

**MODELADO Y SIMULACIÓN DEL FLUJO DE HIDROCARBUROS EN  
TUBERÍAS MEDIANTE EL MÉTODO DE MUKHERJEE & BRILL**

**GUSTAVO EDUARDO OVIEDO CELIS  
CESAR AUGUSTO CHAPARRO PARADA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2011**

**MODELADO Y SIMULACIÓN DEL FLUJO DE HIDROCARBUROS EN  
TUBERÍAS MEDIANTE EL MÉTODO DE MUKHERJEE & BRILL**

**GUSTAVO EDUARDO OVIEDO CELIS  
CESAR AUGUSTO CHAPARRO PARADA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el título de  
INGENIERO MECÁNICO**

**DIRECTOR  
Dr. Ing. DAVID ALFREDO FUENTES DÍAZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2011**

## **DEDICATORIA**

**A Dios y a mis Padres (Papá Luis Gustavo  
Mamá Flor de María) por regalarme el don de la vida.**

Mis nonitas (Trinidad (q.p.e.d) y Benedicta (q.p.e.d)), que siempre depositaron sus oraciones, caricias, palabras, antojos, lágrimas, su confianza, amor y ejemplo de vida en todo momento.

Mi FAMILIA. Mamá, Papá, Oscar, Fabio, Ricardo, María, Nonitas y Ana María, ustedes son y seguirán siendo mi razón de existir, mi ejemplo de vida y la motivación de seguir saliendo adelante.

Los AMIGOS, obviamente no pueden faltar en estas páginas. Son muchos los que la vida, de una manera u otra nos permite afortunadamente conocer y compartir, pero sí ustedes en Málaga, los de los Sauces en la Novena A; negro usted también es de los Sauces, los llevo en mis emociones y mis pensamientos, gracias parceritos.

A La Cruz Roja Colombiana especialmente a la Seccional Santander, ya que cuando no estaba aprendiendo de la U, estaba con ustedes aprendiendo de la vida y enriqueciéndome como persona.

**GUSTAVO EDUARDO.**

*A Dios, por protegerme y acompañarme durante todo el camino y permitirme cumplir esta etapa.*

*A mi padre, por su gran sabiduría, por sembrar la semilla de la curiosidad y las ganas de aprender, gracias viejo.*

*A mi madre, por ese apoyo incondicional y esa infinita paciencia e inmenso amor, esto es fruto de tu bondad.*

*A mi hermana, por estar ahí en los momentos que más la necesite, Lili: la quiero mucho.*

*A Carol, por brindarme tantas cosas maravillosas, por enseñarme, comprenderme, acompañarme, cuidarme y ser el motor que me impulsa a continuar y ser mejor cada día, siempre harás parte de mi vida!*

*A mis amigos, Juan Pablo, Diego A, Diego E, Jairito, Felipe, Julito, Menta, Don Burro, Fercho, Gustavo, Victor, Liliana, John, Padrino, Patricia, Chuchito, y muchísimos más, que me acompañaron y ayudaron de una u otra forma, gracias por tantos recuerdos.*

*A mi familia, por el apoyo y la confianza depositada en mí.*

*A mis profesores, a aquellos que ejercen su profesión con entrega y pasión, gracias por su ayuda, colaboración y consejos. Por soportar tantas preguntas y consultas, siempre los recordare.*

*A todos los que hicieron posible este sueño, infinitas gracias....*

**CESAR.**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores de este trabajo de grado agradecen sinceramente a:

La Universidad Industrial de Santander, especialmente a la Escuela de Ingeniería Mecánica, por su aporte a la formación profesional impartida por los profesores.

Ing. David Alfredo Fuentes Díaz, por su acompañamiento y asesoría durante el desarrollo del proyecto de grado como director.

Leonardo Arzuza Durán Ingeniero de Petróleos por su asesoría y recomendaciones.

Ing, Julián Jaramillo. Profesor de la escuela de Ingeniería Mecánica UIS. Por su colaboración e interés mostrado en la revisión y corrección del proyecto.

Campo Escuela Colorado por la colaboración brindada.

Compañer@s en la UIS, que de alguna u otra forma nos apoyaron en la carrera.

A nuestras familias, por su paciencia, apoyo y oraciones en esta etapa de formación.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	18
1. COMPORTAMIENTO DE FLUJO DE FLUIDOS EN VARIAS FASES.	20
1.1 EVOLUCIÓN DEL FLUIDO EN LA EXTRACCIÓN.	20
1.2 MÉTODO DE SOLUCIÓN.	22
1.3 CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO MULTIFÁSICO.	25
1.3.1 Categoría A.	26
1.3.2 Categoría B.	26
1.3.3 Categoría C.	26
1.4 DEFINICIÓN DE VARIABLES USADAS EN FLUJO MULTIFÁSICO.	26
1.4.1 Propiedades del petróleo.	27
1.4.1.1 Solubilidad del gas ( $R_s$ ).	27
1.4.1.2 Densidad del petróleo ( $\rho_0$ ).	27
1.4.1.3 Factor volumétrico ( $B_o$ ).	28
1.4.1.4 Viscosidad del petróleo ( $\mu_{od}$ ).	29
1.4.1.5 Compresibilidad ( $C_o$ ).	29
1.4.2 Propiedades del gas natural.	29
1.4.2.1 Gravedad específica ( $\gamma_g$ ).	30
1.4.2.2 Presión y temperatura pseudo crítica	30
1.4.2.3 Viscosidad del gas ( $\mu_g$ ).	31
1.4.2.4 Factor de compresibilidad ( $Z$ ).	32
1.4.2.5 Densidad del gas ( $\rho_g$ ).	33
1.4.2.6 Factor volumétrico ( $B_g$ ).	33
1.4.2.7 Compresibilidad del gas ( $C_g$ ).	33
1.4.3 Propiedades del agua.	34

1.4.3.1 Densidad del agua ( $\rho_w$ ).	34
1.4.3.2 Solubilidad del gas en el agua ( $R_{sw}$ ).	34
1.4.3.3 Factor volumétrico del agua ( $B_w$ ).	34
1.4.3.4 Viscosidad ( $\mu_w$ ).	35
1.5 PROPIEDADES DE LA MEZCLA.	35
1.5.1 Flujos volumétricos.	35
1.5.2 Velocidades.	36
1.5.3 Números de la mezcla.	37
1.5.4 Holdup líquido.	38
1.5.5 Holdup del líquido sin deslizamiento.	38
1.5.6 Viscosidad y densidad de la mezcla	38
1.6 PARÁMETROS DE CÁLCULO, SEGÚN LA CORRELACIÓN.	39
1.6.1 Holdup.	39
1.6.2 Patrones de flujo	40
1.6.3 Gradientes de presión.	43
1.6.3.1 Gradiente de presión total según Mukherjee & Brill	44
1.6.4 Factor de fricción.	47
2. WELL PREDICTION - V 1.0	49
2.1 DESARROLLO	49
2.1.1 Clases.	50
2.1.2 Dependencia de clases.	50
2.2 IMPLEMENTACIÓN	51
2.3 INTERFAZ.	58
2.3.1 Como usar Well Prediction 1.0	59
2.3.1.1 Iniciando Well Prediction 1.0.	59
2.3.1.2 Cargar datos de entrada.	60
2.3.1.3 Cálculo y visualización de resultados	67
2.3.1.4 Graficar.	67
2.3.1.5 Opciones de archivo y edición.	69

3. VALIDACIÓN DE RESULTADOS	71
3.1 COMPARACIÓN DE DATOS CON LA CORRELACIÓN DE HAGEDORN & BROWN.	71
3.1.1. Resultados	72
3.2 VALIDACIÓN POZO 37 CAMPO COLORADO	77
3.2.1 Campo Colorado	77
3.2.2 Pozo Colorado – 37	78
3.2.3 Curvas de comportamiento pozo Colorado 37.	84
4. CONCLUSIONES	88
5. RECOMENDACIONES	90
BIBLIOGRAFÍA	91

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Evolución del flujo en un pozo	21
Figura 2. Análisis numérico y división de un pozo	24
Figura 3. Diagrama de flujo para cálculo de una celda	25
Figura 4. Patrones para flujo vertical ascendente.	41
Figura 5. Diagrama de flujo para predecir el patrón de flujo	43
Figura 6. Volumen de control para flujo estratificado	45
Figura 7. Dependencia de Clases	51
Figura 8. Cálculo del gradiente de presión en la celda	56
Figura 9. Diagrama de flujo, cálculo del gradiente de presión	58
Figura 10. Acceso directo del archivo ejecutable	59
Figura 11. Entorno de Well Prediction 1.0	60
Figura 12. Menú Entrar Datos	62
Figura 13. Entrada de datos para el gas	63
Figura 14. Entrada de datos para el Petróleo	64
Figura 15. Entrada de datos para el Agua	64
Figura 16. Entrada de datos para el Pozo	65
Figura 17. Entrada de datos para los tramos	66
Figura 18. Mensaje de alerta, datos de entrada incompletos	66
Figura 19. Opción Calcular, en la barra de menú	67
Figura 20. Graficador de Well Prediction	68
Figura 21. Menú del graficador	68
Figura 22. Ubicación Campo Colorado	78
Figura 23. Colorado 37, Visita a campo Funcionarios Campo Escuela Colorado. Agosto – 2009	79
Figura 24. Esquema del estado Mecánico Colorado 37	83

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Coeficientes para determinar el Holdup del líquido [3].	40
Tabla 2. Factor de fricción $f_R$ para flujo anular [3].	48
Tabla 3. Métodos y Campos de las clases agua, gas y petróleo	52
Tabla 4. Variables y métodos, de la clase mezclas.	53
Tabla 5. Variables y métodos para el holdup, patrón de flujo y gradiente de presión	54
Tabla 6. Datos requeridos para el cálculo de un pozo	61
Tabla 7. Datos de entrada para el cálculo de un pozo	62
Tabla 8. Gráficas disponibles en el software	69
Tabla 9. Opciones de archivo y edición	69
Tabla 10. Datos del pozo a simular	72
Tabla 11. Información del muestreo	80
Tabla 12. Información pozo	80
Tabla 13. Datos de superficie	81
Tabla 14. Datos de yacimiento	81
Tabla 15. Datos de producción	81
Tabla 16. Análisis del fluido del yacimiento	81
Tabla 17. Tuberías y revestimientos	82

## LISTA DE GRÁFICAS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1. Tendencia profundidad y presión	73
Gráfica 2. Tendencia Factor de compresibilidad y presión	73
Gráfica 3. Tendencia Holdup y flujo de gas	74
Gráfica 4. Tendencia Profundidad y holdup	74
Gráfica 5. Tendencia Presión y Flujo de gas	75
Gráfica 6. Profundidad - presión	84
Gráfica 7. Holdup – flujo de gas	85
Gráfica 8. Profundidad - holdup	85
Gráfica 9. Presión – factor de compresibilidad	86

## RESUMEN

**TITULO:** MODELADO Y SIMULACIÓN DEL FLUJO DE HIDROCARBUROS EN TUBERÍAS MEDIANTE EL MÉTODO DE MUKHERJEE & BRILL\*

**AUTORES:** GUSTAVO EDUARDO OVIEDO CELIS  
CESAR AUGUSTO CHAPARRO PARADA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Flujo multifásico, Gradiente de Presión, Patrón de flujo, C++.

El diseño exacto de cadenas de tuberías de pozos de gas y petróleo, requieren de la habilidad de predecir el comportamiento del flujo en pozos. Los pozos normalmente producen una mezcla de líquido y gas, independientemente de si son pozos de gas o de petróleo. Este flujo multifásico es significativamente más complejo que el flujo en una sola fase. El objetivo principal de este proyecto estará centrado en el estudio del comportamiento de un fluido multifásico, a través de una tubería de extracción, apoyados de una herramienta computacional.

La correlación de Mukherjee & Brill fue la seleccionada para el estudio del flujo, esto debido a la rigurosidad de cálculo en el gradiente de presión, teniendo en cuenta los patrones de flujo, así como la dirección de la tubería entre otras buenas características. A cerca del lenguaje de programación, C++ fue el seleccionado, debido a las bondades y el alto nivel de desempeño en el desarrollo de software; dando nacimiento a Well Prediction 1.0, nombre del software desarrollado para predecir la caída de presión in pozos de crudo.

Los resultados obtenidos mostraron lo conveniente del uso de herramientas computacionales en este tipo de estudios, ayudando en cálculos largos. El análisis hecho con la correlación seleccionada, evidencia que esta es mas aplicable a pozos de flujo natural que a pozos con sistemas de levantamiento artificial. Así, Well Prediction 1.0 fue probado de dos maneras diferentes, la primera con otra herramienta computacional y la segunda con una hoja de datos reales de un pozo, mostrando ambas pruebas similitud en las curvas trazadas, de las diferentes propiedades.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Aspirantes al título de Ingeniero Mecánico de la Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director Dr. Ing. David Alfredo Fuentes Díaz

## ABSTRACT

**TITLE:** MODELING AND SIMULATION OF HYDROCARBONS FLOW IN PIPES, THROUGH MUKHERJEE & BRILL METHOD<sup>\*</sup>.

**AUTHORS:** GUSTAVO EDUARDO OVIEDO CELIS  
CESAR AUGUSTO CHAPARRO PARADA <sup>\*\*</sup>

**Keywords:** Multiphase Flow, Pressure gradient, Pattern flow, C++.

The accurate design of oil and gas well tubing strings requires the ability to predict flow behavior in the wells. Wells normally produce a mixture of gas and liquid, regardless of whether they are classified as oil wells or gas wells. This multiphase flow is significantly more complex than single phase flow. The aim of this project is going to be centered in studying the behavior of multiphase fluid across extraction piping, supporting of a computational tool.

Mukherjee & Brill was the chosen correlation to study the flow, this due to calculating pressure gradient severity, taking into account patterns flow as well the direction of the piping, among other good wheels. About programming language, C++ was the selected option, it because of the benefits and high level performance in development software, giving birth to Well Prediction 1.0, name of the development software to predict drop pressure in oil wells.

Obtained outcomes, showed how useful is a computational tool, in this kind of studies to help in large calculations. The made analysis with chosen correlation evidenced that it is more applicable for natural flow wells than wells with artificial lift systems. So, Well prediction 1.0, was tested in two different ways, the first one with another computational tool, and the second one with real datasheet of a wellbore, showing both tests, similarity in the plotting curves of different properties.

---

<sup>\*\*</sup> Mechanical Engineers Candidates, Universidad Industrial de Santander. Physical-Mechanics engineering Faculty. Mechanical Engineering school. Manager. Dr. Eng. David Alfredo Fuentes Díaz.

## INTRODUCCIÓN

Cuando se habla de flujo sanguíneo, transporte de material granulado, inyección de tintas de impresión, fluido seminal, estudio de la cavitación en bombas, flujo en tuberías de hidrocarburos, entre otros, es claro que el flujo en varias fases es inherente a todos estos. Las diversas aplicaciones que tiene el estudio de flujos en varias fases, hace indispensable la predicción de su comportamiento para garantizar la efectividad de estos procesos.

En la industria petrolera, una de las grandes tareas realizadas es la extracción de los hidrocarburos por medio de tuberías, en la cual se presenta una incertidumbre en el comportamiento del flujo a lo largo de la misma, debido fundamentalmente al cambio de presión y de temperatura en el flujo de fluidos, viéndose esto reflejado en la variación del patrón de flujo de fluidos multifásicos.

Específicamente tratándose del flujo de fluidos en tuberías, la caracterización y descripción del comportamiento del flujo de hidrocarburos a lo largo de tuberías de extracción es una herramienta útil, que permite estrategias en el diseño y puesta en marcha de proyectos de los sistemas de producción y transporte, la mejora del recobro de los mismos y por ende lograr incrementar la producción de hidrocarburos, que es el principal objetivo de la industria del petróleo.

Históricamente, la predicción del comportamiento de flujos multifásicos se ha llevado a cabo mediante tres formas: experimentalmente, teóricamente y computacionalmente, de las cuales en este proyecto se ha seleccionado la última. En el procedimiento experimental difieren en gran medida los modelos a escala de los prototipos, así como la sensibilidad de la instrumentación, lo cual se ve reflejado en la inexactitud de los datos obtenidos. Así mismo, en el método

teórico, la complejidad de las ecuaciones y las diferentes variables que llevan implícitas los fluidos multifásicos, hacen difícil encontrar soluciones exactas para un determinado tipo de flujo. De esta forma, el método computacional, gracias al avance de la informática y la disponibilidad, tanto de computadores personales como software de programación amigable al usuario, ha mostrado ser una herramienta eficiente y confiable para la predicción de datos mediante procesos iterativos usando métodos numéricos, los cuales serían dispendiosos al realizarlos manualmente.

Este trabajo pretende aportar en el desarrollo tecnológico mediante la selección de correlaciones de flujo requeridas para el diseño de sistemas de producción y recolección de crudo, aplicables a los crudos del país específicamente a los de la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM), donde Campo Escuela Colorado, entidad académico-administrativa formada por convenio entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A, realiza operaciones, asesoría y consultoría en áreas afines al sector de hidrocarburos.

## **1. COMPORTAMIENTO DE FLUJO DE FLUIDOS EN VARIAS FASES.**

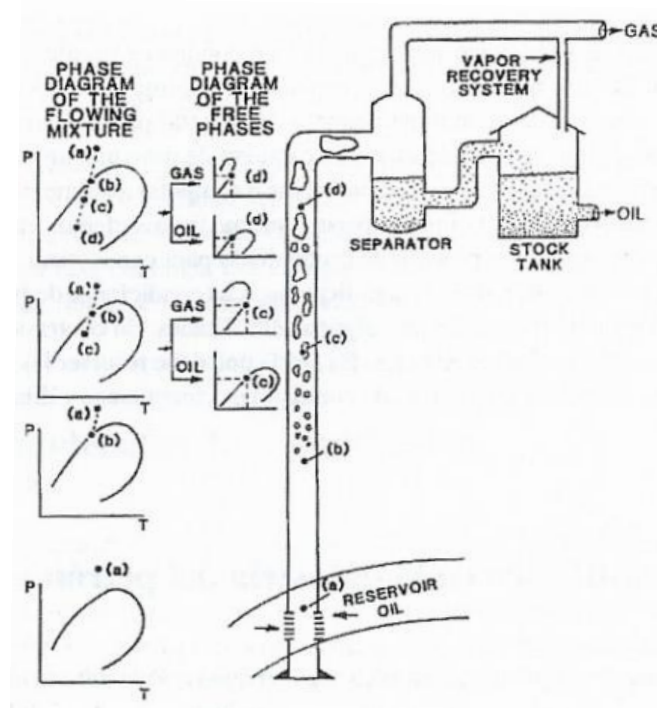
El petróleo, como fuente de energía clave para el desarrollo económico de un país, genera expectativas en cuanto a la productividad que se pueda obtener de un campo petrolífero. Aspectos como la calidad del crudo, referido a su composición, la cantidad del mismo, la vida útil del pozo perforado, la complejidad de las operaciones, entre otros factores, obliga al diseño de estrategias que contribuyan a la producción máxima posible del crudo, y saber aproximadamente si es posible el retorno de la inversión hecha en estos proyectos de gran envergadura. Y es allí donde estudios sobre los comportamientos del petróleo y demás componentes que fluyen del yacimiento, ayudan en gran medida a tener una idea del comportamiento real del flujo, y de esta forma, adquirir información que facilite el diseño de pozo, es decir, tener datos sobre los cuales decidir qué tipos de tubería implementar, tener una idea aproximada sobre la producción y concluir según la energía del yacimiento, si el pozo fluye naturalmente a la superficie o requiere sistemas de levantamiento artificial.

### **1.1 EVOLUCIÓN DEL FLUIDO EN LA EXTRACCIÓN.**

Al realizar la perforación y encontrar el lecho donde se halla ubicado el depósito de crudo, este puede contener tres fases (gas, agua y petróleo). En este caso el flujo multifásico se inicia en la boca del pozo. Por otro lado el gas puede estar presente en solución con el crudo en la boca del pozo (gas libre saturado en el crudo), como se ilustra en la Figura 1, debido fundamentalmente a las condiciones de presión y temperatura del pozo (a). En este caso el gas aparece como una fase separada, solo cuando el fluido sube por la tubería lo suficiente hasta que la presión esté por debajo de la presión del punto de burbuja (b), se presenta un flujo

en dos fases, gas/líquido, donde el flujo de gas continuará aumentando conforme aumente la caída de la presión (c) y (d).

**Figura 1. Evolución del flujo en un pozo**



Así como la presión y la temperatura son las variables que definen un diagrama de fases, existen una serie de variables interrelacionadas, que permiten predecir y cuantificar el comportamiento del flujo. Caracterizando cada fase del flujo multifásico con propiedades físicas, tales como: densidad, solubilidad, viscosidad y compresibilidad entre otras, las cuales se pueden interrelacionar para obtener datos de una mezcla, la cual tiene características propias y de cada fase.

Adicionalmente, existen parámetros que contribuyen al estudio del flujo a lo largo de la tubería de extracción, tales como, el patrón de flujo, el holdup<sup>1</sup> y el factor de

<sup>1</sup> El holdup se define como la relación entre el volumen de líquido que ocupa un segmento de tubería y el volumen del segmento de tubería (1.5.4 - Pag. 22).

fricción, que permiten conocer cómo se desplaza cada fase y qué tanto espacio es ocupado por cada una de ellas en una sección transversal.

Teniendo en cuenta todas estas variables se tienen las herramientas para modelar y predecir el comportamiento de estos flujos y el fenómeno que ellos manifiestan, de esta forma, se generan elementos de criterio ingenieril que facilitan cálculos de diseño en tuberías, sistemas de levantamiento artificial en caso de ser necesario y proyección de producción de petróleo y gas.

## 1.2 MÉTODO DE SOLUCIÓN.

Cuando se realizan cálculos para la evolución de la presión es necesario integrar el gradiente de presión en toda la longitud del pozo. De esta forma la caída de presión total es [1]:

$$\Delta P = \int_0^L \frac{dP}{dL} dL \quad 1.1$$

Para fluidos compresibles y ligeramente compresibles el gradiente de presión varía a través de la longitud del pozo. Lo anterior es cierto para flujos multifásicos y para crudos por debajo del punto de burbuja, debido a que la temperatura también varía a través del pozo. La ecuación para la caída de presión requiere que las ecuaciones para el gradiente de presión y para el gradiente de la entalpía sean resueltas simultáneamente por medio de una estrategia numérica.

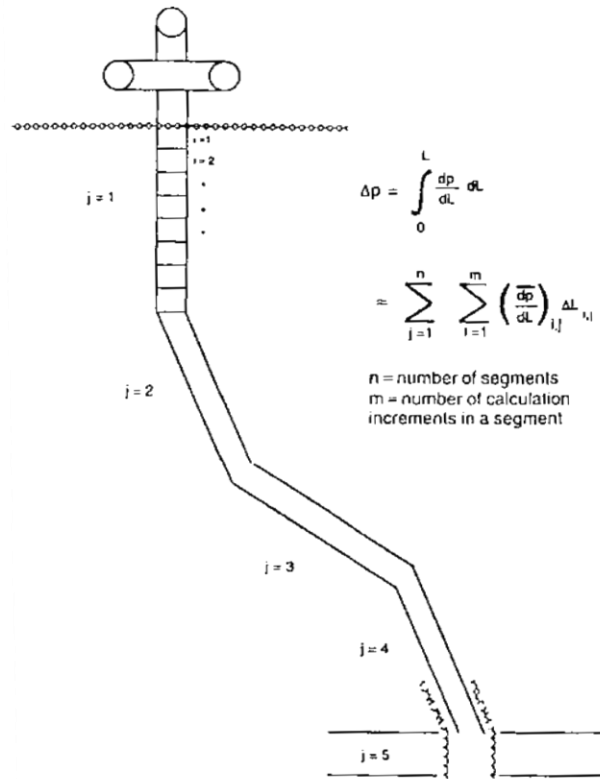
Las dos ecuaciones están acopladas en las variables de presión y temperatura, respectivamente a través de la densidad. Por lo tanto, es necesario, por un lado, disponer de un mecanismo de cálculo de prueba y error, donde a partir de una presión y temperatura a la salida supuestas, se itere hasta encontrar convergencia en la presión y temperatura de salida calculadas, que, para nuestro caso, serán

intervalos discretos de longitud a lo largo de la tubería llamados celdas; y por otro lado, es necesario disponer de un algoritmo de cálculo de las ecuaciones de estado de las sustancias presentes en la mezcla, es decir, las correlaciones necesarias para el cálculo de las diferentes propiedades según la correlación a usar.

La estrategia numérica global usada, normalmente corresponde a una estrategia de avance. A partir de un valor inicial, por ejemplo en la parte superior del pozo, se determinan las condiciones en algún punto aguas arriba del flujo, que serán las condiciones de entrada del siguiente paso, avanzando hasta el inicio del yacimiento, integrando las ecuaciones del gradiente de presión (celda) y entalpía (correlaciones) a través de pequeños incrementos de longitud.

La Figura 2, muestra un pozo típico que se dividió en cinco segmentos de tubería. Cada segmento aparece como resultado de un cambio significativo en el ángulo de inclinación o del diámetro. Para las consideraciones dentro del proyecto se requerirán segmentos o nodos donde se presenten cambios en el flujo másico, diámetro y rugosidad de la tubería.

**Figura 2. Análisis numérico y división de un pozo**



Los segmentos pueden ser lo suficientemente largos de manera que exista un cambio significativo del gradiente de presión en el segmento debido a cambios en variables tales como la densidad, velocidades superficiales locales o el patrón de flujo. De esta forma el tramo de tubería es necesario dividirlo en pequeños incrementos (celdas) de los cuales el gradiente de presión se pueda considerar constante.

En tal caso se puede calcular la caída de presión de la siguiente forma [1]:

$$\Delta P = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m \frac{dP}{dL}_{i,j} \Delta L_{i,j} \quad 1.2$$

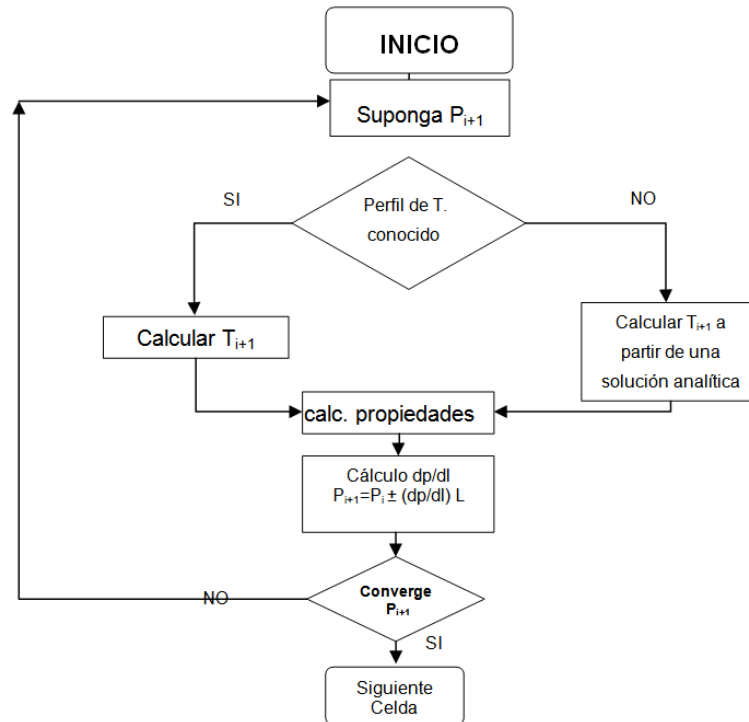
Donde

$n$  = Número de tramos en el pozo

$m$  = Número de celdas por tramo presente en el pozo

El cálculo de la evolución de presión en una celda a partir de una presión  $P_i$  y una temperatura  $T_i$ , hasta determinar la presión  $P_{i+1}$  y la temperatura  $T_{i+1}$ , se muestra en la Figura 3. La secuencia de cálculo presentada se repite para todas las celdas en cada uno de los tramos.

**Figura 3. Diagrama de flujo para cálculo de una celda**



### 1.3 CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO MULTIFÁSICO.

Tratar los flujos como una mezcla homogénea no es normalmente real, resultando esto en predicciones pobres del comportamiento del flujo [1]. Una tendencia para mejorar las predicciones del comportamiento del flujo, incluye correlaciones empíricas y la consideración de un flujo de fluidos. De esta forma podemos clasificar las correlaciones empíricas en tres categorías:

### **1.3.1 Categoría A.**

Flujo homogéneo, no se tiene en cuenta el patrón de flujo. Se asume que el gas y el líquido viajan a la misma velocidad. No hay distinción del patrón de flujo.

### **1.3.2 Categoría B.**

Se considera deslizamiento, no se tiene en cuenta el patrón de flujo. Debido a que el líquido y el gas pueden viajar a diferentes velocidades, se debe disponer de un método para calcular la porción de tubería ocupada por el líquido en cualquier ubicación.

### **1.3.3 Categoría C.**

Se considera deslizamiento, se tiene en cuenta el patrón de flujo. Se requieren correlaciones para determinar el holdup de líquido, el factor de fricción y métodos para predecir el patrón de flujo. Una vez que se ha establecido el patrón de flujo, se establece la correlación apropiada para el holdup de líquido y el factor de fricción. La correlación de Mukherjee & Brill [1] está incluida dentro de esta categoría por su rigurosidad frente al cálculo de la caída de presión y demás parámetros.

## **1.4 DEFINICIÓN DE VARIABLES USADAS EN FLUJO MULTIFÁSICO.**

En el estudio del flujo multifásico, conocer el comportamiento de cada fase de la mezcla individualmente y a la vez cómo afecta su movimiento e interacción a las demás es fundamental para utilizar las correlaciones adecuadas, así como la precisión de sus resultados. A continuación se describirán las propiedades de los

tres fluidos que conforman la mezcla (petróleo, gas y agua) y que serán necesarias para el desarrollo del cálculo de la correlación de Mukherjee & Brill.

#### 1.4.1 Propiedades del petróleo.

Las propiedades estudiadas para el petróleo incluyen la solubilidad del gas, factor volumétrico del petróleo, la viscosidad y la compresibilidad.

**1.4.1.1 Solubilidad del gas ( $R_s$ ).** Se define como el volumen de gas disuelto por barril de crudo a unas condiciones de presión y temperatura, que en el caso de ser estándar (14,7 [psia] y 60 [°F] respectivamente) se define como la relación gas-crudo (GOR). La solubilidad del gas permanece constante a presiones por encima de la presión de burbuja. El  $R_s$  cae cuando la presión disminuye, si la presión está por debajo de la presión de burbuja. La correlación a usar para el cálculo de  $R_s$  es [2]:

$$R_s = \gamma_g \frac{P}{18,2} + 1,4 * \frac{10^{0,0125*API} 1,2048}{10^{0,00091T}} \quad 1.3$$

Donde

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas

API = Grados API del crudo

T = Temperatura [°F]

P = Presión [psia]

La solubilidad del gas se usa con frecuencia para cálculos volumétricos del petróleo y gas.

**1.4.1.2 Densidad del petróleo ( $\rho_0$ ).** Se define como la masa por unidad de volumen en [lb/ft<sup>3</sup>]. Debido al contenido de gas, la densidad del petróleo es dependiente de la presión. La densidad del petróleo en condiciones estándar se

conoce como la gravedad API, y su respectiva relación con la densidad en el tanque de almacenamiento es [2]:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad 1.4$$

Donde

$\gamma_o$  = Gravedad específica del petróleo

Para el cálculo de la densidad a presiones y temperaturas elevadas, Ahmed propuso la siguiente correlación [3]:

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_o}{0,972 + 0,000147 R_s \frac{\gamma_g}{\gamma_o} + 1,25T}^{1,175} \quad 1.5$$

Donde

$\gamma_g$  = Gravedad específica del gas.

1.4.1.3 Factor volumétrico (Bo). EL factor volumétrico del petróleo se define como el volumen ocupado en el yacimiento a la presión y temperatura de yacimiento por unidad de volumen de crudo en las condiciones de almacenamiento en superficie más el gas disuelto [4]:

$$B_o = 0,9759 + 0,00012 R_s \frac{\gamma_g}{\gamma_o} + 1,25 \quad 1.6$$

Siempre es mayor que uno debido a que el crudo disuelve más gas en condiciones de yacimiento que en condiciones de almacenamiento. A una determinada temperatura en el yacimiento, Bo permanece relativamente constante a presiones por encima de la presión de burbuja. El factor volumétrico desciende cuando la presión disminuye por debajo de la presión de burbuja.

1.4.1.4 Viscosidad del petróleo ( $\mu_{od}$ ). Es un parámetro empírico usado para la descripción de la resistencia al flujo de un fluido. La viscosidad del petróleo es de interés en la entrada al pozo y cálculos hidráulicos en producción.

La correlación para el cálculo de la viscosidad es [1]:

$$\mu_{od} = 0,32 + \frac{1,8 \times 10^7}{API^{4,53}} \frac{360}{T + 200}^A \quad [\text{cp}] \quad 1.7$$

Donde

$$A = 10^{0,43 + \frac{8,33}{API}}$$

1.5.1.5 Compresibilidad ( $C_o$ ). La compresibilidad se define como la variación del volumen con la presión a temperatura constante. Para su cálculo se usa la correlación empírica desarrollada por Vazquez y Beggs [1]:

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17,2T - 1180\gamma_{g100} + 12,61\gamma_{API}}{10^5 P} \quad 1.8$$

Donde

$$\gamma_{g100} = \gamma_g \left[ 1,0 + 5,912 \times 10^{-5} \gamma_{API} T \log \frac{P}{114,7} \right]$$

es la gravedad específica del gas a una presión de 100 [psia].

## 1.4.2 Propiedades del gas natural.

Las propiedades estudiadas incluyen la gravedad específica, la presión y temperaturas pseudo críticas, factor de compresibilidad, la densidad del gas, el factor volumétrico y la compresibilidad del gas.

1.4.2.1 Gravedad específica ( $\gamma_g$ ). La relación entre el peso molecular del gas y la del aire se conoce como gravedad específica. Conocida la composición del gas con sus componentes y sus respectivas fracciones molares, el peso molecular aparente del gas se puede calcular usando la regla de las mezclas de gases ideales [2]:

$$MW_g = \sum_{i=1}^n Y_i MW_i \quad 1.9$$

Donde  $MW_i$  es el peso molecular del componente  $i$ , y  $n$  es el número de componentes presentes en el gas. Definido el peso molecular del gas, la gravedad específica es [2]:

$$\gamma_g = \frac{MW_g}{28,97} \quad 1.10$$

1.4.2.2 Presión y temperatura pseudo crítica. De forma similar al cálculo del peso molecular del gas, se pueden determinar las propiedades críticas del gas basándose en las propiedades críticas de los componentes individuales y de la regla de las mezclas de gases ideales.

Para la presión pseudo crítica [2]:

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} \quad 1.11$$

Y para la temperatura pseudo crítica [2]:

$$T_{sc} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \quad 1.12$$

Donde  $P_{ci}$  y  $T_{ci}$  son las presiones y temperaturas críticas del componente  $i$  respectivamente.

En algunas situaciones la composición del gas no es conocida, para tal caso disponiendo de la gravedad específica  $T_{sc}$  y  $P_{sc}$  se calculan con [2]:

$$P_{sc} = 709,604 - 58,718 \gamma_g \quad 1.13$$

$$T_{sc} = 170,491 - 307,344 \gamma_g \quad 1.14$$

Para la presión y temperatura pseudo crítica respectivamente.

1.4.2.3 Viscosidad del gas ( $\mu_g$ ). Al igual que el petróleo, la viscosidad del gas puede ser determinada en cartas o por medio de correlaciones. La correlación de Carr [12] involucra un cálculo en dos pasos. Primero se calcula la viscosidad a presión y temperatura atmosférica a partir de la gravedad específica y parte de la composición del gas. Luego se ajusta el valor obtenido a las condiciones de presión reales por medio de un factor de corrección basado en la temperatura y presión reducidas del gas [3]:

$$\mu_1 = \mu_{1HC} + \mu_{1N2} + \mu_{1CO2} + \mu_{1H2S} \quad 1.15$$

$\mu_1$  = Viscosidad a presión atmosférica

Donde

$$\begin{aligned} \mu_{1HC} = & 8,188 \times 10^{-3} - 6,15 \times 10^{-3} \log \gamma_g \\ & + 1,709 \times 10^{-5} - 2,06201 \times 10^{-6} \gamma_g T \end{aligned}$$

$$\mu_{1N2} = 9,59 \times 10^{-3} + 8,48 \times 10^{-3} \log \gamma_g y_{N2}$$

$$\mu_{1CO2} = 6,24 \times 10^{-3} + 9,08 \times 10^{-3} \log \gamma_g y_{CO2}$$

$$\mu_{1H2S} = 3,73 \times 10^{-3} + 8,49 \times 10^{-3} \log \gamma_g y_{H2S}$$

$y_{N2}, y_{CO2}, y_{H2S}$  son las fracciones molares de los gases y (T) la temperatura de la mezcla en [°F]

Dempsey (1965) desarrolló la siguiente correlación [3]:

$$\mu_r = \ln \frac{\mu_g}{\mu_1} T_{pr} \quad 1.16$$

$$\begin{aligned}
\mu_r = & a_0 + a_1 P_{pr} + a_2 P_{pr}^2 + a_3 P_{pr}^3 \\
& + T_{pr} a_4 + a_5 P_{pr} + a_6 P_{pr}^2 + a_7 P_{pr}^3 \\
& + T_{pr}^2 a_8 + a_9 P_{pr} + a_{10} P_{pr}^2 + a_{11} P_{pr}^3 \\
& + T_{pr}^3 a_{12} + a_{13} P_{pr} + a_{14} P_{pr}^2 + a_{15} P_{pr}^3
\end{aligned}
\tag{1.17}$$

Donde las constantes  $a_0$  hasta  $a_{15}$  se definen como:

$a_0 = -2,46211820$	$a_1 = 2,97054714$	$a_2 = -0,28626405$
$a_3 = 0,00805420$	$a_4 = 2,80860949$	$a_5 = -3,498003305$
$a_6 = 0,36037302$	$a_7 = -0,01044324$	$a_8 = -0,79338568$
$a_9 = 1,39643306$	$a_{10} = -0,14914493$	$a_{11} = 0,00441016$
$a_{12} = 0,08393872$	$a_{13} = -0,18640885$	$a_{14} = 0,02033679$
$a_{15} = -0,00060958.$		

Calculado  $\mu_r$ , la viscosidad del gas a la presión de trabajo se puede calcular de la siguiente manera:

$$\mu_g = \frac{\mu_1}{T_{pr}} e^{\mu_r}
\tag{1.18}$$

1.4.2.4 Factor de compresibilidad (Z). También conocido como el factor de desviación del comportamiento de un gas ideal. Comúnmente el factor Z se estima basado en la carta de Standing y Kartz. La correlación que desarrollaron Beggs y Brill, basada en un código de cálculo lo suficientemente exacto para la mayoría de cálculos en ingeniería [3]:

$$A = 1,39(T_{pr} - 0,92)^{0,5} - 0,36T_{pr} - 0,10$$

$$B = 0,62 - 0,23T_{pr} P_{pr} + \frac{0,066}{T_{pr} - 0,86} - 0,037 P_{pr}^2 + \frac{0,32 P_{pr}^6}{10^E}$$

$$C = 0,132 - 0,32 \log T_{pr}$$

$$D = 10^F$$

$$E = 9 T_{pr} - 1$$

$$F = 0,3106 - 0,49T_{pr} + 0,1824T_{pr}^2$$

Y para Z, se tiene:

$$Z = A + \frac{1 - A}{e^B} + C * P_{pr}^D \quad 1.19$$

1.4.2.5 Densidad del gas ( $\rho_g$ ). Debido a que el gas es compresible, su densidad depende de la presión y la temperatura. Tomando aire con un peso molecular de 28,97, la densidad se puede escribir de la siguiente forma [1]:

$$\rho_g = \frac{2.70 P \gamma_g}{ZT} \quad 1.20$$

Donde

$\rho_g$  = densidad del gas, lbm/ft<sup>3</sup>,

$z$  = factor de compresibilidad del gas,

$T$  = temperatura, °R,

$P$  = presión, psi.

1.4.2.6 Factor volumétrico ( $B_g$ ). El factor volumétrico del gas se define como la relación entre el volumen del gas en condiciones del yacimiento, respecto al volumen del gas en condiciones estándar [1]:

$$B_g = 0,005405 \frac{ZT}{P} \quad 1.21$$

1.4.2.7 Compresibilidad del gas ( $C_g$ ). La compresibilidad de un gas es una medida del cambio del volumen relativo como respuesta al cambio de presión, y se define como [1]:

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} \quad 1.22$$

### 1.4.3 Propiedades del agua.

El agua puede jugar un papel importante en los cálculos del flujo multifásico. Además de las propiedades físicas del agua, son de particular interés la solubilidad del gas, el factor volumétrico, la viscosidad, la tensión superficial y la compresibilidad.

1.4.3.1 Densidad del agua ( $\rho_w$ ). En condiciones estándar la densidad del agua es de 62,4 lb/ft<sup>3</sup>. Despreciando la solubilidad del gas en el agua, la densidad se puede escribir como [2]:

$$\rho_w = \frac{62,4}{B_w} \frac{lbm}{ft^3} \quad 1.23$$

1.4.3.2 Solubilidad del gas en el agua ( $R_{sw}$ ). La solubilidad de los gases hidrogenados en agua es inversamente proporcional al peso molecular. Ahmed [4] sugiere el uso de la siguiente correlación para determinar  $R_{sw}$ :

$$R_{sw} = A + BP + CP^2 \quad 1.24$$

Donde

$$A = 2,12 + 3,45 \times 10^{-3} T - (3,59 \times 10^{-5}) T^2$$

$$B = 0,0107 - 5,26 \times 10^{-5} T + (1,48 \times 10^{-7}) T^2$$

$$C = - 8,75 \times 10^{-7} + 3,9 \times 10^{-9} T - (1,02 \times 10^{-11}) T^2$$

1.4.3.3 Factor volumétrico del agua ( $B_w$ ). Debido a que la solubilidad del gas en el agua es baja comparada con la del petróleo, una práctica común es despreciar la compresibilidad y la solubilidad del gas en el agua. En las situaciones actuales de campo, el agua contiene gas en solución y de esta forma, se hincha bajo una reducción de presión. Gould [5], propone la siguiente correlación empírica para determinar  $B_w$ :

$$B_w = 2,0 + 1,2x10^{-4}T + 1,0x10^{-6}T^2 - 3,33x10^{-6}P \text{ [bbl/stbw]} \quad 1.25$$

Con T en [°F] y P en [psia].

1.4.3.4 Viscosidad ( $\mu_w$ ). La viscosidad del agua aumenta con la presión y los sólidos disueltos, y disminuye con la solubilidad del gas. Van Wingen [13] presentó una correlación para la viscosidad del agua dependiente de la temperatura:

$$\mu_w = \exp(1,003 - 1,479x10^{-2}T + 1,982x10^{-5}T^2) \quad 1.26$$

## 1.5 PROPIEDADES DE LA MEZCLA.

Al ejecutar cálculos para flujo multifásico, las ecuaciones de flujo monofásico se modifican para tener en cuenta la presencia de una segunda fase.

### 1.5.1 Flujos volumétricos.

Conocer el volumen de cada fluido (petróleo, gas y agua) por unidad de tiempo, es una forma clara de cuantificar y entender cómo la mezcla va cambiando a lo largo de la tubería. Se definen a continuación el flujo volumétrico para los tres fluidos de trabajo [2].

$$q_o = q_{osc}B_o \quad 1.27$$

$$q_w = q_{wsc}B_w \quad 1.28$$

$$q_g = (q_{gsc} - q_{osc}R_s - q_{wsc}R_{sw})B_g \quad 1.29$$

Donde

$q_o$ = Flujo volumétrico del petróleo [ft<sup>3</sup>/s]

$q_w$ = Flujo volumétrico del agua [ft<sup>3</sup>/s]

$q_g$ = Flujo volumétrico del gas[ft<sup>3</sup>/s]

$q_{0sc}$ = Flujo volumétrico del petróleo a condiciones estándar [ft<sup>3</sup>/s]

$q_{wsc}$ = Flujo volumétrico del agua a condiciones estándar [ft<sup>3</sup>/s]

$q_{gsc}$ = Flujo volumétrico del gas a condiciones estándar [ft<sup>3</sup>/s]

De tal manera que para la mezcla se obtiene la siguiente ecuación:

$$q_l = q_o + q_w \quad 1.30$$

Donde

$q_l$ = Flujo volumétrico del líquido en la mezcla.

### 1.5.2 Velocidades.

Muchas de las correlaciones de flujo multifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase del fluido es definida como la velocidad que la fase exhibiría si fluyera sola a través del total de la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas es calculada como [2]:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad 1.31$$

La velocidad del gas es calculada como:

$$v_g = \frac{q_g}{AH_g} \quad 1.32$$

Donde A es el área transversal de la tubería.

Para las velocidades del líquido [2]:

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A}; \quad v_L = \frac{q_L}{AH_L} \quad 1.33$$

La velocidad de la mezcla [2]:

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \quad 1.34$$

La velocidad de deslizamiento [2]:

$$v_s = v_g - v_L \quad 1.35$$

### 1.5.3 Números de la mezcla.

Duns y Ros [6] propusieron cuatro grupos adimensionales para determinar el Holdup de líquido  $H_L$ .

Número de velocidad del líquido ( $N_{lv}$ ):

$$N_{lv} = 1,938 * u_{sl}^4 \frac{\rho_l}{\sigma_l} \quad 1.36$$

Número de Diámetro de la tubería ( $N_D$ ):

$$N_D = 120,872 * D \frac{\rho_l}{\sigma_l} \quad 1.37$$

Número de velocidad del vapor ( $N_{gv}$ ):

$$N_{gv} = 1,938 * U_{sg}^4 \frac{\rho_l}{\sigma_l} \quad 1.38$$

Número de Viscosidad del líquido ( $N_l$ ):

$$N_l = 0,15726 * \mu_l^4 \frac{1}{\rho_l * \sigma_l^3} \quad 1.39$$

#### 1.5.4 Holdup líquido.

Se define como la relación entre el volumen de líquido que ocupa un segmento de tubería y el volumen del segmento de tubería [2]:

$$H_l = \frac{\text{volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{volumen del segmento de tubería}} \quad 1.40$$

El holdup líquido se calcula de acuerdo a las correlaciones existentes. Respecto a la correlación de Mukherjee & Brill se explicará más adelante cuál es el método de cálculo.

#### 1.5.5 Holdup del líquido sin deslizamiento.

Es definido como la relación entre el volumen de líquido en un segmento de tubería el cual podría existir si el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad (sin deslizamiento), dividido por el volumen del segmento de tubería, puede ser calculado directamente de las tasas de flujo de gas y líquido in situ.

$$\lambda_l = \frac{q_l}{q_l + q_g} \quad 1.41$$

El holdup gas sin deslizamiento es definido como:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_l = \frac{q_g}{q_g + q_l} \quad 1.42$$

#### 1.5.6 Viscosidad y densidad de la mezcla

La viscosidad en la mezcla se refiere a propiedades de deslizamiento o no dependiendo de los parámetros usados para su cálculo [2].

$$\mu_s = \mu_l^{Hl} \mu_g^{(1-Hl)} \quad 1.43$$

$$\mu_n = \mu_l \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad 1.44$$

Donde

$\mu_s$  = Viscosidad de la mezcla a partir del holdup del líquido

$\mu_n$  = Viscosidad de la mezcla a partir de la fracción volumétrica del líquido

Y la densidad de la mezcla bifásica se puede escribir de las siguientes formas [2]:

$$\rho_s = \rho_L Hl + \rho_g (1 - Hl) \quad 1.45$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \quad 1.46$$

Donde  $\rho_s$  = Densidad de la mezcla a partir del holdup del líquido

$\rho_n$  = Densidad de la mezcla a partir de la fracción volumétrica del líquido

## 1.6 PARÁMETROS DE CÁLCULO, SEGÚN LA CORRELACIÓN.

### 1.6.1 Holdup.

El método de Mukherjee & Brill propone la siguiente ecuación para el cálculo del holdup de líquido [3]:

$$H_L = \exp \left[ C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_L^2 \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right] \quad 1.47$$

Donde las constantes C1 a C6 dependen del régimen de flujo, si este es ascendente, descendente estratificado o descendente (bala y burbuja), como se muestra en la Tabla 1. Y ( $\theta$ ) es el ángulo de inclinación de la tubería, medido a partir de la horizontal (ver Figura 6.).

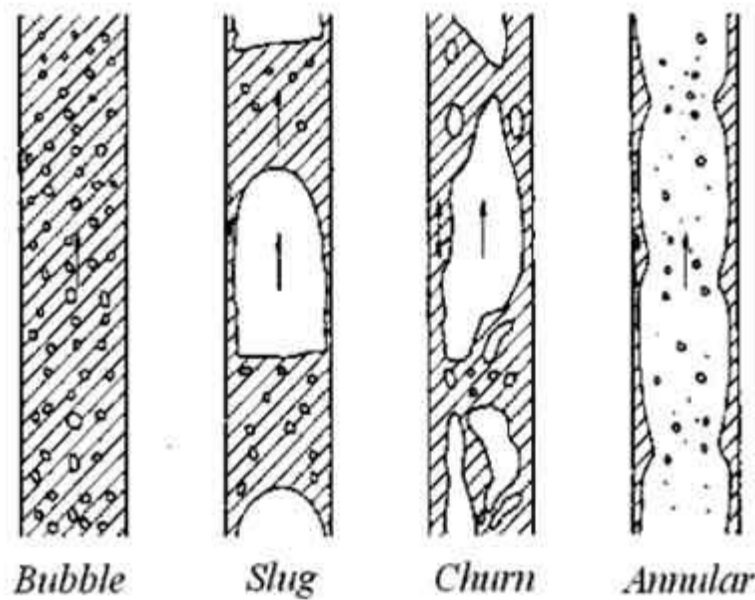
**Tabla 1. Coeficientes para determinar el Holdup del líquido [3].**

	<b>Ascendente</b>	<b>Descendente estratificado</b>	<b>Descendente Bala y Burbuja</b>
<b>C1</b>	-0,380113	-1,330282	-0,516644
<b>C2</b>	0,129875	4,808139	0,789805
<b>C3</b>	-0,119788	4,171584	0,551627
<b>C4</b>	2,343227	56,262268	15,519214
<b>C5</b>	0,475686	0,079951	0,371771
<b>C6</b>	0,288657	0,504887	0,393952

### **1.6.2 Patrones de flujo**

Cuando dos fluidos con diferentes propiedades físicas fluyen simultáneamente en una tubería, hay un amplio rango de posibles regímenes de flujo. Por patrón de flujo se refieren a la distribución de cada fase en relación a la otra fase en la tubería. Muchos investigadores han predicho los patrones de flujo que podrían existir para diferentes condiciones, de los cuales, se reconoce la existencia de cuatro patrones de flujo principales: flujo burbujeante, flujo bala, flujo agitado, y flujo anular. La Figura 4 muestra cuatro tipos de patrones para flujo vertical.

**Figura 4. Patrones para flujo vertical ascendente.**



La predicción del patrón de flujo que se presenta en un determinado punto en un pozo es de gran importancia, ya que algunas correlaciones usadas para la predicción de pérdida de presión varían de acuerdo al patrón de flujo existente. La predicción de los patrones de flujo para flujo horizontal es más difícil que para flujo vertical, ya que en flujo horizontal, las fases tienden a separarse debido a la diferencia en densidad, causando una forma de flujo estratificado<sup>2</sup>.

**1.6.2.1 Predicción del patrón de flujo de acuerdo a Mukherjee & Brill.** Para cada fase se trazarán mapas de patrones de flujo basados en las velocidades adimensionales del líquido ( $N_{LV}$ ) y el gas ( $N_{Lg}$ ). Se tendrán como referencia cuatro tipos de flujo diferente (burbuja, estratificado, bala y anular).

- Para flujo ascendente se ajustaron dos curvas. La transición entre flujo burbuja y flujo bala se encontró que tenía una tendencia lineal como pendiente uno con el eje horizontal y el ajuste es:

---

<sup>2</sup> FUENTES, D. Especialización en Producción de Hidrocarburos: Flujo Multifásico. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2008.

$$N_{LVBS} = 10^X \quad 1.48$$

Donde

$$X = \log N_{gv} + 0,940 + 0,074 \sin \theta - 0,855 \sin^2 \theta + 3,695 N_L \quad 1.49$$

- La transición entre flujo bala y [anular/niebla] fue idéntica para flujo horizontal y todos los ángulos en ascenso o descenso. La ecuación para flujo descendente y flujo vertical – transición entre flujo burbujeante y bala es:

$$N_{gVB_S} = 10^Y \quad 1.50$$

Donde

$$Y = 0,431 - 3,003N_L - 1,138 \log N_{Lv} \sin \theta - 0,429 \log N_{Lv}^2 \sin \theta + 1,132 \sin \theta \quad 1.51$$

- La transición entre flujo estratificado para flujo horizontal y descendente:

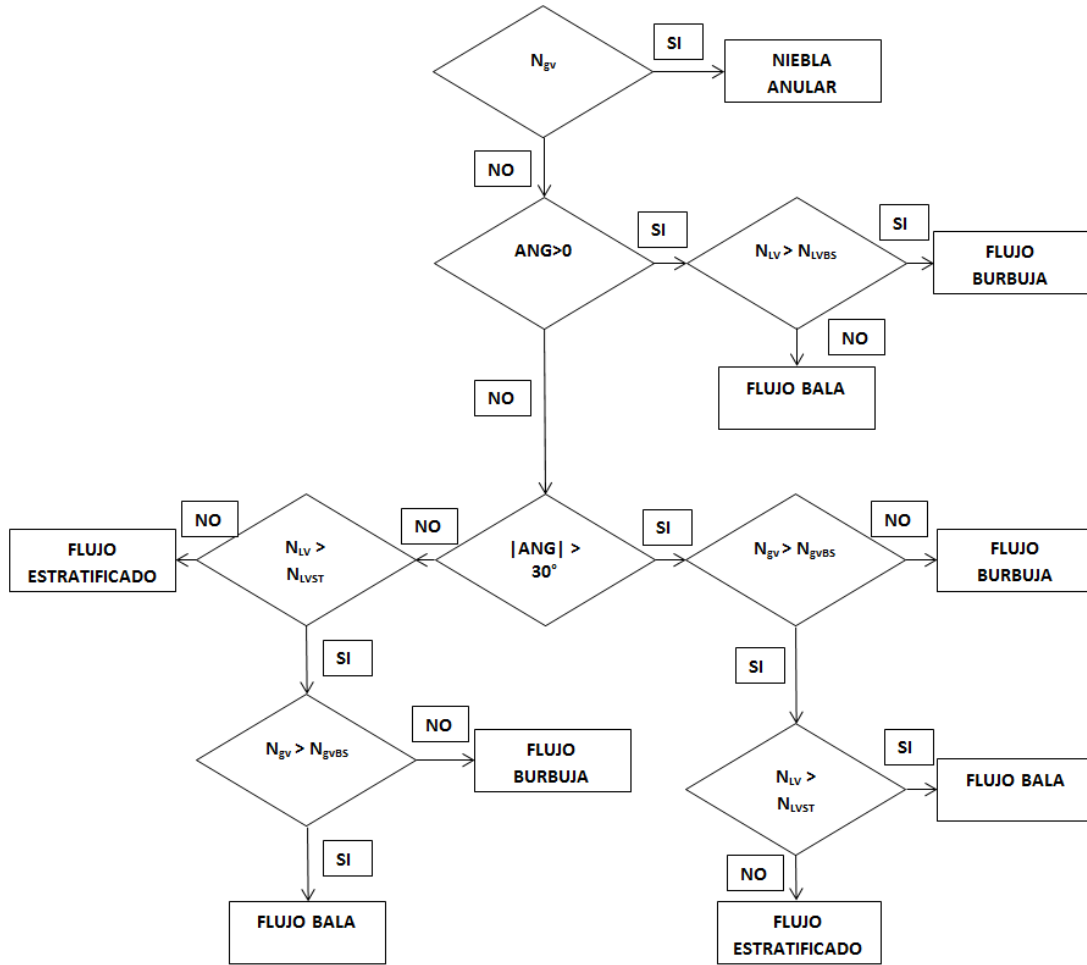
$$N_{LVST} = 10^Z \quad 1.52$$

Donde

$$Z = 0,321 - 0,017N_{gv} - 4,267 \sin \theta - 2,972N_L - 0,033 \log N_{gv}^2 - 3,925 \sin^2 \theta \quad 1.53$$

Para definir el patrón de flujo a lo largo de la tubería, la correlación de Mukherjee & Brill [3] define el siguiente diagrama de flujo, con relación a los números descritos anteriormente.

Figura 5. Diagrama de flujo para predecir el patrón de flujo



### 1.6.3 Gradientes de presión.

El gradiente de presión total es la suma de tres fenómenos que generan la caída de presión en la mezcla. Por tanto, la ecuación general para el gradiente se escribe de la siguiente forma [2]:

$$\frac{\partial P}{\partial Z}_{Total} = \frac{\partial P}{\partial Z}_{aceleración} + \frac{\partial P}{\partial Z}_{fricción} + \frac{\partial P}{\partial Z}_{gravedad} \quad 1.54$$

El primer término a la derecha de la Ec. (1.54) representa la caída de presión debido al cambio de velocidad del flujo. El segundo término representa la caída de presión por la fricción con la tubería. El tercer término representa la caída de presión debido a los cambios de elevación del fluido, que en los pozos, puede ser responsable del 80 al 95 % de las pérdidas de presión totales.

Basados en esta ecuación existen varias formas de calcular la caída de presión en la mezcla. Mukherjee & Brill desarrollaron el siguiente procedimiento [3].

1.6.3.1 Gradiente de presión total según Mukherjee & Brill. La correlación no tiene en cuenta el gradiente de presión por aceleración.  $\frac{\partial P}{\partial Z}_{Total}$  varía de acuerdo al tipo de flujo que se presente.

- **Flujo burbujeante y bala.**

$$\frac{dP}{dL} = \frac{f \frac{\rho_s U_m^2}{2D} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k} \quad 1.55$$

Donde

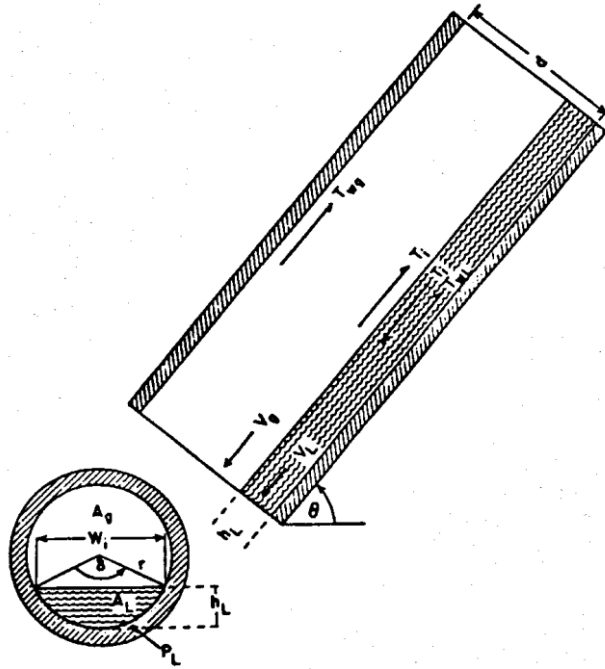
$$E_k = \frac{\rho_s u_m u_{sg}}{p} \quad 1.56$$

- **Flujo anular.**

$$\frac{dP}{dL} = \frac{f \frac{\rho_n U_m^2}{2D} + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k} \quad 1.57$$

- **Flujo estratificado.** Es probable que el flujo estratificado sólo ocurra en pozos horizontales o altamente desviados. Mukherjee & Brill [3] eligieron un flujo separado o una aproximación de dos fluidos para desarrollar el método para la predicción del gradiente de presión. En la Figura 6 se muestra un volumen de control que define las variables para esta aproximación.

**Figura 6. Volumen de control para flujo estratificado**



De un balance de fuerzas en un estado de estado estable, para las fases de gas y líquido se obtienen las siguientes ecuaciones:

Para la fase de gas:

$$A_g \frac{dP}{dL} = - \tau_{wg} P_g + \tau_i W_i - \rho_g A_g \sin \theta \quad 1.58$$

Para la fase líquida:

$$A_L \frac{dP}{dL} = - \tau_{wL} P_L + \tau_i W_i - \rho_L A_L \sin \theta \quad 1.59$$

Al sumar las ecuaciones de  $A_g$  y  $A_L$ , se eliminan los efectos de fuerzas interfaciales y así obtener:

$$A \frac{dP}{dL} = - \tau_{wL} P_L + \tau_{wg} P_g + (\rho_L A_L + \rho_g A_g) \sin \theta \quad 1.60$$

Mukherjee & Brill concluyeron que, para la mayoría de los casos que involucre flujo estratificado, el holdup de líquido es suficientemente pequeño.  $W_l$  es entonces pequeño comparado con  $P_g$  y por consiguiente la ecuación se puede escribir como:

$$A \frac{dP}{dL} = -\tau_{wg} \frac{P_g}{A_g} - \rho_g g \sin \theta \quad 1.61$$

Para el cálculo de  $\tau_{wg}$  y  $\tau_{wl}$ , a partir de una inspección a la figura, se puede mostrar la relación que existe entre las variables  $\delta$ ,  $A_l$ ,  $A_g$  y  $P_g$  con los parámetros  $h_l$  y  $D$ .

$$\delta = 2 \left[ \cos \left( 1 - 2 \frac{h_l}{D} \right) \right]^{-1} \quad 1.62$$

$$H_l = \frac{A_l}{A} = \frac{1}{2\pi} \delta - \sin \delta \quad 1.63$$

$$P_g = 1 - \frac{\delta}{2\pi} P, \quad P = P_l + P_g \quad 1.64$$

Con  $\delta$  en radianes.

El diámetro hidráulico para las fases líquidas y gas se pueden definir como sigue:

$$D_{hg} = D \frac{2\pi - \delta - \sin \delta}{2\pi - \delta + 2 \sin \frac{\delta}{2}} \quad 1.65$$

$$D_{hl} = D \frac{\delta - \sin \delta}{\delta + 2 \sin \frac{\delta}{2}} \quad 1.66$$

Finalmente, para obtener el esfuerzo cortante  $\tau_{wg}$  y  $\tau_{wl}$ , Govier y Aziz [7] sugirieron que este se puede evaluar aproximadamente como si ocurriera flujo monofásico en la sección transversal ocupada por cada fase y de esta manera obtener:

$$\tau_{wg} = f_g \frac{\rho_g v_g^2}{2g} \quad 1.67$$

$$\tau_{wl} = f_l \frac{\rho_L v_l^2}{2g} \quad 1.68$$

Donde  $f_l$  y  $f_g$  se obtienen de una correlación a partir del número de Reynolds o del diagrama de Moody.

$$Re_l = \frac{\rho_L u_l D_{hl}}{\mu_l} \quad 1.69$$

$$Re_g = \frac{\rho_g u_g D_{hg}}{\mu_g} \quad 1.70$$

#### 1.6.4 Factor de fricción.

El factor de fricción depende de la forma del ducto, la rugosidad de sus paredes y del número de Reynolds. La correlación de Chen [8] permite el cálculo del factor de fricción en régimen turbulento:

Si  $Re > 10000$

$$f = \frac{1}{Ff} \quad 1.71$$

Donde

$$Ff = -4 * \log \frac{e}{3,7065} - \frac{5,0452}{re} \log \frac{1,1098 \bar{e}}{2,8257} + \frac{0,8981 \sqrt{7,149}}{re} \quad 1.72$$

Si  $Re \leq 2300$

$$f = \frac{64}{Re} \quad 1.73$$

Si  $2300 < Re \leq 10000$

$$f = \frac{0,006956521 + (Ff - 0,006956521)}{7300 * (Re - 2300)} \quad 1.74$$

El factor de fricción se obtiene a partir del diagrama de Moody o a partir de una correlación conveniente que tenga en cuenta la rugosidad de la pared con el número de Reynolds. Sin embargo, Mukherjee & Brill [3] desarrollaron una expresión para el factor de fricción en flujo anular que depende del holdup líquido:

$$H_R = \frac{\lambda_L}{H_L} \quad 1.75$$

Donde  $H_R$  es el factor de arrastre y posteriormente:

$$f = f_n(f_R) \quad 1.76$$

Que es el factor de fricción, mostrado en la Tabla 2.

**Tabla 1. Factor de fricción  $f_R$  para flujo anular [3].**

$f_R$	$H_R$
1,00	0,01
0,98	0,20
1,20	0,30
1,25	0,40
1,30	0,50
1,25	0,70
1,0	1,0
1,0	10,0

## 2. WELL PREDICTION - V 1.0

En el capítulo uno, se indicaron los pasos para el cálculo de la evolución del flujo en pozo. En este capítulo se mostrará cómo, mediante el desarrollo un software en un entorno de desarrollo y mediante un lenguaje de programación, se implementa el procedimiento de cálculo.

### 2.1 DESARROLLO

Para la ejecución de las rutinas de cálculo, se buscó un software que tuviera un lenguaje amigable al programador y una forma natural al organizar la lógica de la programación, es decir, como expresaríamos los cálculos en la vida real.

El lenguaje de programación seleccionado fue C++, debido principalmente a la versatilidad, compatibilidad, lenguaje de alto nivel y la orientación a objetos, entre otras bondades que presenta este lenguaje, haciéndolo una óptima herramienta para la realización del algoritmo. Así mismo, el software fue desarrollado en Microsoft Visual Studio 2008<sup>®</sup>, un entorno de desarrollo integrado para sistemas operativos Windows, que permite el desarrollo de aplicaciones de consola y de interfaz gráfica, que soporta varios lenguajes de programación, entre ellos Visual C++.

El trabajo previo al comienzo de la programación fue el análisis a fondo de la correlación de Mukherjee & Brill [3], así mismo las propiedades del flujo multifásico y de la mezcla relacionadas directa e indirectamente con la correlación para el cálculo del gradiente de presión, el holdup del líquido y el patrón de flujo principalmente.

Esto permitió realizar una programación utilizando como elemento base dentro de la programación orientada a objetos, las clases y así poder interrelacionar diversos parámetros de cálculo para la solución de la correlación.

### **2.1.1 Clases.**

Las clases son el fundamento del lenguaje C++ para el soporte de la programación orientada a objetos. Son el concepto expandido de estructuras de datos, que en vez de albergar solo estos, pueden almacenar datos y funciones, que se definen respectivamente como: **Campos**, son la cantidad necesaria de variables requeridas para cada objeto y se declaran miembros de la clase; **Métodos**, son las funciones que operan sobre las variables del objeto y se declaran miembros de la clase. Esto en esencia es lo que especifica la forma de un objeto o instancia en una clase.

### **2.1.2 Dependencia de clases.**

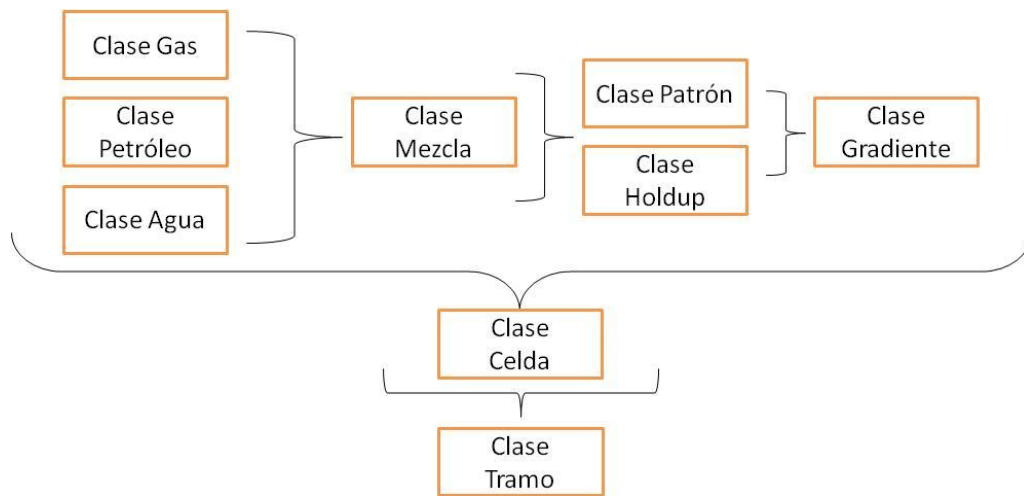
Una de las características principales de la programación orientada a objetos, es la facilidad de interrelacionar, tanto las variables como los cálculos de las clases, dependiendo el requerimiento de la programación; esto se puede definir como acceso a los miembros. Las funciones y variables miembros de una clase solo pueden ser relativas a un objeto específico. Para llamar a una función miembro desde alguna parte del programa que se encuentre fuera de la clase, se debe usar el nombre del objeto y el operador de direccionamiento '.' (punto).

Para que las clases permitan el acceso a sus funciones y variables, es necesario que al definir los campos y métodos dentro de estas, se hagan de manera visible a otras instancias del código, esto es posible teniendo en cuenta que los miembros de la clase pueden ser:

- Miembro público: significa que el acceso al mismo puede darse dentro del interior de la clase, dentro de una subclase, y desde un objeto diferente de cualquiera de estas.
- Miembro privado: significa que el acceso al mismo puede darse solamente dentro del interior de la clase que lo posee.
- Miembro protegido: se comporta de manera parecida a un miembro privado, salvo que estos son accesibles dentro de la clase que lo posee y desde las clases derivadas, pero no desde objetos diferentes a la raíz de dichas clases.

La Figura 7, muestra cómo las nueve clases programadas están interrelacionadas para la facilidad y optimización de recursos en los cálculos.

**Figura 7. Dependencia de Clases**



## 2.2 IMPLEMENTACIÓN

El software se dividió en dos partes: una que realiza los cálculos, cuyo código está contenido en “**código.cpp**”; y otra parte que contiene la interfaz gráfica llamada “**interfaz.cpp**”, las cuales están basadas en la elaboración de clases.

De acuerdo a los requerimientos de cálculo que sugiere la correlación de Mukherjee & Brill [3], se programaron nueve clases de la siguiente manera:

Inicialmente, tres clases que calculan las propiedades de las fases: agua, gas y petróleo, que componen el fluido multifásico, con sus respectivas variables y métodos como se muestra en la Tabla 3.

**Tabla 3. Métodos y Campos de las clases agua, gas y petróleo**

<b>NOMBRE CLASE</b>	<b>VARIABLES ( )</b>	<b>MÉTODOS</b>
CGas	• Presión (pres)	• CalcTpc
	• Presión Crítica (Ppc)	• CalcPpc
	• Temperatura (temp)	• CalcTpr
	• Temperatura Crítica (Tpc)	• CalcPpr
	• Composición (comp)	• Calcbg
	• Factor Volumétrico (Bg)	• CalcZ
	• Compresibilidad (Z)	• Calcdgas
	• Densidad (dgas)	• CalcPM
	• Temperatura Reducida (Tpr)	• Viscogas
	• Presión Reducida (Ppr)	• Calcular
CPetroleo	• Viscosidad (vdgas)	
	• Presión (pres)	• Calcco
	• Temperatura (temp)	• Calcbo
	• Temperatura Separador (Tsep)	• Calcdenoil
	• Grados API (api)	• Calcrcs1
	• Factor Volumétrico (bo)	• Calcapi
	• Compresibilidad (co)	• Calcular
	• Densidad (denoil)	
	• Viscosidad (mo)	
	• Solubilidad (rs)	
CAgua	• Presión (pres)	• Calcrcsw
	• Temperatura (temp)	• Calcbw
	• Densidad (denw)	• Calcdenw
	• Viscosidad (mw)	• Calcmw

NOMBRE CLASE	VARIABLES ( )	MÉTODOS
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solubilidad (rsw)</li> <li>• Factor Volumétrico (bw)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calcular</li> </ul>

Seguidamente, se crea una clase llamada CMezclas, que unifica esas propiedades individuales en un fluido que viaja en dos estados, gas y líquido, que de acuerdo a la Tabla 4, la integran las siguientes variables y métodos.

**Tabla 4. Variables y métodos, de la clase mezclas.**

Nombre Clase	VARIABLES ( )	MÉTODOS
CMezclas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presión (pres)</li> <li>• Temperatura (temp)</li> <li>• Densidad líquido (denl)</li> <li>• Flujos Volumétricos (fo, fo, fw)</li> <li>• Caudales (qg, qo, qw)</li> <li>• Viscosidad líquido (visl)</li> <li>• Viscosidad Gas (vdgas)</li> <li>• Velocidad gas (vsg)</li> <li>• Velocidad líquido (vsl)</li> <li>• CGas (gas*)</li> <li>• CPetroleo (petroleo*)</li> <li>• CAgua (agua*)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calcqo</li> <li>• Calcqw</li> <li>• Calcqg</li> <li>• Calcql</li> <li>• Calcvsg</li> <li>• Calcvsl</li> <li>• Calcvisl</li> <li>• Calcular</li> </ul>

\* Nombre del objeto de la clase, para operar en CMezclas

De esta manera dentro de la clase CMezclas, según sus requerimientos, se hace el llamado de algunas de las variables de las tres clases: CGas, CPetroleo y CAgua, reutilizando los cálculos individuales de las propiedades en cada clase, para el cálculo de las propiedades de la mezcla.

La forma como opera el acceso a estas variables en la clase CMezclas, es definiendo un objeto para cada clase dentro de CMezclas, es decir, un objeto gas para la clase CGas, y así sucesivamente, según se requiera llamar variables de

otras clases, y de esta forma, utilizar las variables correspondientes anteceditas del operador de direccionamiento '.' (punto). La Tabla 4, muestra el objeto que se definió para cada una de las clases dentro de CMezclas.

Habiéndose definido las propiedades de la mezcla bifásica, se agregan dos clases más, CHoldup y CPatron, encargadas de evaluar y calcular los parámetros del flujo, los cuales son: holdup y el patrón de flujo, utilizando el mismo procedimiento de acceso a miembros utilizado en la clase CMezclas. Teniendo de esta manera la totalidad de los datos en un punto específico, dispuestos para obtener el gradiente de presión mediante la implementación de otra clase. La Tabla 5 muestra como están caracterizadas estas clases y a la vez de que clases dependen para realizar las rutinas de cálculo.

**Tabla 2. Variables y métodos para el holdup, patrón de flujo y gradiente de presión**

Nombre Clase	Variables	Métodos
CHoldup	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ángulo (ang)</li> <li>• Holdup (HL)</li> <li>• Clase Patrón (pp*)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CalcHL</li> <li>• Calcular</li> </ul>
CPatron	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ángulo (ang)</li> <li>• Número Velocidad líquido (nlv)</li> <li>• Número de velocidad vapor (ngv)</li> <li>• Número velocidad vapor del flujo burbuja respecto al flujo bala (ngvbs)</li> <li>• Número de velocidad líquido del flujo burbuja respecto al flujo bala (nlvbs)</li> <li>• Número de velocidad vapor del flujo bala al flujo niebla (ngvsm)</li> <li>• Patrón de Flujo (patrón)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calcngv</li> <li>• Calcngvbs</li> <li>• Calcnl</li> <li>• Calcnlv</li> <li>• Calcnlvst</li> <li>• Calcvsl</li> <li>• Calcvisl</li> <li>• Calcular</li> <li>• PatronDeFlujo</li> <li>• Calcular</li> </ul>

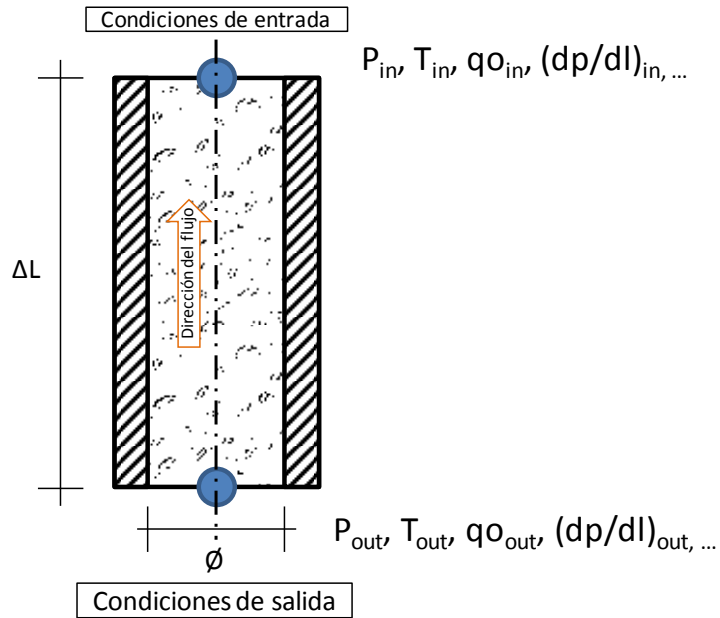
Nombre Clase	Variables	Métodos
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CMezclas (mezclas*)</li> <li>• Densidad Solución (densl)</li> <li>• Gradiente de Presión (dpdl)</li> <li>• Rugosidad (e)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calcdens</li> <li>• Calcdpdl</li> <li>• Calcre</li> </ul>
CGradiente	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Factor de Fricción (Ff)</li> <li>• Número Reynolds (re)</li> <li>• Presión (pres)</li> <li>• Clase Holdup (hh*)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calcular</li> </ul>

\* **Nombre del objeto de la clase, para operar en CPatrón, CHoldup y CGradiente.**

Para obtener el gradiente de presión ( $dp/dl$ ), se introduce la clase CGradiente, la cual toma las propiedades calculadas y los parámetros de flujo ya definidos en un punto de la tubería. Según el diagrama de flujo mostrado en la Figura 5 del capítulo 1, se calcula el  $dp/dl$  en el punto de la tubería que se está analizando.

Para continuar con el cálculo del gradiente de presión a lo largo de la tubería, se agrega una nueva clase, llamada CCelda, la cual toma un intervalo discreto de tubería, donde se supone un gradiente de presión con variación lineal, de esta forma, los puntos de interés en la celda, están ubicados al inicio y al final de la misma, denominados de entrada y salida como se ilustra en la Figura 8.

**Figura 8. Cálculo del gradiente de presión en la celda**



El objetivo principal en la celda es encontrar la presión a la salida, esta se calcula inicialmente con las condiciones de entrada en la Ec. (2.2), es decir  $(dp/dl)_{in}=(dp/dl)_{out}$  para calcular un nuevo gradiente de presión en el punto de salida, y con este valor iniciar un proceso iterativo, recalculando nuevamente la presión de salida de la celda. Este ciclo de iteración se realiza hasta que la diferencia entre la presión de salida calculada en el ciclo anterior y la del ciclo siguiente cumplan la siguiente condición:

$$P_{out+1} - P_{out} < 1 \times 10^{-4} \quad 2.1$$

Donde

$P_{out+1}$  = Presión calculada en la iteración siguiente.

$P_{out}$  = Presión calculada en la iteración anterior.

El cálculo de la presión de salida está dado por la ecuación:

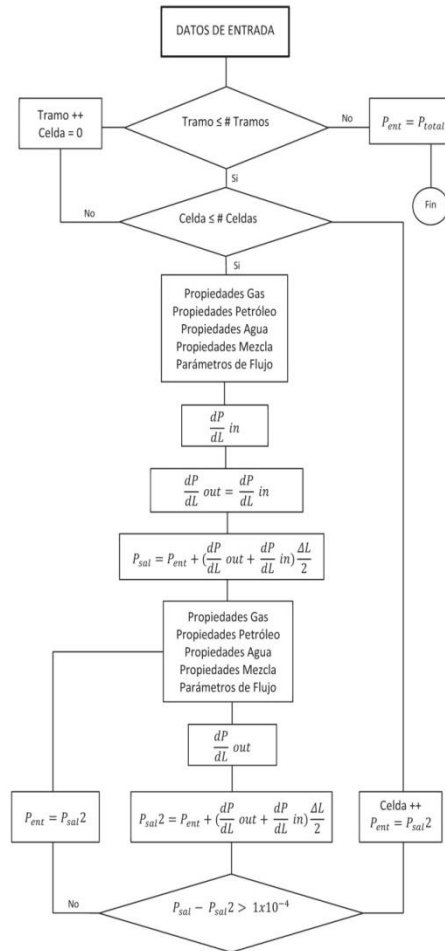
$$P_{out} = P_{in} + \frac{dp/dl_{in} + dp/dl_{out}}{2} * \Delta L \quad 2.2$$

Una de las ventajas de la correlación de Mukherjee & Brill [1], es que dentro de las posibilidades de solución, permite el cálculo de pozos verticales, desviados y combinados. Entonces, el complemento para el cálculo del gradiente de presión global en la tubería de extracción es la caracterización de la tubería de acuerdo a propiedades físicas, tales como, longitud, diámetro, ángulo de inclinación y rugosidad, en una clase llamada Tramo.

De acuerdo a esto, los tramos están compuestos por celdas con geometrías iguales, el número de tramos es definido de acuerdo a las características del pozo, y controlado por medio de una función que realiza ciclos de repetición, tantas veces como sea necesario.

La Figura 9, muestra el diagrama de flujo para el cálculo del gradiente de presión para una celda, de acuerdo a la correlación de Mukherjee & Brill [1].

**Figura 9. Diagrama de flujo, cálculo del gradiente de presión**



### 2.3 INTERFAZ.

Entre de las herramientas de Microsoft Visual C++, existe una librería de clases llamada Microsoft Foundation Class (MFC), la cual se seleccionó para el desarrollo de la interfaz del usuario de WELL PREDICTION 1.0, ya que permite la implementación de programas bajo el esquema de ventanas en un ambiente gráfico agradable y sencillo de usar. Adicionalmente, disponer de las opciones clásicas de un programa como copiar, guardar, imprimir, etc. hace que la elección de MFC sea una buena opción.

### 2.3.1 Como usar Well Prediction 1.0

Well Prediction 1.0 es un software que, mediante el ingreso de una serie de datos referentes a un pozo de petróleo, calcula principalmente las pérdidas de presión del flujo a lo largo de la tubería y otra variedad de parámetros útiles para el estudio y comportamiento de la extracción del crudo. A continuación, se indicará la forma de iniciar el software, su entorno de trabajo y el uso correcto del programa mediante un ejemplo, con sus diferentes opciones de acuerdo a la disponibilidad de datos con que cuenta el usuario.

2.3.1.1 Iniciando Well Prediction 1.0. Al hacer doble click sobre el archivo Well Prediction.exe, se inicia el programa. La Figura 10, muestra el archivo ejecutable.

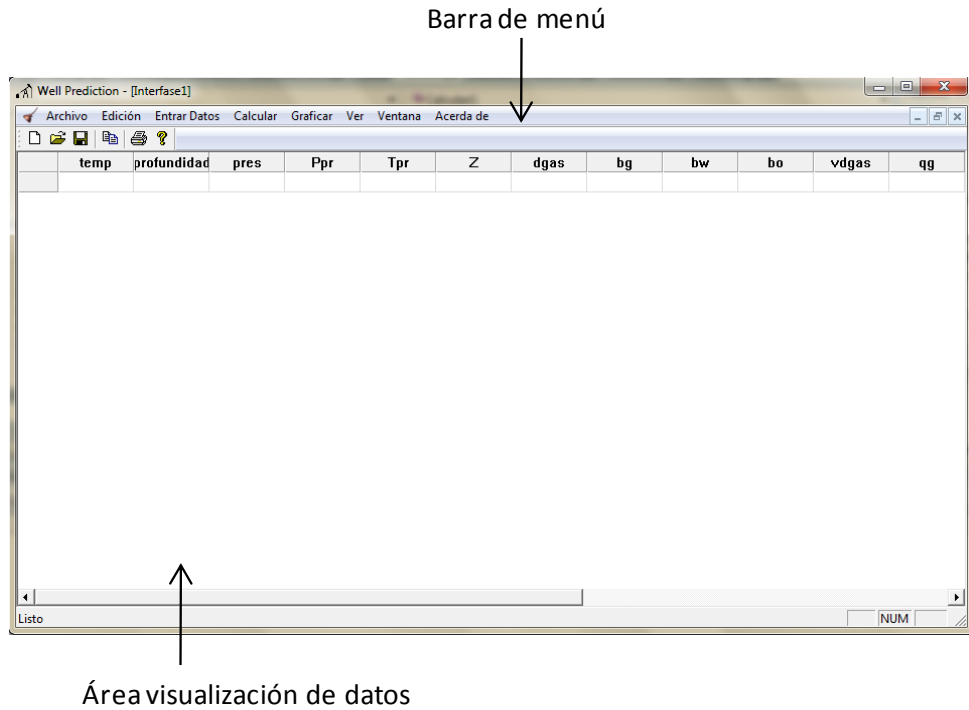
**Figura 10. Acceso directo del archivo ejecutable**



Well Prediction.exe

Al ejecutar el programa se despliega una ventana clásica de Windows, mostrada en la Figura 11, con sus barras de tareas, menús y un área de trabajo para la visualización de resultados.

**Figura 11. Entorno de Well Prediction 1.0**



**2.3.1.2 Cargar datos de entrada.** Para el cálculo correcto de un pozo en Well Prediction 1.0, es necesario que el usuario ingrese una serie de datos, en las respectivas unidades que se indiquen. Para tal fin, se programó dentro de la barra de menú una opción llamada “Entrada Datos”, que a su vez se divide en cinco opciones como se muestra en la Tabla 6.

**Tabla 6. Datos requeridos para el cálculo de un pozo**

<b>MENÚ DATOS ENTRADA</b>	<b>VARIABLE</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>UNIDADES</b>
<b>1. Datos Gas</b>	qg	Caudal de Gas O**	[MMscf/día ]
	GOR	Relación gas / aceite	[scf/bbl]
	Composición	Composición del Gas O**	[%]
	grav	Gravedad específica Gas	
<b>2. Datos Petróleo</b>	qo	Caudal de Petróleo	[BBL/día]
	denost	Densidad estándar petróleo O**	[Lb/ft <sup>3</sup> ]
<b>3. Datos Agua</b>	API	Grados API	
	qw	Caudal de agua	[BBL/día]
<b>4. Datos Pozo</b>	Temp	Temperatura cabeza de pozo	[K]
	Tempfondo	Temperatura fondo de pozo	[K]
	Tseparator	Temperatura en el separador	[K]
	Pres	Presión en superficie	[Kpa]
	Pseparator	Presión en el separador	[Kpa]
	long	Longitud de un tramo	[Ft]
<b>5. Datos Tramos</b>	ang	Angulo de inclinación del tramo	Grados
	e	Rugosidad de la tubería en el tramo	
	D	Diámetro de la tubería en el tramo	[In]
	Np	Número de particiones (celdas) por tramo	

**\*\* Significa que el usuario selecciona cual de los dos datos ingresa**

Los datos a ingresar de un pozo de muestra se exhiben en la Tabla 7 a continuación.

**Tabla 7. Datos de entrada para el cálculo de un pozo**

NOMBRE	VALOR
Presión en la cabeza del pozo	500 [psi]= 3447.38[Kpa]
Temperatura cabeza de pozo	100 [°F]=310.928[K]
Diámetro interior de la tubería	1.66 [in]
Profundidad del pozo	5000 [ft]
Temperatura fondo de pozo	150 [°F]=338.705[K]
Gravedad API	30
Producción de Líquido	2000 [stb/día]
Producción de Gas	2x10 <sup>6</sup> [scf/día] = 2[MMscf/día]
Porcentaje de agua	25 %
Gravedad Específica del gas	0.65

Haciendo click en la opción “Entrada Datos” de la barra de menú, se despliega una persiana de cinco opciones como muestra la Figura 12.

**Figura 12. Menú Entrar Datos**

Entrar Datos	Calcular	Graficar	Ver
Datos Gas			Ctrl+G
Datos Petróleo			Ctrl+E
Datos Agua			Ctrl+A
Datos Pozo			Ctrl+W
Datos Tramo			Ctrl+T

Accediendo a la opción “Datos Gas” haciendo click, o usando el comando por teclado (Ctrl+ G) aparece la ventana para cargar los datos, mostrada en la Figura

13, con los requeridos respecto al gas. Como los datos disponibles para el cálculo del pozo respecto al gas son en caudal de gas y la gravedad específica, se seleccionan estas dos opciones como se muestra en la Figura 13.

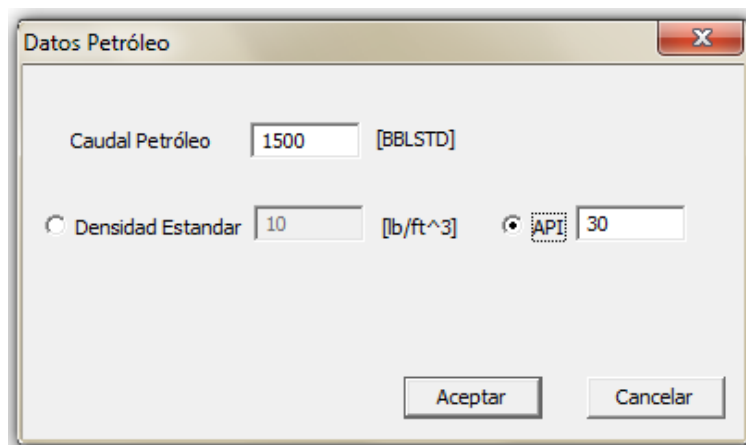
**Figura 131. Entrada de datos para el gas**

The dialog box titled "Entrada de datos del gas" contains the following elements:

- Radio button  "Caudal Gas" with a text box containing "2" and the unit "MMscf/día".
- Radio button  "GOR" with a text box containing "1".
- Radio button  "Composición".
- Radio button  "Gravedad Especifica" with a text box containing "0.65".
- A list of hydrocarbons with corresponding percentage input boxes, all containing "0.1":
  - Metano
  - Etano
  - Propano
  - Isobutano
  - n-Butano
  - Isopentano
  - n-Pentano
  - Hexano
  - Heptano +
  - Nitrógeno
  - Dióxido de Carbono
  - Sulfuro de Hidrógeno
- Buttons "Cancelar" and "Aceptar" at the bottom.

Seguidamente se ubica la opción "Datos Petróleo" (Ctrl +E), desplegando la siguiente ventana, mostrada en la Figura 14. Los datos con que se cuenta para el petróleo son, el caudal de petróleo y los grados API.

**Figura 14. Entrada de datos para el Petr3leo**



Datos Petr3leo

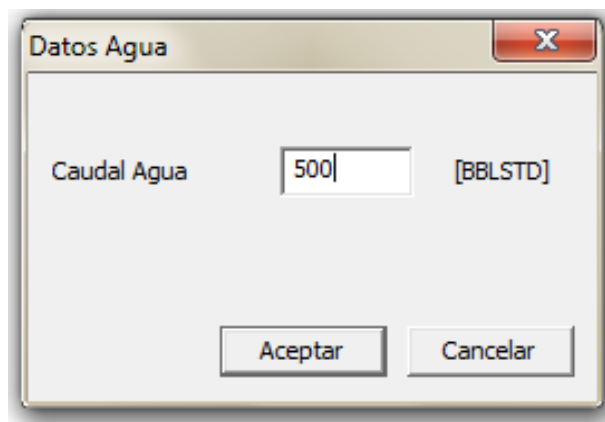
Caudal Petr3leo 1500 [BBLSTD]

Densidad Estandar 10 [lb/ft<sup>3</sup>]  API 30

Aceptar Cancelar

La opci3n "Datos Agua" (Ctrl+A), requiere 3nicamente del caudal de agua, la Figura 15 muestra la ventana que se despliega, para el ingreso de este valor.

**Figura 15. Entrada de datos para el Agua**



Datos Agua

Caudal Agua 500 [BBLSTD]

Aceptar Cancelar

En la opci3n "Datos Pozo" (Ctrl+W), se especifican las propiedades de presi3n y temperatura, como se muestra en la Figura 16.

**Figura 162. Entrada de datos para el Pozo**

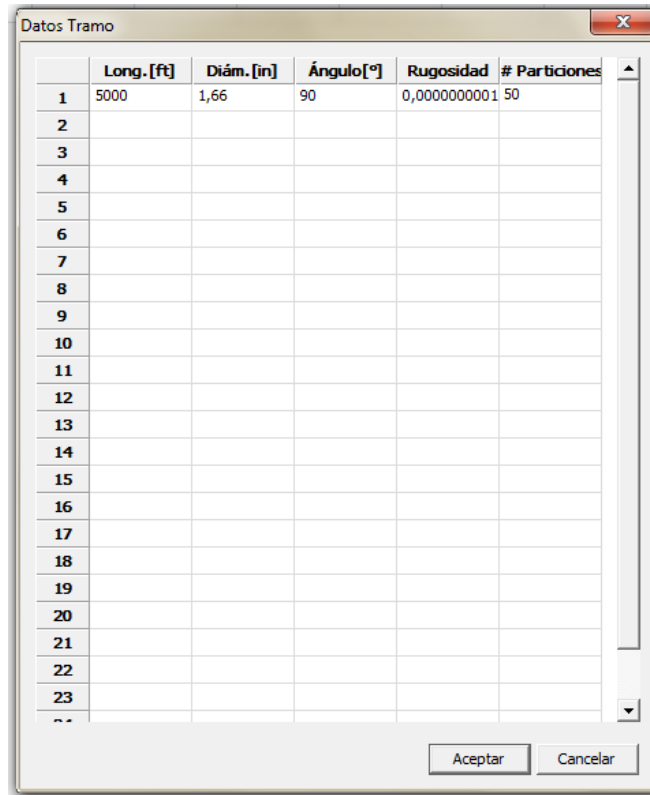
The image shows a software dialog box titled "Datos Pozo". It contains several input fields for data entry, organized into two columns. The left column includes: "Temperatura Cabeza de Pozo" with a value of 310.928 [K], "Temperatura Fondo de Pozo" with a value of 338.705 [K], and "Presión en Cabeza de Pozo" with a value of 3447.38 [KPa]. The right column includes: "Temperatura Separador" with a value of 288.705 [K] and "Presión Separador" with a value of 103.421 [KPa]. At the bottom right of the dialog, there are two buttons: "Aceptar" and "Cancelar".

Parámetro	Valor	Unidad
Temperatura Cabeza de Pozo	310.928	[K]
Temperatura Fondo de Pozo	338.705	[K]
Presión en Cabeza de Pozo	3447.38	[KPa]
Temperatura Separador	288.705	[K]
Presión Separador	103.421	[KPa]

Es importante tener en cuenta que si no se cuenta con los datos de presión y temperatura de separador, se deben introducir los datos a condiciones estándar, es decir temperatura de separador ( $60\text{ }^{\circ}\text{F} = 288.705\text{ [K]}$ ) y presión de separador ( $14.7\text{ [psia]} = 103.421\text{ [Kpa]}$ ), como es el caso que se presenta en el ejemplo. En algunas situaciones puede suceder, que no se cuente con la temperatura de fondo de pozo. En este caso se debe colocar la misma temperatura de cabeza de pozo, teniendo en cuenta que el cálculo se hará a temperatura constante (isotérmico), situación que alterará los resultados obtenidos, ya que la temperatura varía de acuerdo a la profundidad.

La última opción, del menú es "Datos Tramo" (Ctrl + T). Esta ventana despliega una cuadrícula tipo hoja de cálculo Excel, con cinco columnas y veinticinco filas. Cada fila significa un tramo, y en las columnas se ubican los cinco parámetros que diferencian a un tramo de otro, (longitud, diámetro, ángulo y Número de particiones de integración). De esta forma, si a lo largo de la tubería del pozo que se desee analizar, varía alguno de los cuatro primeros parámetros (longitud, diámetro, ángulo y rugosidad), se pueden ingresar fácilmente las secciones que se requieran. La Figura 17, muestra la ventana de tramo con los datos del ejemplo que requiere únicamente de un tramo.

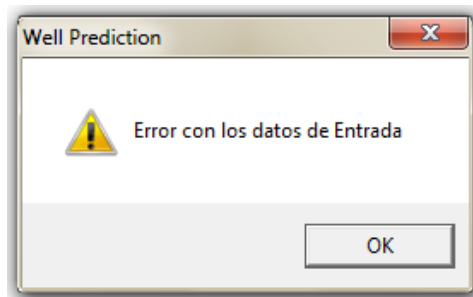
**Figura 17. Entrada de datos para los tramos**



	Long. [ft]	Diám. [in]	Ángulo [°]	Rugosidad	# Particiones
1	5000	1,66	90	0,0000000001	50
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					

Es importante que se ingresen la totalidad de los datos, de acuerdo a la disponibilidad de los mismos. De lo contrario el software no podrá realizar los cálculos y dará un aviso como lo muestra la Figura 18, al hacer click en la opción “Calcular”.

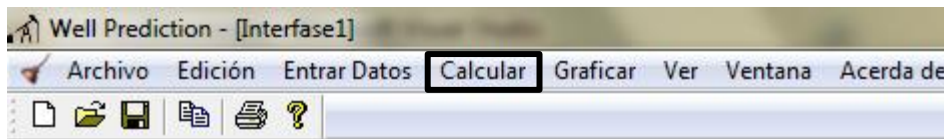
**Figura 18. Mensaje de alerta, datos de entrada incompletos**



2.3.1.3 Cálculo y visualización de resultados. Este botón está ubicado en la barra de menú; después que ya se han ingresado los datos de forma completa, al hacer click, se ejecutan las rutinas de cálculo e inmediatamente después se despliega sobre el área de visualización de resultados una matriz de cálculos con el número total de celdas ingresado por el usuario.

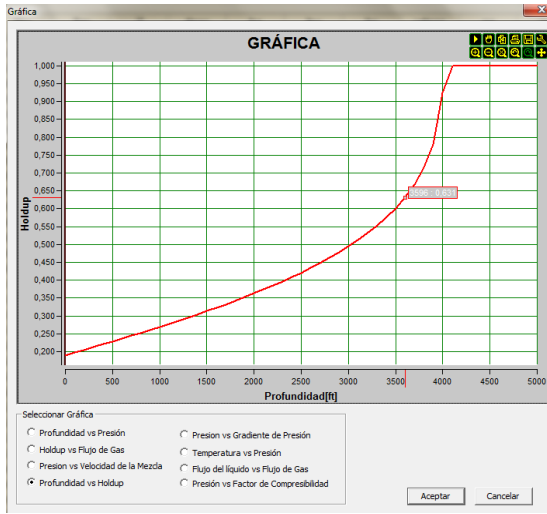
Las celdas van desde la superficie del pozo hasta el fondo del mismo, obteniendo de esta manera diversas propiedades del flujo multifásico en intervalos de longitud, permitiendo así, observar el comportamiento del flujo a lo largo de la tubería. La Figura 19, muestra la ubicación de la opción “Calcular” en la barra de menú.

**Figura 193. Opción Calcular, en la barra de menú**



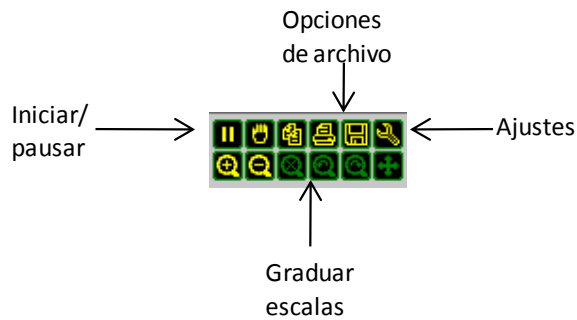
2.3.1.4 Graficar. La opción “Graficar” despliega una ventana donde se encuentra un área de impresión y otra sección con los tipos de gráficas predeterminados. La Figura 20 muestra la curva de tendencia (Profundidad – Holdup) del pozo calculado y de igual manera valores de las propiedades a lo largo del trazo.

**Figura 20. Graficador de Well Prediction**



El graficador acopla la escala en los ejes (X y Y) dependiendo los rangos de valores que cada variable tome. De igual manera, este permite editar las gráficas, hacer acercamientos, guardar como imágenes, copiar e imprimir las gráficas, entre otras opciones, a través del menú mostrado en la Figura 21.

**Figura 21. Menú del graficador**




La gama de posibles gráficas a realizar se muestran en la Tabla 8.




**Tabla 8. Gráficas disponibles en el software**

EJE ABSCISAS	EJE ORDENADAS
Profundidad de Pozo [ft]	Presión [psi]
Holdup	Flujo de Gas [lb/ft <sup>3</sup> ]
Presión [psi]	Velocidad Mezcla [ft/s]
Profundidad de Pozo [ft]	Holdup
Presión [psi]	Gradiente de Presión [psi/ft]
Temperatura [°F]	Presión [psi]
Flujo de Líquido [lb/ft <sup>3</sup> ]	Flujo de Gas [lb/ft <sup>3</sup> ]
Presión [psi]	Factor de Compresibilidad

**2.3.1.5 Opciones de archivo y edición.** Es importante tener en cuenta, que Well Prediction permite realizar operaciones clásicas de un programa como se explica en la Tabla 9.

**Tabla 9. Opciones de archivo y edición**

OPCIÓN	ACCESO A LA OPCIÓN	FUNCIÓN
<b>Guardar</b>	En el menú archivo, la opción “Guardar”, comando rápido por teclado (Ctrl+ S) o haciendo click en la barra de  herramientas en el icono.	Salvar los datos de entrada de un pozo mediante la creación de un archivo con extensión (.poz) y de esta forma, tener acceso para posteriormente, editarlo si es necesario y calcular nuevamente.
<b>Abrir</b>	Opción “Abrir” del menú archivo, comando rápido	Cargar los archivos guardados y poder editar

OPCIÓN	ACCESO A LA OPCIÓN	FUNCIÓN
	(Ctrl+ A), click en el icono de la barra. 	los datos de entrada, calcular el pozo.
<b>Nuevo</b>	Opción “Nuevo” del menú archivo, comando rápido (Ctrl+ N), click en el icono de la barra de herramientas. 	Crear un archivo para el cálculo de un nuevo pozo.
<b>Copiar</b>	En el menú edición, la opción “Copiar”, comando rápido por teclado (Ctrl+ C) o haciendo click en la barra de herramientas en el icono. 	Después de haber calculado un pozo, al usar la opción, el software automáticamente copia al portapapeles la matriz de cálculo, para ser usada en otro programa.

### **3. VALIDACIÓN DE RESULTADOS**

Con el fin de tener una forma de verificar la certeza de los resultados obtenidos con el software Well Prediction V 1.0, de encontrar factores de desviación y porcentajes de error del método, se buscó la forma de hacer la comprobación desde dos ópticas diferentes: resultados reales de un pozo en producción y pozos calculados mediante métodos computacionales para validar resultados Obtenidos. Teniendo en cuenta el apoyo y cooperación que Campo Escuela Colorado le brinda a la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniería Mecánica, se tomó como referencia un pozo de la formación Valle Medio del Magdalena en Campo Colorado, con sus respectivos estados mecánicos y análisis PVT; así mismo, un modelo teórico realizado en Microsoft Excel por el profesor David Fuentes.

#### **3.1 COMPARACIÓN DE DATOS CON LA CORRELACIÓN DE HAGEDORN & BROWN.**

El modelo programado en Microsoft Excel, permite observar el comportamiento del flujo a lo largo de la tubería de manera similar como lo hace Well Prediction. La correlación usada para este caso fue la de Hagedorn & Brown [11], correlación diseñada para simular pozos verticales únicamente. A continuación se muestran los datos en la Tabla 17, del pozo a simular para la comparación de resultados.

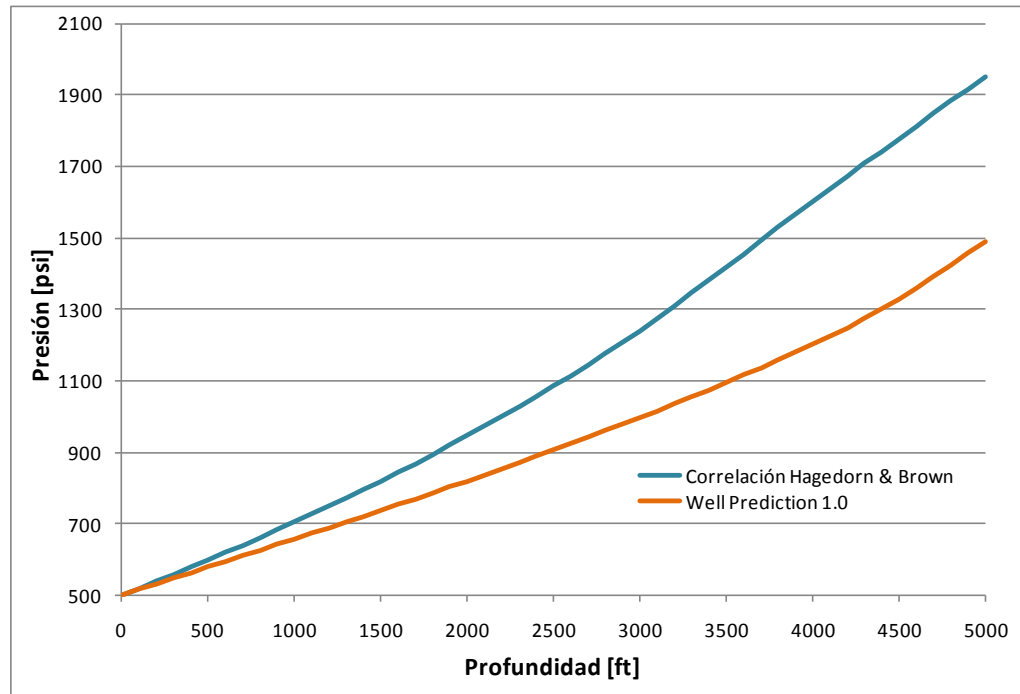
**Tabla 10. Datos del pozo a simular**

<b>NOMBRE</b>	<b>VALOR</b>
Presión en la cabeza del pozo	500 [psi]
Temperatura cabeza de pozo	100 [°F]
Diámetro interior de la tubería	1.66 [in]
Profundidad del pozo	5000 [ft]
Temperatura fondo de pozo	150 [°F]
Gravedad API	30
Producción de Líquido	2000 [stb/día]
Producción de Gas	2'000.000 [scf/día]
Porcentaje de agua	25 %
Gravedad Específica del gas	0.65

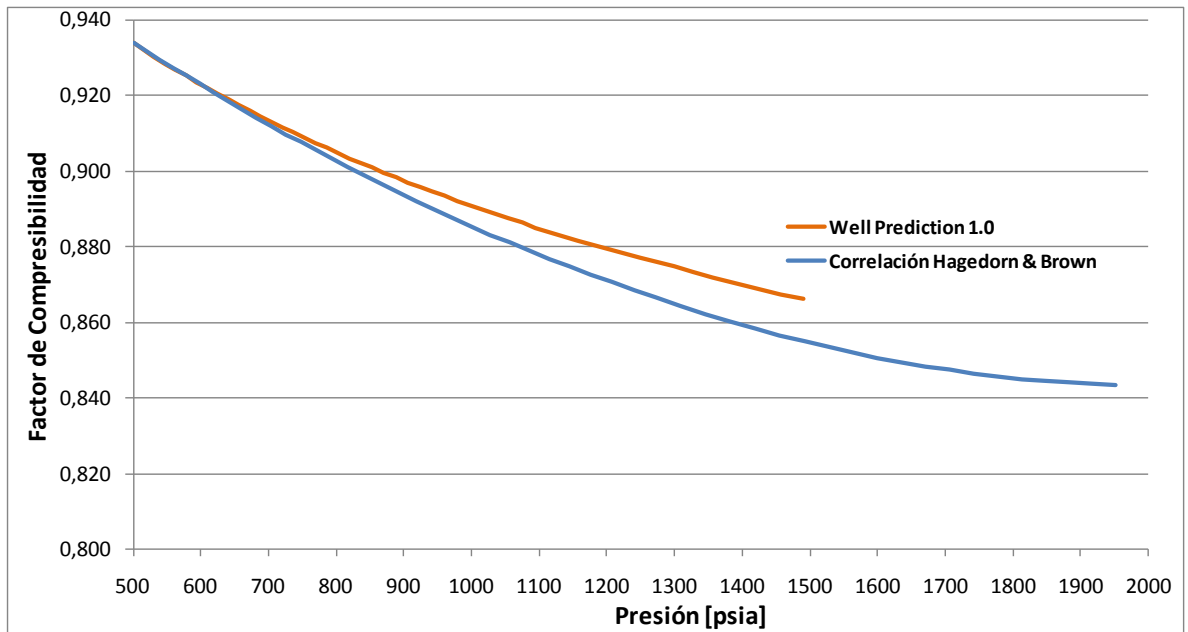
### **3.1.1. Resultados**

Los resultados tanto de la correlación de Hagedorn & Brown [11] como los del software Well Prediction, se muestran a continuación por medio de gráficas superpuestas.

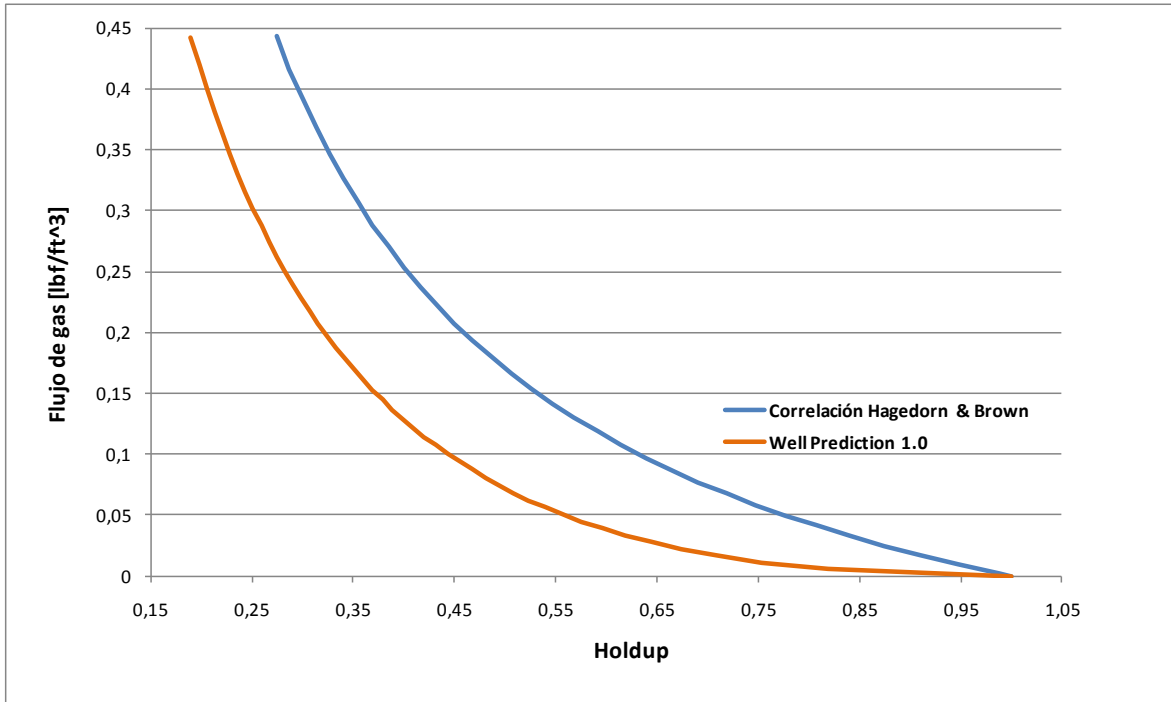
**Gráfica 1. Tendencia profundidad y presión**



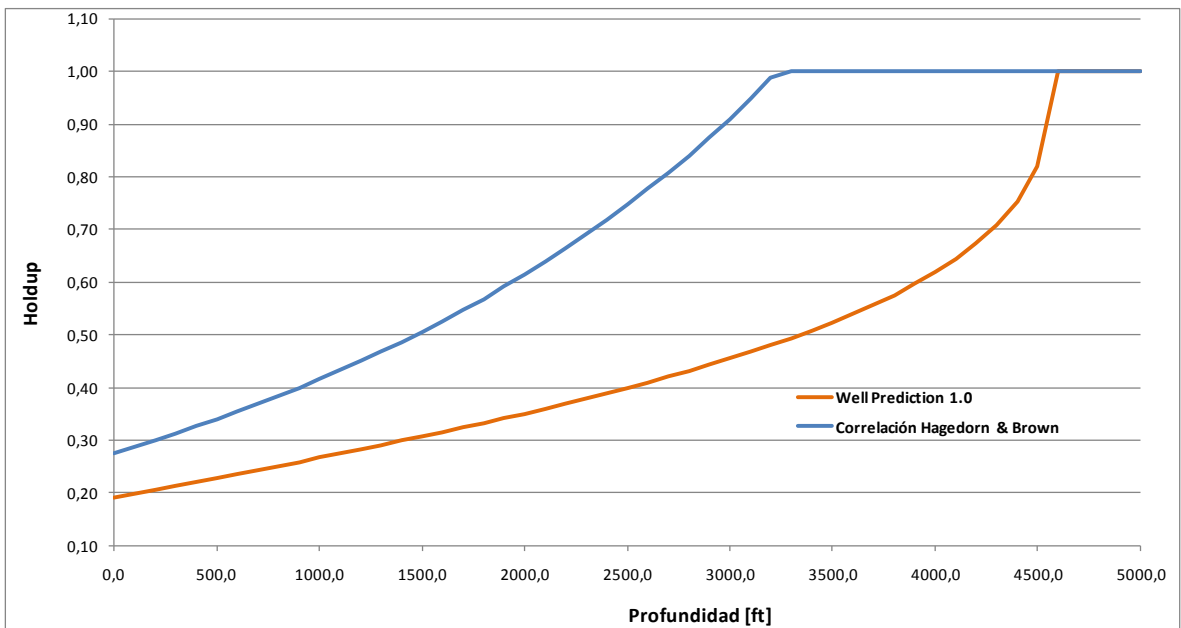
**Gráfica 2. Tendencia Factor de compresibilidad y presión**



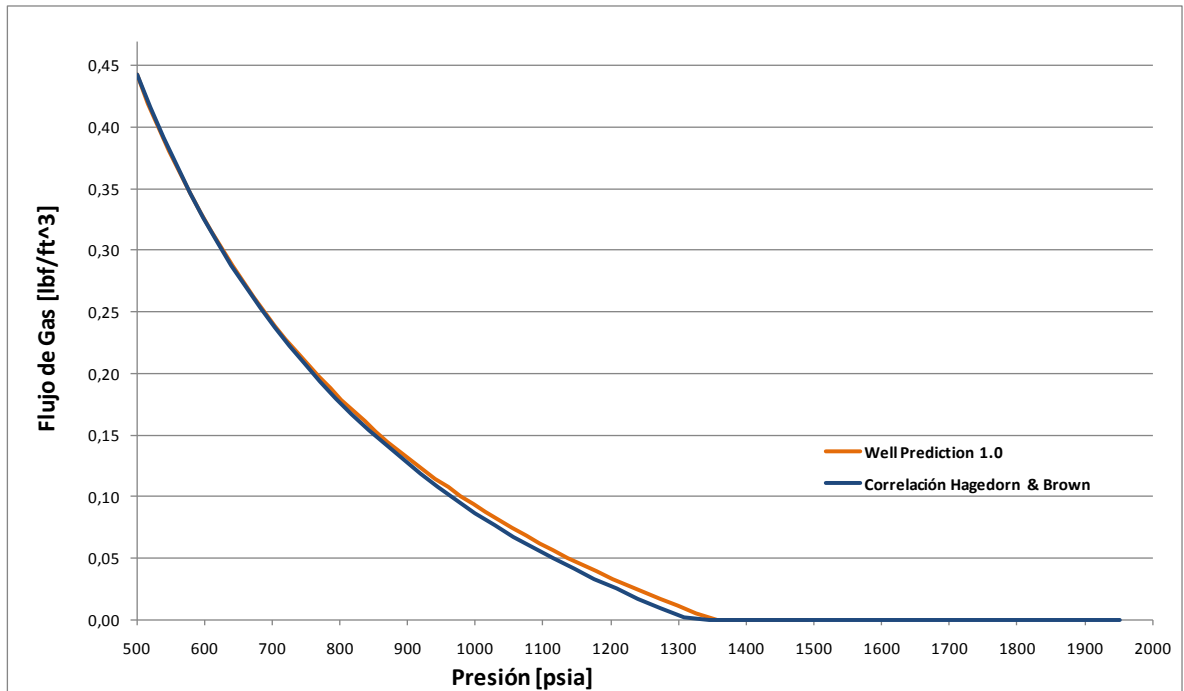
**Gráfica 3. Tendencia Holdup y flujo de gas**



**Gráfica 4. Tendencia Profundidad y holdup**



**Gráfica 5. Tendencia Presión y Flujo de gas**



En las cinco gráficas presentadas, se observa que el comportamiento de los dos modelos conserva una tendencia similar en el trazado, que es significativamente igual en las condiciones de superficie del pozo y también para algunas propiedades en el fondo de pozo.

La divergencia que se presenta en los dos modelos es fundamentalmente porque las correlaciones usadas para el cálculo del pozo son diferentes en los modelos. Entre los aspectos a resaltar en la diferencia de las correlaciones, la de Hagedorn & Brown [11] está catalogada como categoría B, que son modelos que, considerando el deslizamiento entre las fases, no toma en cuenta el patrón de flujo, mientras que la correlación de Mukherjee & Brill [3], se ubica en la categoría C, donde además de tener en cuenta el deslizamiento entre las fases, el patrón de flujo también se tiene en cuenta principalmente para el cálculo del gradiente de presión. Estas diferencias se evidencian en las gráficas presentadas, de las cuales se puede concluir:

- En la Gráfica 4, se observa que el holdup calculado en la correlación de Hagedorn & Brown siempre es mayor que el calculado en Well Prediction para las mismas condiciones iniciales. Esto evidencia las diferencias de los modelos que se mencionó anteriormente.
- La Gráfica 5 muestra un flujo de gas similar para los dos modelos, a pesar de usar correlaciones diferentes, ya que se debe conservar la masa en la superficie del pozo.
- La diferencia entre el holdup de los dos métodos significa una mayor presencia de gas para el modelo con el menor holdup, que en este caso es el de Well Prediction. Esto significa que para mantener una mayor presencia de gas, el aumento de la presión debe ser menor, y este comportamiento se describe en la Gráfica 1.
- Adicionalmente, cuando se alcanza la condición de líquido en el flujo ( $HL=1$ ), se observa para los dos modelos que la presión es casi la misma (1357 [psi] para Well Prediction y 1345 [psi] para Hagedorn & Brown), pero esto se da a diferentes profundidades, 3300 [ft] en la correlación de Hagedorn & Brown, y a 4600 [ft] con Well Prediction, confirmando que la presión calculada por Well Prediction será menor que la calculada por la correlación de Hagedorn & Brown, ya que a 4600 [ft] es una profundidad próxima al yacimiento, mientras el otro modelo está a más de 1300 [ft] por encima de la profundidad del yacimiento, y que el holdup está relacionado a la presión y no a la profundidad del pozo.
- El Factor de compresibilidad varía en los dos modelos, debido a la dependencia que existe entre esta variable y la presión.

## **3.2 VALIDACIÓN POZO 37 CAMPO COLORADO**

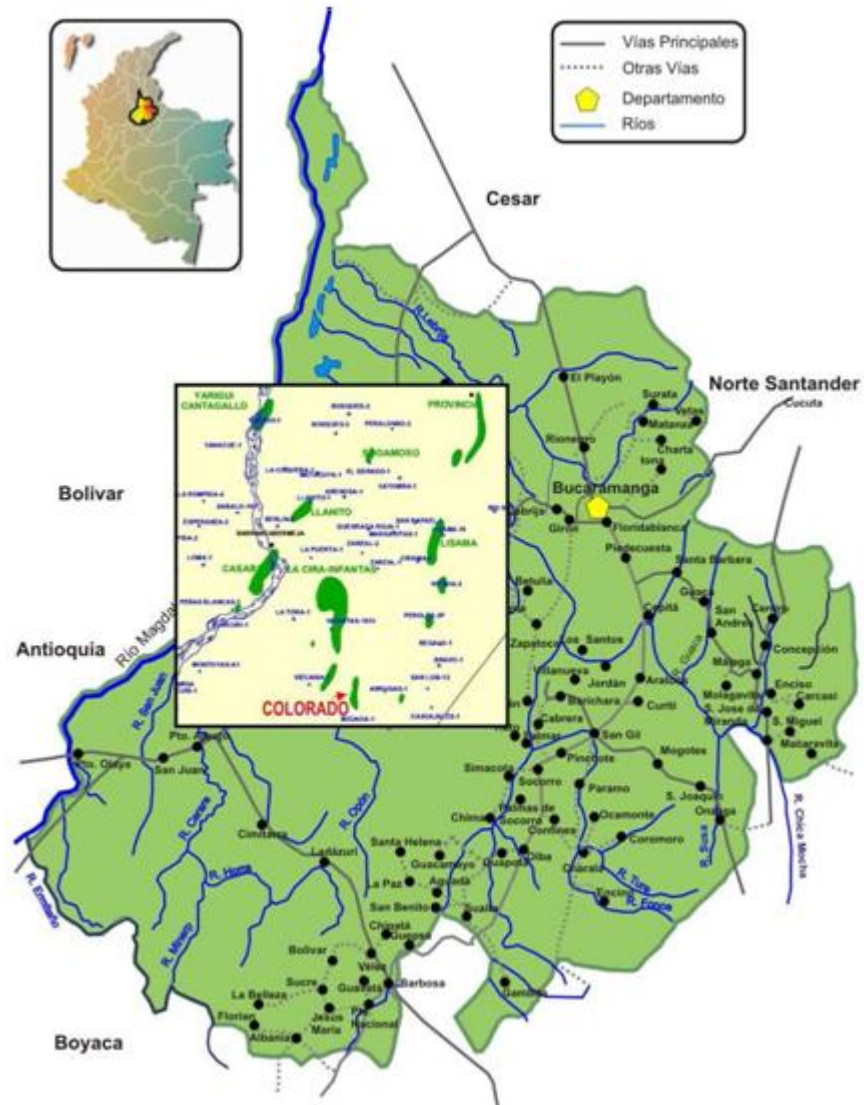
### **3.2.1 Campo Colorado**

El Campo Escuela Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. El principal objetivo de este convenio es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica, y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país.

El campo se desarrolló completamente entre los años de 1953 y 1964 en donde se perforaron la mayoría de los pozos, alrededor de unos 60, con lo cual se aumentó a 75 el total de pozos perforados en la estructura. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API. El mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución. El crudo original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59 MMbIs y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBIs con un factor de recobro actual del 15%.

El Campo Colorado está localizado en la cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y=1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares (ver Figura 21).

**Figura 22. Ubicación Campo Colorado**



### 3.2.2 Pozo Colorado – 37

#### Datos Generales

Localización:	N 1'245.606,63	E 1'038.311,31
Elevación terreno:	339,01 pies	Inicio perforación: 19/Ene/1.959
Elevación rotaria:	350,72 pies	Completado: 27/Mayo/1.959
Profundidad total:	7.069 pies	

**Estado del pozo:** Activo

**Figura 23. Colorado 37, Visita a campo Funcionarios Campo Escuela Colorado. Agosto – 2009**



### **Estado mecánico y Análisis PVT**

Tanto el estado mecánico, como el análisis PVT son herramientas fundamentales en la caracterización e identificación de un pozo.

Un estado mecánico consiste básicamente en la descripción de las dimensiones y componentes de todos los elementos del pozo completado, tales como:

- Profundidad y diámetros de las tuberías
- Bombas

- Presencia de obstrucciones como herramientas o accesorios que puede haber dentro del pozo.

Las pruebas PVT tienen como objetivo principal determinar la relación volumétrica de las fases desde condiciones de yacimiento hasta las condiciones de superficie, y también determinar la solubilidad del gas en el crudo, donde, estudios precisos son vitales para la evaluación de reservas, desarrollo óptimo de un plan de recobro, y para determinar la cantidad y calidad de los fluidos producidos.

A continuación se presentan los resultados experimentales del análisis PVT realizado al fluido del pozo Colorado 37, de la formación Mugrosa B. El muestreo en fondo de pozo se realizó por personal del Instituto Colombiano del Petróleo.

**Tabla 11. Información del muestreo**

<b>INFORMACIÓN DEL MUESTREO</b>	
Proyecto	Colorado 37
Fecha del Muestreo	30 de Enero de 2008
Tipo de Muestra	Cabeza de Pozo
Campo	Colorado

**Tabla 12. Información pozo**

<b>INFORMACIÓN POZO</b>	
Formación	Mugrosa B.
Profundidad de perforaciones	7630 – 7962 Ft.
Profundidad de muestreo	0 Ft.

**Tabla 13. Datos de superficie**

<b>DATOS DE SUPERFICIE</b>	
Presión en Cabeza de Pozo	600 [psi]= 4.136,85 [kPa]
Temperatura en Cabeza de Pozo	178 [°F] = 354,261 [K]
Presión del Separador	50 [psi] =344,737 [Kpa]
Temperatura del Separador	175 [°F] = 352,594 [K]

**Tabla 14. Datos de yacimiento**

<b>DATOS DE YACIMIENTO</b>	
Presión de Yacimiento	3236 [psi] = 22311,434 [Kpa]
Presión a la salida de la bomba	2034,923 [psi] = 14030,305 [Kpa]
Temperatura de Yacimiento	180 [°F] = 355,372 [K]

**Tabla 15. Datos de producción**

<b>DATOS DE PRODUCCIÓN</b>	
Flujo de petróleo	262 [BBL/D]
Flujo de Gas	0,2 [Mscf/D]
Flujo de Agua	3030 [BBL/D]
G.O.R (Relación Gas-Crudo)	46,4 [SCF/STB]
Grados API	16,8

**Tabla16. Análisis del fluido del yacimiento**

<b>ANÁLISIS DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO</b>	
<b>Componente</b>	<b>% Fracción molar</b>
Metano	0,83585
Etano	0,010479
Propano	0,01481
Iso-butano	0,005564
n-Butano	0,001287

ANÁLISIS DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO	
Componente	% Fracción molar
Iso-Pentano	0,006122
n-Pentano	0,006062
n-Hexano	0,005662
n-Hexano Plus	0,009484
Nitrógeno	0,00679
Dióxido de Carbono	0,023764
Sulfuro de Hidrógeno	0,074126

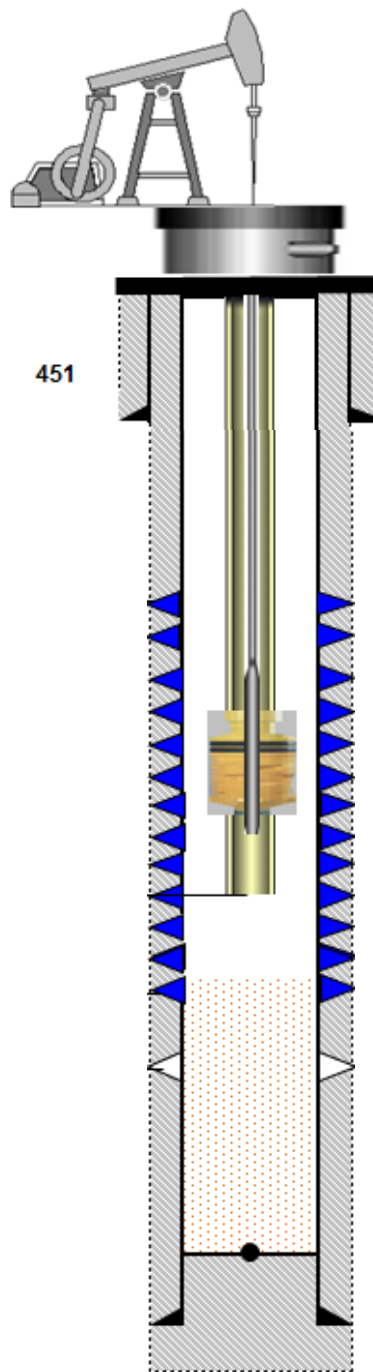
Además, del estado mecánico tenemos el siguiente tramo de tubería, que se observan en la Figura 24 y la Tabla 16.

**Tabla 17. Tuberías y revestimientos**

TUBERÍAS Y REVESTIMIENTOS				
Tramo	Diametro	Longitud	Rugosidad	Angulo
1	5 $\frac{1}{2}$ in	4929,38 Ft	0,0018	90°

Debido al uso de un sistema de levantamiento artificial en el pozo, se considerará solamente la sección de tubería desde la bomba hasta superficie, ya que la inclusión del mecanismo de bombeo y las perforaciones en diferentes niveles exceden los alcances de este proyecto.

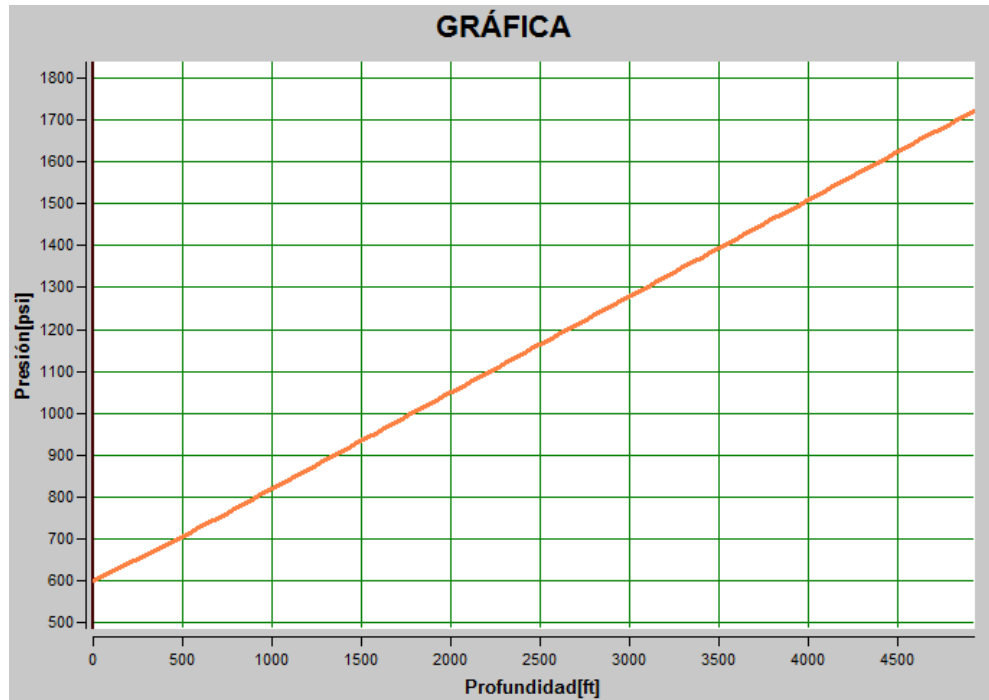
Figura 24. Esquema del estado Mecánico Colorado 37



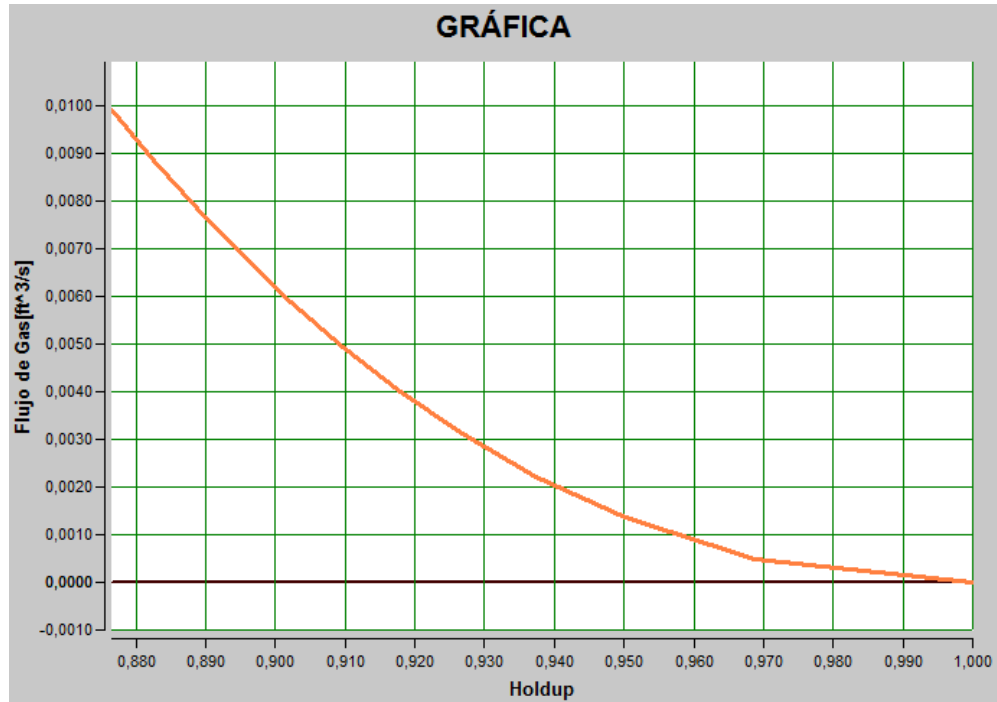
### 3.2.3 Curvas de comportamiento pozo Colorado 37.

Después de haber introducido los datos al software y su posterior cálculo obtenemos las siguientes gráficas:

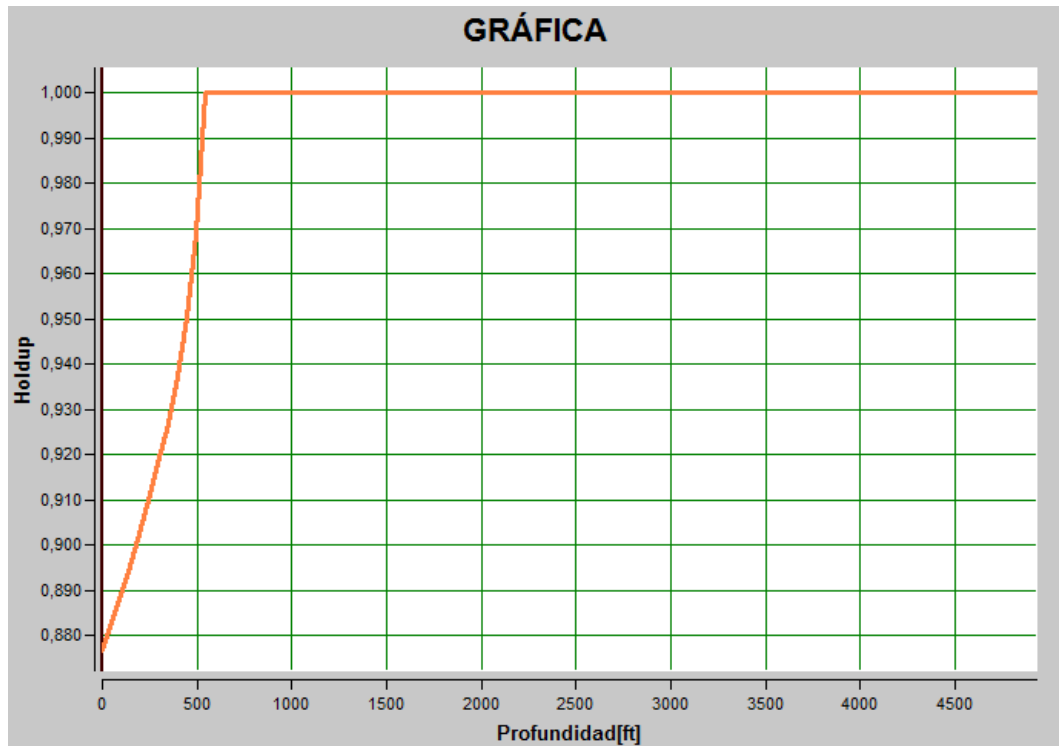
**Gráfica 6. Profundidad - presión**



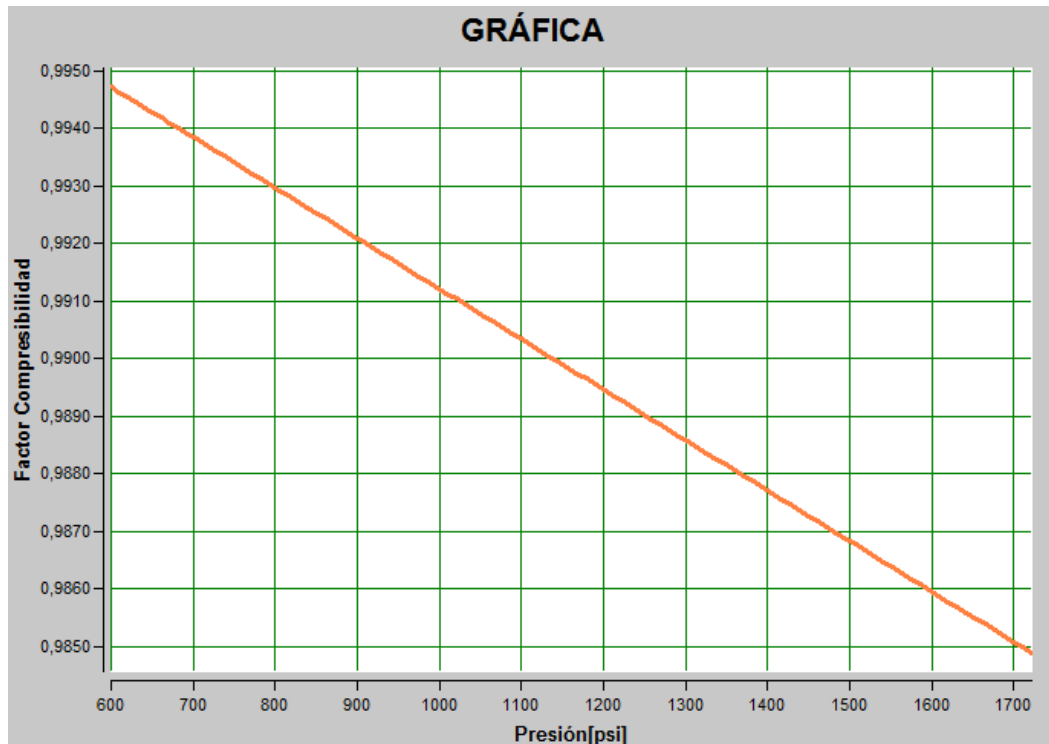
Gráfica 7. Holdup – flujo de gas



Gráfica 6. Profundidad - holdup



**Gráfica 9. Presión – factor de compresibilidad**



Respecto a los datos del estado mecánico, análisis PVT y los resultados obtenidos en el software, se hacen las siguientes observaciones del pozo Colorado 37.

- El tramo seleccionado para ejecución de los cálculos corresponde a la sección del tubing, que va desde la entrega de la bomba hasta la superficie. Esta selección se hizo debido a la complejidad de los cálculos que se necesitan para incluir las pérdidas de presión en la bomba, las cuales no hacen parte de los alcances del proyecto.
- Otro factor determinante para la selección del tubing como tramo para el análisis es la presencia de intervalos de perforación a diferentes profundidades, lo que significa, diferentes presiones en el yacimiento con aportes de flujo a diferentes profundidades.

- La presión de referencia para el tubing, se cálculo con la columna de crudo presente y el peso específico del mismo, obteniendo un valor de 2034,923 [psi].
- Respecto al valor de referencia de presión en el tubing, y el calculado por Well Prediction, se encuentra una diferencia de 313,128 [psi], debida principalmente a: las pérdidas en la cabeza del pozo, es decir, el juego de equipos de superficie por debajo de la válvula principal. La acumulación de parafinas que se pueden presentar en las tuberías por las características del crudo, que crean restricciones al flujo. La suposición de un flujo isotérmico, tomando la temperatura a la salida de la bomba igual a la de superficie por falta de información.
- Las curvas que describen el comportamiento del fluido multifásico del pozo Colorado 37, tienen una tendencia similar a las obtenidas en la validación realizada con el modelo de la correlación de Hagedorn & Brown [11].

#### 4. CONCLUSIONES

- El trabajo realizado, muestra cómo los modelos computacionales son de gran ayuda en el estudio de cálculos sobre comportamiento y predicción en el campo de los fluidos multifásicos aplicados a la extracción de crudo en pozos.
- Dentro de los fenómenos físicos contemplados, considerar el flujo como una combinación de tres fluidos, hace complejo su análisis, pero al mismo tiempo aproxima el estudio a la situación real de lo que sucede dentro de la tubería de extracción.
- Aunque el modelo propuesto para la simulación del pozo, está basado en correlaciones empíricas y no contempla todos los fenómenos físicos presentes en las operaciones de extracción de crudo, permite predecir un comportamiento aproximado de cómo cambia la mezcla bifásica y de igual manera las propiedades y parámetros operativos.
- En la validación con datos teóricos y datos de un pozo real (Colorado 37), se presentaron comportamientos similares en las gráficas realizadas por el software.
- Existe incertidumbre en la información que se recopila de un pozo, ya que muchos de los datos que se muestran en el análisis PVT del pozo, son obtenidos a partir de modelos matemáticos, que pueden incrementar los márgenes de error.
- Según las características del método, además de una entrevista con un especialista en completamiento de pozos, se concluyó que este modelo tiene

más aplicabilidad en pozos que tengan flujo natural, en comparación a los que cuentan con sistemas de levantamiento artificial.

- La complejidad del estudio de fluidos multifásicos, no se basa meramente en el hecho de ser varios fluidos desplazándose dentro de una tubería. Otros factores determinantes, como la forma de desarrollar las correlaciones, no logran representar completamente el comportamiento de un fluido; además, la forma de obtener los datos de campo, hacen que no se tenga una forma fehaciente de comparar los resultados obtenidos. De este modo, el deseo de alcanzar un modelo aceptable del flujo, lleva de por medio muchos factores que se alejan en cierta medida, del comportamiento real del fluido.
- A pesar de la correlación seleccionada, que de acuerdo a la literatura es una de las más rigurosas y aproximadas al fenómeno modelado, el desarrollo del proyecto y los resultados obtenidos, muestran que la investigación realizada en comparación a la magnitud del campo de los fluidos multifásicos, fue tan solo una muestra de los estudios que se pueden llegar a desarrollar, en este campo de la ciencia y la Ingeniería, dejando así una motivación para la continuidad de proyectos, a nivel de pregrado y maestría en la Universidad Industrial de Santander.

## 5. RECOMENDACIONES

- Mediante proyectos de grado, continuar la mejora del software Well Prediction, referente a la inclusión de fenómenos físicos no tenidos en cuenta como la transferencia de calor y de masa, evolución del flujo en el tiempo, el tipo de bombeo, entre otros.
- Mostrar de una manera gráfica los patrones de flujo, posterior al cálculo del pozo para un mejor entendimiento del fenómeno en la tubería.
- En la escuela de Ingeniería Mecánica, incentivar a los estudiantes interesados en el área de los fluidos multifásicos, mediante grupos de investigación, materias electivas y laboratorios especializados, centrados en el tema, para que puedan ampliar sus conocimientos en este extenso campo de la mecánica de fluidos. Esto, ya que la escuela cuenta con profesores capacitados, tanto en el área de la programación, como de mecánica de fluidos.

## BIBLIOGRAFÍA

1. *Multiphase Flow in Wells*. **Brill, James P. y Mukherjee, Hemanta**. Richardson, Texas : Society of Petroleum Engineers Inc., 1999, Vol. First Printing.
2. **Guo, Boyun, Lyons, William y Ghalambor, Ali**. *Petroleum Production Engineering*. s.l.: Elsevier Science & Technology Books, 2007. ISBN: 0750682701.
3. **Ahmed, T.H.** Hydrocarbon Phase Behaviour. *Gulf Publishing Company*. 1989.
4. **Gould, T.L.** Vertical Two-Phase Steam Water Flow in Geothermal Wells. *JPT*. 1974, Vol. p.833.
5. **Duns, H. y Ros, N.C.** Vertical Flow of Gas and Liquid Mixures in Wells. *Sixth World*. 1963.
6. **Aziz, K, Govier, G.W y Fogarasi, M.** Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas. *J.Cnd.pet.Tech*. 1972, Vol. 11.
7. **Chen, N.H.** An Explicit Equation for Friction Factor in Pipe. *Ind. Eng. Chem. Fund.* 1979, Vol. 18.
8. [En línea]  
[http://es.wikibooks.org/wiki/Programaci%C3%B3n\\_en\\_C%2B%2B/Objetos\\_y\\_Clas es#Miembros\\_de\\_una\\_clase\\_.28\\_m.C3.A9todos\\_y\\_atributos\\_.29](http://es.wikibooks.org/wiki/Programaci%C3%B3n_en_C%2B%2B/Objetos_y_Clas_es#Miembros_de_una_clase_.28_m.C3.A9todos_y_atributos_.29).
9. *Bjarne Stroustrup, The C++ Programming Language, Addison-Wesley Pub Co; Tercera edición (15 de febrero de 2000); ISBN 0-201-70073-5.*
10. **Hagedorn, A.R y Brown, K.E.** *Experimental study of pressure gradients Occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits*. s.l. : JPT, 1965.
11. **Carr, N, Kobayashi, Ri y Burrown, D.** Viscosity of of hidrocarbon Bases under pressure. *AIME*. 1954, Vol. 201.
12. **Van Wingen, N.** Recovery of oil in the United States. *API*. 1950.

13. **Fuentes, David.** *Especialización en Producción de Hidrocarburos.*  
Bucaramanga : UIS, 2009.