

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA
AREAS ESPECIALES DE GRADO**



**DESARROLLO DE UN PROGRAMA EN
MATLAB PARA EL ANÁLISIS DE FLUJO
MULTIFÁSICO
HORIZONTAL EN LOS POZOS DEL CAMPO
UDO.**

Realizado por:

**AZÓCAR MARIÑO JULIÁN ALEXANDER
GONZÁLEZ MARCANO MARVILEC DEL VALLE**

**Monografía Presentada ante la Universidad de Oriente, como
Requisito Parcial para Optar al Título de Ingeniero de Petróleo**

Puerto la Cruz, Agosto del 2007.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA
AREAS ESPECIALES DE GRADO



DESARROLLO DE UN PROGRAMA EN
MATLAB PARA EL ANÁLISIS DE FLUJO
MULTIFÁSICO
HORIZONTAL EN LOS POZOS DEL CAMPO
UDO.

JURADOS

Ing. José Fariñas
Jurado Principal

Ing. Mario Briones
Jurado Principal

Ing. Isvelia Avendaño
Jurado Principal

Ing. José Rondon
Jurado Principal

Puerto la Cruz, Agosto del 2007.

RESOLUCION

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario.”

DEDICATORIA

En primer lugar a mí querida madre Juana De Azócar y a mi querido padre Julián Azócar, por estar en todo momento conmigo, brindarme todo su apoyo, amor y guiarme por el mejor camino. Lo que soy se los debo a ellos, así que esta monografía es dedicada principalmente a ellos.

A mis hermanos Kevin Azócar y Daylis Azócar por darme su apoyo incondicional. Su comprensión y alegría me dieron fuerza para no detenerme, por eso también va dedicado a ustedes muchachos.

A mis sobrinos Kevin Azócar y Kelvin Azócar para que sepan que el único camino al triunfo es la dedicación y el sacrificio. Espero que esto les sirva como ejemplo. Los quiero mucho.

Julián A. Azócar M.

DEDICATORIA

En primer lugar le dedico este logro a **DIOS y a la VIRGEN DEL VALLE**, que me dieron la vida; y por ayudarme a superar todos los momentos difíciles que pase durante mi vida universitaria.

A mis padres Pablo González y Leccy de González, por su amor, por estar siempre pendiente de mí, brindarme su apoyo incondicional y enseñarme que uno de los valores importantes de la vida es la educación, este logro se los dedico a ustedes.

Los Amo Muchísimo.

A mi hermana, Lecvimar González, porque has sido mi ejemplo a seguir y porque de una u otra manera siempre me has brindado tu apoyo incondicional.

Te quiero mucho hermanita.

A mi Abuela Victoria de Marcano, a ti abuelita que aunque no estas a mi lado físicamente siempre lo estarás espiritualmente y se que estés donde estés, estas orgullosa de mi.

Siempre te llevare en mi corazón abuelita. Te quiero mucho.

CON MUCHO AMOR LES DEDICO ESTE TRIUNFO.

MARVILEC DEL VALLE GONZÁLEZ MARCANO.

AGRADECIMIENTO

A mi madre Juana Azócar y mi padre Julián Azócar por darme fortaleza, por ser mis grandes motivadores, por orientarme, motivarme y ayudarme diariamente a culminar mis estudios. Que dios los bendiga. Los quiero mucho.

A mis hermanos Kevin Azócar y Daylis Azócar, por todo su cariño y por ser una luz para mi, muchas gracias.

A mi tía Tereza Azócar por su ayuda y preocupación a lo largo de estos años en la U.D.O. muchas gracias por todo lo que me dio y enseñó.

A mis compañeros de estudio Vanessa, Nelly, Rut, Eunises, Shelimar, Rosmina, Maru, Yurilu, Yuli, Mary, Damelis, Gaby, Dolly, Tania, Andrés, Danny, Sisso, Javier, Alvaro, Choti por aportar cada uno un granito de arena en mis años como estudiante universitario.

A mis compañeras de monografía Marlene, Marvilec y Gioconda por el esfuerzo realizado para la culminación de la monografía.

A mis primas Teresita y Nancy por que estuvieron presentes en mis estudios apoyándome.

A mi amigo el Ing. Evelio Marchan por la colaboración en la elaboración de la monografía. Y la paciencia que nos tuvo.

JULIAN A. AZOCAR M.

AGRADECIMIENTO

En la vida hay metas que nos trazamos y que muchas veces son difíciles de cumplir, pero es su alcance el que nos da la mayor satisfacción, es por ello que en este momento tan especial en mi vida, tengo mucho que agradecer:

A DIOS y a la VIRGEN DEL VALLE, por haberme cuidado, ayudado y en ningún momento haberme abandonado y guiarme con su luz para alcanzar este sueño.

Gracias por siempre cuidarme. Nunca me dejen sola.

A mi PADRE y mi MADRE: PABLO y LECCY gracias a ustedes dos soy quien soy.

A ti MAMA que lo has dado todo por nosotras, gracias por tanto amor, por educarme, por formarme, por confiar en mí, gracias por todas las cosas buenas que me enseñaste.

A ti PAPA que a pesar de tantas cosas siempre has estado allí cuando te e necesitado, espero que siempre te sientas orgulloso de mí... y espero que nunca olvides lo mucho que te quiero

Mi triunfo es de ustedes, LOS AMO MUCHISIMO.

A mi Hermana LECVIMAR, Gracias por ayudarme y apoyarme hermanita, espero que te sientas orgullosa de mí como yo me siento de ti.

Te quiero mucho Lecvi.

A mi Abuela VICTORIA, que aunque por cosas de la vida no esta a mi lado se que desde el cielo me a cuidado mucho, me hubiese encantado tenerte hoy en día a mi lado abuelita, también te regalo mi

triunfo y te pido que sigas cuidando mis pasos como hasta hoy lo has hecho.

Nunca te olvidare abuela.

A mis Tíos ADALBERTO, JESÚS M, SATURNINO (nino) y muy especialmente a mis queridas tías PETRA, VICTORIA y JESUSITA, quienes han estado presente en todo momento de mi vida, gracias por apoyarme y confiar en mi.

Las quiero mucho a todas.

A mi novio LUIMARK SALAZAR, gracias por estar a mi lado, por apoyarme en todo momento y por todo el amor que me has brindado hasta ahora.

Te Amo Mucho Mi Amor.

A mis primos, VICMARY, CARLENYS, ADRIANA, JESÚS MANUEL, ANGELITZA, ESTEFANNY, ANGEL RAFAEL y muy especialmente a mis queridos primos JOSÉ MANUEL y VICTOR JOSÉ por todo el cariño que me han dado y a quienes les deseo todo lo mejor del mundo y espero que este triunfo les sirva de ejemplo, para que en el futuro sean alguien en la vida.

Los Quiero Mucho.

A mi Prima Hermana DOLCA y a sus dos hijos Gabriel y Anthony, gracias por nunca olvidarme a pesar de la distancia y por confiar siempre en mi.

Los Quiero Mucho.

A mis tíos políticos PAULINO y JOSÉ ABRAHAN, quienes confiaron en mi y en ningún momento dudaron que podría alcanzar este sueño.

Los Quiero.

A mis tíos, MARÍA ELENA, CONCEPCIÓN, CARMEN, HECTOR, EVELIA, a mis primos, ARISTIDES, ALFONZO, RICARDO por confiar en mi.

Los Quiero.

A Todos mis Amigos: leidy Nicolasa, Raul Sisso, Julián azúcar, Francisco Figuera, Luiselia Stapleton, Diana Urbina, José Gregorio Giral, Henry Giral, Anthony González, Ninoska Bello, Marcos, Luis Alfredo Montaña, Odalís Diaz, Anny Gil, Anais Gil, Miren Aranaga, Laura Baptista y muy especialmente a GABRELA TORRES y DOLLYS GIRAL por tantos momentos bonitos que pasamos juntas y todos aquellos que en este momento no recuerdo, pero que siempre los llevare en mi corazón, esperando y deseándoles éxitos y prosperidad donde vallan.

Los Extrañaré.

Al Ing. José Fariñas por ser el Asesor de este trabajo.

Al Ing. Evelio por ayudarnos constantemente para la realización de este trabajo.

A la Sra. Mireya por su Cariño y por ayudarme a alcanzar este triunfo.

A mis compañeros de área, Julián Azúcar, Marlene Quiñones y Gioconda Rojas por llegar hasta el final a pesar de tantas cosas.

“A LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SUS ILUSTRES PROFESORES, GRACIAS A USTEDES, A SU AYUDA Y A SUS ENSEÑANZAS HE LOGRADO CONQUISTAR ESTE OBJETIVO”

MARVILEC DEL VALLE GONZÁLEZ MARCANO.

CONTENIDO

RESOLUCION.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
AGRADECIMIENTO.....	vii
CONTENIDO.....	x
INDICE DE TABLAS.....	xii
INDICE DE FIGURAS.....	xiii
RESUMEN.....	xiv
CAPÍTULO I.....	15
INTRODUCCIÓN.....	15
1.1 Planteamiento del problema.....	15
1.2 Objetivos.....	17
1.2.1 Objetivo General.....	17
1.2.2 Objetivos Específicos.....	17
CAPÍTULO II.....	18
MARCO TEÓRICO.....	18
2.1 Flujo multifásico horizontal.....	18
2.1.1 Patrones de Flujo.....	18
2.2 Propiedades y Características del Flujo Multifásico.....	24
2.3 Propiedades de los componentes del Flujo Multifásico.....	33
2.4 GRADIENTE DE PRESIÓN EN TUBERÍAS HORIZONTALES.....	44
2.5 MODELOS GENERALES PARA EVALUAR EL FLUJO	
MULTIFÁSICO HORIZONTAL.....	50
2.6 Matlab.....	52
2.6.1 Programas.....	52
2.6.2 Gráficos 2D.....	53

2.7 Decreto 3.390	53
2.7.1 Software Libre	53
2.7.2 Estándares Abiertos	54
CAPÍTULO III	55
METODOLOGÍA Y FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA	55
3.1. Metodología Empleada	55
3.2 Correlaciones ajustadas al Programa	55
3.3 Funcionamiento del programa	68
3.4 Interpretación de las Curvas de gradiente de presión.....	69
3.5 Algoritmo General de Diseño	70
CAPÍTULO IV	72
MANUAL DEL USUARIO	72
4.1 Submenú Ubicación del Nodo.....	73
4.2 Submenú Correlaciones para el Gradiente de presión.	74
4.3 Submenú Datos de los Fluidos.	74
4.4 Submenú Datos de la Tubería.	75
4.5 Submenú de las Correlaciones PVT.....	76
CONCLUSIONES.....	85
RECOMENDACIONES	86
BIBLIOGRAFÍA	87
APÉNDICE	89
Hoja de Metadatos Para Tesis Y Trabajos de Ascenso	97

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 - Patrones de flujo (Beggs & Brill).....	58
Tabla 3.2 - Constantes para flujo inclinado (Beggs & Brill).....	59
Tabla 3.3 Regímenes de flujo (Baker).....	64

INDICE DE FIGURAS

Figura 4.1. Procedimiento de Entrada al Programa.....	72
Figura 4.2. Menú Principal.....	73
Figura 4.1.1. Submenú Ubicación del Nodo.....	74
Figura 4.2.1. Submenú Correlaciones para el Gradiente de presión.	74
Figura 4.3.1. Submenú Datos de los Fluidos.....	75
Fig. 4.4.1 Fig.4.4.2	76
Fig. 4.5.1. Submenú de las Correlaciones PVT.....	77
Fig. 4.5.2 Selección de la Presión Seudocrítica	77
Fig. 4.5.3 Selección para la Temperatura Seudocrítica.....	78
Fig. 4.5.4 Selección para el Factor de Compresibilidad	78
fig. 4.5.5. Selección de correlaciones para solubilidad.....	79
fig. 4.5.6. Selección de correlaciones para factor volumétrico.....	80
fig. 4.5.7. Selección de correlaciones para viscosidad del crudo muerto.....	80
fig. 4.5.8. Selección para la correlación de la viscosidad Gas- Petróleo	81
fig. 4.5.9 Selección de correlaciones para la Tensión Interfacial Gas- Petróleo	82
fig 4.5.10.....	82
fig. 4.5.11.....	83
Fig. 4.5.12 Selección para salir del Programa.....	83
fig.4.5.13 Selección para salir o ir a gráfica.....	84

RESUMEN

El objetivo de este trabajo fue el desarrollo de un programa en Matlab para el análisis de flujos Multifásicos horizontales en los pozos del Campo UDO; esto se llevo a cabo mediante revisión bibliográfica, con la finalidad de conocer los patrones y regimenes de flujos existentes en tuberías, una vez establecidos los patrones de flujo se procedió a evaluarlos en el programa matlab, lo cual permitió cotejar los datos mediante las correlaciones con el programa, determinándose que las correlaciones que mejor se ajustan son: Modelo de flujo Relativo de Beggs y Brill y la correlación de Ovid Baker luego se realizo secuencias y algoritmos de los cálculos involucrados en el estudio.

El modelo numérico se reproduce de forma satisfactoria, obteniéndose valores de las variables para identificar los diferentes tipos de flujo y gradientes de presión. Finalmente se generaron gráficas del comportamiento del gradiente de presión mediante las correlaciones programadas

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Actualmente es muy común en la empresa toparse con procesos que implican el trabajo con flujos Multifásicos. El flujo multifásico es caracterizado principalmente por los patrones de flujo que no son más que la distribución en el interior de la tubería de las fases de los fluidos. La caída de presión es un factor importante en un sistema multifásico es por tal razón que se busca el desarrollo de un programa en Matlab para el análisis de flujo multifásico horizontal. El Lenguaje de Matlab permitirá ubicar el punto óptimo de gradiente de presión en las correlaciones que mejor se ajusten, siendo el programa ejecutado en el Sistema Operativo del Software Libre, por lo que el usuario tendrá garantizado el acceso al Código Fuente y podrá realizar actualizaciones y cambios al programa en cualquier momento con la finalidad de optimizarlo y así disponer de un programa confiable con miras a la libertad de uso del conocimiento, al ahorro de las inversiones en software por parte de la Empresa Petrolera y a la Independencia Tecnológica.

1.1 Planteamiento del problema

Para la industria petrolera el flujo simultáneo de gas y líquido en una tubería es muy importante en las operaciones modernas. Para muchas instalaciones el uso de tuberías que manejan flujos multifásicos es la solución más económica, ya que disminuye el costo 20 a 25% con respecto a utilizar dos tuberías para manejar fluidos en una sola fase.

Diversos investigadores han desarrollado diferentes correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales y horizontales,

basándose en los principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente en observaciones empíricas limitadas por caídas de presión por fricción, diámetros de tuberías, características de los fluidos utilizados, geometría y condiciones de flujo, y relaciones gas – líquido.

El área de estudio se encuentra ubicada en la zona Nor- Oriental de Venezuela, donde se encuentran los pozos del campo UDO, el transporte de fluido multifásicos (gas, petróleo y agua) a través de la línea de flujo incide directamente en la disminución del aporte de los pozos debido a que es uno de los factores mas asociados a las perdidas de presión generadas por el deslizamiento que se presenta en la interfase gas- liquido, por fricción en las tuberías, entre otros. Por otro lado los programas que existen actualmente para simular la caída de presión en tuberías horizontales requieren de licencias y estas son muy costosas.

Debido a estos factores, surge la necesidad de desarrollar un programa de computación para analizar el comportamiento del flujo multifásico horizontal de los pozos del Campo UDO, el cual será creado bajo el lenguaje MATLAB, éste permitirá realizar algoritmos, secuencias de cálculos para el estudio de curvas de gradientes y perdidas de presión, además se determinaran el comportamiento de fases del fluido o régimen de flujo mediante el uso de correlaciones empíricas, tanto para gas como para crudo, adicionalmente se obtendrán las curvas de gradiente para los pozos que están completados en el Campo UDO y tendrá la categoría de software libre.

La importancia de este estudio va enfocada a desarrollar una herramienta para evaluar las diversas caídas de presión para cada pozo y con ello visualizar o predecir el flujo de fluido presente en las tuberías

horizontales y de esta manera aportar soluciones evitando problemas operacionales o paradas de producción.

1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo General.

Desarrollo de un programa en MATLAB para el análisis de flujo multifásico horizontal en los pozos del Campo UDO.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Recopilar toda la información bibliográfica necesaria para el desarrollo del programa.
2. Realizar los algoritmos y secuencias de cálculos involucrados en el estudio de curvas de gradientes y pérdidas de presión en flujos multifásicos horizontales.
3. Desarrollar un Programa que permita el análisis de pérdidas de presión en flujos multifásicos en tuberías horizontales.
4. Obtener curvas de gradiente a partir de todas las correlaciones programadas para datos reales en flujo horizontal de los pozos que fluyen del Campo UDO.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Flujo multifásico horizontal.

Se define como el flujo simultáneo de gas libre, líquidos y sedimentos a través de un canal o tubería^[6]. El gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o puede coexistir formando un oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él provocando, en algunos casos, crestas en la interfase gas-líquido; además, puede darse el caso, en el cual, el gas y el líquido se muevan en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la interfase gas-líquido.

2.1.1 Patrones de Flujo.

En el flujo bifásico (líquido/gas), las interacciones entre la fase líquida y el gas, por estar influenciadas por las propiedades físicas y velocidades de cada fase, por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios patrones de flujo^[7]. Estos patrones se llaman regímenes de flujo. En un determinado punto en la línea, solamente existe un tipo de flujo para cualquier instante de tiempo. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro en una misma sección transversal del tubo.

A. Los patrones de flujo se clasifican en tres grupos principales:

- Intermitente: Agrupa los regímenes tipo pistón y tipo tapón.

- Segregado: Comprende los regímenes de flujo estratificado, onda y anular.
- Distribuido: Patrones de flujo tipo burbuja y tipo rocío.

B. Patrones de flujo en tuberías Horizontales o Ligeramente Inclinas.

Los investigadores, han definido siete patrones principales para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos patrones se describen a continuación en orden ascendente de velocidad de gas. En los esquemas mostrados la dirección de flujo es de izquierda a derecha.

a. Flujo Tipo Burbuja:

El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de gas forma burbujas a lo largo del tope de la tubería, las velocidades del gas y el líquido son aproximadamente iguales. Si las burbujas tienden a dispersarse a través del líquido, eso se llama algunas veces flujo tipo espuma. En el flujo ascendente las burbujas mantienen su forma geométrica en un rango más amplio de condiciones. En el flujo descendente el comportamiento se desplaza en la dirección del flujo tipo pistón.

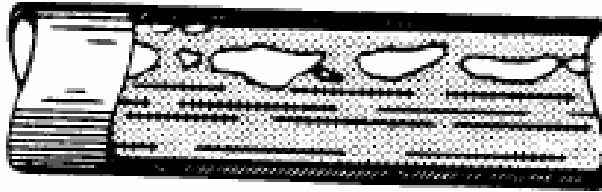


Fig.2.1.a. Flujo tipo burbuja en tuberías horizontales.

b. Flujo Intermitente tipo Pistón:

Al aumentar el flujo de gas, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de gas y líquido a lo largo del tope de la tubería con una fase líquida continua remanente en el fondo. En una orientación ascendente, el comportamiento es desplazado en la dirección del flujo tipo burbuja; si el flujo es descendente se favorece el flujo estratificado.

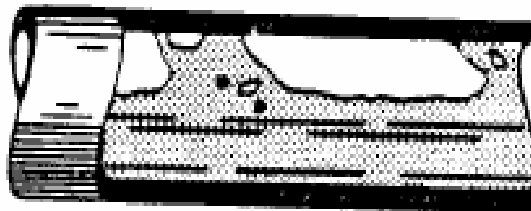


Fig.2.1.b. Flujo intermitente tipo pistón en tuberías horizontales

c. Flujo Estratificado Suave:

Como el flujo de gas continuo incrementando, los tapones de gas tienden a una fase continua. El gas fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a lo largo del fondo. La interfase es relativamente suave y

la fracción ocupada por cada fase permanece constante. En flujo ascendente, flujo tipo estratificado ocurre raramente favoreciendo el flujo ondulante. En flujo descendente, el flujo estratificado es favorecido siempre y cuando la inclinación no sea demasiado pronunciada.



Fig. 2.1. c. Flujo estratificado suave en una tubería horizontal.

d. Flujo Estratificado Ondulante:

Cuando el flujo de gas aumenta aún más, el gas se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante de la interfase forma olas de líquido. La amplitud de las olas se incrementa con el aumento del flujo de gas. El flujo ondulante puede ocurrir hacia arriba, pero en un rango de condiciones más restringido que en una tubería horizontal. Hacia abajo, las olas son más moderadas para un determinado flujo de gas y en la transición a flujo tipo pistón, si es que ocurre, tiene lugar a tasas más altas que en la tubería horizontal.



Fig.2.1.d. Flujo estratificado ondulante en tuberías horizontales

e. Flujo Intermitente Tipo Tapón:

Cuando el flujo de gas alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de gas, el líquido es presionado de manera que el gas ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto. En flujo ascendente, el flujo tipo tapón comienza a tasas de gas más bajas que en las tuberías horizontales. En flujo descendente, se necesitan tasas de gas más altas que en tuberías horizontales para establecer el flujo tipo tapón y el comportamiento se desplaza hacia el flujo anular. El flujo tipo tapón puede producir pulsaciones y vibraciones en codos, válvulas y otras restricciones, por tanto, debe ser evitado en lo posible.



Fig.2.1.e. Flujo intermitente tipo tapón en tuberías horizontales

f. Flujo Anular:

El líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el gas fluye como un núcleo a alta

velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el gas y llevado al centro como gotas arrastradas. La película anular en la pared es más espesa en el fondo que en el tope de la tubería y esta diferencia decrece al distanciarse de las condiciones de flujo de tipo tapón. Aguas abajo de los codos, la mayor parte del líquido se moverá hacia el lado de la pared externa. En flujo anular, los efectos de caída de presión y momento sobrepasan los de la gravedad, por lo tanto la orientación de la tubería y la dirección del flujo tienen menos influencia que en los regímenes anteriores. El flujo anular es un régimen muy estable. Por esta razón y debido a que la transferencia de masa gas-líquido es favorecida, este patrón de flujo es ventajoso para algunas reacciones químicas.



Fig.2.1.f. Flujo anular en tuberías horizontales

g. Flujo Tipo Rocío:

Cuando la velocidad del gas en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el gas como gotas arrastradas. Este patrón de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo.

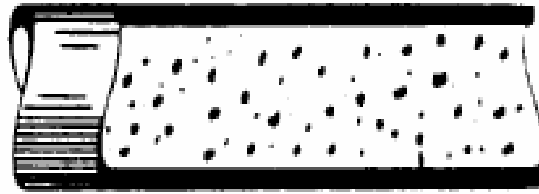


Fig.2.1.g. Flujo Tipo Rocío en tuberías horizontales

2.2 Propiedades y Características del Flujo Multifásico.

Anteriormente se mencionó que el patrón de flujo bifásico depende tanto de la velocidad de cada fase como de las propiedades del fluido y, en consecuencia, estas variables se deben tomar en cuenta en el análisis del gradiente de presión, debido a que el estudio incluye una segunda fase y, en algunos casos, la fase líquida puede estar compuesta por dos líquidos inmiscibles, tal como agua y crudo^[7]. A estas condiciones, se definen las siguientes propiedades:

A. Factor de Entrampamiento del Líquido (liquid Holdup). H_L .

Se define como la fracción del volumen de un elemento de la tubería ocupado por el líquido en cualquier instante^[7].

$$H_L = \frac{\text{volumen de líquido en un elemento de tubería}}{\text{volumen del elemento de tubería}} \quad (\text{Ec 2.1})$$

Este valor varia entre cero, cuando el fluido esta en fase gaseosa, y uno cuando la fase es líquida.

Para el cálculo de este factor es necesario conocer la densidad y viscosidad de la mezcla, la velocidad real de las fases y el coeficiente de transferencia de calor. Sin embargo, este valor puede cambiar en un elemento de tubería a otro y esta variación depende directamente del régimen que presente el flujo, es decir, cuando se tiene un patrón de flujo del tipo estratificado se va a tener la misma fracción de líquido en toda la tubería, si por el contrario, el patrón de flujo es de tipo tapón el H_L cambia periódicamente y se tiene que tomar un promedio del valor.

El factor de entrampamiento puede medirse experimentalmente o por correlaciones empíricas que están en función de las propiedades del fluido, el régimen de flujo y el diámetro e inclinación de la tubería.

Por otro lado, el volumen relativo in-situ de líquido y gas es, algunas veces, expresado en términos de la fracción de volumen que ocupa el gas (H_g) en la tubería. La cual se calcula de la siguiente manera:

$$H_g = 1 - H_L \quad (\text{Ec 2.2})$$

B. Factor de Entrampamiento Líquido sin Resbalamiento (No slip liquid Holdup), λ_L .

Se define como la relación de volumen de líquido en un elemento de tubería que podría existir si el líquido y el gas viajaran a la misma velocidad (sin resbalamiento) dividido por el volumen del elemento de tubería. Esto se puede calcular directamente, si se conocen los valores de las tasas de flujo de líquido y gas, de la siguiente manera:

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_g} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

λ_L : Factor de Entrampamiento Líquido sin Resbalamiento, adimensional.

Q_L : Tasa de flujo del líquido, (pie^3/s).

Q_g : Tasa de flujo de gas, (pie^3/s).

Es importante mencionar, que Q_L es la suma de las tasas de agua y crudo presentes en la mezcla. Por otra parte, el factor de entrampamiento sin resbalamiento del gas se calcula análogamente a la ecuación (2.2), la cual se expresa, en función de las tasas, como sigue:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{Q_g}{Q_L + Q_g} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

C. Velocidad superficial.

La mayoría de las correlaciones de flujo multifásico están basadas en una variable denominada velocidad superficial, la cual, esta definida como la velocidad que debería tener la fase de un fluido si éste fluyera a

través de toda el área transversal de la tubería^[7]. Por ejemplo, para la fase gaseosa, la velocidad superficial se calcula como sigue:

$$v_{sg} = \frac{Q_g}{A} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

donde:

v_{sg} : Velocidad superficial del gas, (pie/s).

Q_g : Tasa de gas, (pie³/s).

A : Área transversal de la tubería, (pie²).

Sin embargo, el área real a través del cual el gas fluye en la tubería es reducida, por la presencia del factor de entrapamiento del líquido. Por consiguiente, la velocidad real del gas es:

$$v_g = \frac{Q_g}{A * H_g} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

v_g : Velocidad real del gas, (pie/s).

H_g : Factor de entrapamiento del gas, adimensional.

La velocidad superficial y real del líquido se calculan de la misma manera, siendo respectivamente:

$$v_{sL} = \frac{Q_L}{A} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$v_L = \frac{Q_L}{A * H_L} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Como H_L y H_g son menores que uno, la velocidad real será mayor que la velocidad superficial de las fases.

La velocidad de la mezcla se puede calcular de la siguiente manera:

$$V_m = \frac{Q_L + Q_g}{A} = v_{sL} + v_{sg} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

V_m : Velocidad de la mezcla, (pie/s).

Por otra parte, la fase líquida y gaseosa pueden viajar a diferentes velocidades en la tubería y en consecuencia presentar deslizamiento entre las fases. Para evaluar el grado de deslizamiento se puede determinar la velocidad de deslizamiento (v_s), la cual esta definida como la diferencia entre la velocidad real del gas y el líquido y se expresa de la siguiente forma:

$$v_s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

El factor de entrampamiento del líquido con deslizamiento (H_L) o sin deslizamiento (λ_L) se puede determinar si se conocen las velocidades definidas previamente de la siguiente manera^[7]:

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{V_M} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$$H_L = \frac{v_s - V_m + [(V_m - v_s) + 4v_s v_{sL}]^{\frac{1}{2}}}{2 v_s}$$

$$(\text{Ec. 2.12})$$

D. Viscosidad.

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en el aspecto operacional de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad, que indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos.

La viscosidad del fluido es necesaria para conocer el número de Reynolds así como otros números adimensionales usados como parámetros en las correlaciones de flujos de fluidos. El concepto de la viscosidad del flujo multifásico no está bien definido y en consecuencia existe una gran variedad de correlaciones para el cálculo de la misma. Sin embargo, en forma general, se pueden definir las siguientes ecuaciones para conocer la viscosidad de la mezcla multifásica^[7]:

$$\mu_{ms} = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \quad (\text{Ec. 2.13})$$

$$\mu_m = \mu_L^{H_L} \mu_g^{H_g} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

$$\mu_m = \mu_L H_L + \mu_g H_g \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

μ_{ms} : Viscosidad del flujo multifásico sin deslizamiento, (cP).

μ_m : Viscosidad del flujo multifásico suponiendo deslizamiento entre las fases, (cP).

μ_L : Viscosidad del líquido, (cP).

μ_g : Viscosidad del gas, (cP).

La viscosidad de la mezcla de agua y crudo (μ_L) es usualmente calculada usando las fracciones de cada componente, siendo^[7]:

$$\mu_L = \mu_c f_c + \mu_w f_w \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Siendo:

$$f_c = \frac{Q_c}{Q_c + Q_w} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

y

$$f_w = 1 - f_c \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Donde:

μ_c = Viscosidad del crudo, (cP).

μ_w = Viscosidad del agua, (cP).

f_c, f_w = Fracción de crudo y agua respectivamente, adimensional.

Por otro lado, la viscosidad del gas natural, crudo y agua se calculan por correlaciones empíricas.

E. Densidad.

Cuando el fluido que se está estudiando es monofásico y de un solo componente el cálculo de la densidad como la presión y temperatura se realiza por medio de una ecuación de estado que represente el fluido. En este caso, el fluido es multifásico y determinar la densidad de la mezcla gas-líquida es más complicado debido a que hay que tomar en cuenta la separación gravitacional y los fenómenos físicos entre las fases. De este modo, se presentan las siguientes ecuaciones generales para determinar la densidad de la mezcla multifásica^[7].

$$\rho_{ms} = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \quad (\text{Ec. 2.19})$$

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

(Ec. 2.20)

$$\rho_{ns} = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g (1 - \lambda_L)^2}{(1 - H_L)} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Donde:

ρ_{ms} : Densidad del flujo multifásico sin deslizamiento, (lb/ pie^3).

ρ_m : Densidad del flujo multifásico suponiendo deslizamiento entre las fases, (lb/ pie^3).

ρ_{ns} : Densidad del flujo multifásico suponiendo deslizamiento entre las fases, (lb/ pie^3).

Algunas correlaciones están basadas en el factor de atrapamiento sin deslizamiento (λ_L), debido a que se puede determinar analíticamente, y de este modo la densidad se calcula con la ecuación (2.19) suponiendo que no hay deslizamiento entre las fases (ρ_{ms}). Asimismo, muchos investigadores prefieren la ecuación (2.20) para determinar el gradiente de presión debido a los cambios de elevación y, por otro lado, existen investigadores que usan la ecuación (2.21) para determinar las pérdidas por fricción y el número de Reynolds.

La densidad de la mezcla agua-crudo (ρ_L) puede ser calculada si se conocen las tasas de flujo del crudo y el agua suponiendo que no existe deslizamiento entre las fases de la siguiente manera:

$$\rho_L = \rho_C f_C + \rho_w f_w \quad (\text{Ec. 2.22})$$

2.3 Propiedades de los componentes del Flujo Multifásico.

El estudio de las propiedades del fluido multifásico requiere del conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos que lo componen, en este caso esta compuesto principalmente por crudo, agua y gas. Estas propiedades se pueden determinar en el laboratorio mediante análisis de las muestras de fondo o de superficie. Sin embargo esta información no esta disponible y es necesario utilizar correlaciones empíricas para su determinación.

A. Propiedades Físicas del Crudo.

Las correlaciones de las propiedades físicas del petróleo han sido desarrolladas utilizando sistemas de crudos de varias regiones productoras. Estos crudos exhiben una tendencia regional en su composición química que los caracteriza como: Parafínicos, nafténicos o aromáticos.

Debido a estas diferencias en composición, las correlaciones desarrolladas a partir de muestras regionales de una base química predominante pueden generar resultados erróneos cuando se aplican a

crudos de otras regiones. Por lo tanto, el uso efectivo de las correlaciones radica en el entendimiento de su desarrollo y en el conocimiento de sus limitaciones. ^[1]

a. Gravedad Específica del Crudo, γ_C

La Gravedad específica del crudo, γ_C , se define como la razón de la densidad del petróleo a la densidad del agua, ambas medidas a la misma presión y temperatura. ^[1]

$$\gamma_C = \frac{\rho_C}{\rho_w} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Para el petróleo es de uso común la gravedad API (American Petroleum Institute), definida mediante la siguiente relación:

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_C} - 131.5 \quad (\text{Ec. 2.24})$$

donde $^\circ API$, es la Gravedad API del petróleo. $^\circ API$, y γ_C la Gravedad Específica del petróleo a 60°/60°

b. Presión de Burbujeo, P_b

La presión de burbujeo se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida se encuentra en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre. ^[1]

c. Relación Gas-Petróleo en Solución, R_s

La razón gas en solución (o gas disuelto)-petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, R_s se define como los pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos se encuentran a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento. ^[1]

Algunas correlaciones para el cálculo de R_s , son las siguientes:

c.1 Correlación de Al-Marhoun, M.A.

La correlación es la siguiente: ^[1]

$$R_s = \left[185.84231 * P * \gamma_g^{1.87784} * \gamma_C^{-3.1437} * T^{-1.32657} \right]^{1.3984} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

Donde:

R_s : Razón Gas Disuelto-Petróleo a $P < P_b$, pcn/bn

P : Presión de interés, lpca

T : Temperatura de Yacimiento, °R

γ_g : Gravedad Específica del Gas, (aire = 1)

γ_C : Gravedad Específica del Petróleo, (agua = 1)

c.2 Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.

La correlación es la siguiente:

$$R_s = C_1 * \gamma_g^{C_2} * P^{\frac{1}{C_4}} * 10^{\left(\frac{C_3 * API}{T+460}\right)} \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Donde:

R_s : Razón Gas Disuelto-Petróleo a $P < P_b$, pcn/bn

P : Presión de interés, lpca

T : Temperatura de Yacimiento, °F

γ_g : Gravedad Específica del Gas, (aire = 1)

$°API_i$: Gravedad Específica del Petróleo, °API

Kartoatmodjo y Schmidt reportaron un error promedio de -4.6839% para la correlación, la Tabla 1 presenta los valores de las constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 de acuerdo a la gravedad API del crudo. ^[1]

Tabla 1. Valores de las Constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 .^[3]

	C_1	C_2	C_3	C_4

$\gamma_{API} \leq 30$	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
$\gamma_{API} > 30$	0.03150	0.7587	11.2895	0.9143

d. Factor Volumétrico del Petróleo, B_o

El factor volumétrico del petróleo, B_o , se define como el volumen que ocupa, a condiciones de la tubería, un barril normal de petróleo más su gas en solución. También puede definirse como el cambio de volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de la tubería a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación del gas en solución.

Las siguientes correlaciones permiten determinar B_o a la presión del punto de burbujeo ($P = P_b$):

d.1 Correlación de Glaso, O.

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.0 + 10^{[-6.58511 + 2.91329 \cdot \log F - 0.27683 \cdot (\log F)^2]} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Donde:

$$F = R_{sb} * \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_c} \right)^{0.526} + 0.968 * T \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Donde:

B_{ob} : Factor Volumétrico del Petróleo a P_b , by/bn

R_{sb} : Razón Gas Disuelto-Petróleo a $P \geq P_b$, pcn/bn

T : Temperatura de Yacimiento, °F

γ_g : Gravedad Específica del Gas, (aire = 1)

γ_c : Gravedad Específica del Petróleo, (agua = 1)

Glaso reporta un error promedio de -0.43% con una desviación estándar de 2.18% para la correlación. [1]

d.2 Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.

La correlación es la siguiente;

$$B_{ob} = 0.431935 * 10^{-1} + 0.156667 * 10^{-2} * T + 0.139775 * 10^{-2} * F + 0.380525 * 10^{-5} * F^2 \quad (\text{Ec. 2.29})$$

Donde:

$$F = R_{sb}^{0.773572} * \gamma_g^{0.40402} * \gamma_c^{-0.882605} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

Donde:

B_{ob} : Factor Volumétrico del Petróleo a P_b , by/bn

R_{sb} : Razón Gas Disuelto-Petróleo a $P \geq P_b$, pcn/bn

T : Temperatura de Yacimiento, °R

γ_g : Gravedad Específica del Gas, (aire = 1)

γ_c : Gravedad Específica del Petróleo, (agua = 1)

Dokla y Osman reportan un error promedio relativo de -0.01% con una desviación estándar de 0.86% para la correlación. ^[1]

Las correlaciones anteriores pueden ser utilizadas para estimar valores de B_o a presiones por debajo de la presión de burbujeo. En este caso, se debe utilizar R_s a la presión deseada en vez de R_{sb} a la presión de burbujeo. Además, se debe considerar la posible variación de las gravedades específicas del petróleo de tanque, °API, y del gas en solución, γ_g , con presión.

Los valores de B_o a presiones debajo del punto de burbujeo están afectados tanto por la solubilidad como por la compresibilidad, mientras que por encima del punto de burbujeo la solubilidad es constante y por tanto sólo influye la compresibilidad. ^[1]

Por lo tanto, si se conoce la compresibilidad del petróleo puede determinarse B_o a presiones mayores que la presión de burbujeo ($P > P_b$) mediante la siguiente ecuación;

$$B_o = B_{ob} * \exp[C_o * (P_b - P)] \quad (\text{Ec. 2.31})$$

Donde:

B_o : Factor Volumétrico del Petróleo a $P > P_b$, by/bn

B_{ob} : Factor Volumétrico del Petróleo a P_b , by/bn

P_b : Presión de Burbujeo, lpc

P : Presión de interés, lpc

C_o : Compresibilidad Isotérmica del Petróleo, lpc⁻¹

e. Densidad del Petróleo, ρ_c

La densidad del petróleo, ρ_c en lbs/pie³, a presiones menores o iguales a la del punto de burbujeo ($P \leq P_b$) se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_c = \frac{350 * \gamma_c + 0.0764 * \gamma_{gd} * R_s}{5.615 * B_o} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

Donde:

ρ_c : Densidad del Petróleo, lbs/pie³

B_o : Factor Volumétrico del Petróleo, by/bn

R_s : Razón Gas Disuelto-Petróleo, pcn/bn

γ_c : Gravedad Específica del Petróleo, (agua = 1)

γ_{gd} : Gravedad Específica del Gas Disuelto, (aire = 1)

350: Densidad del Agua a Condiciones Normales, lbs/bls

0.0764: Densidad del Aire a Condiciones Normales, lbs/pie³

5.615: Factor de Conversión, pie³/ bls

La gravedad específica del gas disuelto, γ_{gd} , se obtiene a partir de la siguiente correlación;

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + \gamma_{API}}{50} - 3.5715 * 10^{-6} * \gamma_{API} * R_s \quad (\text{Ec. 2.33})$$

Una limitación impuesta a la γ_{gd} es la siguiente: $\gamma_g \leq \gamma_{gd} \geq 0.56$ donde 0.56 es la gravedad específica del metano, y γ_g la gravedad específica del gas producido en el separador.

La densidad del petróleo a presiones mayores que la presión de burbujeo ($P > P_b$), se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_C = \rho_{Cb} * \exp[(C_o * (P_b - P))] \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Donde:

ρ_C : Densidad del Petróleo a $P > P_b$, lbs/pie³

ρ_{Cb} : Densidad del Petróleo a P_b , lbs/pie³

P_b : Presión de Burbujeo, lpca

P : Presión de interés, lpca

C_o : Compresibilidad Isotérmica del Petróleo, lpc⁻¹

B. Propiedades Físicas del Gas

Las relaciones que describen el comportamiento Presión-Volumen-Temperatura, (PVT) de los gases son llamadas Ecuaciones de Estado. La Ecuación de Estado más simple, es la llamada Ley de los Gases Ideales:

$$P * V = n * R * T \quad (\text{Ec. 2.35})$$

Donde V es el volumen de n moles de gas a la presión P y temperatura T , y R la Constante Universal de los gases. ^[1]

B.1 Gravedad Específica del Gas

La gravedad específica del gas se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Como la gravedad específica del gas se mide generalmente a condiciones normales (14.7 lpc y 60 °F), tanto el gas como el aire se comportan como gases ideales y puede escribirse: ^[1]

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a} \quad (\text{Ec. 2.36})$$

La densidad de un gas se define como la masa por unidad de volumen, así, de la ecuación 2.36 se tiene:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{P * M}{R * T} \quad (\text{Ec. 2.37})$$

Reemplazando la ecuación 2.37 en la ecuación 2.36 para el gas y el aire a las mismas condiciones de presión y temperatura:

$$\gamma_g = \frac{\frac{P * M_g}{R * T}}{\frac{P * M_a}{R * T}} = \frac{M_g}{M_a} = \frac{M}{28.96} \quad (\text{Ec. 2.38})$$

Donde:

M_g : Peso Molecular del Gas (lbs/lb-mol)

M_a : Peso Molecular del Aire, (= 28.96 lbs/lb-mol)

B.2 Presión y Temperatura Seudocríticas de Gases Naturales, P_{sc} y T_{sc}

Una serie de métodos o reglas de combinación han sido propuestos para determinar las propiedades seudocríticas cuando se conoce la composición de la mezcla gaseosa. Estos métodos o reglas de combinación suponen que cada componente contribuye a la presión y temperatura seudocríticas en proporción a su porcentaje de volumen en el gas y a la presión y temperatura críticas, respectivamente, de dicho componente. ^[1]

E. Factor de Compresibilidad del Gas, Z

Con el propósito de utilizar la ecuación general de los gases a altas presiones y temperaturas, es necesario modificar la ecuación 2.35. El método más común de corregir esta ecuación, consiste en introducir un factor de corrección denominado Factor de Compresibilidad, Factor de Desviación o Factor Z del gas:

$$P*V = n*Z*R*T \quad (\text{Ec. 2.45})$$

Este factor adimensional es afectado por presión, temperatura y composición del gas, y varía por lo general entre 0.70 y 1.20; 1.00 representa el comportamiento ideal. ^[1]

El valor de Z para diferentes gases ha sido determinado en base al Teorema de los Estados Correspondientes, el cual establece que: A las mismas condiciones de presión y temperatura seudorreducidas, todos los gases tienen el mismo Factor de Compresibilidad Z. La presión y temperatura seudorreducidas P_{sr} y T_{sr} , están definidas por:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{scM}} \quad (\text{Ec. 2.46})$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{scM}} \quad (\text{Ec. 2.47})$$

Donde P y T son la presión y temperatura absolutas a la cual se desea determinar Z y P_{scM} y T_{scM} la Presión y Temperatura seudocríticas, tal como se describió anteriormente.

2.4 GRADIENTE DE PRESIÓN EN TUBERÍAS HORIZONTALES.

Para diseñar una línea de flujo es necesario conocer el perfil de presiones que el fluido tendrá a lo largo de esta, es decir, determinar la

curva de gradiente, la cual permite visualizar las pérdidas de presión del fluido en todos los puntos de la tubería.

Las pérdidas de presión en flujo multifásico horizontal pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores que las ocurridas en flujos monofásicos, esto se debe a que la fase gaseosa se desliza sobre la fase líquida, separadas ambas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo de régimen de flujo existente. Sin embargo, en ambos sistemas (monofásico y multifásico), las pérdidas que se producen son de dos tipos: primarias y secundarias.

Las pérdidas primarias se producen por el contacto del fluido con las paredes de la tubería (capa límite), rozamiento de unas capas de fluido con otras (régimen laminar) o de las partículas de fluido entre sí (régimen turbulento) y las secundarias son producidas por las transiciones del flujo (estrechamientos o expansiones de la corriente) y por los accesorios presentes en el sistema de tuberías (codos, válvulas, etc.).

En el flujo de fluidos en estado estable por un tramo de tubería recta, el cambio de la presión que acompaña el flujo es la cantidad de interés más inmediato. En general, para obtener la caída de presión entre dos puntos de una tubería, tal como se muestra en la figura 2.4.1, es necesario realizar un balance de energía en el flujo de fluido a través de dichos puntos, aplicando la 1^{era} ley de la termodinámica, la conservación de la energía, se establece: “la energía del fluido que se almacena en cualquier región del sistema + cualquier trabajo adicional realizado sobre o por el fluido – la energía pérdida por calor en el sistema es igual a la energía del fluido que sale de dicha sección”^[4].

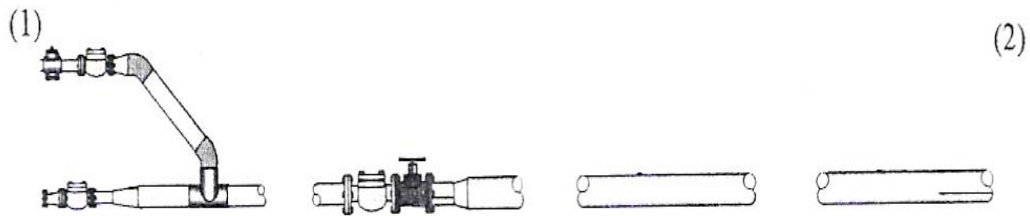


Fig 2.4.1 Flujo de Fluidos a través de una instalación típica

Considerando el sistema presentado en la figura 2.4.1 se puede establecer el siguiente balance entre los puntos (1) y (2):

$$U_1 + P_1V_1 + \frac{mv_1^2}{2g_c} + \frac{mgz_1}{g_c} - Q + W = U_2 + P_2V_2 + \frac{mv_2^2}{2g_c} + \frac{mgz_2}{g_c} \quad (\text{Ec. 2.48})$$

Donde:

U : Energía interna.

P : Presión, (lbf/pulg)²

V : Volumen, (pie³).

m : Masa, (lb).

v : Velocidad, (pie/s).

g_c : Constante gravitacional, 32,2 (lb pie/lbf s²).

g : Gravedad, (pie/s²)

z : Elevación desde un plano de referencia, (pie).

Q : Calor.

W : Trabajo realizado sobre el fluido.

Como el fluido no ejerce ningún trabajo sobre el sistema y el calor entregado al mismo es despreciable, la ecuación anterior puede simplificarse, escribiéndola en forma diferencial y en parámetros prácticos, se obtiene:

$$du + d\left(\frac{P}{\rho}\right) + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz = 0 \quad (\text{Ec. 2.49})$$

Esta forma de la ecuación del balance de energía es difícil de aplicar por el término de la energía interna. Sin embargo, por medio de las relaciones fundamentales de la termodinámica, éste se puede convertir en energía mecánica, tal como se muestra en la ecuación 2.50.

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dL_w = 0 \quad (\text{Ec. 2.50})$$

La ecuación (2.50), que se conoce como el balance de energía mecánica de Bernoulli^[12], toma en cuenta, agregando el término de fricción de Fanning, dL_w , que los fluidos reales inducen fricción en el sistema causando que los cambios de estado en procesos de flujo sean inherentemente irreversibles, puesto que la energía mecánica se disipa al convertirse en energía interna. El término de fricción de Fanning se define como:

$$\left(\frac{dP}{dz_f}\right) = \frac{2f\rho v^2}{D g_c} = dL_w \quad (\text{Ec 2.51})$$

Sustituyendo esta expresión en la ecuación (2.50) y considerando que la tubería esta inclinada con respecto a la horizontal a un ángulo θ resulta:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{g\rho \operatorname{sen}\theta}{g_c} + \frac{\rho v}{g_c} \frac{dv}{dL} + \frac{f\rho v^2}{2g_c D} \quad (\text{Ec 2.52})$$

siendo:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{elev.}} = \frac{g\rho \operatorname{sen}\theta}{g_c} \quad (\text{Ec 2.53})$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{acel.}} = \frac{\rho v}{g_c} \frac{dv}{dL} \quad (\text{Ec 2.54})$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{fricc}} = \frac{f\rho v^2}{2g_c D} \quad (\text{Ec 2.55})$$

Donde:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{elev.}} = \text{Pérdidas por elevación.}$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{acel.}} = \text{Pérdidas por aceleración.}$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{fricc}} = \text{Pérdidas por fricción.}$$

A. Variables que afectan las curvas del perfil de presión horizontal.

a. Efecto del diámetro de la tubería:

A menores diámetros mayores serán las pérdidas de presión a lo largo de la tubería.

b. Efecto de la tasa de flujo:

A mayor tasa de flujo, mayor será la velocidad de los fluidos transportados, lo que provoca un aumento de las pérdidas por fricción.

c. Efecto de la relación Gas-Fluido:

En tuberías horizontales, contrariamente a lo que ocurre en tuberías verticales, a mayor relación gas fluido mayor es la pérdida de presión, esto se debe a que la tubería debe transportar un fluido adicional.

d. Efecto de la viscosidad de la fase Líquida:

A mayor viscosidad de la fase líquida mayor será la resistencia de dicha fase para fluir por lo que mayores serán las pérdidas de energía en la tubería.

e. Efecto de la energía cinética:

Salvo para altas tasas de flujo en regiones de baja presión (< 150 lbf/pulg²), donde la densidad es baja y la velocidad se incrementa rápidamente, el término de aceleración no se toma en cuenta.

f. Efecto de válvulas y accesorios:

Distorsionan las líneas normales de flujo y dan lugar a pérdidas por fricción. Esto se debe, a que cualquier obstáculo en la tubería cambia la dirección de la corriente en forma total a parcial, alterando la configuración

características del fluido, causando una pérdida de energía mayor de la que normalmente se produce en un flujo por una tubería recta.

2.5 MODELOS GENERALES PARA EVALUAR EL FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL.

a. Modelo de flujo relativo (Beggs y Brill, 1973).

En este modelo las fases se tratan como una mezcla homogénea pero se asume resbalamiento entre las fases de gas y líquido. Esto es un mejoramiento del modelo homogéneo ya que se pueden calcular confiablemente el factor de entrapamiento del líquido. Sin embargo, se requiere información adicional acerca del movimiento relativo de las dos fases. La correlación de Mukherjee y Brill también se en este modelo.

Las correlaciones desarrolladas bajo el modelo de flujo relativo consideran:

- La mezcla de fases se trata como una mezcla homogénea.
- Considera deslizamiento entre las fases.
- Las velocidades superficiales de las fases son distintas.
- Considera las caídas de presión por fricción, aceleración y elevación.
- El área transversal de la tubería es constante a lo largo de la dirección axial.

b. Modelo de análisis dimensional (Duckler, 1964).

Es una poderosa técnica para desarrollar soluciones universales a partir de datos experimentales: Esto se logra a partir de grupos a partir de grupos dimensionales que controlan un sistema de flujo. El análisis

dimensional ha sido utilizado exitosamente para solucionar problemas de sistemas de una sola fase. Sin embargo, en flujo bifásico están envueltas un gran número de variables. El análisis dimensional no puede ser aplicado de manera directa o sencilla. Se requieren suposiciones para reducir el número de grupos dimensionales.

c. Modelo de flujo separado, (Lockhart y Martinelli, 1949)

En este modelo las fases de gas y líquido se tratan separadamente por consiguiente pueden ser analizadas utilizando métodos de una sola fase

Las correlaciones desarrolladas bajo el modelo de flujo separado consideran:

- Las fases de gas y líquido son tratadas separadamente.
- No existe resbalamiento entre fases.
- La velocidad superficial de líquido y gas son iguales.
- Las fases pueden resolverse por métodos de una sola fase.
- El área de la tubería es constante y no varía a lo largo de la dirección axial.
- No consideran los fenómenos físicos que ocurren entre las fases.

d. Modelo de flujo homogéneo (Wallis, 1969).

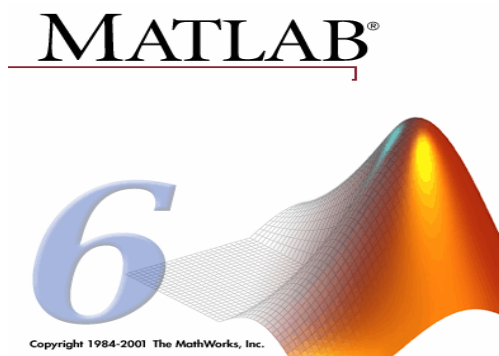
La mezcla de fases se trata como una pseudofase con propiedades físicas y velocidades promedio. Las propiedades físicas de las mezclas son determinadas a partir de las propiedades del gas y el líquido a través del factor de entrapamiento.

Las correlaciones desarrolladas bajo el modelo de flujo homogéneo consideran:

- Las dos fases están mezcladas y equilibrio.
- La mezcla puede tratarse usando métodos de una sola fase.
- El flujo es considerado unidimensional en estado estable.
- No ocurre resbalamiento entre las fases.
- Ambas fases son compresibles.
- No consideran los fenómenos físicos que ocurren entre fases.

2.6 Matlab

Matlab es el nombre abreviado de “MATrix LABoratory” es un programa para realizar cálculos numéricos con vectores y matrices. Como caso particular puede también trabajar con números escalares, tanto reales como complejos, con cadenas de caracteres y con otras estructuras de información más complejas. Una de las capacidades más atractivas es la de realizar una amplia variedad de gráficos en dos y tres dimensiones. [6]



2.6.1 Programas

En Matlab una forma eficiente de realizar programas es crear nuevas funciones que se almacenen como archivos cuya extensión es m. Estos programas nos permiten especificar los datos que deben introducirse y los

resultados que deben mostrarse y pueden ser llamados como subprogramas desde otros programas. [7]

2.6.2 Gráficos 2D

Matlab puede producir gráficos bi-dimensionales de curvas utilizando el Comando plot; la sintaxis de la orden es: plot(x,z); donde x es el vector que contiene los valores de x y z es el vector que contiene los valores de z. [6]

2.7 Decreto 3.390

Mediante el Decreto 3.390 se dispone que la Administración Pública Nacional empleara prioritariamente Software Libre desarrollado con Estándares Abiertos, en sus Sistemas, Proyectos y Servicios Informáticos. [7]

2.7.1 Software Libre

El concepto de Software Libre se basa en el derecho absoluto de ejecutar, copiar, distribuir y modificar el mismo. En estas licencias se utiliza un concepto basado en un juego de palabras de habla inglesa. Las licencias de Software Libre se aseguran con el “copyleft” (copy -traducción literal- izquierda) de manera que cualquiera que redistribuya el software, con o sin cambios, no podrá restringir a nadie la libertad de copiarlo, redistribuirlo o cambiarlo. Mientras que el software privado o “propietario” utiliza el “copyright” (copy -traducción literal- derecha) o derecho de autor. [7]

El uso del Software Libre posee importantes beneficios, entre los que se puede enumerar la libertad de ejecutar el programa con cualquier

propósito, estudiar cómo funciona y adaptarlo a las necesidades propias, redistribuir copias del mismo, mejorarlo y liberar esas optimizaciones al público.

2.7.2 Estándares Abiertos

Son especificaciones técnicas, publicadas y controladas por alguna organización que se encarga de su desarrollo, las cuales han sido aceptadas por la industria, estando a disposición de cualquier usuario para ser implementadas en un Software Libre o propietario, promoviendo la competitividad, interoperabilidad o flexibilidad. ^[7]

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA Y FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA

3.1. Metodología Empleada

Se reviso la bibliografía referente a patrones de flujo horizontales, características y propiedades de flujo multifásico y las correlaciones disponibles para el análisis de las curvas de gradientes de presión de flujo multifásico horizontal; por otra parte, se consulto todo lo concerniente para el manejo, aplicación y límites del programa Matlab. Los medios utilizados comprenden textos, manuales, Internet, etc. Una vez recopilada la información, se procedió a una etapa de lectura, análisis e interpretación de la misma, con el objeto de seleccionar lo que más se adapte al desarrollo de los objetivos planteados.

3.2 Correlaciones ajustadas al Programa

Beggs y Brill.

Se debe determinar primero el tipo de flujo, según fue definido por los autores, esto requiere del conocimiento previo de varios números adimensionales, incluyendo el número de Froude que relaciona la velocidad de flujo con el diámetro de la tubería. Las siguientes variables son usadas para determinar el régimen de flujo que existiría en la tubería horizontal. Este régimen de flujo es solamente un parámetro de

correlación y no es indicativo del régimen de flujo real, a menos que la tubería sea horizontal.

$$N_{FR} = \frac{v_t^2}{g_c \phi_t} \quad (3.1)$$

¡Error! Marcador no definido.(3.2)

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0.302} \quad (3.3)$$

$$L_3 = 0.1 \lambda_L^{-1.4516} \quad (3.4)$$

$$L_4 = 0.5 \lambda_L^{-6.738} \quad (3.5)$$

Los valores de los límites de los diferentes tipos de regímenes de flujo horizontal para esta correlación son los que se muestran en la siguiente tabla:

REGIMEN DE FLUJO	LIMITE
SEGREGADO	$\lambda_L < 0.01$ y $N_{FR} < L_1$ o $\lambda_L \geq 0.02$ y $N_{FR} < L_2$
TRANSICION	$\lambda_L \geq 0.01$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_3$

INTERMITENTE	$\leq \lambda_L < 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_1$ o $\lambda_L \geq 0.4$ y $L_3 < N_{FR} \leq L_4$
DISTRIBUIDO	$\lambda_L < 0.4$ y $N_{FR} \geq L_1$ o $\lambda_L \geq 0.4$ y $N_{FR} > L_4$

Cuando el flujo cae en el régimen de transición, el factor de entrapamiento de líquido debe ser calculado usando las ecuaciones de los regímenes intermitente y segregado e interpolando con el siguiente factor de peso:

$$H_{L(trans)} = A H_{L(seg)} + (1 - A) H_{L(int)} \quad (3.6)$$

Donde

$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \quad (3.7)$$

El factor de entrapamiento de líquido depende del régimen de flujo y viene dado por la expresión siguiente:

$$H_L = \psi H_{L(0)} \quad (3.8)$$

Donde $H_{L(0)}$ es el factor de entrapamiento de líquido que existiría si la tubería fuese horizontal y ψ es el factor de corrección por inclinación.

$$H_{L(0)} = \frac{a \lambda_L^b}{N_{FR}^c} \quad (3.9)$$

Los valores de las constantes **a**, **b** y **c** para cada patrón de flujo se presentan en la tabla 3.1

Patrón de flujo	a	b	c
Segregado	0.98	0.4846	0.0868
Intermitente	0.84 5	0.5351	0.0173
Distribuido	1.06 5	0.5824	0.0609

Tabla 3.1 - Patrones de flujo (Begg & Brill)

El valor de $H_{L(0)}$ está limitado a:

$$H_{L(0)} \geq \lambda_L$$

El factor de corrección, ψ , es dado por:

$$\psi = 1 - C \left[\text{Sen}(1.8 \theta) - 0.333 \text{ Sen}^3(1.8 \theta) \right] \quad (3.10)$$

Donde θ es el ángulo de inclinación de la tubería en relación a la horizontal, y

$$C = (1 - \lambda_L) \ln \left(d \lambda_L^e N_{LV}^f N_{FR}^g \right) \quad (3.11)$$

El valor de **C** en la ec. 154 está restringido a **C ≥ 0**.

Una vez conocido el valor de **H_L**, la densidad de la mezcla bifásica

Patrón de flujo	ϕ	d	e	f	g
Segregado	> 0	0. 011	- 3.768	3. 539	- 1.614
Intermitente	> 0	2. 96	0. 305	- 0.4473	0. 0978
Distribuido	> 0	No se corrige. C = 0 , $\psi = 1$			
Todos	< 0	4. 70	- 0.3692	0. 1244	- 0.5056

Tabla 3.2 - Constantes para flujo inclinado (Beggs & Brill)

El gradiente de presión debido al cambio de elevación es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{elev.} = \frac{g}{g_c} \bar{\rho}_m \text{Sen} \theta \quad (3.12)$$

El gradiente de presión debido a la fricción es:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{fricc.} = \frac{f \rho_n v_t^2}{62.4 \phi_t} \quad (3.13)$$

Donde,

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \quad (3.14)$$

$$f = f_n \left(\frac{f}{f_n}\right) \quad (3.15)$$

El factor de fricción sin resbalamiento, f_n , mediante la ecuación de Jaín o Colebrook para un Número de Reynolds dado por:

$$NRe = \frac{1488 v_t \rho_n \phi_t}{\mu_n} \quad (3.16)$$

Con,

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad (3.17)$$

La relación f/f_n es dada por:

$$\frac{f}{f_n} = e^S \quad (3.18)$$

Con

$$S = \frac{\ln X}{-0.0523 + 3.182 \ln X - 0.8725(\ln X)^2 + 0.01853(\ln X)^3} \quad (3.19)$$

y

$$X = \frac{\lambda_L}{H_L^2} \quad (3.20)$$

La aplicación de la ec. 2.163 20 está limitada a:

$$1 > X > 1.2$$

En el intervalo $1 \leq X \leq 1.2$ la función **S** es calculada por

$$S = \ln(2.2 X - 1.2) \quad (3.21)$$

Aunque el gradiente de presión debido a aceleración es muy pequeño, excepto para altas velocidades de flujo, debe ser incluido para los cálculos en sistemas con altas tasas de flujo, usando la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{acel.} = \left(\frac{\bar{\rho}_m v_t v_{sg}}{g_c \bar{P}}\right) \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (3.22)$$

Definiendo

$$E_K = \frac{\bar{\rho}_m v_t v_{sg}}{32.2 \bar{P}} \quad (3.23)$$

El gradiente de presión total puede ser calculado mediante la ecuación:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} \left(\frac{\rho_m \text{Sen} \theta + \frac{f \rho_n v_t^2}{64.4 \phi_t}}{1 - E_K/144} \right) \quad (3.24)$$

Ovid Baker. ⁽¹⁷⁾

Esta correlación está basada en el trabajo de Lockhart y Martinelli ⁽¹⁸⁾, pero incorporando una ecuación para cada uno de los regímenes de flujo propuestos por Baker.

Los parámetros de correlación de Lockhart y Martinelli Φ_L , Φ_g y X fueron definidos como:

$$\Phi_L = \left[\frac{(\Delta P/\Delta L)_m}{(\Delta P/\Delta L)_L} \right]^{0.5} \quad (3.25)$$

$$\Phi_g = \left[\frac{(\Delta P/\Delta L)_m}{(\Delta P/\Delta L)_g} \right]^{0.5} \quad (3.26)$$

$$X = \left[\frac{(\Delta P/\Delta L)_L}{(\Delta P/\Delta L)_g} \right]^{0.5} \quad (3.27)$$

Baker propuso la siguiente ecuación general para los diferentes patrones de flujo, suponiendo que ambas fases fluyen en forma turbulenta

$$\Phi_m = \frac{a X^b}{L^c} \quad (3.28)$$

Los valores de las constantes **a**, **b** y **c** para cada patrón de flujo se presentan en la tabla 3.3.

Patrón de flujo	a	b	c
Burbuja	14.2	0.75	0.1

Tapón	27.315	0.855	0.17
Estratificado	15400	1.0	0.8
Ondulado	15400	0.75	0.65
Disperso	4.8 – 0.3125 ϕ_t	0.343 – 0.021 ϕ_t	0

Tabla 3.3 Regímenes de flujo (Baker).

Para identificar el patrón de flujo es necesario analizar las condiciones de límite, las cuales se presentan a continuación:

Patrón de flujo	Límite
Burbuja	$N_Y \geq L_1$ ó $N_x \geq 264$ y $N_Y \geq 1800$
Tapón	$N_Y \leq L_3$ y $L_1 > N_Y \geq L_2$
Estratificado	$L_2 > N_Y \leq L_4$
Ondulado	$L_2 > N_Y > L_4$

Disperso	$N_x < 264$ y $L_3 < N_Y \geq L_2$
----------	------------------------------------

Donde,

$$L_1 = 10^{5.87 - 0.667 \text{ Log } N_x} \quad (3.29)$$

$$L_2 = 10^{4.2675 - 0.687 \text{ Log } N_x} \quad (3.30)$$

$$L_3 = 10^{3.02 + 0.51 \text{ Log } N_x} \quad (3.31)$$

$$L_4 = 10^{3.78 - 0.2199 \text{ Log } N_x} \quad (3.32)$$

Con,

$$N_x = \frac{W_L \lambda \psi}{W_g} \quad (3.33)$$

$$N_Y = \frac{W_g}{\lambda} \quad (3.34)$$

$$\lambda = \left[\left(\frac{\rho_g}{0.0764} \right) \left(\frac{\rho_L}{62.4} \right) \right]^{0.5} \quad (3.35)$$

$$\Psi = \left(\frac{72}{\sigma_L} \right) \left[\mu_L \left(\frac{62.4}{\rho_L} \right)^2 \right]^{1/3} \quad (3.36)$$

Donde

W_L = Velocidad de la masa de líquido, lbs/hr.

W_g = Velocidad de la masa de gas, lbs/hr.

Las velocidades de masa de los fluidos, en Lbs/hr, se obtienen mediante las ecuaciones:

$$W_L = 0.234 Q_o \left(B_o + \frac{f_w B_w}{1 - f_w} \right) [\rho_o + f_w (\rho_w - \rho_o)] \quad (3.37)$$

$$W_g = 0.234 Q_o \rho_g (RGP - R_s) B_g \quad (3.38)$$

Baker expresó las pérdidas por fricción en términos de ecuación de Fanning. Así, los gradientes de presión para cada fase vienen dados por:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_g = \frac{f'_{(g)} \rho_g Q_g'^2}{3.38 \times 10^{11} \phi_t^5} \quad (3.40)$$

Donde

ϕ_t = Diámetro interno de la tubería, pies.

Q_L' , Q_g' = Tasas de producción de líquido y gas a condiciones de flujo, bls/día.

ρ_L, ρ_g = Densidades del líquido y del gas, lbm/pie³

$$Q'_L = Q_o \left(B_o + \frac{f_w B_w}{1 - f_w} \right) \quad (3.41)$$

$$Q'_g = Q_o (RGP - R_s) B_g \quad (42)$$

El gradiente de presión bifásico se obtiene mediante:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_f = \Phi_m^2 \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_g \quad (3.43)$$

Los factores de fricción de ambas fases, $f'_{(L)}$ y $f'_{(g)}$, son calculados mediante la ecuación de Jaín o de Colebrook, a pesar de que los gradientes de presión son expresados en la forma de Fanning.

Los números de Reynolds para cada fase en flujo simple son obtenidos mediante:

$$N_{RE(L)} = 0.1231 \frac{\rho_L Q'_L}{\mu_L \phi_t} \quad (3.44)$$

$$N_{RE(g)} = 0.1231 \frac{\rho_g Q'_g}{\mu_g \phi_t} \quad (3.45)$$

Para incluir el efecto de elevación en tuberías inclinadas se propone anexar el factor correspondiente

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right] = \frac{\rho_m}{144} \text{Sen} \theta + \left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_f \quad (3.46)$$

Donde,

ρ_m = Densidad de la mezcla , Lbs/pie³.

θ = Angulo de inclinación (positivo hacia arriba),
grados.

El factor de entrapamiento de líquido, H_L , puede ser calculado mediante la expresión propuesta por Flanigan ⁽¹⁹⁾, representado gráficamente en la fig. 2.10.

$$H_L = \frac{1}{1 + 0.3264 v_{Sg}^{1.006}} \quad (3.47)$$

3.3 Funcionamiento del programa

El programa opera desde un menú principal, de donde se accede a los métodos de diseño o a las partes que lo constituyen. Su funcionamiento ha sido estructurado en una serie de subprogramas en los que se incluyen funciones cuyo algoritmo se ubica fuera del archivo que

se ejecuta, para evitar la acumulación innecesaria de información y la escritura de grandes y reiterados algoritmos

3.4 Interpretación de las Curvas de gradiente de presión

El programa a excepción de los métodos analíticos es esencialmente gráfico, y requiere de la aplicación de métodos numéricos para determinar ecuaciones de ajuste que representen el comportamiento de las curvas de los diseños.

Se elige Matlab para este trabajo por ser una herramienta computacional que hace énfasis en aplicaciones matemáticas. Este software maneja en vectores los coeficientes de una ecuación polinomial. Por esta razón y por su buen grado de ajuste se decidió utilizar aproximación polinomial para trabajar las curvas de gradiente de presión.

Aunque el comportamiento real de las curvas es exponencial, se utilizan aproximaciones polinomiales, ya que cuando se realizan operaciones con funciones trigonométricas y exponenciales en el computador realmente se están utilizando polinomios a través de series de aproximaciones truncadas.

La exactitud del polinomio tiene relación directa con el grado del mismo y con el número de datos con los que se cuenta. Las incógnitas son los coeficientes de la ecuación, que deben ser menores o iguales al número de datos que se tienen. Si se tienen pocos datos aumenta el grado de incertidumbre en las predicciones.

El software utilizado posee una función que nos permite aproximar a un polinomio con el método de mínimos cuadrados. Sólo basta insertar los datos de la abscisa, la ordenada y el grado del polinomio.

3.5 Algoritmo General de Diseño

El programa con base a los datos de entrada ejecuta el diseño sin interrupciones hasta el final. Las curvas de gradiente, el método iterativo de Newton-Raphson, entre otras funciones están fuera del esquema general y se ejecutan cuando son llamadas por algún algoritmo.

Para la construcción de las curvas de gradiente de presión, se utilizaron dos correlaciones que se ajustan al programa, la curva de presión con longitud de la línea de tubería se divide en 20 tramos; es decir si la longitud de la tubería 5800 pies y la curva se construirá del cabezal al separador el programa realizará cálculos en el intervalo de 0 a 20 pies, sucesivamente hasta alcanzar los 5800 pies. En cada intervalo el programa es capaz de realizar hasta mil iteraciones para alcanzar la presión a cada profundidad con un error relativo menor al 0.001 %.

Los Algoritmos muestran de manera general como opera el programa, es utilizado con las correlaciones que se ajustan al programa, el Algoritmo de las curvas de gradiente es el siguiente:

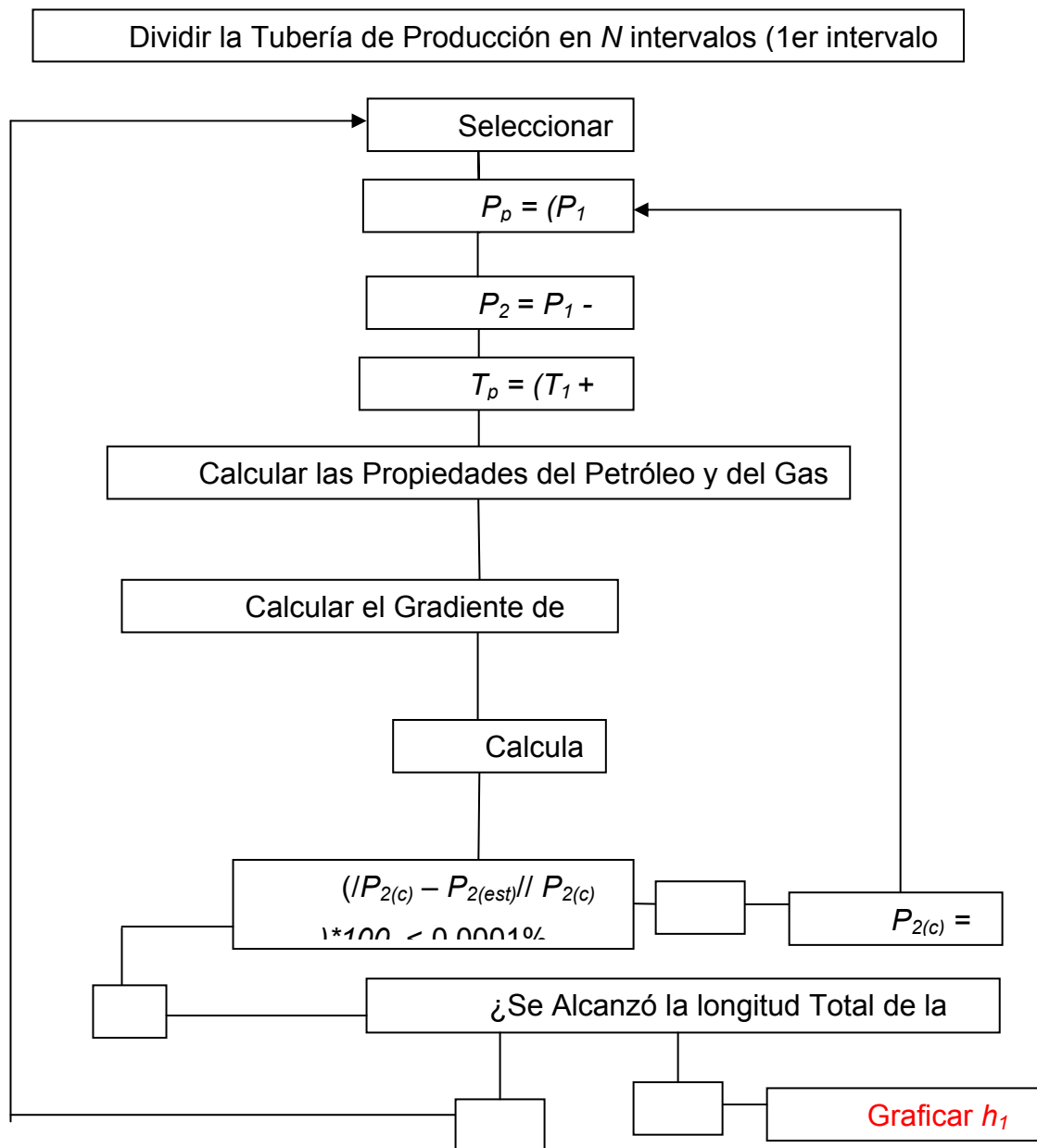


Diagrama de Flujo General de las Curvas de Gradiente.

CAPÍTULO IV

MANUAL DEL USUARIO

El programa debe ejecutarse en el software Matlab 6.1. Para ello se recomienda copiar la carpeta de Correlaciones G.P.H 2 del disco compacto y pegarla en el disco duro en el sitio desde donde se desee ejecutar.

Luego se abre la Ventana de Comandos de Matlab, a través del Buscador de Carpeta “Browser for Folder” se localiza la carpeta de Correlaciones G.P.H 2 se escribe “Correlaciones G.P.H 2” y se pulsa “Enter”, aparecerá la Ventana Principal del Programa (Figura 4.1).

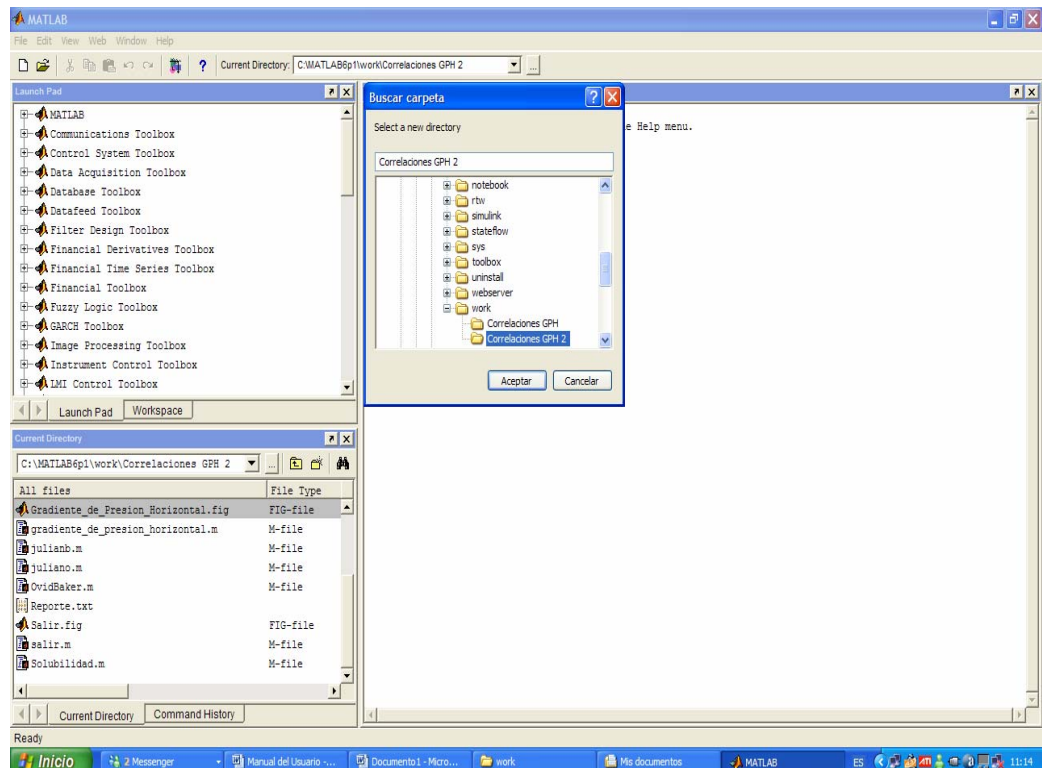


Figura 4.1. Procedimiento de Entrada al Programa

El menú principal (Fig. 4.2) consta de cinco submenús (Ubicación del nodo, Correlaciones para el Gradiente de presión, Datos de los fluidos, Datos de la tubería y correlaciones PVT) son de fácil manejo debido a que estos pueden ser seleccionados directamente con un clic.

The screenshot shows the main menu of the 'GRADIENTE DE PRESION HORIZONTAL' software. The window title is 'GRADIENTE DE PRESION HORIZONTAL' and the menu bar includes 'File', 'Edit', 'View', 'Insert', 'Tools', 'Window', and 'Help'. The interface is divided into several sections:

- Ubicación del Nodo:** Radio buttons for 'Cabezal' and 'Separador'.
- Correlaciones para el Gradiente de Presion:** Checkboxes for 'Beggs y Brill' and 'Ovid y Baker'.
- Datos de los Fluidos:** Input fields for 'Gravedad Especifica del Gas', 'Gravedad API del Petróleo', 'Gravedad Especifica del Agua', 'Tasa de Petroleo (bn/d)', 'Tasa de Agua (bn/d)', and 'Relacion Gas-Petroleo (pcn/bn)'. The 'Relacion Gas-Petroleo' field is currently empty.
- Datos de la Tuberia:** Input fields for 'Londitud (pies)', 'Diametro (pulg)', 'Presión de Cabezal (lpc)', 'Temperatura de Cabezal (°F)', 'Temperatura de Separador (°F)', 'Rugosidad de la Tuberia', and 'Angulo con la Horizontal (°)'. The 'Angulo con la Horizontal' field is currently empty.
- Correlaciones PVT:**
 - Gas:** Dropdown menus for 'Presión Seudocritica', 'Temperatura Seudocritica', and 'Factor de Compresibilidad del Gas'. The selected options are 'Brown, Katz, Oberfell y Alden', 'Brown, Katz, Oberfell y Alden', and 'Sarem' respectively.
 - Petroleo:** Dropdown menus for 'Solubilidad del Gas en el Petróleo', 'Factor Volumétrico del Petróleo', 'Viscosidad del Petroleo Muerto', 'Viscosidad del Petroleo Saturado', and 'Tension Interfacial Gas-Petroleo'. The selected options are 'Standing', 'Standing', 'Egbogad', 'Beggs y Robinson', and 'Baker y Swerdloff' respectively.

At the bottom of the window are two buttons: 'Ejecutar' and 'Salir'.

Figura 4.2. Menú Principal

4.1 Submenú Ubicación del Nodo.

Muestra las Opciones de “Cabezal” y “Separador” aquí se puede escoger el punto donde se desea obtener el gradiente de presión con solo un clic, ver (Fig 4.1.1).

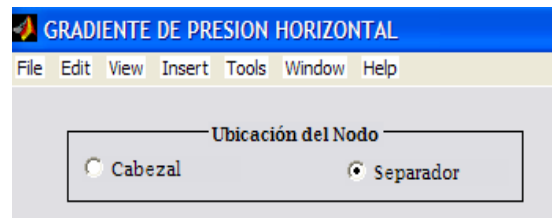


Figura 4.1.1. Submenú Ubicación del Nodo.

4.2 Submenú Correlaciones para el Gradiente de presión.

Contiene las Opciones de “Beggs y Brill” y “Ovid Baker”. Con un simple clic se puede seleccionar con cual tipo de correlación se desea obtener el Gradiente de Presión o se puede trabajar con ambas correlaciones (fig 4.2.1).

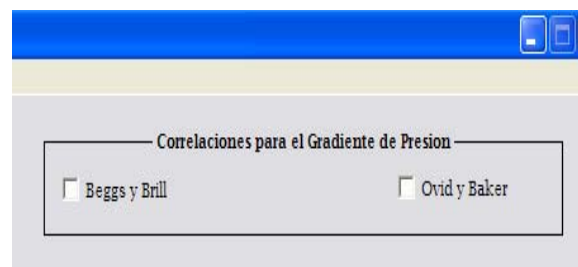
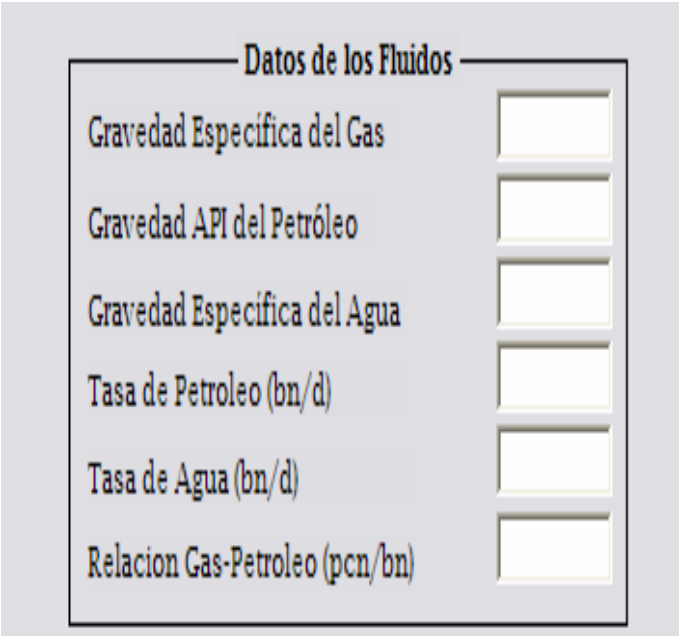


Figura 4.2.1. Submenú Correlaciones para el Gradiente de presión.

4.3 Submenú Datos de los Fluidos.

Muestra la Ventana donde se introducen datos de los fluidos que se requieren para obtener el Gradiente de Presión (Gravedad específica del

Gas, °API del Petróleo, Gravedad específica del Agua, Tasa de Petróleo, Tasa de Agua y Relación Gas-Petróleo) (Fig 4.3.1).



The image shows a software interface titled "Datos de los Fluidos". It contains six rows, each with a text label on the left and an empty rectangular input field on the right. The labels are: "Gravedad Especifica del Gas", "Gravedad API del Petróleo", "Gravedad Especifica del Agua", "Tasa de Petroleo (bn/d)", "Tasa de Agua (bn/d)", and "Relacion Gas-Petroleo (pcn/bn)".

Datos de los Fluidos	
Gravedad Especifica del Gas	<input type="text"/>
Gravedad API del Petróleo	<input type="text"/>
Gravedad Especifica del Agua	<input type="text"/>
Tasa de Petroleo (bn/d)	<input type="text"/>
Tasa de Agua (bn/d)	<input type="text"/>
Relacion Gas-Petroleo (pcn/bn)	<input type="text"/>

Figura 4.3.1. Submenú Datos de los Fluidos.

4.4 Submenú Datos de la Tubería.

Muestra los datos de la tubería dependiendo de la escogencia del Nodo (Cabezal o Separador). La única diferencia que se presente al momento de seleccionar el cabezal o el separador es que cuando trabajamos con el cabezal el programa pide la presión del separador y cuando trabajo con el separador pide la presión del cabezal como se muestra en las figuras 4.4.1 y 4.4.2.

GRADIENTE DE PRESION HORIZONTAL

File Edit View Insert Tools Window Help

Ubicación del Nodo

Cabezal Separador

Datos de los Fluidos

Gravedad Especifica del Gas

Gravedad API del Petróleo

Gravedad Especifica del Agua

Tasa de Petroleo (bn/d)

Tasa de Agua (bn/d)

Relacion Gas-Petroleo (pcn/bn)

Datos de la Tuberia

Londitud (pies)

Diametro (pulg)

Presion de Separador (lpc)

Temperatura de Cabezal (°F)

Temperatura de Separador (°F)

Rugosidad de la Tuberia

Angulo con la Horizontal (°)

Fig. 4.4.1

GRADIENTE DE PRESION HORIZONTAL

File Edit View Insert Tools Window Help

Ubicación del Nodo

Cabezal Separador

Datos de los Fluidos

Gravedad Especifica del Gas

Gravedad API del Petróleo

Gravedad Especifica del Agua

Tasa de Petroleo (bn/d)

Tasa de Agua (bn/d)

Relacion Gas-Petroleo (pcn/bn)

Datos de la Tuberia

Londitud (pies)

Diametro (pulg)

Presión de Cabezal (lpc)

Temperatura de Cabezal (°F)

Temperatura de Separador (°F)

Rugosidad de la Tuberia

Angulo con la Horizontal (°)

Fig.4.4.2

4.5 Submenú de las Correlaciones PVT.

Este Submenú muestra las Opciones de “Gas” y “Petróleo”, que se desee escoger según las correlaciones utilizadas, las cuales se muestran a continuación. Ver fig. 4.5.1,

Correlaciones PVT

Gas

Presión Seudocrítica Brown, Katz, Oberfell y Alden ▼

Temperatura Seudocrítica Brown, Katz, Oberfell y Alden ▼

Factor de Compresibilidad del Gas Sarem ▼

Petroleo

Solubilidad del Gas en el Petróleo Standing ▼

Factor Volumétrico del Petróleo Standing ▼

Viscosidad del Petroleo Muerto Egbogad ▼

Viscosidad del Petroleo Saturado Beggs y Robinson ▼

Tension Interfacial Gas-Petroleo Baker y Swerdloff ▼

Fig. 4.5.1. Submenú de las Correlaciones PVT.

La Opción Gas muestra tres pestañas, las dos primeras permiten elegir con que tipo de correlación se desea calcular la Presión y temperatura Seudocrítica (Brown, Katz, Oberfell y Alden; sutton; Brown y Beggs). Ver Fig. 4.5.2 y Fig. 4.5.3.

Correlaciones PVT

Gas

Presión Seudocrítica Brown, Katz, Oberfell y Alden ▼

Temperatura Seudocrítica Brown, Katz, Oberfell y Alden
Sutton
Brown
Beggs

Factor de Compresibilidad del Gas

Fig. 4.5.2 Selección de la Presión Seudocrítica

The screenshot shows a software window titled "Correlaciones PVT" with a sub-tab "Gas". It contains three dropdown menus:

- Presión Seudocrítica:** Set to "Brown, Katz, Oberfell y Alden".
- Temperatura Seudocrítica:** Set to "Brown, Katz, Oberfell y Alden".
- Factor de Compresibilidad del Gas:** An open dropdown menu showing a list of correlations: "Brown, Katz, Oberfell y Alden" (highlighted in blue), "Sutton", "Brown", and "Beggs".

Fig. 4.5.3 Selección para la Temperatura Seudocrítica

La tercera pestaña permite seleccionar una correlación (Sarem; Papay; Hall y Yarborough; Brill y Beggs; Dranchuk, Purvis y Robinson; Dranchuk y Abou-Kassem y Gopal) para calcular el factor de Compresibilidad del gas. Ver Fig. 4.5.4.

The screenshot shows the same "Correlaciones PVT" software window, but with the "Factor de Compresibilidad del Gas" dropdown menu open. The "Gas" section has the following settings:

- Presión Seudocrítica:** "Brown, Katz, Oberfell y Alden"
- Temperatura Seudocrítica:** "Brown, Katz, Oberfell y Alden"
- Factor de Compresibilidad del Gas:** An open dropdown menu with the following list: "Sarem" (highlighted in blue), "Papay", "Hall y Yarborough", "Brill y Beggs", "Dranchuk, Purvis y Robinson", "Dranchuk y Abou-Kassem", and "Gopal".

The "Petróleo" section has the following settings:

- Solubilidad del Gas en el Petróleo:** (Empty dropdown)
- Factor Volumétrico del Petróleo:** (Empty dropdown)
- Viscosidad del Petróleo Muerto:** "Egbogad"
- Viscosidad del Petróleo Saturado:** "Beggs y Robinson"
- Tensión Interfacial Gas-Petróleo:** "Baker y Swerdloff"

Fig. 4.5.4 Selección para el Factor de Compresibilidad

En la Opción “Petróleo” se muestran cinco pestañas; en la primera se elige con que tipo de correlación se desea obtener la solubilidad del gas en el Petróleo. (Standing, Vazquez y Beggs, Glaso, Total, Al-Marhoun, Dokla y Osman, Kartoatmodjo y Schmidt, Frick y Mannucci y Rosales) ver fig. 4.5.5.

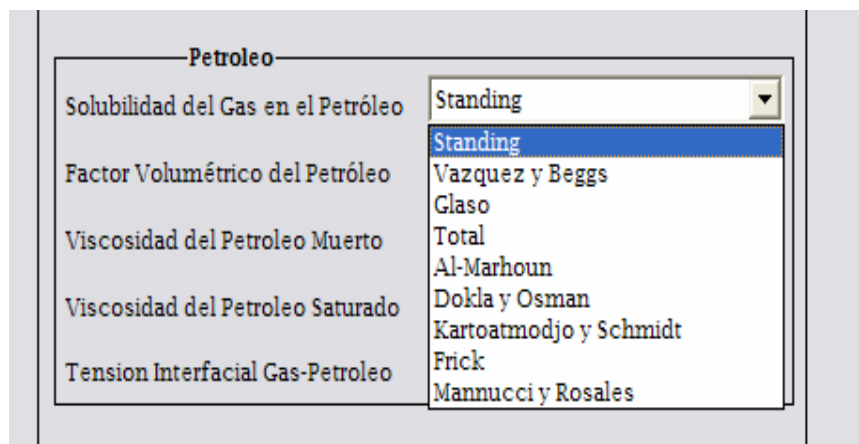


fig. 4.5.5. Selección de correlaciones para solubilidad.

En la segunda se selecciona una correlación para calcular el Factor Volumétrico del Petróleo (Standing, Vazquez y Beggs, Glaso, Total, Al-Marhoun, Dokla y Osman, Kartoatmodjo y Schmidt, Frick y Mannucci y Rosales) ver fig. 4.5.6.

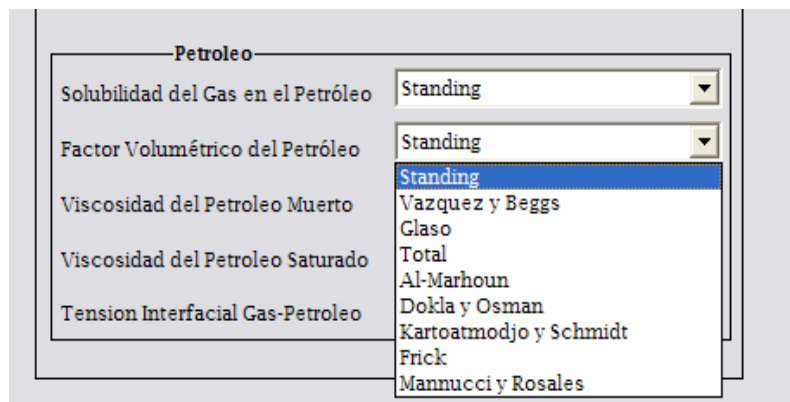


fig. 4.5.6. Selección de correlaciones para factor volumétrico.

Luego en la tercera se selecciona la correlación que se desee utilizar para calcular la Viscosidad del Petróleo Muerto (Egbogad, Beal, Glaso, Beggs Robinson y Kartoatmodjo Schmidt) ver fig. 4.5.7.

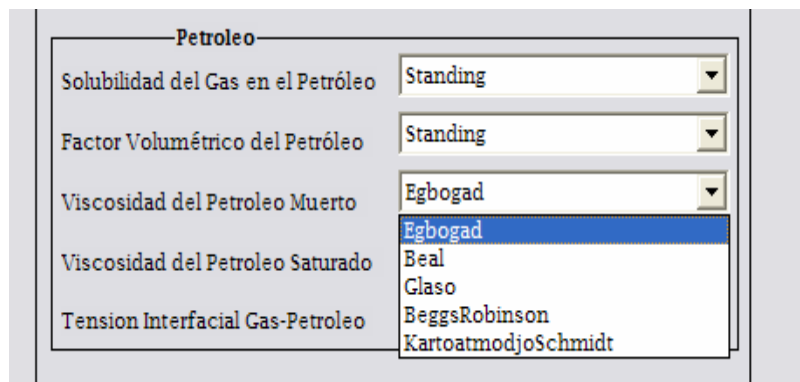


fig. 4.5.7. Selección de correlaciones para viscosidad del crudo muerto.

En la pestaña cuatro se selecciona la correlación para calcular la viscosidad del Petróleo Saturado (Beggs y Robinson, Chew y Connally y Kartoatmodjo Schmidt) ver fig. 4.5.8.

The image shows a software interface titled "Petroleo" with five rows of dropdown menus. The first four rows have their dropdowns closed, showing "Standing", "Standing", "Egbogad", and "Beggs y Robinson" respectively. The fifth row, "Tension Interfacial Gas-Petroleo", has its dropdown open, showing three options: "Beggs y Robinson" (highlighted in blue), "Chew y Connally", and "Kartoatmodjo y Schmidt".

Petroleo	
Solubilidad del Gas en el Petróleo	Standing
Factor Volumétrico del Petróleo	Standing
Viscosidad del Petroleo Muerto	Egbogad
Viscosidad del Petroleo Saturado	Beggs y Robinson
Tension Interfacial Gas-Petroleo	Beggs y Robinson Chew y Connally Kartoatmodjo y Schmidt

fig. 4.5.8. Selección para la correlación de la viscosidad Gas-Petróleo

En la última pestaña se selecciona una correlación para calcular la Tensión Interfacial Gas- Petróleo (Baker y Swerdloff y Beggs). Ver fig. 4.5.9

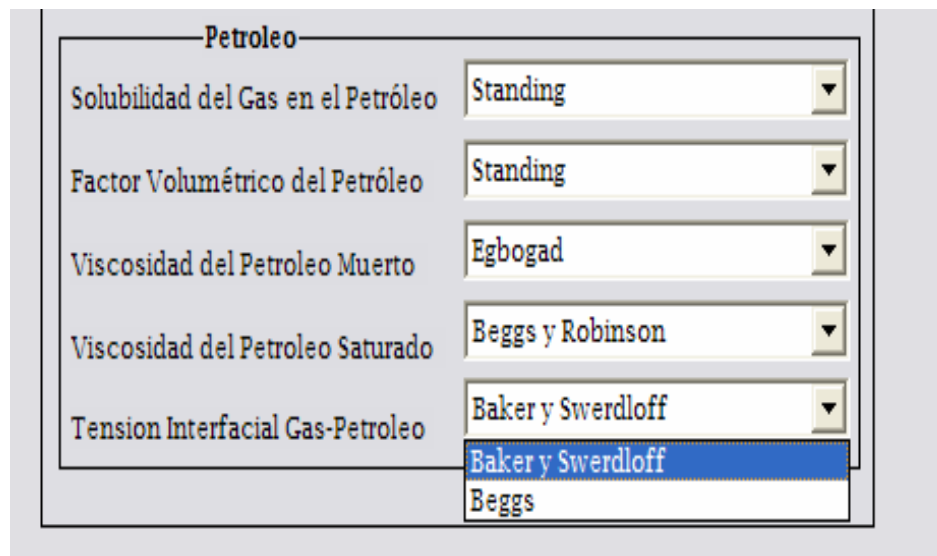


fig. 4.5.9 Selección de correlaciones para la Tensión Interfacial Gas-Petróleo

El Menú Principal también cuenta con la opción Ejecutar. Ver fig 4.5.10

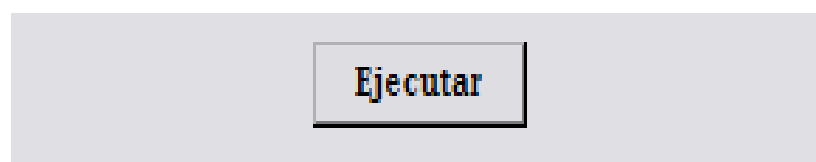


fig 4.5.10

Al hacer clic sobre la opción Ejecutar corre el programa y da como resultado la Grafica de Gradiente de Presión. Ver fig. 4.5.11

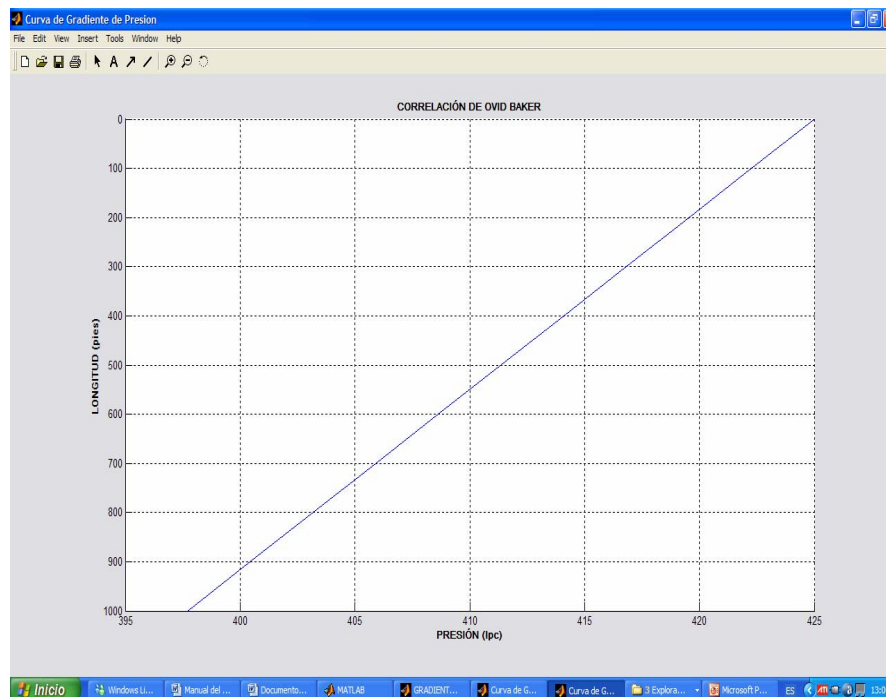


fig. 4.5.11

Por último el Menú Principal Cuenta con la opción Salir. Ver Fig. 4.5.12

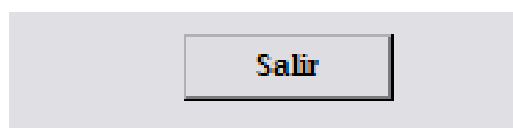


Fig. 4.5.12 Selección para salir del Programa

Al elegir la opción Salir el programa pregunta si desea salir como se muestra en la fig.4.5.13

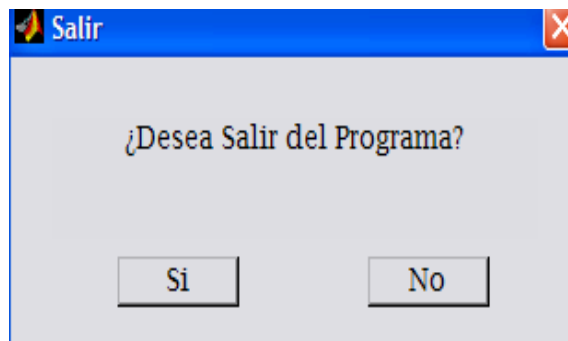


fig.4.5.13 Selección para salir o ir a gráfica

CONCLUSIONES

1- El programa realizado para flujo multifásico puede ser utilizado para el cálculo de la caída de presión de flujos bifásico.

2- Para los datos del Campo UDO la correlación que mas se acerca al valor real es la ecuación de Beggs y Brill.

3- Para tuberías mayores a 100000 pies el programa reproduce curva de caída de presión no recomendable.

4- La ecuación de Begg & Brill y Ovid Baker tienen un rango de error muy grande con diámetros superiores a los 50 pulgada

5- El programa muestra en una grafica las curvas de caída de presión de Beggs & Brill y Ovid Baker.

6- El paquete de programación realizado utiliza correlaciones para obtener las propiedades de los fluidos, que se pueden seleccionar dependiendo de las condiciones de entrada.

RECOMENDACIONES

1- Anexar al programa otras correlaciones que estudien los flujos Multifásicos y monofásicos.

2 - Considerar la programación de ecuaciones mecánicas que estudien el gradiente de presión en tuberías horizontales.

3 – Relacionar el programa realizado con algún modelo de simulación y comparar los resultados

BIBLIOGRAFÍA

1. Bánzer, Carlos. **“Correlaciones Numéricas P.V.T.”** INPELUZ, Maracaibo, Venezuela, (1996).
2. Nind, T.E.W. **“Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros”**, Segunda Edición, Editorial Limusa, México, (1983).
3. Gómez, V. **“Flujo Multifásico en Tuberías”**, INPELUZ, Maracaibo, Venezuela, (1998).
4. Mathews, J. Fink, K. **“Métodos Numéricos con Matlab”**, Tercera Edición, Editorial Prentice Hall, Madrid, España, (2000).
5. Archivo PDF. **“Decreto 3.390 del Software Libre”**, Enero, (2005).
6. Arcia L., **“Análisis del Comportamiento de Presiones de los Sistemas de Producción de Bitumen del Área de Cerro Negro de PDVSA-BITOR”**, Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, UDO, Anzoátegui (1999).
7. Beggs H., **“Production Optimization Using NODAL™ Analysis”**, Editorial OGCI, U.S.A. (1991).

8. Crane H., **“Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías”**, Editorial McGraw-Hill, México, (1989).
9. Perry R., **“Manual del Ingeniero Químico”**, Tomo 2, Editorial McGraw-Hill, México (1997).

APÉNDICE

Apéndice A.1: Ejemplo del paquete de programación realizado para flujo multifásico horizontal.

Una tubería con una presión de cabezal de 425 lpc y una temperatura de 120°F, con una tasa de petróleo de 7140 bn/d con una gravedad API de 40°, una tasa de agua de 714 bn/d con una relación gas-petróleo de 3851,34 PCN/BN. La gravedad específica del gas y del agua son 0,7 y 1 respectivamente. Determinar la caída de presión en el separador si tiene una temperatura de 90°F. El tramo de la tubería desde cabezal hasta el separador es de 1500 pies con un diámetro de 12 pulgadas, una rugosidad de 0,0006 y un ángulo de inclinación con respecto a la horizontal de 3,257 °

Los pasos consisten en escoger:

- ❖ El nodo.
- ❖ La correlación para determinar el gradiente de presión (puede ser Beggs & Brill o Ovid Baker o ambas).
- ❖ Las correlaciones para el cálculo de las propiedades e los fluidos.
- ❖ Introducir los datos que el programa necesita.

Como se observa en la ventana principal del programa (figura A.1):

The screenshot shows the main window of the 'GRADIENTE DE PRESION HORIZONTAL' program. The window has a menu bar with 'File', 'Edit', 'View', 'Insert', 'Tools', 'Window', and 'Help'. The interface is divided into several sections:

- Ubicación del Nodo:** Radio buttons for 'Cabezal' and 'Separador'.
- Datos de los Fluidos:** Input fields for:
 - Gravedad Especifica del Gas: 0.7
 - Gravedad API del Petróleo: 40
 - Gravedad Especifica del Agua: 1
 - Tasa de Petróleo (bn/d): 7140
 - Tasa de Agua (bn/d): 714
 - Relacion Gas-Petroleo (pcn/bn): 3851.34
- Datos de la Tubería:** Input fields for:
 - Londitud (pies): 1500
 - Diametro (pulg): 12
 - Presion de Cabezal (ipc): 425
 - Temperatura de Cabezal (°F): 120
 - Temperatura de Separador (°F): 90
 - Rugosidad de la Tubería: 0.0006
 - Angulo con la Horizontal (°): 3.257
- Correlaciones para el Gradiente de Presion:** Checkboxes for 'Beggs y Brill' and 'Ovid y Baker', both checked.
- Correlaciones PVT:**
 - Gas:**
 - Presión Seudocritica: Brown, Katz, Oberfell y Alden
 - Temperatura Seudocritica: Brown, Katz, Oberfell y Alden
 - Factor de Compresibilidad del Gas: Sarem
 - Petroleo:**
 - Solubilidad del Gas en el Petróleo: Standing
 - Factor Volumétrico del Petróleo: Standing
 - Viscosidad del Petroleo Muerto: Egbogad
 - Viscosidad del Petroleo Saturado: Beggs y Robinson
 - Tension Interfacial Gas-Petroleo: Baker y Swerdloff

At the bottom of the window are two buttons: 'Ejecutar' and 'Salir'.

Figura A.1. Datos que pide el programa

Al presionar el botón de ejecutar de la ventana principal se obtiene la siguiente grafica requerida:

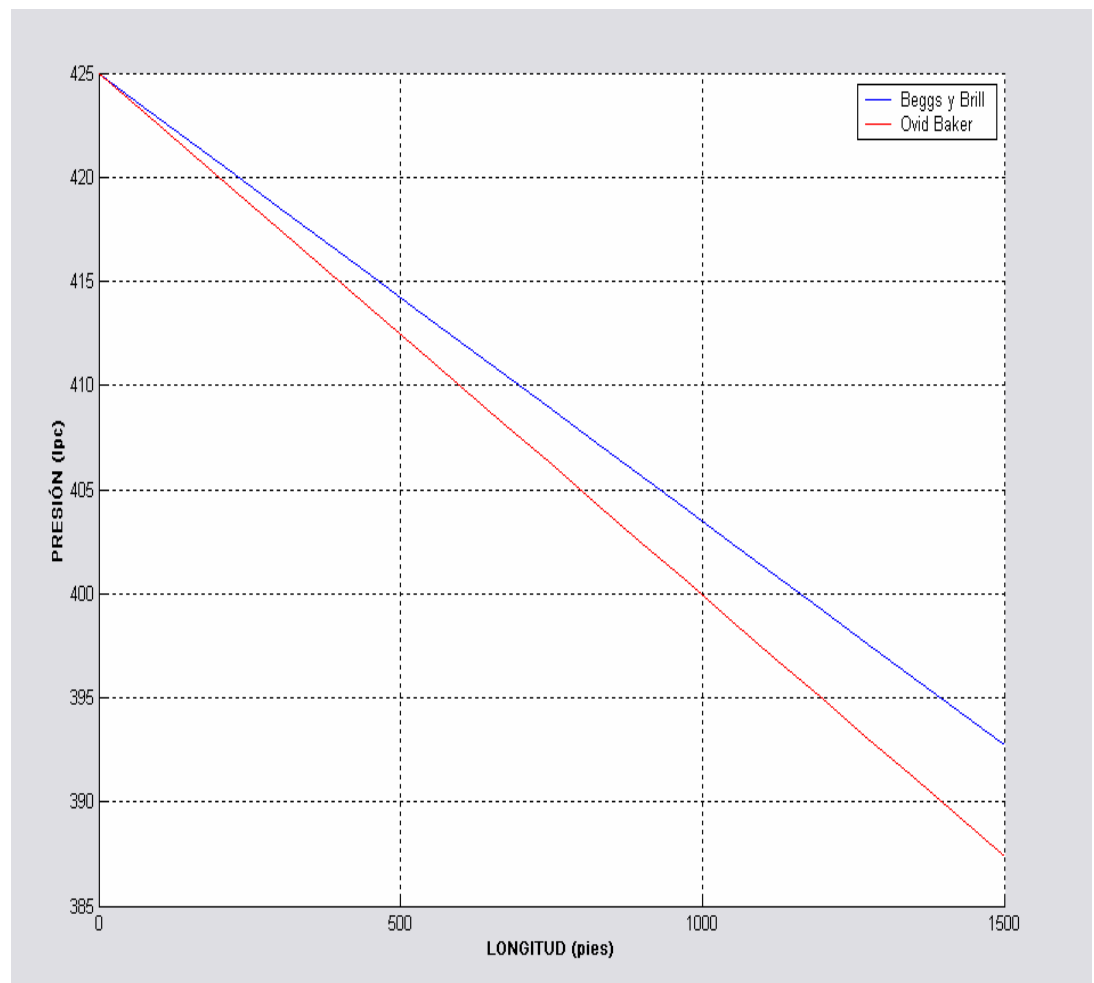


Figura A.2. Curva de Presión vs Longitud.

Para verificar los datos suministrado al programa y ver los cálculos realizados en los 20 tramos se utiliza los reportes del programa:

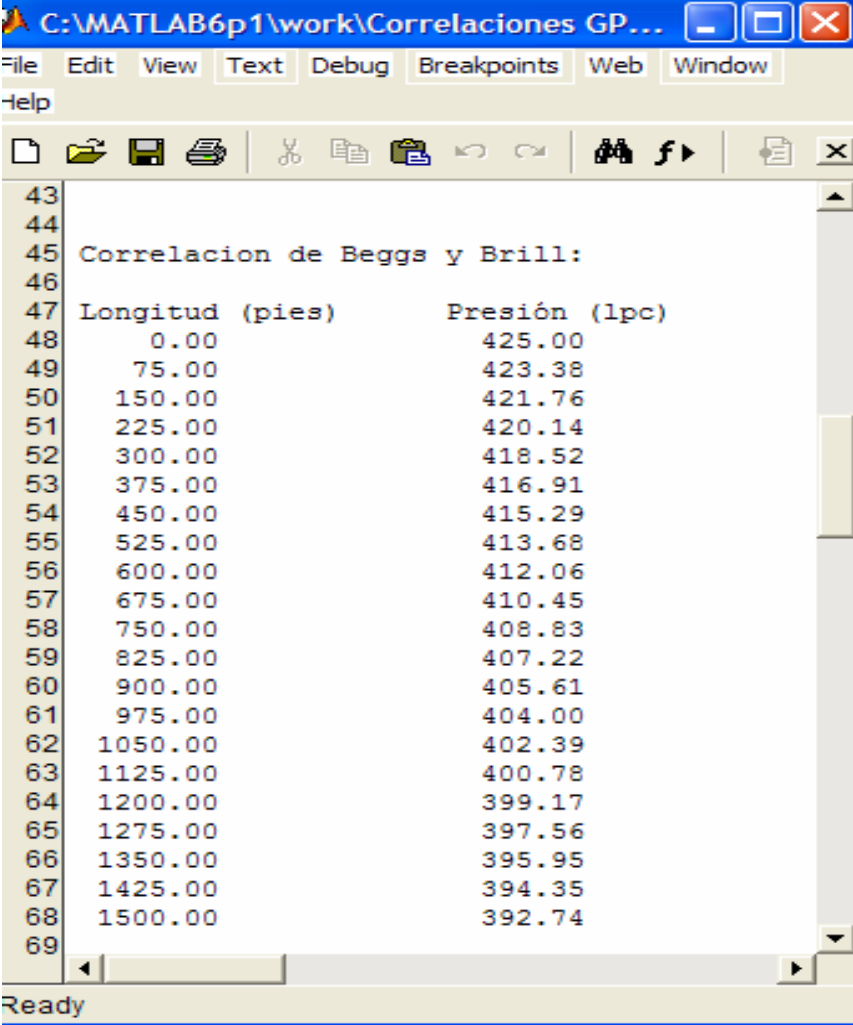
Primero verificamos los datos:

```

C:\MATLAB6p1\work\Correlaciones GPH 2\Reporte.txt
File Edit View Text Debug Breakpoints Web Window Help
[Icons] Stack: Base
1 |
2 | *****: Datos de entrada
3 |
4 | Ubicacion del nodo:
5 | Separador
6 |
7 |
8 | Datos de los fluidos:
9 | Gravedad especifica del gas: 0.700
10 | Gravedad API del petroleo: 40.000
11 | Gravedad especifica del agua: 1.000
12 | Tasa de petroleo(bn/d): 7140.000
13 | Tasa de Agua (bn/d): 714.000
14 | Relacion gas-petroleo: 3851.340
15 |
16 | Profundidad del pozo (pies): 1500.000
17 | Diametro de la tuberia (pulg): 12.000
18 | Presion de cabezal (lpc): 425.000
19 | Temperatura de cabezal (°F): 120.000
20 | Temperatura de Seperador (°F): 90.000
21 | Rugosidad de la tuberia: 0.00060
22 |
23 | Correlaciones seleccionadas para el gradiente de presion:
24 | Beggs y Brill
25 | Ovid y Baker
26 |
27 | Correlaciones PVT seleccionadas:
28 | Propiedades fisicas del gas:
29 | Presion seudocritica: Brown, Katz, Oberfell y Alden
30 | Temperatura seudocritica: Brown, Katz, Oberfell y Alden
31 | Factor de compresibilidad del gas: Sarem, A.M.
32 | Viscosidad del gas: Lee, A.L. gonzalez, M.H. y Eakin, B.E.
33 |
34 | Propiedades fisicas del petroleo:
35 | Solubilidad del gas en el petroleo: Standing
36 | Factor volumetrico del petroleo: Standing
37 | Viscosidad del petroleo muerto: Egbogad, E. O.
38 | Viscosidad del petroleo saturado: Beggs y Robinson
39 | Tension interfacial gas-petroleo: Baker y Swerdloff
40 |
41 |

```


Las presiones para la correlación de Beggs & Brill desde el tramo 0 hasta el tramo 20

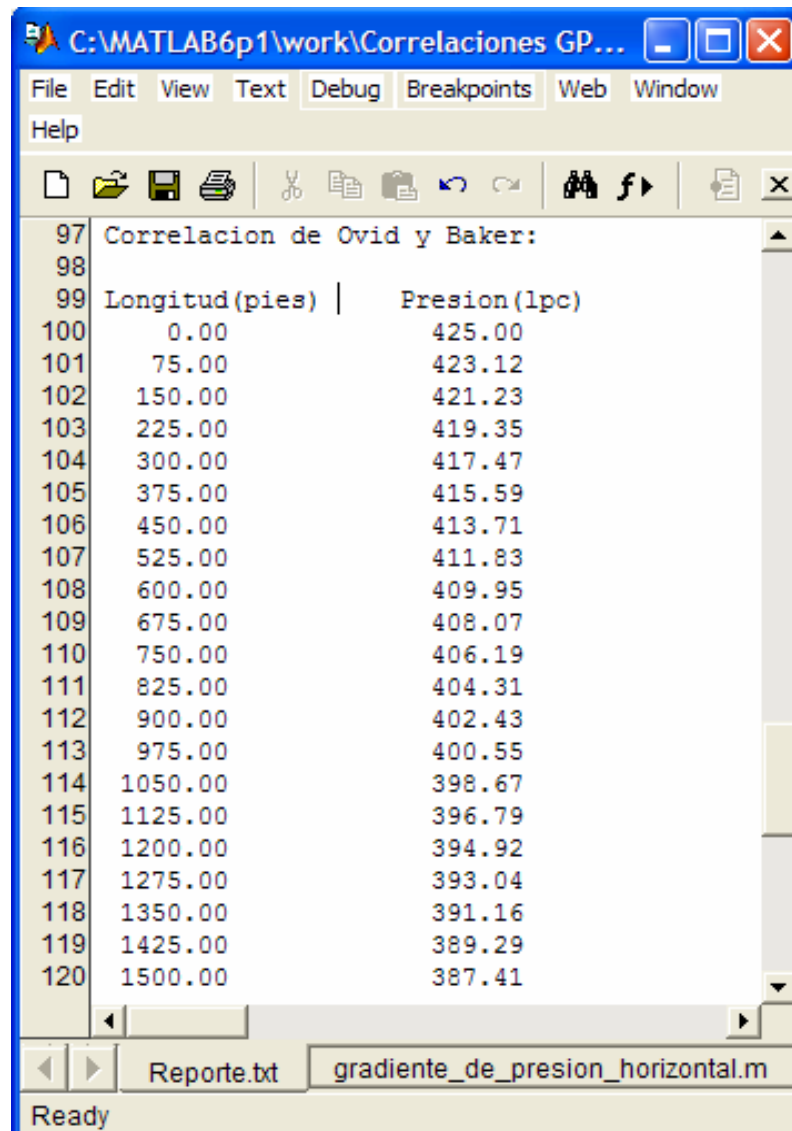


The image shows a screenshot of a MATLAB window titled "C:\MATLAB6p1\work\Correlaciones GP...". The window contains a text editor with the following content:

```
43  
44  
45 Correlacion de Beggs y Brill:  
46  
47 Longitud (pies)      Presión (lpc)  
48 0.00                425.00  
49 75.00               423.38  
50 150.00              421.76  
51 225.00              420.14  
52 300.00              418.52  
53 375.00              416.91  
54 450.00              415.29  
55 525.00              413.68  
56 600.00              412.06  
57 675.00              410.45  
58 750.00              408.83  
59 825.00              407.22  
60 900.00              405.61  
61 975.00              404.00  
62 1050.00             402.39  
63 1125.00             400.78  
64 1200.00             399.17  
65 1275.00             397.56  
66 1350.00             395.95  
67 1425.00             394.35  
68 1500.00             392.74  
69
```

The status bar at the bottom of the window displays "Ready".

Las presiones para la correlación de Ovid Baker desde el tramo 0 hasta el tramo 20



The screenshot shows a MATLAB window titled "C:\MATLAB6p1\work\Correlaciones GP...". The window contains a table with two columns: "Longitud(pies)" and "Presion(lpc)". The data is as follows:

Line	Longitud(pies)	Presion(lpc)
97	Correlacion de Ovid y Baker:	
98		
99	Longitud(pies)	Presion(lpc)
100	0.00	425.00
101	75.00	423.12
102	150.00	421.23
103	225.00	419.35
104	300.00	417.47
105	375.00	415.59
106	450.00	413.71
107	525.00	411.83
108	600.00	409.95
109	675.00	408.07
110	750.00	406.19
111	825.00	404.31
112	900.00	402.43
113	975.00	400.55
114	1050.00	398.67
115	1125.00	396.79
116	1200.00	394.92
117	1275.00	393.04
118	1350.00	391.16
119	1425.00	389.29
120	1500.00	387.41

The window also shows a command window with the file "Reporte.txt" and "gradiente_de_presion_horizontal.m" open. The status bar at the bottom indicates "Ready".

HOJA DE METADATOS PARA TESIS Y TRABAJOS DE ASCENSO

Título	<i>“DESARROLLO DE UN PROGRAMA EN MATLAB PARA EL ANÁLISIS DE FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL EN LOS POZOS DEL CAMPO UDO”</i>
Subtítulo	

Autor (Es):

Apellidos y Nombres	Código CVLCA / e-mail
AZÓCAR MARIÑO JULIÁN ALEXANDER	CVLAC: V- 15.290.162 e-mail: Azocar_julian@hotmail.com
GONZÁLEZ MARCANO MARVILEC DEL VALLE	CVLAC: V-15.203.978 e-mail: marvilecgonzalez@gmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Flujos Multifásicos.
Tuberías Horizontales.
Programa MATLAB.
Gradiente de Presión.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería Química	Gas

RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo de este trabajo fue el desarrollo de un programa en Matlab para el análisis de flujos Multifásicos horizontales en los pozos del Campo UDO; esto se llevo a cabo mediante revisión bibliográfica, con la finalidad de conocer los patrones y regimenes de flujos existentes en tuberías, una vez establecidos los patrones de flujo se procedió a evaluarlos en el programa matlab, lo cual permitió cotejar los datos mediante las correlaciones con el programa, determinándose que las correlaciones que mejor se ajustan son: Modelo de flujo Relativo de Beggs y Brill y la correlación de Ovid Baker luego se realizo secuencias y algoritmos de los cálculos involucrados en el estudio.

El modelo numérico se reproduce de forma satisfactoria, obteniéndose valores de las variables para identificar los diferentes tipos de flujo y gradientes de presión. Finalmente se generaron gráficas del comportamiento del gradiente de presión mediante las correlaciones programadas

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	❖ JU
Avendaño P, Isvelia C.					
	CVLAC:	8.024.255			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Briones C , Mario F.					
	CVLAC:	14.763.145			
	E_MAIL	mbriones@gmail.com			
	E_MAIL				
Fariñas G, José G.			❖ AS	TU	JU
	CVLAC:	8.341.732			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Rondón J, José G.			AS	TU	❖ JU
	CVLAC:	8.328.657			
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2007	08	09
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Monografía-Matlab.doc	MCWord

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J
K L M N O P Q R S T U V W X Y Z . a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y
z . 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 .

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO QUÍMICO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PREGRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

DERECHOS

DE ACUERDO AL ARTICULO 44 DEL REGLAMENTO DE
TRABAJO DE GRADO

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON EXCLUSIVA PROPIEDAD DE
LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SOLO PODRAN SER UTILIZADOS A
OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE
NUCLEO RESPECTIVO, QUIEN O PARTICIPARA AL CONSEJO
UNIVERSITARIO

Azócar M, Julián A

AUTOR

González M, Marvilec del V

AUTOR

José Fariñas

ASESOR

Isvelia Avendaños

JURADO

POR LA SUBCOMISION DE TESIS