiciones del pozo.

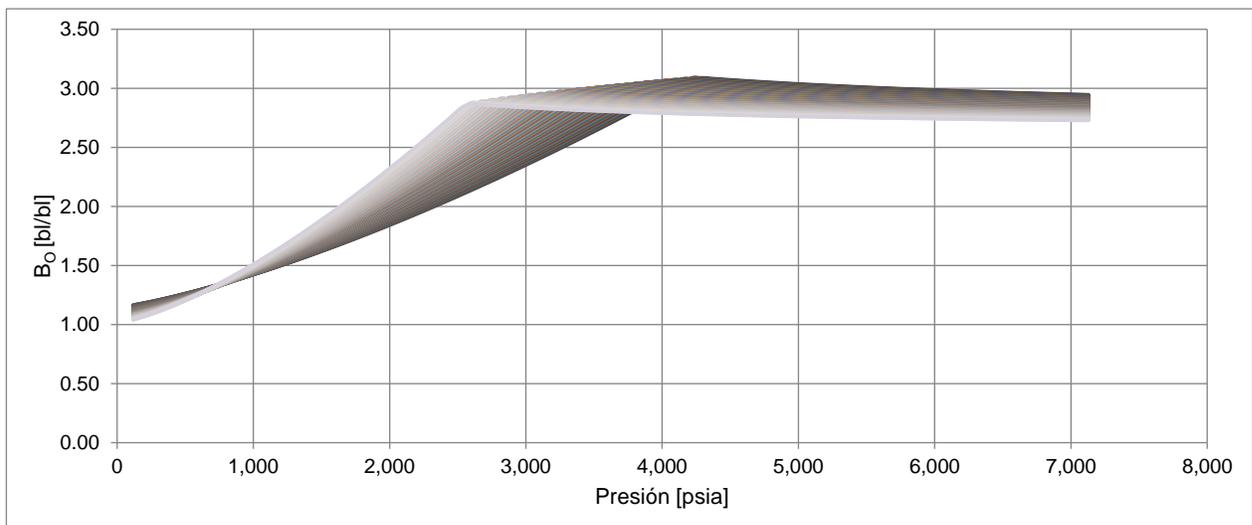


Figura 34. Variación de Bo en función del cambio de presión y temperatura.
Fuente: Elaboración propia

La Figura 34 representa el comportamiento del factor de volumen del aceite para cada intervalo de presión y temperatura que puede existir dadas las condiciones del pozo.

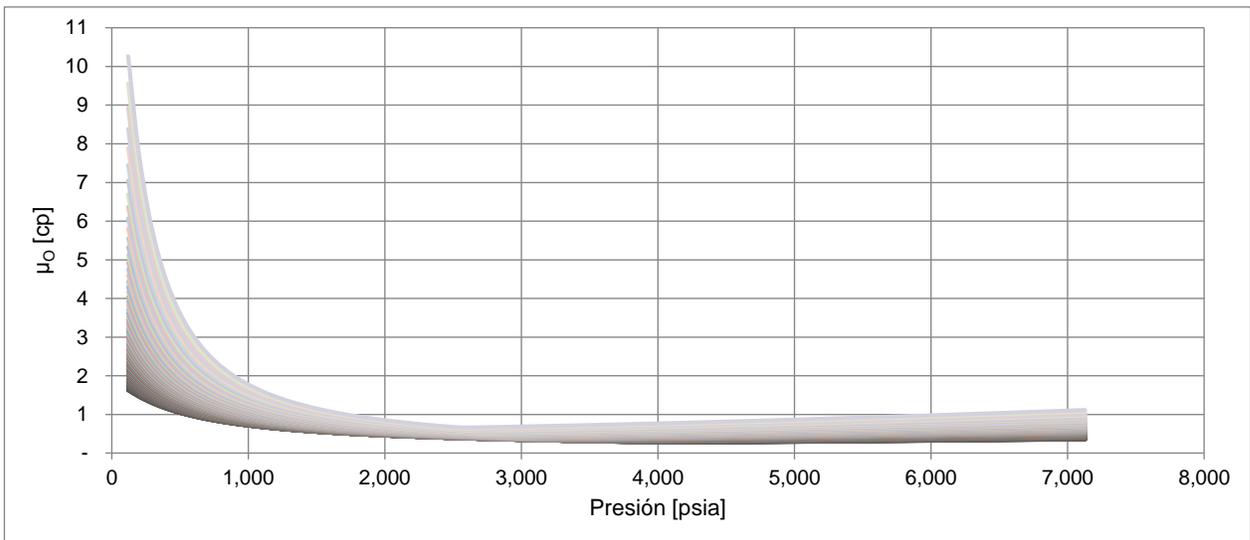


Figura 35. Variación de la μ_o en función del cambio de presión y temperatura.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 35 representa el comportamiento de la viscosidad del aceite para cada intervalo de presión y temperatura que puede existir dadas las condiciones del pozo.

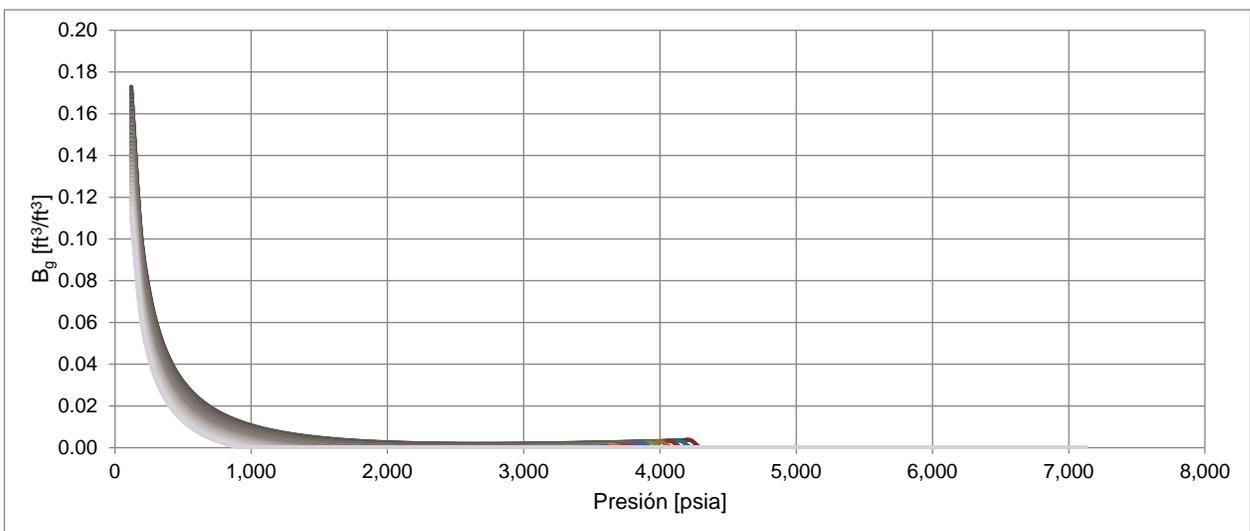


Figura 36. Variación del B_g en función del cambio de presión y temperatura.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 36 representa el comportamiento del factor de volumen del gas para cada intervalo de presión y temperatura que puede existir dadas las condiciones del pozo.

4.2 PERFILES DE ARRANQUE

Después de obtener las matrices de Propiedades de los fluidos, se procede a ejecutar los comandos para la generación de los perfiles previos al proceso iterativo. El primero de ellos, y que permanece invariante, es el perfil de Diámetro de flujo vs Profundidad (**Figura 37**); el segundo corresponde al perfil de Temperatura vs Profundidad (**Figura 38**) y el último corresponde al perfil de Presión vs Profundidad generado con el valor de densidad API (**Figura 39**).

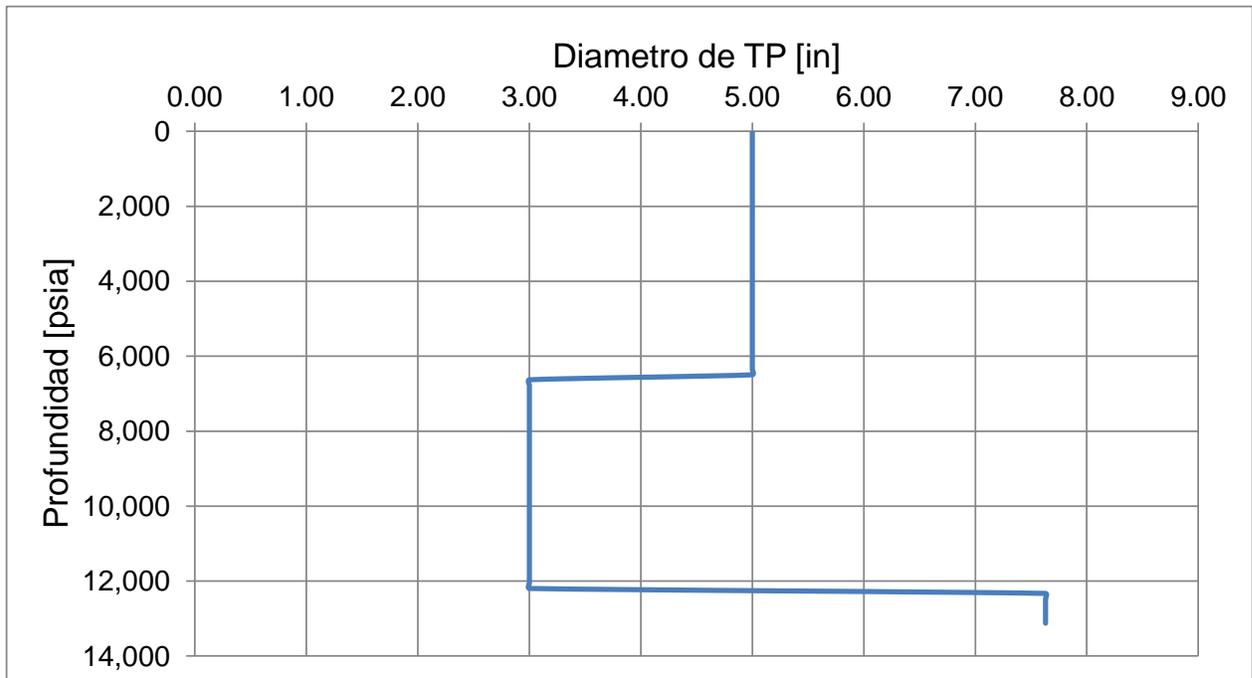


Figura 37. Perfil de diámetro de flujo vs profundidad.
Fuente: Elaboración propia

La Figura 37 muestra el intervalo de tubería por los que pasa el fluido al ser extraído del yacimiento, en este caso se muestra una tubería telescópica.

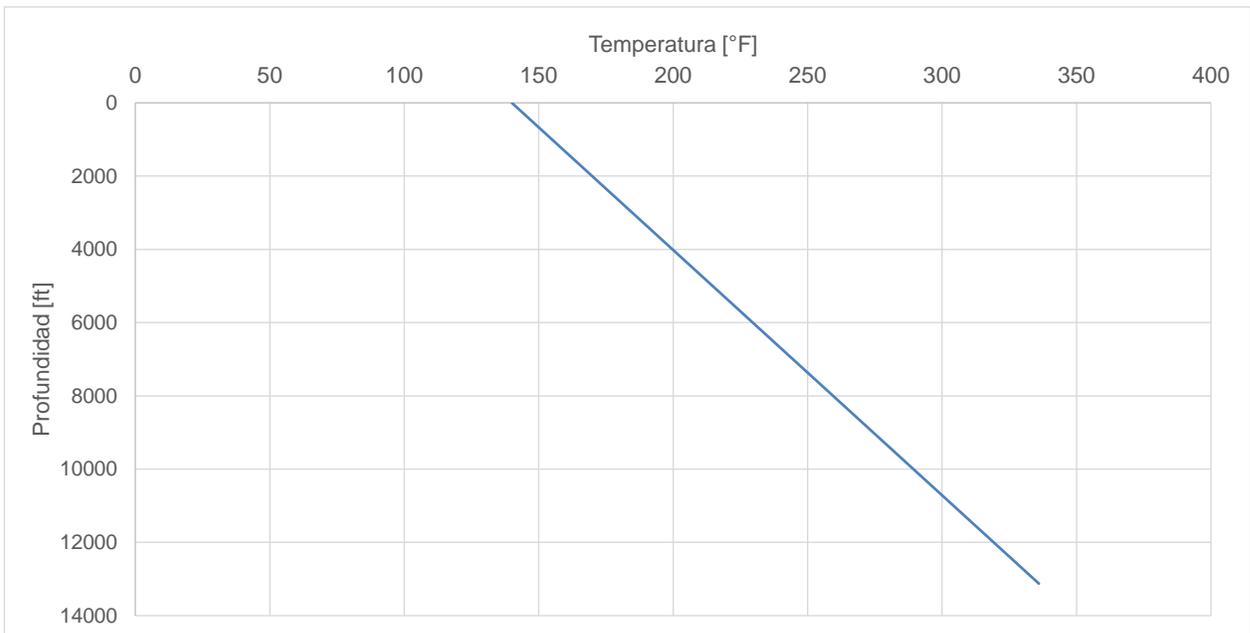


Figura 38. Perfil de temperatura vs profundidad.
Fuente: Elaboración propia

La Figura 38 muestra el perfil de temperatura del pozo, que es el intervalo utilizado para obtener las propiedades de los fluidos.

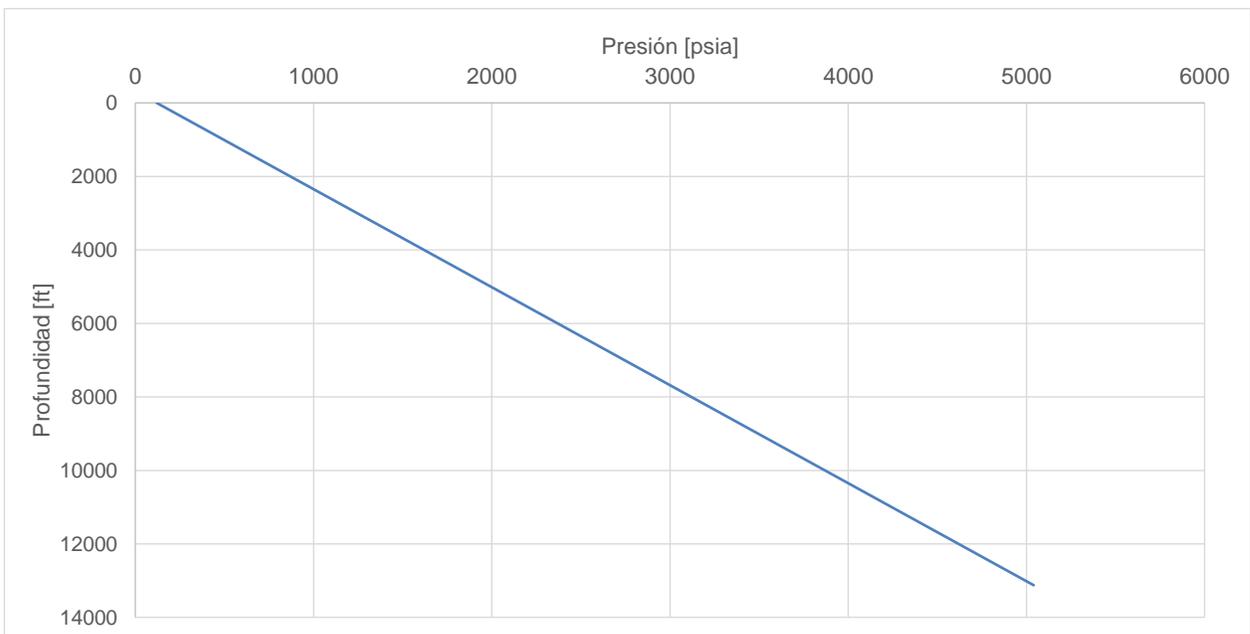


Figura 39. Perfil inicial de presión vs profundidad.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 39 muestra el perfil inicial de presión donde solo se toma en cuenta el peso de la columna de fluido.

4.3 PROCESO ITERATIVO

Con base en los perfiles anteriores se ejecuta el comando que permite extraer, desde las matrices de propiedades de los fluidos, los valores correspondientes a cada punto de presión y temperatura contenido en los perfiles mostrados anteriormente. Esta acción corresponde con la primera iteración y los perfiles obtenidos se muestran en **Figura 40, Figura 41, Figura 42, Figura 43 y Figura 44.**

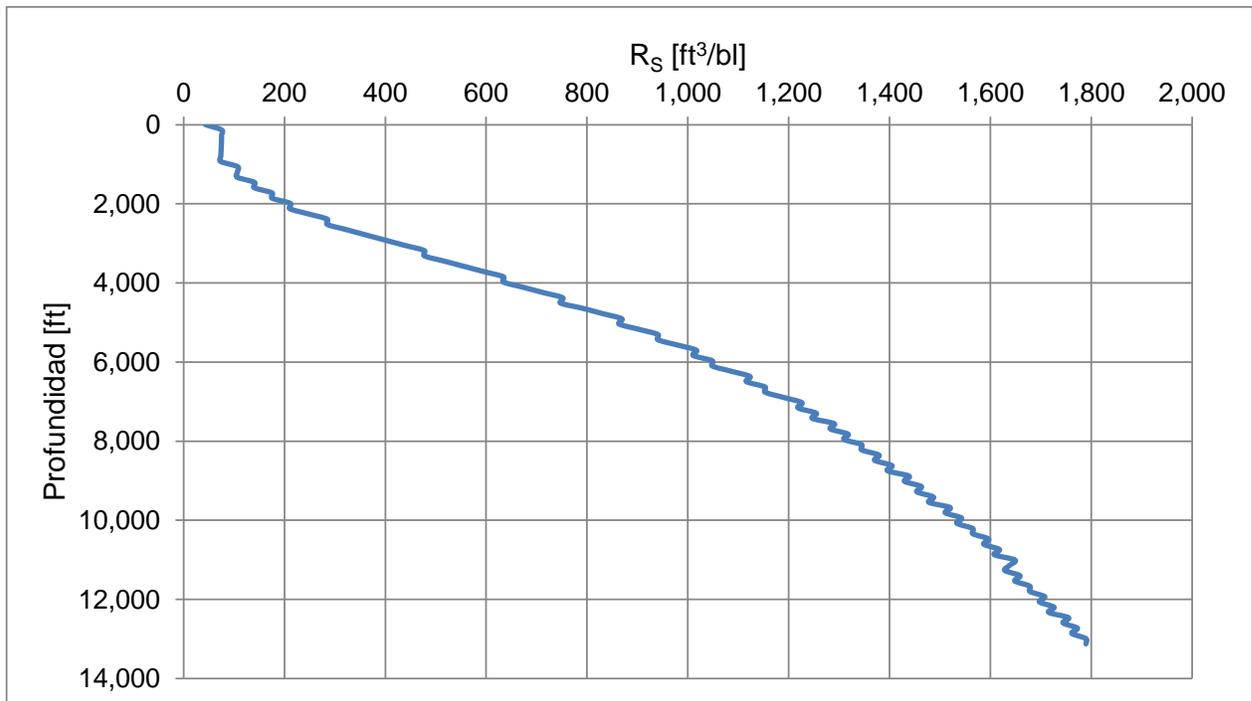


Figura 40. Perfil de R_s para la primera iteración.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 40 muestra el perfil de la relación de solubilidad a lo largo del pozo para la iteración inicial.

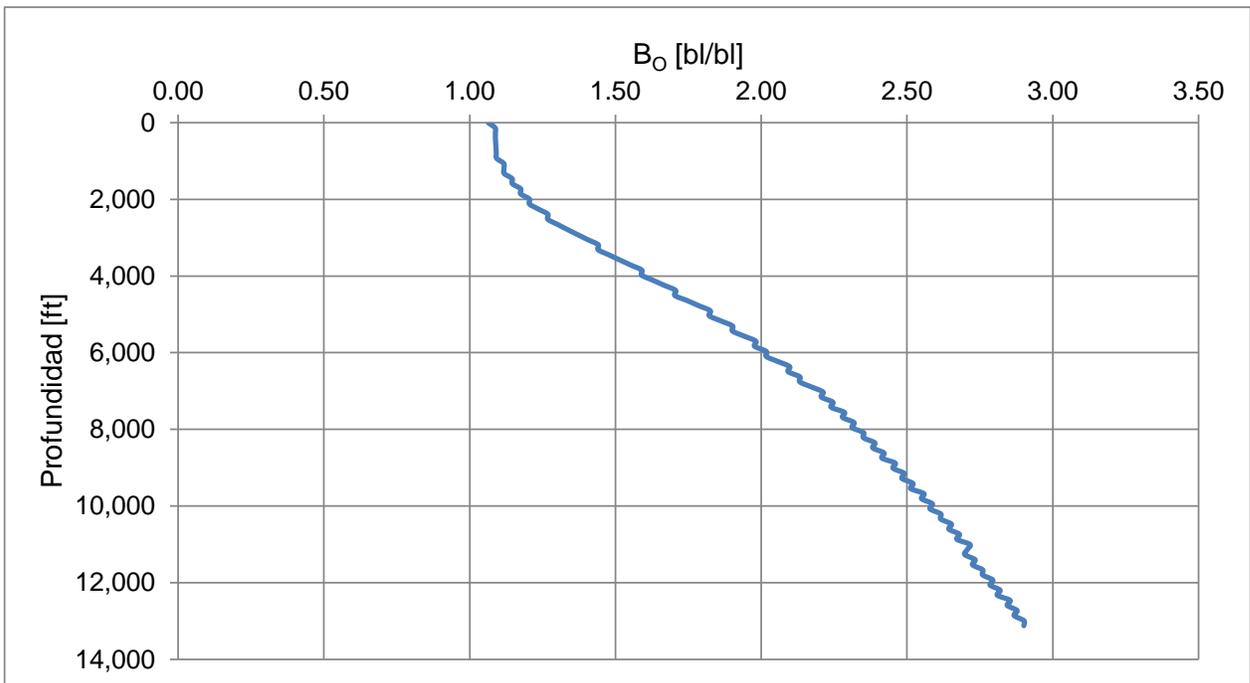


Figura 41. Perfil de B_o para la primera iteración.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 41 muestra el perfil del factor de volumen del aceite a lo largo del pozo para la iteración inicial.

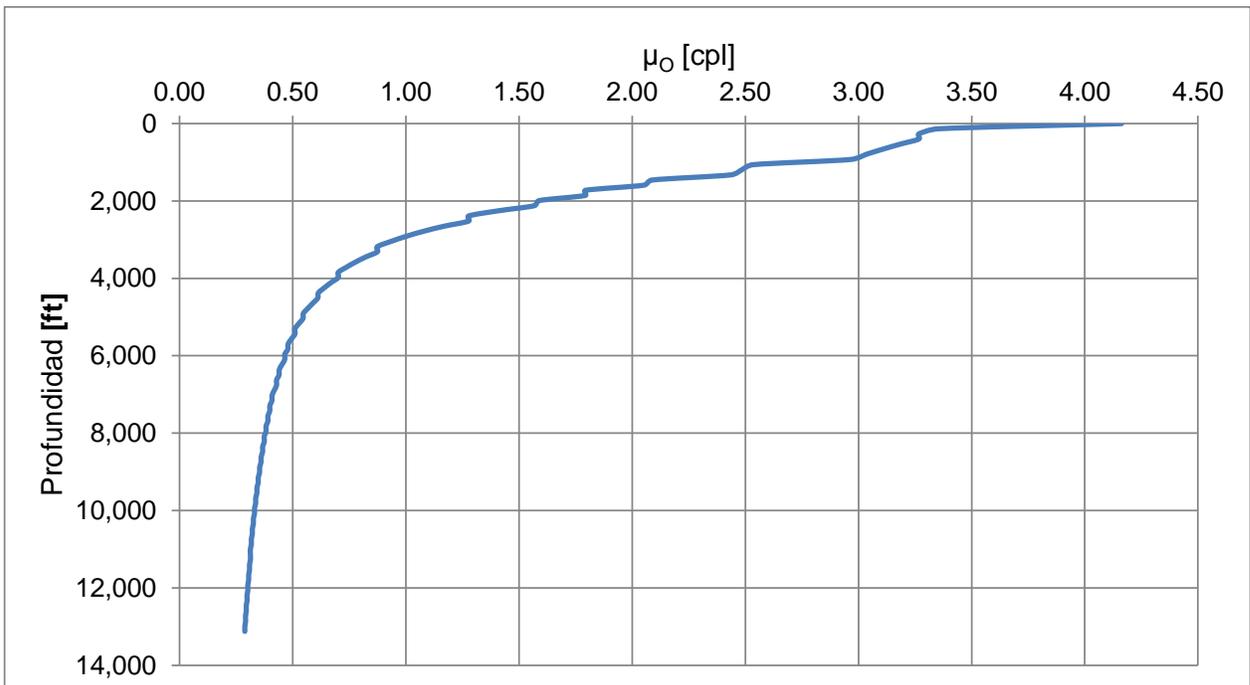


Figura 42. Perfil de μ_o para la primera iteración.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 42 muestra el perfil de la viscosidad del aceite a lo largo del pozo para la iteración inicial.

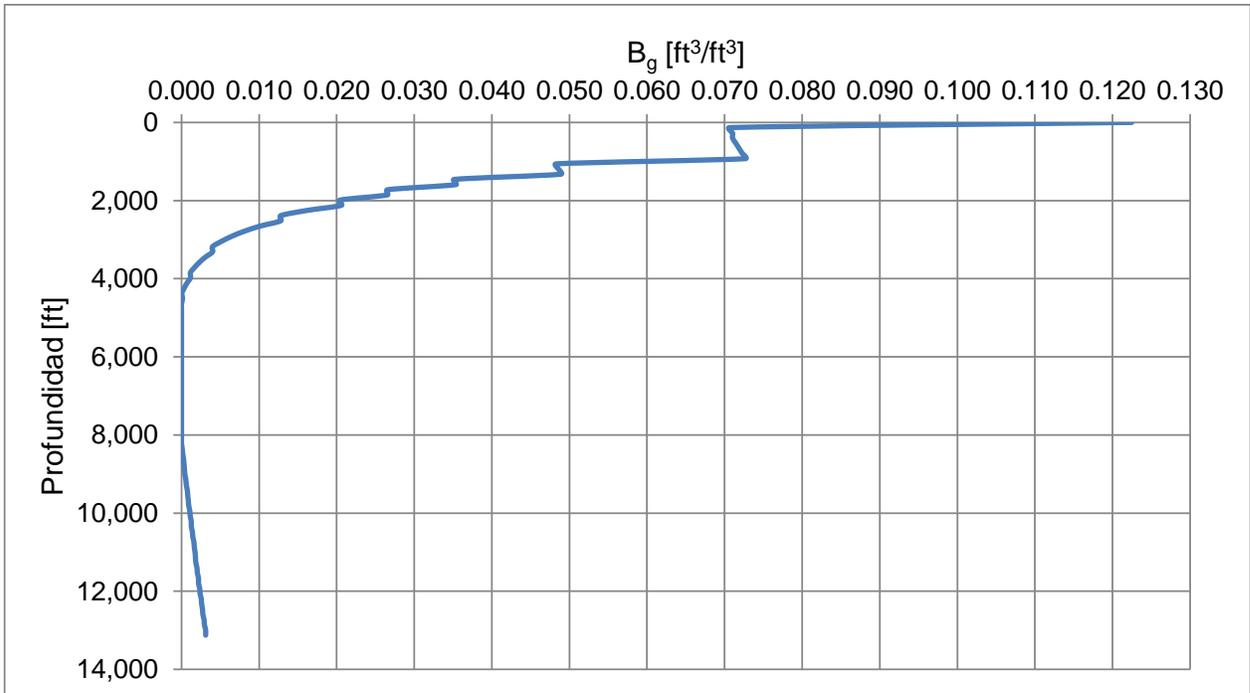


Figura 43. Perfil de B_g para la primera iteración.
Fuente: Elaboración propia.

La Figura 43 muestra el perfil del factor de volumen de gas a lo largo del pozo para la iteración inicial.

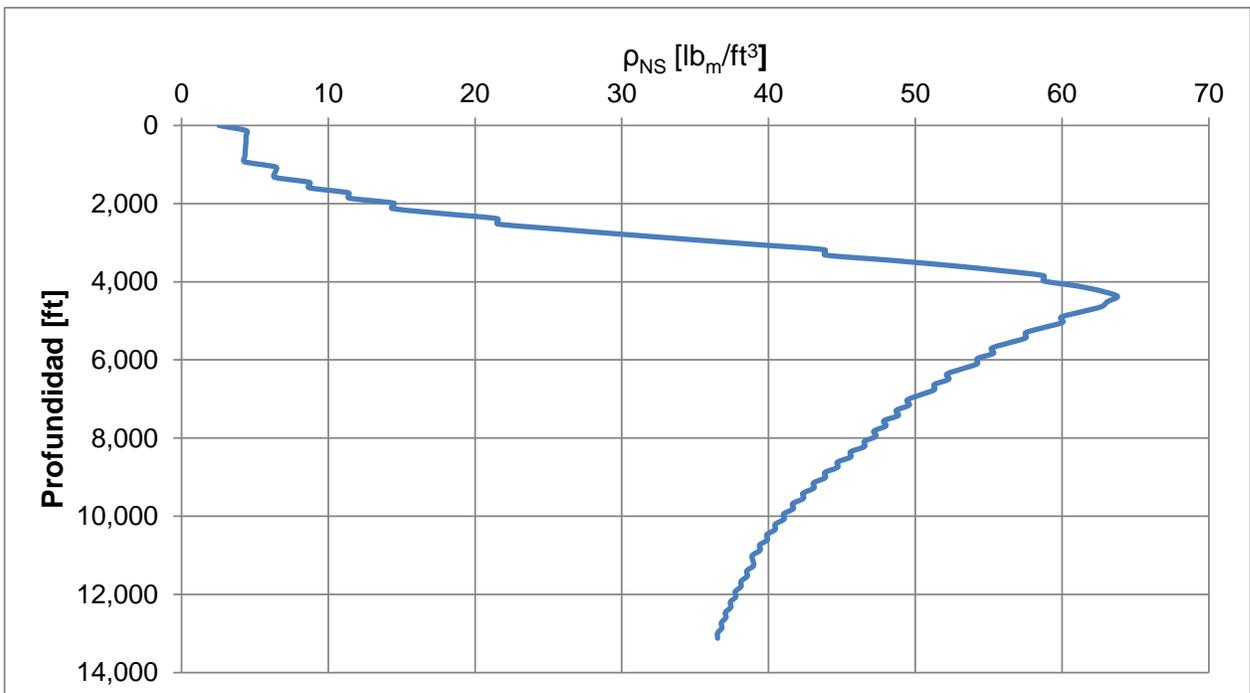


Figura 44. Perfil de ρ_{ns} para la primera iteración.
Fuente: Elaboración propia.

Con este perfil de densidad de la mezcla de la Figura 44 se formula un nuevo perfil de presión el cual es mostrado en la **Figura 45** y que en conjunto con el perfil de temperatura de la Figura 38 se ejecutará una segunda iteración, dando como resultado nuevos perfiles de propiedades de los fluidos, los cuales conducen a un nuevo perfil de densidad de la mezcla, el cual permite obtener un nuevo perfil de presión, y este proceso se repite una y otra vez hasta observar una convergencia en el perfil de presión.

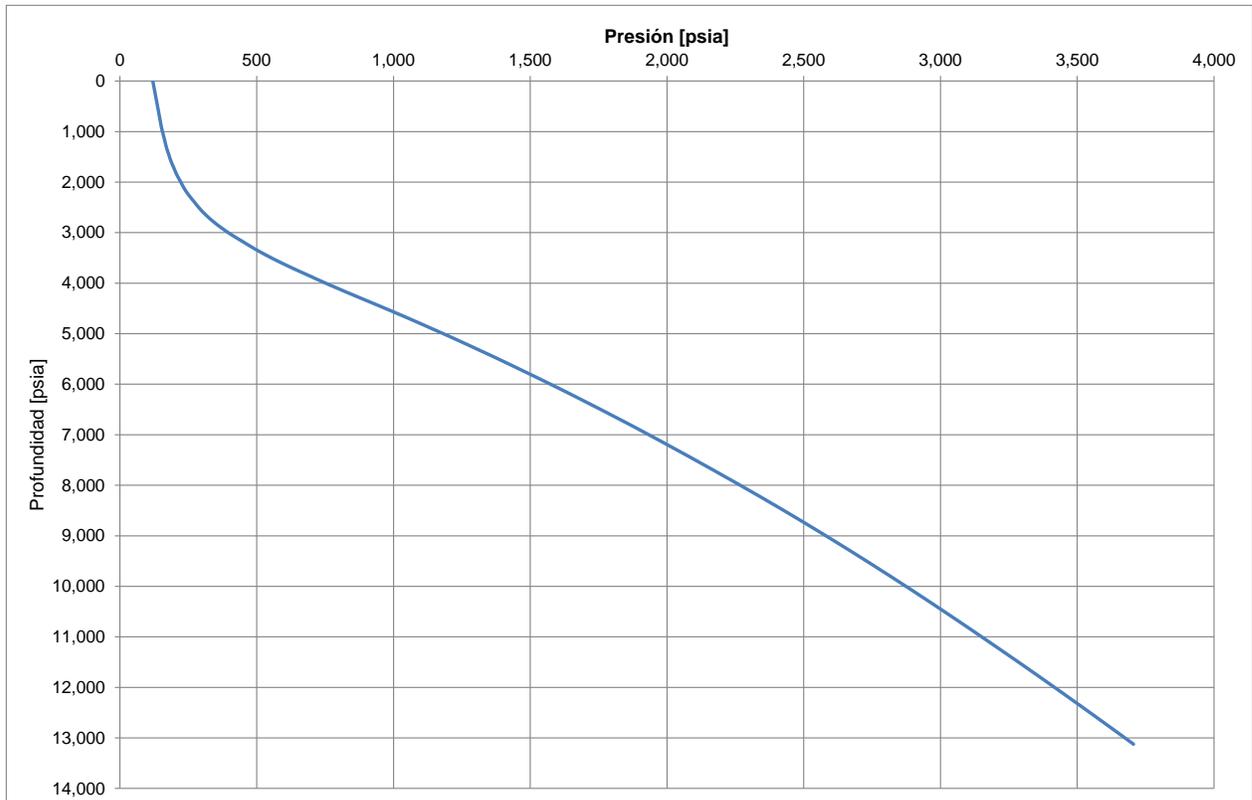


Figura 45. Perfil de presión para la primera iteración.
Fuente: Elaboración propia.

Los cambios en los perfiles, derivados del proceso iterativo, se muestran en el **Anexo 6**, **Anexo 7**, **Anexo 8**, **Anexo 9**, **Anexo 10** y **Anexo 11**. Para este caso se obtuvo convergencia de la presión de fondo fluyendo después de 15 iteraciones, dando como resultado 1350.3 psi (**Figura 46**).

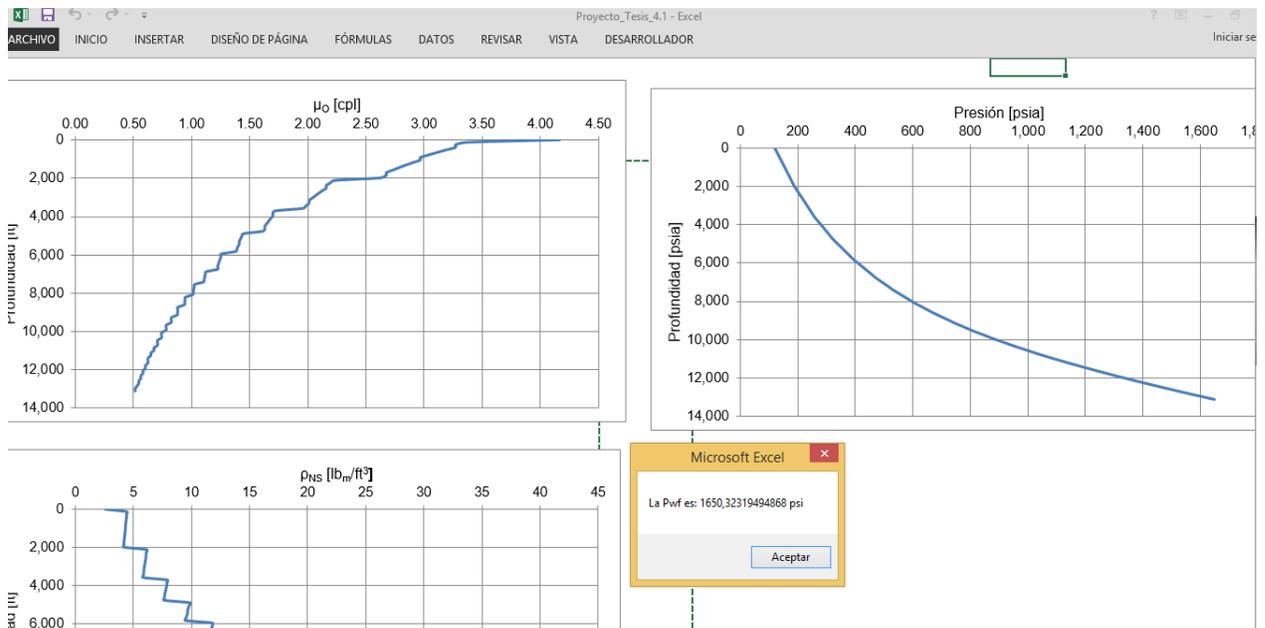


Figura 46. Valor de p_{wf} final.

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 46 muestra el valor de la presión de fondo fluendo final así como algunos perfiles finales de propiedades de los fluidos.

CONCLUSIONES

- Después de verificar consistencia en los resultados asociados al comportamiento de las propiedades de los fluidos, perfiles en el pozo y la presión de fondo fluyendo se concluye que el procedimiento, de la metodología propuesta, está bien formulado.
- Derivado del enorme número de operaciones matemáticas implicadas en la metodología propuesta, resultó crucial la formulación de líneas de código y subrutinas para minimizar el tiempo de cálculo.
- El método discreto desarrollado posibilita visualizar los cambios reales (en propiedades de los fluidos) que existen en la tubería de producción, lo cual se refleja en un gradiente de presión no uniforme.
- Derivado de que, con la metodología propuesta, se consigue obtener un perfil de densidad de la mezcla, el gradiente de presión y la presión de fondo fluyendo asociada se apagan más a lo que ocurre en la realidad.
- Finalmente se concluye que la metodología desarrollada sí representa una alternativa, hacia los estudiantes de ingeniería petrolera, para el estudio de los cambios reales de las propiedades de los fluidos y las caídas de presión en los pozos.

RECOMENDACIONES

- Debido a que, los datos referentes a propiedades PVT, estado mecánico y parámetros operativos, no pertenecen a un caso de estudio específico y más bien son establecidos con base en conocimientos empíricos, se recomienda aplicar en un futuro esta metodología a un pozo que cuente con información toda la información necesaria para satisfacer los cálculos de dicha metodología.
- En este trabajo de investigación de tesis se estimaron las velocidades superficiales de las fases por lo que es posible utilizar algún mapa de patrones de flujo para definir qué patrones existen en la TP. Esto no se realizó en esta tesis debido a que no forma parte de los alcances de la misma. Por lo tanto, se recomienda retomar los cálculos efectuados y ampliar este trabajo pero ya con un enfoque de estudio en flujo multifásico.

REFERENCIAS

- Al - Marhoun, M. A. (Marzo de 2004). Evaluation of empirically derived PVT properties for Middle East crude oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*(42), págs. 209-221.
- Anaya Durand, A. I., Cauich Segovia, G. I., Funabazama Bárcenas, O., & García Medrano Bravo, V. A. (14 de Marzo de 2014). Evaluaciones de Factor de Fricción Explícito para Tuberías. *Educación Química*(25), págs. 128-134.
- Banzer, C. (1996). *Correlaciones Numéricas PVT*. Ciudad Maracaibo: Universidad de Zulia.
- Beggs, H. D., & R., R. J. (1975). Estimating the viscosity of crude oil system. *J. Pet. Technology*(9), págs. 1140-1149.
- Brill, J. P., & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase Flow in Wells* (Primera Edición ed.). Richardson, Texas, EE.UU.: Society of Petroleum Engineers Inc.
- Brown, G. e. (1948). *Natural Gasoline and the Volatil Hydrocarbons* (Primera ed.). Tulsa, Oklahoma, EE.UU.: Natural Gasoline Assn of America.
- Cengel, Y. A., & A., B. M. (2011). *Termodinámica* (Séptima ed.). New York, EE.UU.: McGraw Hill.
- Cengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2006). *Mecánica de Fluidos Conceptos y Aplicaciones* (Primera ed.). EE.UU.: McGraw Hill.
- Craft, B. C., & M., H. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering* (Segunda ed.). Engelwood Cliffs, New Jersey, EE.UU.: Prentice Hall.
- Gallardo Ferrera, H. E. (2018). *Propiedades del Gas* (Tercera ed.). Ciudad de México, México: Facultad de Ingeniería.
- Garaicochea, F. (1991). *Transporte de hidrocarburos por ductos*. Ciudad de México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- Hernández Yáñez, L. (2010). *Fundamentos de la Programación*. (F. d. Informática, Ed.) Madrid, España: Universidad Complutense.
- Maldonado Cruz, E. (2016). *Apuntes de Propiedades de los Fluidos Petroleros* (Primera ed.). Ciudad de México, México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids* (Segunda ed.). Tulsa, Oklahoma, EEUU: PennWell Publishing Company.
- Papay, J. (1968). *A Termelotechnology Parameterek Valtozasa a gazlelepk muvelese Soran* (Primera ed.). Budapest, Hungría: OGIL MUSZ Tud Kuzl.
- Sites, G. (s.f.). *Flujo Multifasico gas - liquido*. Recuperado el 18 de Mayo de 2020, de <https://sites.google.com/site/flujomultifasicogasliquido2017/flujo-multifasico-en-tuberias>
- Standing, M. B. (1947). A pressure – volume – temperature correlation for mixures of California oils and gases. *Drilling and Production Practice*, págs. 275-287.
- Tarek, A. H. (2000). *Reservoir Engineering Handbook* (Segunda ed.). Houston, Texas, EEUU: Gulf Publishing Company.

- Torres Coria, J. M., & Trawvitz Rosas, E. F. (2008). *Flujo Multifásico en Tuberías (Tesis de Licenciatura)*. UNAM, Ciencias de la Tierra, Ciudad de México.
- Torres, J. (2008). *Flujo Multifásico en Tuberías*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Vazquez, M., & Beggs, H. D. (1980). Correlation for Fluid Physical Property Prediction. *J. Pet. Technology*(32), págs. 968-970.
- Walkenbach, J. (2013). *Excel VBA Programming for Dummies* (Tercera ed.). Hoboken, New Jersey, EE.UU.: John Wiley & Sons Inc.

ANEXOS

Anexo 1. Extracto de matriz de p_b vs T ,
Fuente: Elaboración propia.

Proyecto_Tesis_4 - Excel

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA DESARROLLADOR





Cálculo de Propiedades



Estado Mecánico

Gradiente de P_b	
T [°F]	P_b [psia]
336.00	4,247.83
333.57	4,226.22
331.13	4,204.72
328.70	4,183.33
326.26	4,162.04
323.83	4,140.87
321.39	4,119.80
318.96	4,098.84
316.53	4,077.98
314.09	4,057.24
311.66	4,036.59
309.22	4,016.06
306.79	3,995.62
304.35	3,975.29
301.92	3,955.07
299.48	3,934.95
297.05	3,914.93
294.62	3,895.01
292.18	3,875.19
289.75	3,855.47
287.31	3,835.86
284.88	3,816.34
282.44	3,796.92
280.01	3,777.61
277.58	3,758.39
275.14	3,739.27
272.71	3,720.24
270.27	3,701.31
267.84	3,682.48
265.40	3,663.75
262.97	3,645.10
260.54	3,626.56
258.10	3,608.11
255.67	3,589.75
253.23	3,571.49
250.80	3,553.32
248.36	3,535.24

Anexo 2. Extracto de matriz de Rs en función de *p* vs *T*.

Fuente: Elaboración propia.

Proyecto_Tesis_4 - Excel													
HERRAMIENTAS DE GRAFICOS													
ARCHIVO	INICIO	INSERTAR	DISEÑO DE PÁGINA	FÓRMULAS	DATOS	REVISAR	VISTA	DESARROLLADOR	DISEÑO	FORMATO			
Rs	4,247.83	4,226.22	4,204.72	4,183.33	4,162.04	4,140.87	4,119.80	4,098.84	4,077.98	4,057.24	4,036.59	4,016.06	3,995.62
	336.00	333.57	331.13	328.70	326.26	323.83	321.39	318.96	316.53	314.09	311.66	309.22	306.79
7,128.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
7,057.21	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,986.42	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,915.64	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,844.85	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,774.06	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,703.27	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,632.48	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,561.70	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,490.91	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,420.12	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,349.33	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,278.55	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,207.76	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,136.97	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
6,066.18	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,995.39	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,924.61	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,853.82	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,783.03	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,712.24	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,641.45	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,570.67	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,499.88	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,429.09	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,358.30	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,287.52	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,216.73	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,145.94	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,075.15	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
5,004.36	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
4,933.58	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
4,862.79	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
4,792.01	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
4,721.21	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00
4,650.42	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00	1,958.00

Anexo 3. Extracto de la matriz de Bo en función de p vs T .
Fuente: Elaboración propia

Proyecto_Tesis_4 - Excel														
ARCHIVO	INICIO	INSERTAR	DISEÑO DE PÁGINA	FÓRMULAS	DATOS	REVISAR	VISTA	DESARROLLADOR						
Bo	4247.83	4226.22	4204.72	4183.33	4162.04	4140.87	4119.80	4098.84	4077.98	4057.24	4036.59	4016.06	3995.62	3975.29
	336.00	333.57	331.13	328.70	326.26	323.83	321.39	318.96	316.53	314.09	311.66	309.22	306.79	304.35
7,128.00	2.94406	2.94136	2.93867	2.93599	2.93333	2.93068	2.92804	2.92542	2.92281	2.92022	2.91764	2.91507	2.91251	2.90997
7,057.21	2.94619	2.94347	2.94075	2.93806	2.93538	2.93271	2.93005	2.92741	2.92478	2.92217	2.91957	2.91698	2.91441	2.91185
6,986.42	2.94836	2.94562	2.94289	2.94017	2.93747	2.93478	2.93210	2.92944	2.92680	2.92416	2.92155	2.91894	2.91635	2.91377
6,915.64	2.95058	2.94782	2.94506	2.94233	2.93960	2.93689	2.93420	2.93152	2.92885	2.92620	2.92356	2.92094	2.91833	2.91573
6,844.85	2.95285	2.95006	2.94729	2.94453	2.94178	2.93906	2.93634	2.93364	2.93095	2.92828	2.92562	2.92298	2.92035	2.91773
6,774.06	2.95517	2.95235	2.94956	2.94678	2.94401	2.94126	2.93853	2.93581	2.93310	2.93041	2.92773	2.92506	2.92241	2.91977
6,703.27	2.95753	2.95470	2.95188	2.94908	2.94629	2.94352	2.94076	2.93802	2.93529	2.93258	2.92988	2.92719	2.92452	2.92186
6,632.48	2.95995	2.95709	2.95425	2.95143	2.94862	2.94583	2.94305	2.94028	2.93753	2.93480	2.93208	2.92937	2.92668	2.92400
6,561.70	2.96242	2.95954	2.95668	2.95383	2.95100	2.94818	2.94538	2.94259	2.93982	2.93707	2.93432	2.93159	2.92888	2.92618
6,490.91	2.96495	2.96205	2.95916	2.95629	2.95343	2.95059	2.94777	2.94496	2.94217	2.93939	2.93662	2.93387	2.93114	2.92842
6,420.12	2.96754	2.96461	2.96170	2.95880	2.95592	2.95306	2.95021	2.94738	2.94456	2.94176	2.93897	2.93620	2.93344	2.93070
6,349.33	2.97019	2.96723	2.96430	2.96138	2.95847	2.95558	2.95271	2.94985	2.94701	2.94419	2.94138	2.93858	2.93580	2.93303
6,278.55	2.97290	2.96992	2.96696	2.96401	2.96108	2.95817	2.95527	2.95239	2.94952	2.94667	2.94384	2.94102	2.93821	2.93543
6,207.76	2.97567	2.97266	2.96968	2.96670	2.96375	2.96081	2.95789	2.95498	2.95209	2.94922	2.94636	2.94351	2.94069	2.93787
6,136.97	2.97851	2.97548	2.97246	2.96946	2.96648	2.96352	2.96057	2.95764	2.95472	2.95182	2.94894	2.94607	2.94322	2.94038
6,066.18	2.98142	2.97836	2.97532	2.97229	2.96928	2.96629	2.96332	2.96036	2.95741	2.95449	2.95158	2.94869	2.94581	2.94295
5,995.39	2.98440	2.98131	2.97824	2.97519	2.97215	2.96913	2.96613	2.96314	2.96018	2.95722	2.95429	2.95137	2.94846	2.94558
5,924.61	2.98746	2.98434	2.98124	2.97816	2.97509	2.97204	2.96901	2.96600	2.96300	2.96002	2.95706	2.95411	2.95118	2.94827
5,853.82	2.99059	2.98744	2.98431	2.98120	2.97811	2.97503	2.97197	2.96893	2.96590	2.96290	2.95991	2.95693	2.95397	2.95103
5,783.03	2.99380	2.99062	2.98746	2.98432	2.98120	2.97809	2.97500	2.97193	2.96888	2.96584	2.96282	2.95982	2.95684	2.95387
5,712.24	2.99710	2.99389	2.99070	2.98752	2.98437	2.98123	2.97811	2.97501	2.97193	2.96886	2.96581	2.96278	2.95977	2.95677
5,641.45	3.00048	2.99724	2.99401	2.99081	2.98762	2.98445	2.98130	2.97817	2.97506	2.97196	2.96888	2.96582	2.96278	2.95975
5,570.67	3.00395	3.00068	2.99742	2.99418	2.99096	2.98776	2.98458	2.98142	2.97827	2.97515	2.97204	2.96895	2.96587	2.96282
5,499.88	3.00752	3.00421	3.00092	2.99765	2.99439	2.99116	2.98795	2.98475	2.98157	2.97841	2.97527	2.97215	2.96905	2.96596
5,429.09	3.01118	3.00784	3.00451	3.00120	2.99792	2.99465	2.99140	2.98817	2.98496	2.98177	2.97860	2.97544	2.97231	2.96919
5,358.30	3.01495	3.01156	3.00820	3.00486	3.00154	2.99824	2.99495	2.99169	2.98845	2.98522	2.98201	2.97882	2.97566	2.97250
5,287.52	3.01882	3.01540	3.01200	3.00862	3.00526	3.00192	2.99860	2.99531	2.99203	2.98877	2.98552	2.98230	2.97910	2.97591
5,216.73	3.02280	3.01934	3.01590	3.01249	3.00909	3.00571	3.00236	2.99902	2.99571	2.99241	2.98914	2.98588	2.98264	2.97942
5,145.94	3.02689	3.02340	3.01992	3.01646	3.01303	3.00962	3.00622	3.00285	2.99950	2.99616	2.99285	2.98956	2.98628	2.98303
5,075.15	3.03111	3.02757	3.02405	3.02056	3.01708	3.01363	3.01020	3.00679	3.00340	3.00002	2.99667	2.99334	2.99003	2.98674
5,004.36	3.03545	3.03187	3.02831	3.02477	3.02126	3.01776	3.01429	3.01084	3.00741	3.00400	3.00061	2.99724	2.99389	2.99056
4,933.58	3.03992	3.03630	3.03270	3.02912	3.02556	3.02202	3.01851	3.01502	3.01155	3.00810	3.00467	3.00126	2.99787	2.99450
4,862.79	3.04453	3.04086	3.03722	3.03359	3.02999	3.02641	3.02286	3.01932	3.01581	3.01232	3.00884	3.00540	3.00197	2.99856
4,792.00	3.04928	3.04557	3.04188	3.03821	3.03456	3.03094	3.02734	3.02376	3.02020	3.01667	3.01315	3.00966	3.00619	3.00274
4,721.21	3.05419	3.05042	3.04668	3.04297	3.03928	3.03561	3.03196	3.02834	3.02473	3.02115	3.01760	3.01406	3.01055	3.00706
4,650.42	3.05925	3.05543	3.05165	3.04788	3.04414	3.04042	3.03673	3.03306	3.02941	3.02579	3.02218	3.01860	3.01504	3.01151

Anexo 4. Extracto de matriz de μ_o en función de p vs T .

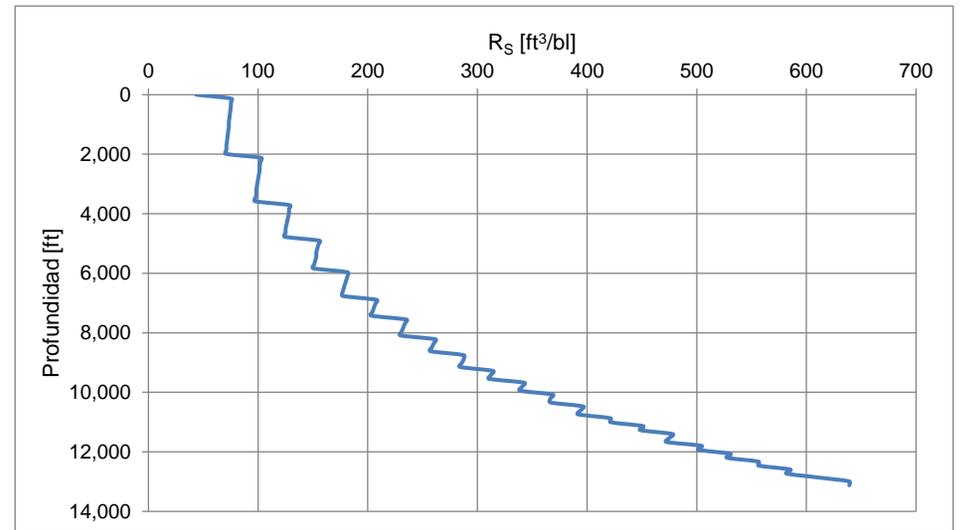
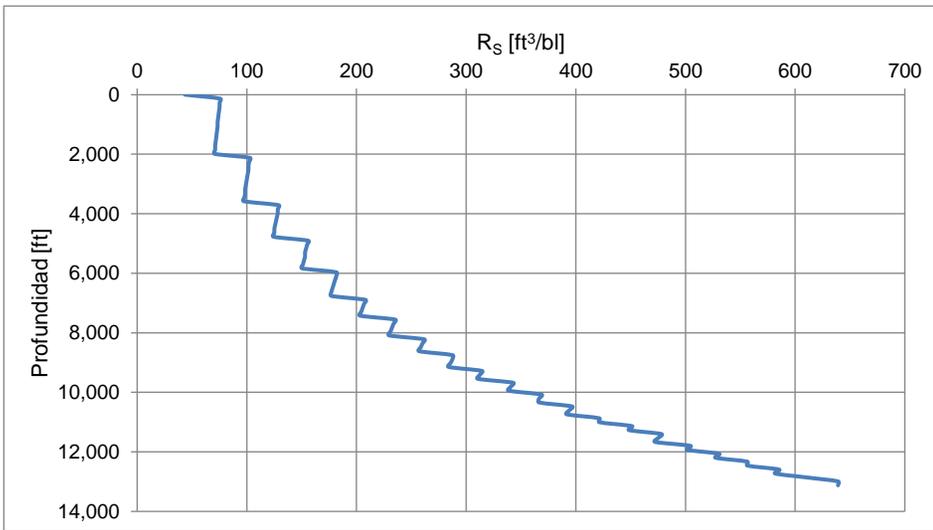
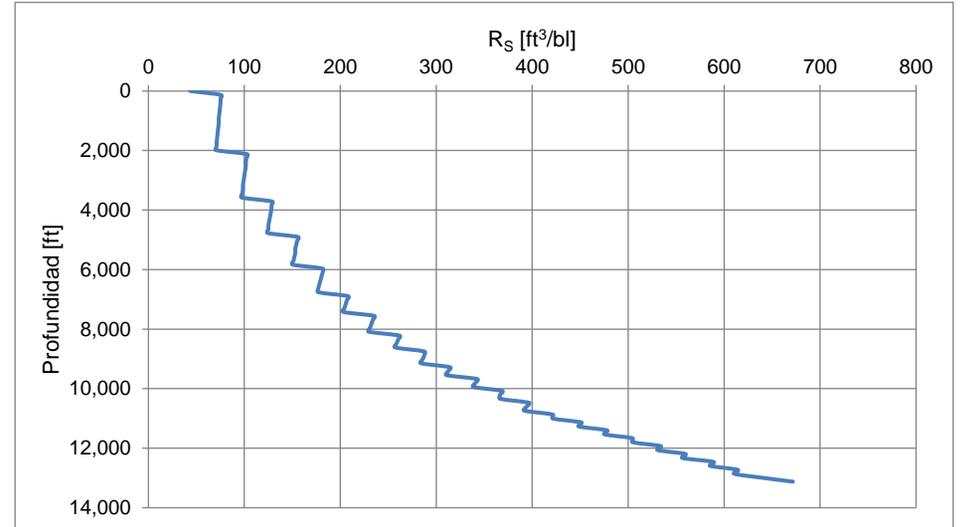
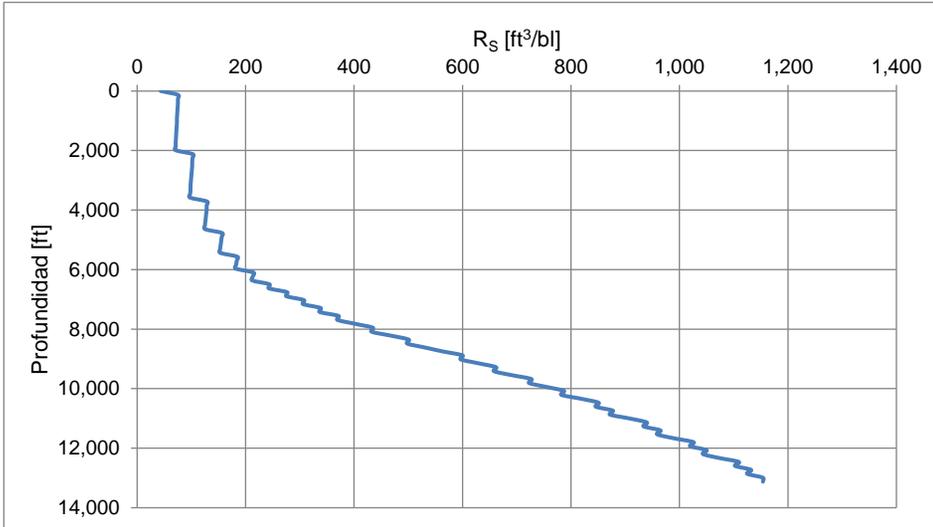
Fuente: Elaboración propia.

μO	4,247.83	4,226.22	4,204.72	4,183.33	4,162.04	4,140.87	4,119.80	4,098.84	4,077.98	4,057.24	4,036.59	4,016.06	3,995.62
	336.00	333.57	331.13	328.70	326.26	323.83	321.39	318.96	316.53	314.09	311.66	309.22	306.79
7,128.00	0.35728	0.35902	0.36078	0.36255	0.36436	0.36618	0.36803	0.36990	0.37180	0.37372	0.37567	0.37764	0.37965
7,057.21	0.35495	0.35667	0.35841	0.36017	0.36196	0.36376	0.36560	0.36745	0.36933	0.37123	0.37316	0.37512	0.37710
6,986.42	0.35262	0.35433	0.35605	0.35780	0.35957	0.36136	0.36317	0.36501	0.36687	0.36875	0.37067	0.37260	0.37457
6,915.64	0.35031	0.35200	0.35371	0.35543	0.35719	0.35896	0.36075	0.36257	0.36442	0.36629	0.36818	0.37010	0.37205
6,844.85	0.34801	0.34968	0.35137	0.35308	0.35481	0.35657	0.35835	0.36015	0.36198	0.36383	0.36570	0.36760	0.36953
6,774.06	0.34571	0.34737	0.34904	0.35074	0.35245	0.35419	0.35595	0.35774	0.35955	0.36138	0.36324	0.36512	0.36703
6,703.27	0.34343	0.34507	0.34673	0.34840	0.35010	0.35183	0.35357	0.35534	0.35713	0.35894	0.36078	0.36265	0.36454
6,632.48	0.34116	0.34278	0.34442	0.34608	0.34777	0.34947	0.35120	0.35295	0.35472	0.35652	0.35834	0.36018	0.36206
6,561.70	0.33889	0.34050	0.34213	0.34377	0.34544	0.34713	0.34884	0.35057	0.35232	0.35410	0.35591	0.35773	0.35959
6,490.91	0.33665	0.33824	0.33984	0.34147	0.34312	0.34479	0.34649	0.34820	0.34994	0.35170	0.35349	0.35530	0.35713
6,420.12	0.33441	0.33598	0.33758	0.33919	0.34082	0.34248	0.34415	0.34585	0.34757	0.34931	0.35108	0.35287	0.35469
6,349.33	0.33218	0.33374	0.33532	0.33691	0.33853	0.34017	0.34183	0.34351	0.34521	0.34694	0.34869	0.35046	0.35226
6,278.55	0.32997	0.33151	0.33307	0.33466	0.33626	0.33788	0.33952	0.34118	0.34287	0.34457	0.34631	0.34806	0.34984
6,207.76	0.32777	0.32930	0.33084	0.33241	0.33399	0.33560	0.33722	0.33887	0.34054	0.34223	0.34394	0.34568	0.34744
6,136.97	0.32559	0.32710	0.32863	0.33018	0.33174	0.33333	0.33494	0.33657	0.33822	0.33989	0.34159	0.34331	0.34505
6,066.18	0.32342	0.32491	0.32643	0.32796	0.32951	0.33108	0.33267	0.33428	0.33592	0.33757	0.33925	0.34095	0.34268
5,995.39	0.32127	0.32274	0.32424	0.32576	0.32729	0.32884	0.33042	0.33201	0.33363	0.33527	0.33693	0.33861	0.34032
5,924.61	0.31913	0.32059	0.32207	0.32357	0.32509	0.32662	0.32818	0.32976	0.33136	0.33298	0.33462	0.33629	0.33798
5,853.82	0.31700	0.31845	0.31991	0.32140	0.32290	0.32442	0.32596	0.32752	0.32910	0.33071	0.33234	0.33398	0.33566
5,783.03	0.31489	0.31632	0.31777	0.31924	0.32073	0.32223	0.32376	0.32530	0.32687	0.32845	0.33006	0.33169	0.33335
5,712.24	0.31280	0.31421	0.31565	0.31710	0.31857	0.32006	0.32157	0.32310	0.32465	0.32622	0.32781	0.32942	0.33106
5,641.45	0.31072	0.31212	0.31354	0.31498	0.31643	0.31790	0.31940	0.32091	0.32244	0.32399	0.32557	0.32717	0.32879
5,570.67	0.30866	0.31005	0.31145	0.31287	0.31431	0.31577	0.31724	0.31874	0.32025	0.32179	0.32335	0.32493	0.32653
5,499.88	0.30662	0.30799	0.30938	0.31078	0.31221	0.31365	0.31511	0.31659	0.31809	0.31961	0.32115	0.32271	0.32429
5,429.09	0.30460	0.30595	0.30733	0.30872	0.31012	0.31155	0.31299	0.31445	0.31594	0.31744	0.31896	0.32051	0.32208
5,358.30	0.30259	0.30393	0.30529	0.30666	0.30806	0.30947	0.31089	0.31234	0.31381	0.31529	0.31680	0.31833	0.31988
5,287.52	0.30061	0.30193	0.30327	0.30463	0.30601	0.30740	0.30881	0.31025	0.31170	0.31317	0.31466	0.31617	0.31770
5,216.73	0.29864	0.29995	0.30128	0.30262	0.30398	0.30536	0.30676	0.30817	0.30961	0.31106	0.31253	0.31403	0.31554
5,145.94	0.29670	0.29799	0.29930	0.30063	0.30197	0.30334	0.30472	0.30612	0.30754	0.30897	0.31043	0.31191	0.31341
5,075.15	0.29477	0.29605	0.29735	0.29866	0.29999	0.30134	0.30270	0.30408	0.30549	0.30691	0.30835	0.30981	0.31129
5,004.36	0.29286	0.29413	0.29541	0.29671	0.29802	0.29935	0.30070	0.30207	0.30346	0.30486	0.30629	0.30773	0.30920
4,933.58	0.29098	0.29223	0.29350	0.29478	0.29608	0.29740	0.29873	0.30008	0.30145	0.30284	0.30425	0.30568	0.30713
4,862.79	0.28911	0.29035	0.29160	0.29287	0.29416	0.29546	0.29678	0.29811	0.29947	0.30084	0.30224	0.30365	0.30508
4,792.00	0.28727	0.28850	0.28973	0.29099	0.29226	0.29354	0.29485	0.29617	0.29751	0.29887	0.30024	0.30164	0.30306
4,721.21	0.28545	0.28666	0.28789	0.28913	0.29038	0.29165	0.29294	0.29425	0.29557	0.29691	0.29828	0.29966	0.30106
4,650.42	0.28366	0.28485	0.28606	0.28729	0.28853	0.28978	0.29106	0.29235	0.29366	0.29499	0.29633	0.29770	0.29908

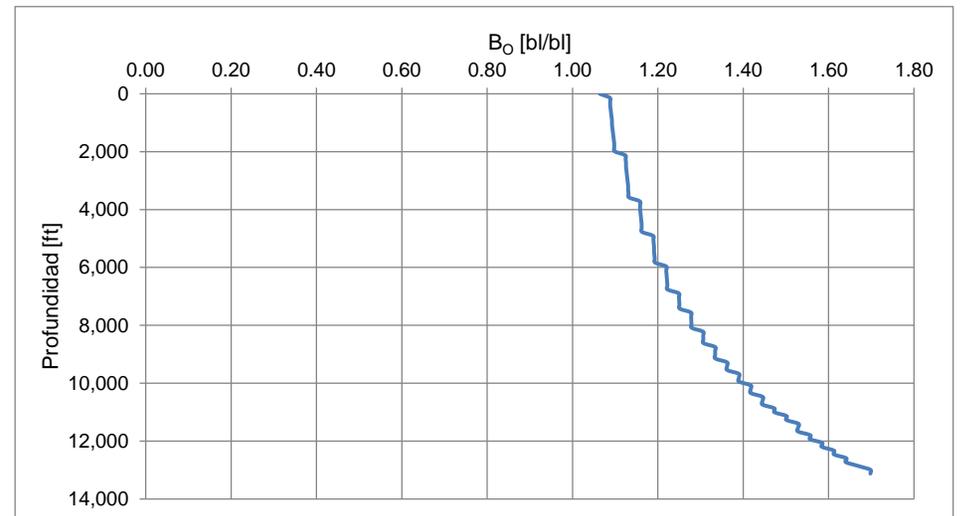
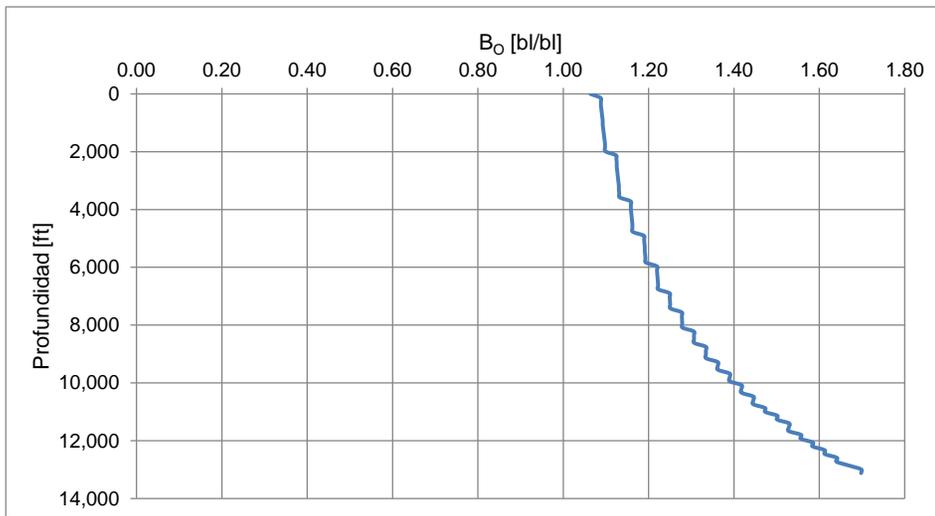
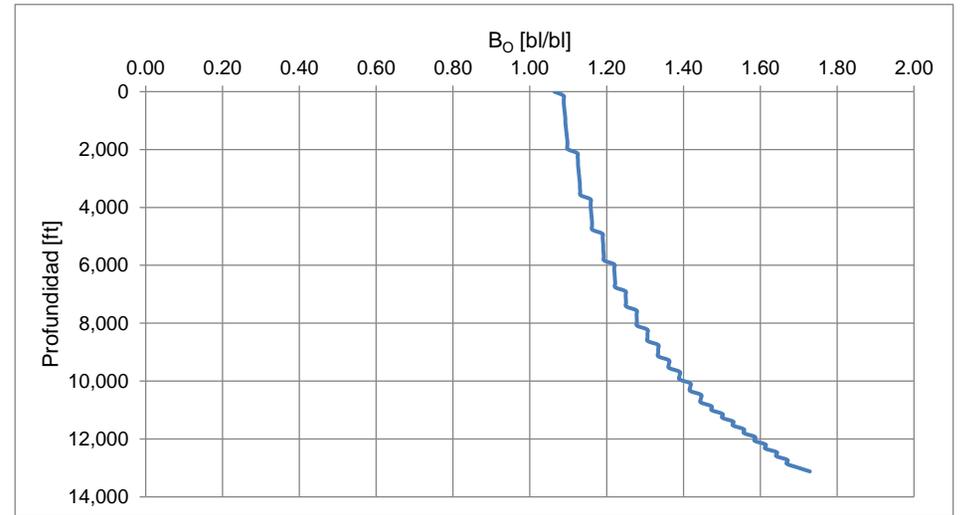
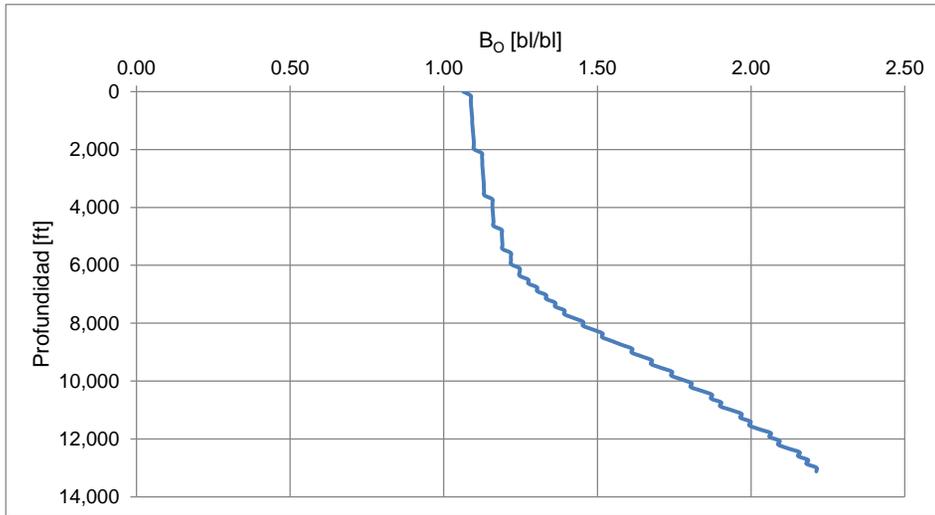
Anexo 5. Extracto de la matriz de Bo en función de p vs T .
Fuente: Elaboración propia

Proyecto_Tesis_4 - Excel												
ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA DESARROLLADOR												
Bg	4,247.83	4,226.22	4,204.72	4,183.33	4,162.04	4,140.87	4,119.80	4,098.84	4,077.98	4,057.24	4,036.59	4,016.06
	336.00	333.57	331.13	328.70	326.26	323.83	321.39	318.96	316.53	314.09	311.66	309.22
7,128.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7,057.21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,986.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,915.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,844.85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,774.06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,703.27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,632.48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,561.70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,490.91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,420.12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,349.33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,278.55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,207.76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,136.97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6,066.18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,995.39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,924.61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,853.82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,783.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,712.24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,641.45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,570.67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,499.88	0.0036097	0.0035712	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,429.09	0.0034801	0.0034407	0.0034012	0.0033616	0.0033219	-	-	-	-	-	-	-
5,358.30	0.0033536	0.0033133	0.0032729	0.0032324	0.0031918	0.0031511	0.0031103	0.0030693	-	-	-	-
5,287.52	0.0032304	0.0031892	0.0031480	0.0031066	0.0030651	0.0030234	0.0029817	0.0029399	0.0028979	0.0028559	0.0028137	0.0027714
5,216.73	0.0031107	0.0030686	0.0030265	0.0029841	0.0029417	0.0028992	0.0028566	0.0028138	0.0027710	0.0027280	0.0026849	0.0026417
5,145.94	0.0029947	0.0029517	0.0029086	0.0028654	0.0028220	0.0027786	0.0027350	0.0026914	0.0026476	0.0026037	0.0025597	0.0025156
5,075.15	0.0028826	0.0028387	0.0027946	0.0027505	0.0027062	0.0026618	0.0026173	0.0025727	0.0025280	0.0024832	0.0024383	0.0023933
5,004.36	0.0027746	0.0027297	0.0026847	0.0026396	0.0025944	0.0025491	0.0025037	0.0024581	0.0024125	0.0023667	0.0023209	0.0022749
4,933.58	0.0026709	0.0026251	0.0025791	0.0025331	0.0024869	0.0024406	0.0023942	0.0023478	0.0023012	0.0022545	0.0022076	0.0021607
4,862.79	0.0025719	0.0025251	0.0024781	0.0024311	0.0023840	0.0023367	0.0022894	0.0022419	0.0021943	0.0021467	0.0020989	0.0020510
4,792.00	0.0024777	0.0024299	0.0023820	0.0023340	0.0022858	0.0022376	0.0021893	0.0021408	0.0020923	0.0020436	0.0019948	0.0019460
4,721.21	0.0023887	0.0023399	0.0022910	0.0022420	0.0021928	0.0021436	0.0020943	0.0020448	0.0019953	0.0019456	0.0018958	0.0018460

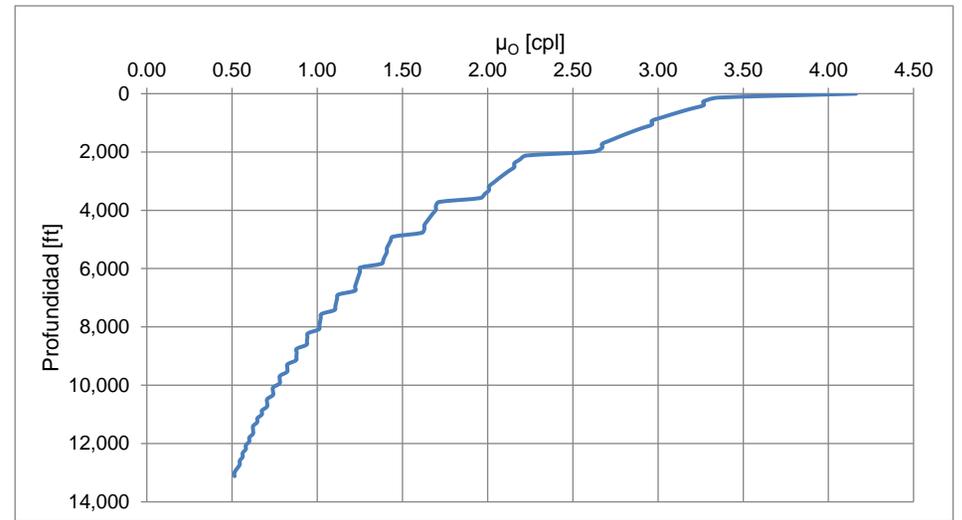
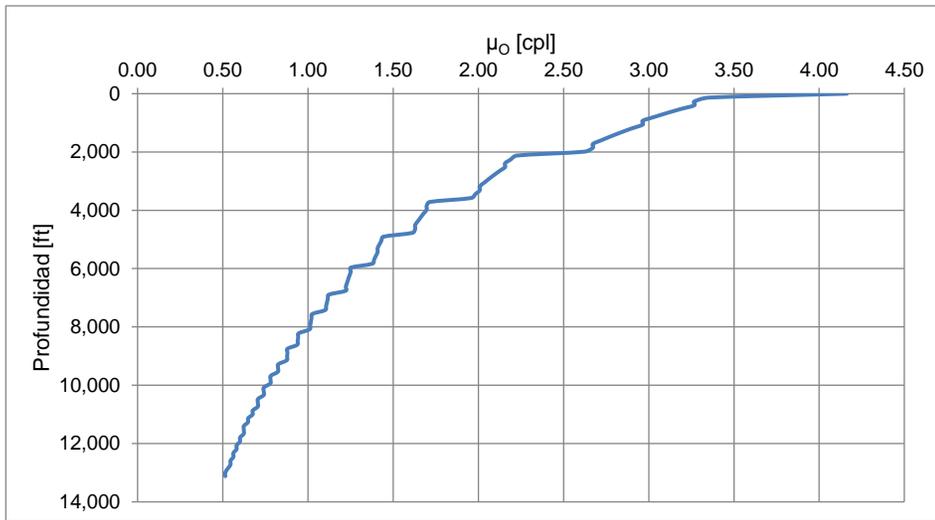
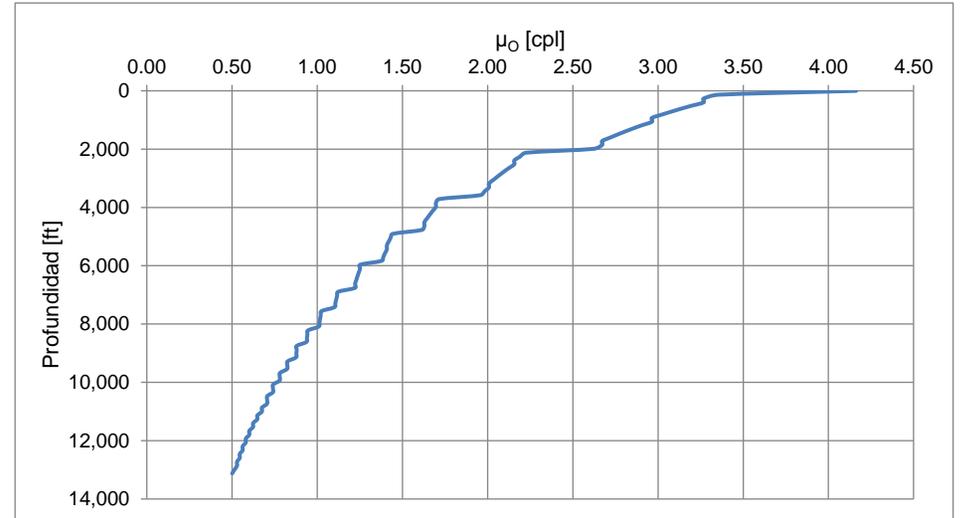
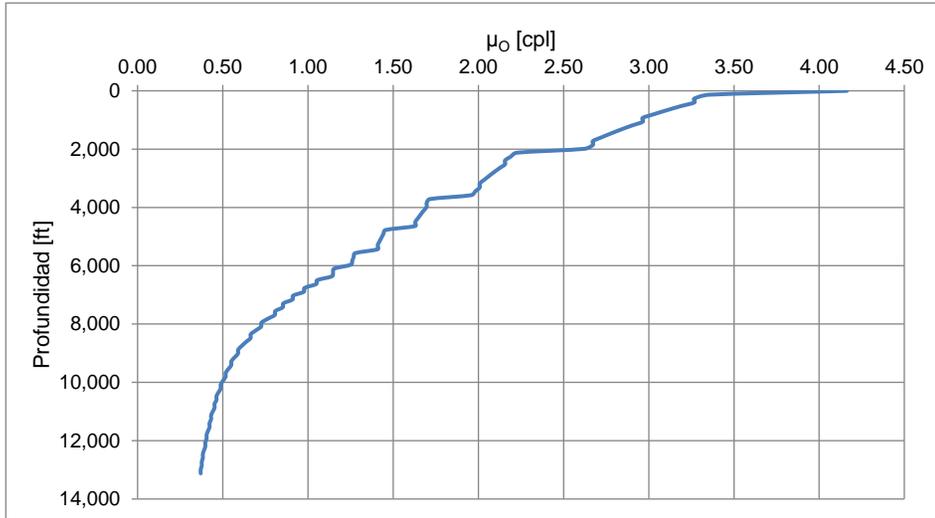
Anexo 6. Evolución del perfil de R_s con la iteración 5, 10, 15 y 20.
Fuente: Elaboración propia.



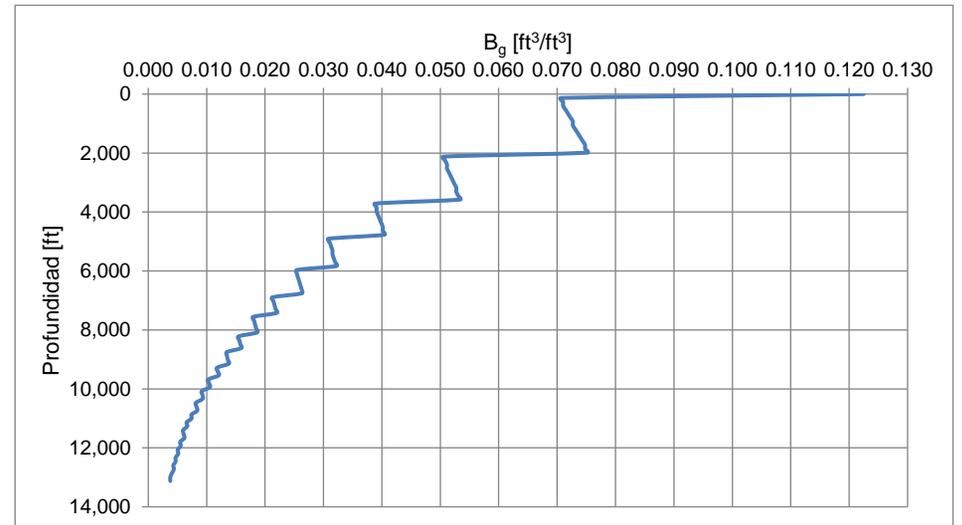
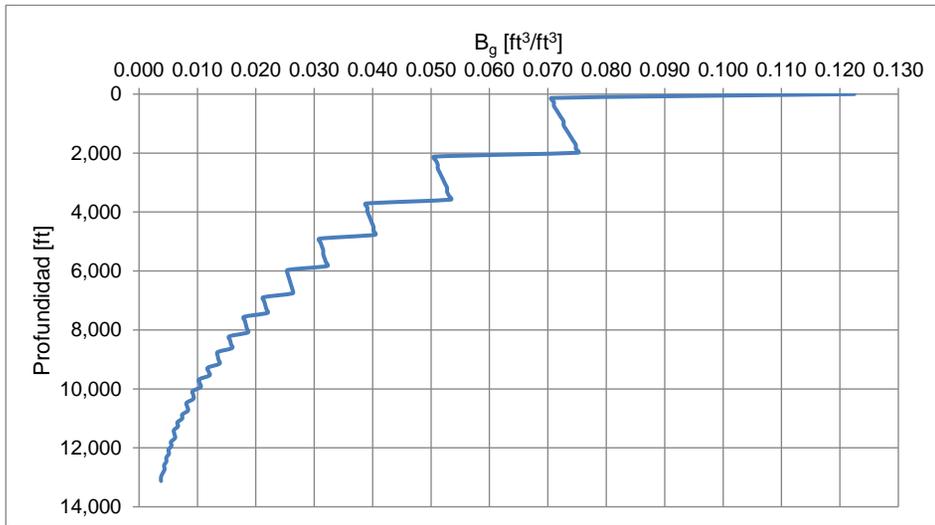
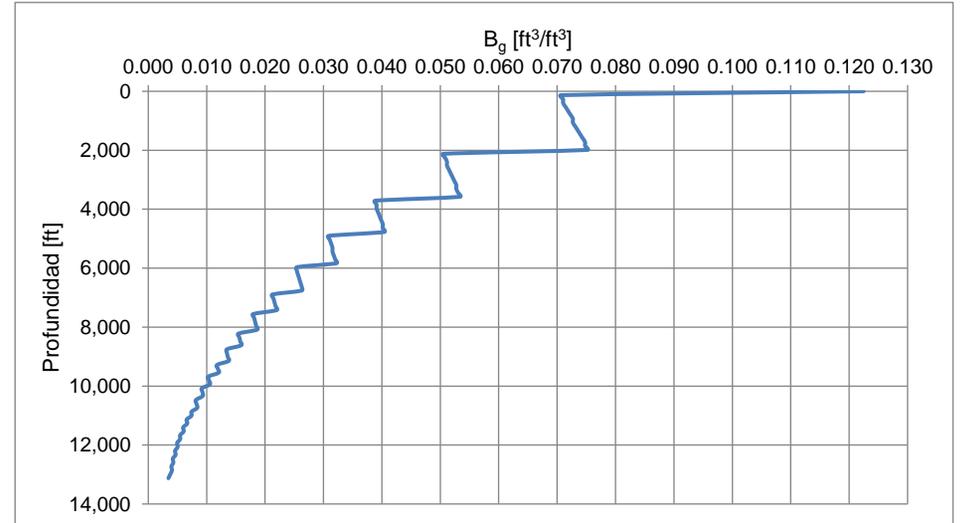
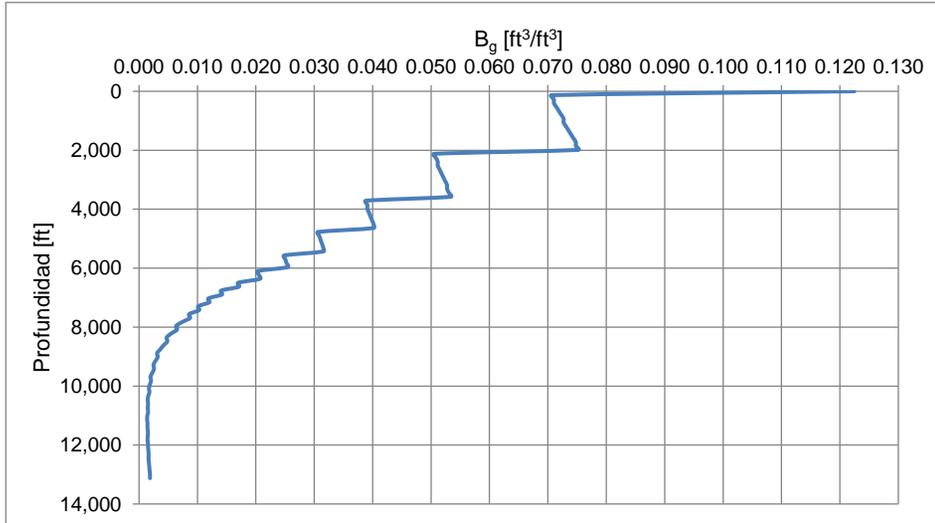
Anexo 7. Evolución del perfil de B_o en la iteración 5, 10, 15 y 20.
Fuente: Elaboración propia.



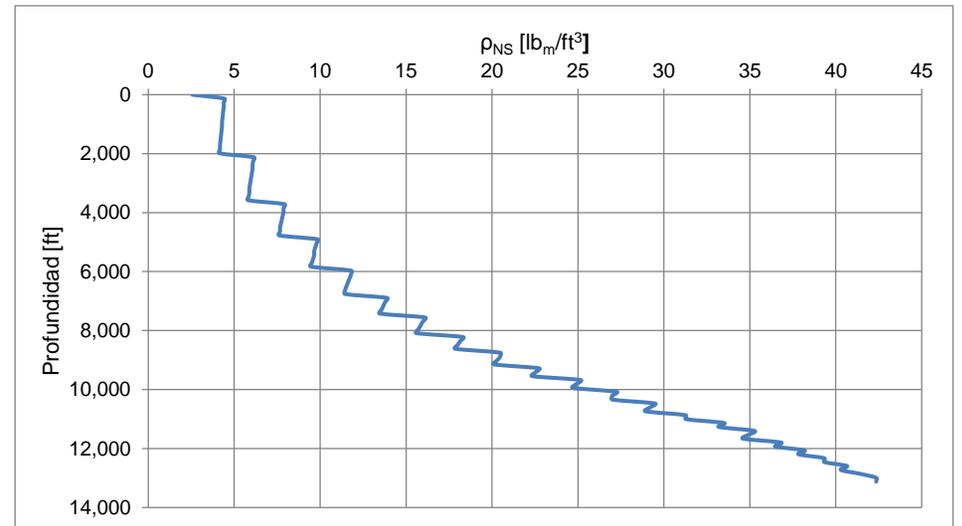
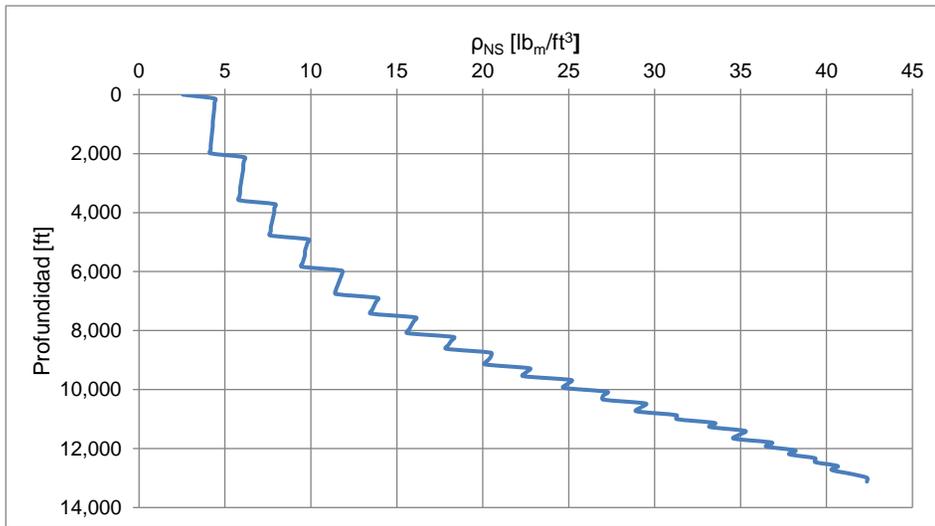
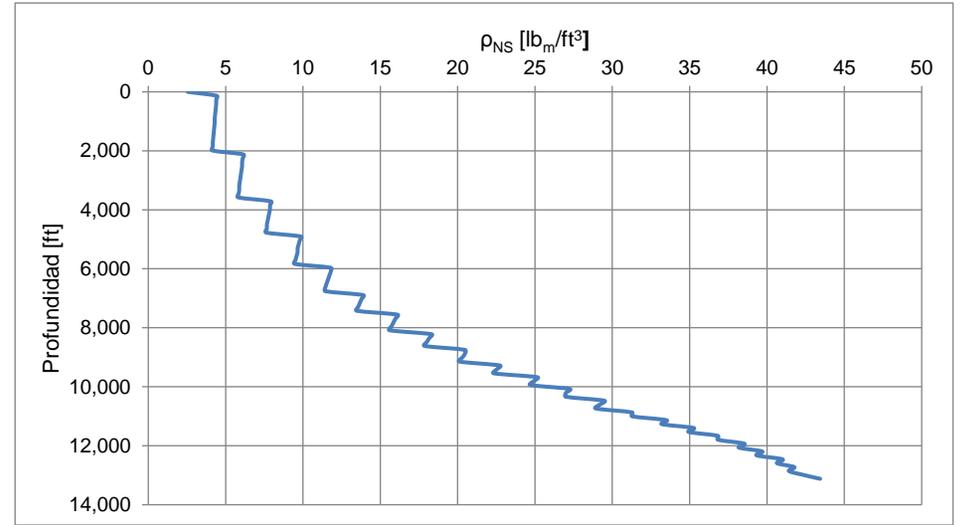
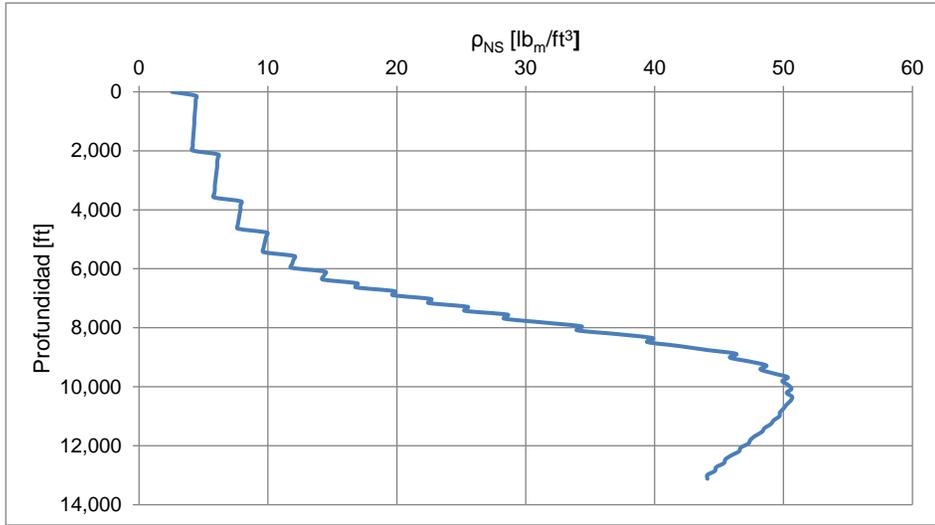
Anexo 8. Evolución del perfil de μ_o con la iteración 5, 10, 15 y 20.
Fuente: Elaboración propia.



Anexo 9. Evolución del perfil del Bg con la iteración 5, 10, 15 y 20.
Fuente: Elaboración propia.



Anexo 10. Evolución del perfil de ρ_{NS} en la iteración 5, 10, 15 y 20.
Fuente: Elaboración propia.



Anexo 11. Evolución del perfil de presión en la iteración 5, 10, 15 y 20.
Fuente: Elaboración propia.

