



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“Programa de cómputo para generar mapas de
patrones de flujo agua-aceite en tuberías
horizontales”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

OSCAR CABALLERO ESPINDOLA

Director: Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia



Ciudad Universitaria

México D.F. Junio 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos.

A mi esposa Claudia Michelle Márquez Roldan, por toda su confianza, su cariño, su dedicación, su motivación por terminar este gran proyecto y en especial por el amor que me brindado en todo este tiempo que hemos estado juntos. Gracias por todos los momentos que hemos pasado juntos esto es por ti y por el nuevo miembro de la familia. Te amo "Flakita".

A mis padres Rosa Lucia Espindola Zaldivar e Ismael Caballero Camargo, por todo su apoyo, confianza y amor que siempre me han brindado a lo largo de la vida. Gracias por hacerme una buena persona.

A mis hermanos Mallely Caballero Espindola y Brandon Jair Caballero Espindola, por su amor y cariño. Los amo hermanos.

A Mis suegros Rosa María Roldan Ocequeda y Juan Manuel Márquez Rodríguez, por todo su apoyo y consejos que nos han enriquecido a mi esposa y a mí a lo largo del matrimonio.

A la Familia Camargo porque con su calor y cariño me hacen sentir como en casa. Gracias por creer en mí y por ser una familia en la cual siempre me podré apoyar.

A la familia Espindola, por su cariño y atención, en especial a mis abuelos, Celia y Bonifacio que fueron parte importante en mi educación.

A mis sinodales Dr. Edgar Ramírez Jaramillo, Ing. Israel Castro Herrera, M. I. Carlos Alberto Avendaño Salazar, Ing. Oswaldo David López Hernández; por compartir su tiempo para la revisión de la tesis y de esta forma enriquecerla con sus conocimientos, y en especial al Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia por su paciencia, apoyo y por el invaluable conocimiento que me transmitió en el presente trabajo.

A mis amigos que siempre me han apoyado, Horacio (gordo), Ricardo (pool), Daniel (dandy), Felipe (piolo), Bernardo (berny), Benjamín (Benjas) y los que faltan...

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma máter, de la cual siempre estaré agradecido.

Resumen

El estudio de la hidrodinámica del flujo simultáneo de dos líquidos inmiscibles a través de ductos ha cobrado un creciente interés en la industria petrolera. Esto se debe a que cada vez es más común transportar mezclas de aceite y agua a grandes distancias, y se ha observado que los gradientes de presión dependen de la configuración geométrica o patrón de flujo que adquieren las fases en condiciones dinámicas. Aún más, bajo ciertos patrones de flujo pueden presentarse problemas operativos que ponen en riesgo la integridad mecánica de las líneas; por ejemplo, si el agua se segrega y forma una fase continua en contacto permanente con las paredes del ducto, eventualmente se presentará la corrosión.

Por lo tanto, en la industria se han llevado cabo estudios experimentales y/o teóricos para entender la hidrodinámica de los patrones de flujo agua-aceite e identificar o predecir las condiciones de operación en que se presentan. Generalmente, los dominios de existencia y las fronteras de transición entre cada régimen se muestran en gráficos 2D, denominados mapas de patrones de flujo. Asimismo, se han propuesto algunas correlaciones empíricas y modelos matemáticos para predecir gradientes de presión dependiendo del patrón de flujo.

De esta manera, el presente trabajo tiene como objetivo: “Desarrollar un programa de cómputo para generar mapas de patrones de flujo agua-aceite en tuberías horizontales, y calcular gradientes de presión, a partir de modelos hidrodinámicos”.

Para tal efecto, se presenta una revisión de la literatura concerniente a la identificación, clasificación y modelado de patrones agua-aceite en tuberías horizontales, así como de modelos hidrodinámicos para el cálculo de gradientes de presión en cada régimen de flujo. Se describen los modelos

implementados y las características principales del programa de cómputo objeto del presente trabajo. Finalmente, se presentan los resultados de los estudios paramétricos realizados sobre el efecto de variables seleccionadas en las fronteras de transición entre los diferentes patrones de flujo agua-aceite, así como sobre los gradientes de presión en cada régimen.

Abstract

The study of the hydrodynamics of the simultaneous flow of two immiscible liquids through pipelines has become an increasing interest in the oil industry. This is because it is increasingly common transport mixtures of oil and water over long distances, and it has been observed that pressure gradients depend on the geometric configuration or flow pattern that acquiring phases in dynamic conditions. Even more, under certain flow patterns can arise operational problems that threaten the mechanical integrity of the lines; for example, if water is segregated and forms a continuous phase in constant contact with the walls of the pipeline, corrosion will eventually be presented.

Therefore, in the industry have conducted experimental studies and / or theoretical understanding hydrodynamic of flow patterns of water-oil and identify or predict the operating conditions as they occur. Generally, the domains of existence and the boundaries of transition between each regime are shown in graphics 2D, called flow pattern maps. It has also proposed some empirical correlations and mathematical models to predict pressure gradients depending of the flow pattern.

Thus, this paper aims to "develop a computer program to generate maps of flow patterns in horizontal oil-water pipes, and calculate pressure gradients, from hydrodynamic models".

To this end, a review of the literature concerning the identification, classification and modeling of water-oil patterns in horizontal pipes as well as hydrodynamic models for calculating pressure gradients in each flow regime is presented. The implemented models and main characteristics of the computer program object

of this study are described. Finally, the results of the parametric studies on the effect of selected variables in transition boundaries between different flow patterns water-oil are presented as well as the pressure gradients in each regimen.

Contenido

Resumen.....	I
Abstract	III
Lista de figuras	VII
Lista de tablas.....	X
Introducción.....	1
Capítulo 1.....	5
Revisión de la literatura	5
1.1. Patrones de flujo agua-aceite en tuberías horizontales	6
1.1.1. Métodos experimentales	6
1.1.2. Clasificación de patrones de flujo agua-aceite	7
1.1.3. Predicción del patrón de flujo	11
1.1.4. Emulsiones e inversión de fases.....	13
1.2. Predicción del gradiente de presión	15
1.2.1. Correlaciones empíricas.....	15
1.2.2. Modelos hidrodinámicos.....	16
1.3. Flujo agua-aceite y corrosión.....	20
Capítulo 2.....	24
Fundamentos del flujo multifásico.....	24
2.1. Definiciones	25
2.1.1. Gastos volumétricos.....	25
2.1.2. Fracción volumétrica o colgamiento	26
2.1.3. Velocidades características en el flujo multifásico	27
2.1.4. Densidad y viscosidad de la mezcla.....	28
2.2. Patrones de flujo líquido-líquido	29
2.2.1. Flujo estratificado (ST).....	31
2.2.2. Flujo estratificado ondulado	32

2.2.3.	Flujo estratificado con mezcla en la interfase (ST & MI)	33
2.2.4.	Dispersión de aceite en agua y agua (Do/w & w)	34
2.2.5.	Dispersión de aceite en agua (Do/w)	35
2.2.6.	Dispersiones de agua en aceite y de aceite en agua (Dw/o & o/w)	36
2.2.7.	Dispersión agua en aceite (Dw/o).....	37
2.3.	Mapa de patrones de flujo.....	38
Capítulo 3.....		41
Predicción de patrones de flujo		41
3.1.	Modelado de la transición de los patrones de flujo agua - aceite	41
3.1.1.	Transición flujo estratificado-no estratificado	42
3.1.2.	Transición a flujo disperso	50
3.1.3.	Transición a flujo semi-disperso.....	54
3.1.4.	Transición a flujo totalmente disperso.....	55
3.2.	Procedimiento para predecir el patrón de flujo	56
Capítulo 4.....		62
Cálculo del gradiente de presión.....		62
4.1.	Gradiente de presión para flujo estratificado.....	62
4.2.	Gradiente de presión para flujos dispersos	63
4.3.	Procedimiento para calcular el gradiente de presión	65
Capítulo 5.....		67
Programa de cómputo		67
5.1	Descripción del programa	67
5.2	Visualización de resultados	72
5.3	Verificación de resultados.....	74
Capítulo 6.....		76
Estudios Paramétricos		76
6.1.	Efecto de la longitud de honda (λ)	76
6.2.	Efecto de la viscosidad	79
6.3.	Efecto del diámetro.....	84
6.4.	Efecto de la densidad del aceite	88
Conclusiones y recomendaciones		93
Referencias.....		96

Lista de figuras

1.1	Patrones de flujo aceite-agua (Tallero 1995).	9
1.2	Patrones de flujo aceite pesado-agua (Mu 2001).	10
1.3	Representación esquemática de la inversión de fases. Arirachakam (1989).	14
1.4	Evaluación del riesgo de la corrosión en ductos. (Efrid 1988)	23
2.1.	Flujo bifásico en una tubería.	25
2.2.	Mapa experimental de los patrones de flujo aceite-agua. Trallero (1997)	30
2.3.	Flujo estratificado. Trallero (1997).	31
2.4.	Flujo estratificado. Al-Moosawy (2008).	31
2.5.	Flujo estratifica. W A S Kumara.	31
2.6.	Flujo estratificado ondulado. Liu Zaibin (2011).	32
2.7.	Flujo estratificado ondulado. Al-Moosawy (2008).	32
2.8.	Flujo estratificado ondulado. W A S Kumara.	32
2.9.	Flujo estratificado con mezcla en la interfaz. Trallero (1997).	33
2.10.	Flujo estratificado con mezcla en la interfaz.. W A S Kumara.	33
2.11.	Flujo estratificado con mezcla en la interfaz. Jiyong Cai. (2012).	34
2.12.	Flujo disperso de aceite en agua y agua. Trallero (1997).	34
2.13.	Flujo disperso de aceite en agua y agua. W A S Kumara.	35
2.14.	Dispersión aceite en agua. Trallero (1997).	35
2.15.	Dispersión aceite en agua. Densímetro Gamma. W A S Kumara.	36
2.16.	Dispersión de agua en aceite y aceite en agua. Trallero (1997).	36

2.17.	Dispersión de agua en aceite y aceite en agua. W A S Kumara.	37
2.18.	Dispersión agua en aceite. Trallero (1997).	37
2.19.	Dispersión agua en aceite. W A S Kumara.	38
2.20.	Mapa experimental de patrones de flujo. Nädler and Mewes (1997).	39
2.21.	Mapa de patrones de flujo. Arirachakaram et al. (1989).	40
2.22.	Mapa de patrones de flujo. Wei Wang et al. (2013).	40
3.1.	Volumen de control característico para el modelado del flujo agua- aceite en tuberías.	42
3.2.	Parámetros geométricos usados en el modelo de dos fluidos.	49
3.3.	Diagrama de flujo para determinar el patrón de flujo.	59
3.4.	Diagrama de flujo para resolver la ecuación de momento combinado	60
3.5.	Diagrama de flujo para calcular Cv.	61
4.1.	Diagrama de flujo para el cálculo del gradiente de presión.	66
5.1.	Captura de pantalla de la unidad principal del programa.	68
5.2.	Datos de entrada en la unidad principal.	68
5.3.	Operaciones de lectura y escritura de archivos en la unidad principal.	69
5.4.	Captura de pantalla del módulo “Modelos”.	70
5.5.	Captura de pantalla del módulo “Velonda”.	70
5.6.	Cálculo de las derivadas parciales.	71
5.7.	Captura de pantalla del módulo “Patrones”.	71
5.8.	Captura de pantalla del módulo “Gradiente”.	72
5.9.	Captura de pantalla del macro de Excel.	72
5.10.	Patrones de flujo.	73
5.11.	Gradiente de presión.	73
5.12.	Mapa de patrones de flujo elaborado por Torres (2006)	74

5.13.	Mapa realizado mediante el programa del presente trabajo.	75
6.1.	Mapa de patrones de flujo con $\lambda=1*D$.	77
6.2.	Mapa de patrones de flujo con $\lambda=10*D$.	78
6.3.	Mapa de patrones de flujo con $\lambda=100*D$.	78
6.4.	Patrones de flujo para $\mu = 10$ [mPa s].	80
6.5.	Patrones de flujo para $\mu = 100$ [mPa s].	81
6.6.	Patrones de flujo para $\mu = 1000$ [mPa s].	81
6.7.	Gradiente de presión para $\mu = 10$ [mPa s].	82
6.8.	Gradiente de presión para $\mu = 100$ [mPa s].	83
6.9.	Gradiente de presión para $\mu = 1000$ [mPa s].	83
6.10.	Patrones de flujo para $d = 10$ [cm].	85
6.11.	Patrones de flujo para $d = 20$ [cm].	86
6.12.	Patrones de flujo para $d = 20$ [cm].	86
6.13.	Gradiente de presión para $d = 10$ [cm].	87
6.14.	Gradiente de presión para $d = 20$ [cm].	87
6.15.	Gradiente de presión para $d = 30$ [cm].	88
6.16.	Patrones de flujo para $\rho = 700$ [Kg/m ³].	89
6.17.	Patrones de flujo para $\rho = 800$ [Kg/m ³].	90
6.18.	Patrones de flujo para $\rho = 900$ [Kg/m ³].	90
6.19.	Gradiente de presión para $\rho = 700$ [Kg/m ³].	91
6.20.	Gradiente de presión para $\rho = 800$ [Kg/m ³].	91
6.21.	Gradiente de presión para $\rho = 900$ [Kg/m ³].	92

Lista de tablas

Tabla.	Pagina.
1.1. Estudios experimentales sobre patrones de flujo aceite-agua en tuberías horizontales (Elseth, G 2001).	12
1.2. Tipos de corrosión en condiciones de flujo multifásico, Efirid (1988).	22
5.1. Datos de entrada	74
6.1. Parámetros de entrada y variación de lambda.	77
6.2. Parámetros de entrada variando la viscosidad del aceite	79
6.3. Parámetros de entrada variando el diámetro interno de la tubería.	84
6.4. Parámetros de entrada variando la densidad del aceite.	88

Introducción

El flujo de dos líquidos inmiscibles en tuberías puede presentarse en una diversa gama de procesos industriales, por lo que el estudio de su hidrodinámica ha sido motivo de un creciente interés; esto ha sido particularmente cierto en los últimos lustros en la industria petrolera.

Es claro que en las etapas tempranas de la explotación de los yacimientos de aceite y gas asociado, el volumen de agua de formación que es producido y transportado en las instalaciones superficiales es relativamente pequeño; sin embargo, con el paso del tiempo el corte de agua se incrementa progresivamente; de esta manera, y aun después del proceso de separación de las corrientes de gas, aceite y agua en la superficie, es común, y en algunos casos necesario, transportar a grandes distancias mezclas de aceite y agua a través de oleoductos.

Ahora bien, dependiendo de la geometría del ducto, los gastos volumétricos y sus propiedades termodinámicas, el aceite y el agua pueden distribuirse morfológicamente de diversas maneras dentro de la tubería dando origen a diferentes patrones de flujo. Estos regímenes de flujo afectan la hidrodinámica y la transferencia de calor en el sistema, y bajo determinadas condiciones pueden ocasionar problemas que ponen en riesgo la integridad mecánica de las líneas, tales como la corrosión.

Por lo tanto, en la industria se han llevado cabo estudios experimentales y/o teóricos para entender la hidrodinámica de los patrones de flujo agua-aceite e identificar o predecir las condiciones de operación en que se presentan. Generalmente, los dominios de existencia y las fronteras de transición entre

cada régimen se presentan en gráficos 2D, denominados mapas de patrones de flujo. Asimismo, se han propuesto algunas correlaciones empíricas y modelos matemáticos para predecir gradientes de presión dependiendo del patrón de flujo.

En el caso de las tuberías horizontales y ligeramente inclinadas, los patrones de flujo agua-aceite pueden agruparse en dos grandes rubros: estratificados y dispersos. Los estratificados se dividen en: flujo estratificado y flujo estratificado con una mezcla en la interfase (agua libre en el fondo, aceite en la cima, y una dispersión de aceite y agua en medio). En cuanto a los dispersos, se diferencian los siguientes cuatro: dispersión de aceite en agua y agua libre; dispersión de aceite en agua y dispersión de agua en aceite; emulsión agua en aceite; y emulsión aceite en agua.

Tomando en cuenta la importancia del estudio del flujo agua-aceite en oleoductos, el presente trabajo está orientado al desarrollo de un programa de cómputo para generar mapas de patrones de flujo, así como para calcular gradientes de presión en este tipo de sistemas. A continuación se indican el objetivo y los alcances de la tesis.

Objetivo

Desarrollar un programa de cómputo para generar mapas de patrones de flujo agua-aceite en tuberías horizontales y cercanas a la horizontal, y calcular gradientes de presión, a partir de modelos hidrodinámicos.

Alcances

1. Realizar una revisión de la literatura concerniente a la identificación, clasificación y modelado de patrones agua-aceite en tuberías horizontales y cercanas a la horizontal, así como de modelos

hidrodinámicos para el cálculo de gradientes de presión en cada régimen de flujo.

2. Describir los modelos hidrodinámicos seleccionados en el presente estudio para predecir las fronteras de transición entre los patrones de flujo agua-aceite en tuberías horizontales y cercanas a la horizontal, así como para calcular los gradientes de presión en cada uno de ellos.
3. Desarrollar un programa de cómputo que permita generar mapas de patrones de flujo agua-aceite en tuberías horizontales y cercanas a la horizontal, y calcular gradientes de presión.
4. Realizar estudios paramétricos sobre el efecto de la longitud de onda, la viscosidad del aceite, el diámetro interno de la tubería y la densidad del aceite sobre las fronteras de transición entre los diferentes patrones de flujo agua-aceite, así como sobre los gradientes de presión en cada régimen.

Contenido de la tesis

En el presente trabajo se verán los fundamentos del flujo multifásico, con el cálculo de diferentes parámetros como son el colgamiento de los líquidos con resbalamiento, las velocidades superficiales, entre otros; esto para mejorar el entendimiento de la predicción de los patrones de flujo. Se detallarán mediante modelos mecanísticos los patrones de flujo que rigen en un sistema liquido-liquido. Las leyes que gobiernan la transición de patrones de flujo y el gradiente de presión que ocurren en una tubería horizontal bajo un sistema bifásico liquido-liquido. A sí mismo, se realiza un programa de cómputo para determinar los patrones de flujo y las fronteras entre éstos.

En el capítulo 1 se presenta un resumen de los estudios experimentales y teóricos acerca de los patrones de flujo agua-aceite en tuberías horizontales y cercanas a la horizontal; se describen las clasificaciones más conocidas.

Como se describe en el capítulo, no existe un acuerdo sobre la clasificación de los patrones de flujo aceite-agua en tuberías horizontales, por lo tanto se

mencionan algunas de las más conocidas. Métodos experimentales para la identificación de patrones. Se refieren algunos métodos para la predicción del patrón. Se presenta una breve descripción de las emulsiones, y finalmente, se resume de los métodos para calcular gradientes de presión; el capítulo finaliza con una discusión sobre la relación entre los patrones de flujo y su efecto sobre las corrosión de las tuberías.

Dentro del capítulo 2, se describen los conceptos del flujo multifásico necesarios para desarrollar las ecuaciones del flujo de dos fluidos inmiscibles dentro de una tubería, de igual forma se describen los patrones de flujo que serán presentados en este trabajo.

El análisis de estabilidad lineal de Kelvin-Helmholtz (KH) será presentado dentro del capítulo 3. De igual forma se desarrollarán los modelos hidrodinámicos que involucran la transición de flujos estratificados y los dispersos, así como el procedimiento del cálculo.

En el capítulo 4, se verá el cálculo del gradiente de presión, tanto las correlaciones empíricas, como los métodos basados en patrones de flujo, la ecuación de momento combinado para flujos estratificados y el modelo homogéneo para flujos dispersos. Dentro del mismo capítulo se describirá su procedimiento de cálculo

Dentro del capítulo 5 se describirá el programa de cómputo realizado para calcular lo visto dentro del capítulo 3 y 4 y así generar mapas de patrones de flujo. Se mostraran impresiones de pantalla de los diferentes módulos utilizados que generan en conjunto el programa.

Por último, en el capítulo 6, se mostrarán los estudios paramétricos, se observará como varían los mapas de acuerdo al cambio de diferentes propiedades del fluido.

Capítulo 1

Revisión de la literatura

Algunos de los primeros estudios sobre el flujo líquido-líquido a través de tuberías fueron publicados en las décadas de 1950 y 1960, tales como en Russell *et al.* (1959), Charles *et al.* (1961), y Charles y Redberger (1962) Sin embargo, la literatura concerniente al modelado de la transición entre los diferentes patrones de flujo líquido-líquido, así como de la hidrodinámica de cada uno de ellos, es escasa en comparación a la correspondiente a los sistemas gas-líquido. Ahora bien, debido al creciente interés de la industria del petróleo en el transporte de mezclas agua-aceite en ductos, en los últimos veinte años ha habido un resurgimiento de los estudios teóricos y experimentales acerca de estos tópicos del flujo multifásico.

Como se ha mencionado, el flujo gas-líquido ha sido ampliamente estudiado; no obstante, los modelos y resultados experimentales obtenidos para este tipo de sistemas no pueden extrapolarse al caso líquido-líquido aun cuando algunos de sus mecanismos físicos son similares. Esto se debe principalmente a que las estructuras geométricas que adquieren las fases en los sistemas líquido - líquido son diferentes, como resultado de una mayor capacidad de transferencia de energía en la interfase y a que las fuerzas de flotación son menos pronunciadas.

En este capítulo se presenta un resumen de los principales avances reportados en la literatura sobre el estudio, caracterización y modelado de los diferentes

patrones de flujo líquido-líquido en tuberías horizontales, para sistemas agua-aceite, así como de los métodos más utilizados para calcular los gradientes de presión de acuerdo a cada régimen de flujo.

1.1. Patrones de flujo agua-aceite en tuberías horizontales

En la literatura técnica no existe un acuerdo sobre la clasificación de los patrones de flujo aceite-agua en tuberías horizontales. De esta manera, diferentes autores han identificado desde tres hasta catorce diferentes; esto puede atribuirse a la subjetividad del experimentador, a las tecnologías utilizadas para tal efecto, y al uso de aceites con propiedades diferentes, siendo la viscosidad una de las más importantes.

A continuación se describen los métodos experimentales más comunes para identificar los patrones de flujo, y se presenta un resumen de los trabajos más relevantes en esta área, así como de los estudios orientados a modelar matemáticamente la transición entre ellos.

1.1.1. Métodos experimentales

La identificación de los patrones de flujo aceite-agua en tuberías puede realizarse de varias maneras. En la mayoría de los estudios realizados entre los años 1950 y 1960, los patrones de flujo fueron identificados visualmente y tomando en cuenta las variaciones en las caídas de presión registradas en cada régimen de flujo.

Estudios más recientes han usado herramientas adicionales, tales como sondas de conductividad o tubos de muestreo. En los últimos años es cada vez más común utilizar también densímetros de rayos gamma.

En resumen, pueden diferenciarse las siguientes tres etapas en la evolución de las técnicas para determinar experimentalmente los patrones de flujo:

- Observación visual a través de tuberías transparentes. Los dispositivos utilizados incluyen cámaras fotográficas y de video, así como cámaras de alta velocidad. Los primeros estudios, tales como Russell (1959) y Charles (1961), y Arirachakaran (1989), se basaron en estas técnicas. La principal desventaja es la subjetividad en la identificación de los patrones de flujo.
- El uso de sondas de conductividad (Trallero, 1995; y Nadler y Mewes, 1997), y/o de sondas de impedancia de alta frecuencia (Vigneaux, 1988; Soleimani, 1999; y Angeli y Hewitt, 2000), han permitido un reconocimiento más objetivo y preciso de los regímenes de flujo. Vedapuri et al. (1997), Fairuzov et al. (2000) y Perez (2005) han utilizado también sondas de muestreo múltiple en sus pruebas de laboratorio.
- Finalmente, la densitometría de rayos gamma se ha constituido como una de las tecnologías más sofisticadas para la identificación y caracterización experimental de patrones del flujo aceite-agua (Soleimani, 1999; Elseth, 2001; y Kvandal, 2000).

1.1.2. Clasificación de patrones de flujo agua-aceite

En 1996, Trallero intentó estandarizar la clasificación de los patrones de flujo agua-aceite, inspirado en las obras anteriores de Guzhov *et al.* (1973), y de Nädler y Mewes (1995). Asimismo, desarrolló un modelo mecanicista para predecir la transición entre ellos. La clasificación que propone incluye los siguientes patrones de flujo (**Figura 1.1**):

- Estratificado (ST). Las dos fases están totalmente separadas, sin mezcla en la interfase.

- Estratificado con mezcla en la interfase (ST & MI). Las fases están separadas, pero forman una capa de mezclado en la interfase; esta capa nunca es mayor que el grosor de alguna de las fases continuas bien definidas que lo rodean.
- Dispersión de aceite en agua, y una capa de agua libre (D O/W & W). La fase dominante es el agua. Existe una dispersión de aceite en agua en la parte superior de la tubería, y en el fondo fluye una capa estratificada de agua libre.
- Emulsión de aceite en agua (D O/W). Se observa a gastos altos; el agua es la fase dominante. Se produce una fase discontinua de gotas de aceite, las cuales están totalmente dispersas a lo largo de toda la sección transversal de la tubería.
- Dispersión de agua en aceite, y de aceite en agua (D W/O & O/W). El líquido dominante es el aceite. Por la parte superior de la tubería fluyen gotas de agua dispersas en el aceite, y por el fondo fluye una capa de agua con gotas de aceite dispersas en ella.
- Emulsión de agua en aceite (D W/O). Ocurre a altos gastos de aceite (fase continua); el agua se distribuye en forma de gotas sobre toda el área transversal de la tubería.

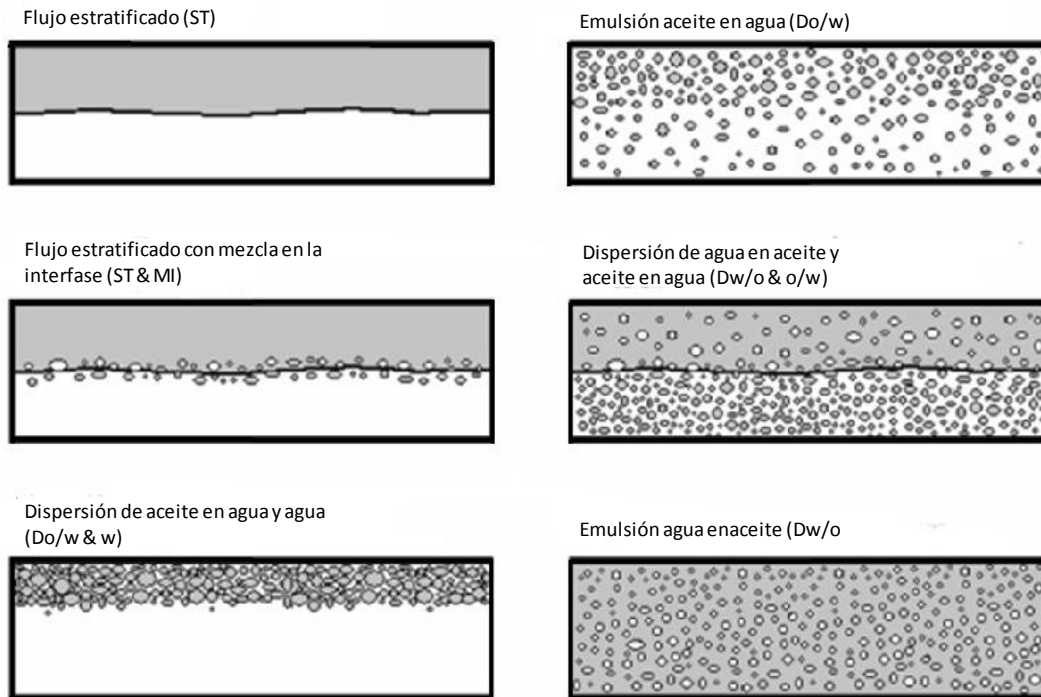


Fig. 1.1. Patrones de flujo agua-aceite (Tallero, 1995).

Complementando el trabajo realizado por Trallero en cuanto a la identificación de patrones de flujo, Nädler and Mewes (1997) identificaron experimentalmente una estructura de flujo adicional, conformada por tres capas: una dispersión de agua en aceite en la cima, una de aceite en agua, y una capa de agua libre en el fondo (D O/W & D W/O & W). Sin embargo, puesto que la viscosidad del aceite utilizado era inferior a 35 [cp], el flujo anular aceite-agua no se encontró en los experimentos.

Por otra parte, Angeli y Hewitt (1998) también llevaron a cabo experimentos para identificar patrones de flujo agua - aceite en tuberías de diferentes materiales (acero y acrílico). Los patrones de flujo fueron clasificados como: flujo estratificado (ST), flujo estratificado con una capa de gotas (ST & D), estratificada / flujo mixto (ST & MI), flujo disperso (D O/W ó D W/O). Se encontró que la rugosidad de la pared y la mojabilidad de los fluidos sobre el material de las tuberías afectan los patrones de flujo.

Mu (2001) investigó en laboratorio los patrones de flujo líquido-líquido, usando crudo pesado de alta viscosidad y agua como fluidos de trabajo. Propuso una nueva clasificación con cinco regímenes (**Figura 1.2**): estratificado con mezcla en la interfase, anular, disperso, bache y estratificado integral; este último régimen corresponde a un flujo estratificado con dispersiones de agua en aceite y de aceite en agua, sobre una capa de agua libre.

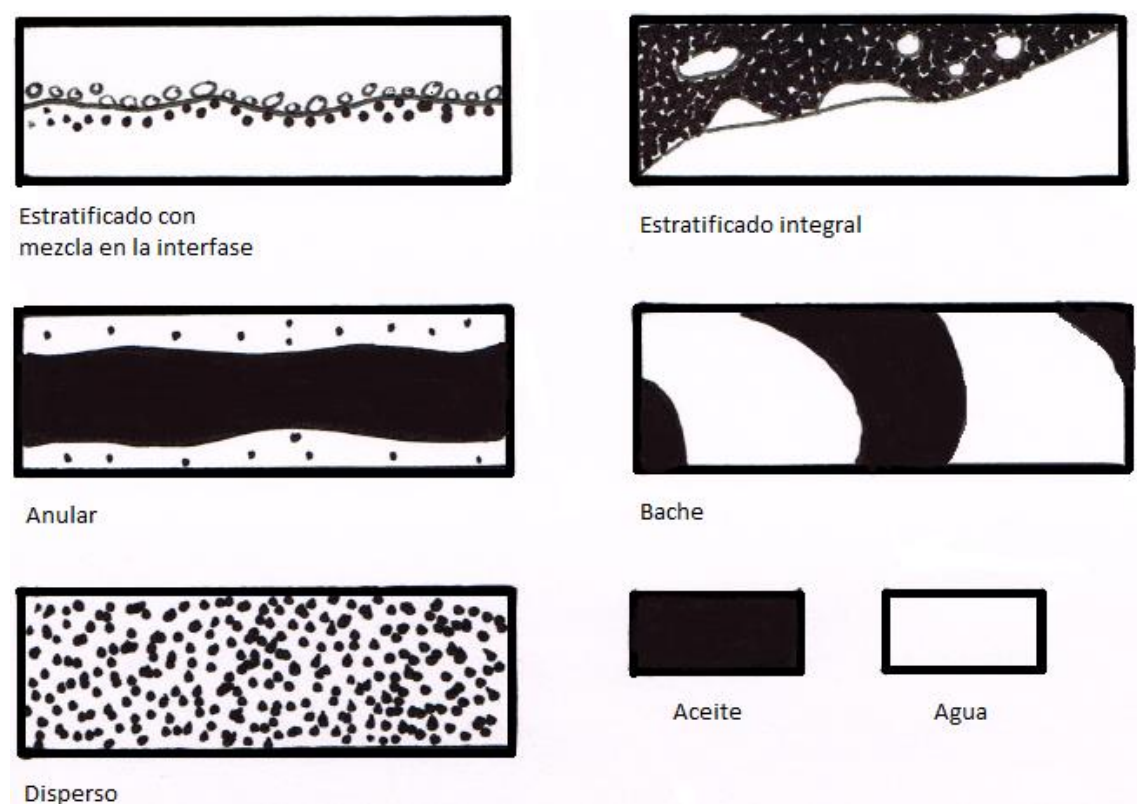


Fig. 1.2. Patrones de flujo para un sistema aceite pesado y viscoso - agua (Mu, 2001).

De la misma manera, Yao y Gong (2004) realizaron investigaciones con sistemas agua - aceite pesado y viscoso. Identificaron diez patrones de flujo, mismos que fueron agrupados en las siguientes cuatro categorías: dominados por aceite, dominados por agua, flujo intermitente, y flujo segregado. Los autores construyeron mapas experimentales de patrones de flujo y encontraron similitudes con los mapas clásicos reportados en la literatura; no obstante,

señalaron que las diferencias encontradas entre los patrones identificados con respecto a los patrones clásicos, pueden atribuirse a la alta viscosidad del aceite.

En 2004, Rodríguez observó siete patrones de flujo horizontal similares a los propuestos por Trallero.

En la **Tabla 1.1** se presenta un resumen de los estudios experimentales realizados por diferentes investigadores para identificar los patrones de flujo agua-aceite; se indica el diámetro interno y tipo de material de la tubería, las relaciones de densidad y de viscosidad, y los patrones de flujo identificados, así como la técnica utilizada para tal efecto.

1.1.3. Predicción del patrón de flujo

Con base en las discusiones de la sección 1.1.2, resulta claro que los mapas experimentales de patrones de flujo agua-aceite disponibles en la literatura no son de aplicación general. Por lo tanto, diversos autores han propuesto modelos para predecir la existencia de los diferentes regímenes de flujo, partiendo de la identificación y análisis de los principales mecanismos físicos que controlan la hidrodinámica de cada uno de ellos; de esta manera, se busca que los modelos sean generalizados e independientes del sistema analizado.

Para determinar la existencia del flujo estratificado, fundamentalmente existen dos métodos: se plantea un modelo de dos fluidos y se investiga el condicionamiento del sistema de ecuaciones resultante; o bien, se analiza la estabilidad de la interfase con base en las ecuaciones de perturbación asociadas a dicho modelo.

Siguiendo la primera metodología, Brauner y Moalem (1992) formularon dos criterios para predecir la transición del flujo estratificado al flujo no estratificado: la llamada condición de “Estabilidad Neutral Cero” (ZNS), y la condición de “Características Reales Cero” (ZRC).

Tabla 1.1. Estudios experimentales sobre patrones de flujo aceite-agua en tuberías horizontales (Elseth, G 2001)

Autor	Daimetro [cm]	Material de la tubería	ρ_o/ρ_w	μ_o/μ_w	Técnicas de Medición	Patrones de flujo observados
Russel et al. (1959)	2.3	Celulosa	0.84	20.13	Observacion visual	SM, Do/w, Bo
Charles and Lilleleht (1966)	2.64	celulosa	1	6.29	Obseacion visual	Do/w, Anw, Slo, Bo
Guzhov et al. (1973)	3.94	Acero	0.898	21.8	Observacion visual	SM, Do/w, Dw/o, Do/w & w Dw/o & o/w
Oglesby (1979)	4.1	Acero	0.895 0.863 0.87	32 61 167	Observacion visual	Do/w, Dw/o, Dw/o & o/w
Kurban and Angeli (1995)	2.43	Acrilico	0.83	1.6	Fotografia plus	S, SM, Dw/o
Trallero (1995)	2.4 5.08	Acrilico	0.852	29.7	Observacion visual	S, SM, Do/w, Dw/o, Do/w & w Dw/o & o/w
Nädler and Mewes (1997)	5.9	Perspex	0.848	18	Observacion visual	S, SM, Do/w, Dw/o, Do/w & w Dw/o & o/w
Vedapuri and Jepsen (1997)	10.12	Plexiglass		2		SM, Dw/o & o/w
Valle (1997)	7.62	Acero	0.741	1		Do/w, Dw/o, S
Valler (1998)	3.75	Vidrio	0.792	2.55		S, SM, Do/w & w, Dw/o & o/w
Angeli and Hewitt (1998)	2.43	Acero	0.83	1.6		S, Dw/o, & o, Do/w, Dw/o
	2.4	Acrilico				Do/w & w, Dw/o & o/w
Soleimani (1999)	2.43	Acero	0.801	1.6	Observacion visual	S, S&MI, Dw/o & o, Do/w & w/o Do/w & w
Angeli and Hewitt (2000)	2.43	Acero	0.83	1.6	Fotografia plus	S, Dw/o, & o, Do/w, Dw/o Do/w & w, Dw/o & o/w
	2.4	Acrilico				S, S&MI, Do/w, Do/w & w Dw/o, Do/w & w/o
Alkaya et al (2000)	5.01	Acrilico	0.854	17.9	Observacion visual Fotografia	S, S&MI, Dw/o, Do/w & w Dw/o, Do/w & w/o
Fairuzov et al (2000)	36	Acero	0.851	1	Sonda con puntos multiples	S, S&MI, Dw/o Dw/o & o/w
Simmons and Azzopardi (2001)	6.3	PVC	0.684	1.125		SM, Dw/o & w, Dw/o
Mu (2001)	2.54	Acero	0.93	310	Fotografia de alta Velocidad	ST&MI, ST, Anular, Water slug Do/w, Dw/0
Elshet (2001)	5.63	Acero	0.79	1	Observacion visual	S, S&MI, Dw/o & o, Dw/o, Do/w Do/w & w/o, Do/w & w
Oddie et al (2003)	15.2	Acrilico	0.81	1.5	Densimetro Gamma Observacion visual	S, S&MI, Do/w & w/o, Do/w & w
Lovick and Ageli (2004)	3.8	Acero	0.828	6	Densimetro Gamma Observacion visual	S&MI, Dw/o, Do/w, Do/w & w/o
Yao and Gong (2006)	2.54	Acero	0.973	572	Sondas de conductividad Fotografia de alta Velocidad	10 tipos
Rodriguez (2006)	8.28	Acero	0.783	9.37	Observacion	ST, SW, ST & MI, Do/w & w Do/w, Dw/o, Dw/o & Do/w
Liu et al. (2007)	2.61	Acero	0.839	3.57	Observacion Visual	S, S&MI, O & Dw/o, Do/w & w

Por otra parte, Barnea (1991) y Barnea y Taitel (1993) formularon criterios similares a partir del análisis lineal de Kelvin-Helmholtz (KH), para la estabilidad la interfase; realizaron análisis con y sin el efecto de los esfuerzos cortantes (VKH, y IKH, respectivamente).

En 1995, Trallero determinó que el análisis ZNS es equivalente al VKH para ondas interfaciales largas, cuando el efecto de la tensión superficial es despreciable.

En cuanto a la predicción del flujo disperso en los sistemas líquido-líquido, los criterios de transición generalmente se desarrollan a partir del modelado y análisis de las fuerzas de turbulencia, flotación y tensión interfacial. En este sentido, pueden mencionarse los trabajos desarrollados por Brauner y Moalem (1992) y Trallero (1995). Un enfoque general para la predicción de las fronteras de flujo disperso en los sistemas gas-líquido y líquido-líquido puede consultarse en Brauner (2001).

1.1.4. Emulsiones e inversión de fases

Dependiendo de las condiciones de operación y las propiedades termodinámicas del aceite y el agua, pueden formarse emulsiones durante el flujo simultáneo de ambos fluidos en los sistemas de producción.

Un fenómeno interesante ocurre con las emulsiones cuando la fase dispersa se convierte en continua al experimentar un pequeño cambio en las condiciones operativas; a este fenómeno se le denomina inversión de fases, y durante el mismo la viscosidad aparente de la mezcla puede incrementarse sustancialmente de manera abrupta, incluso en varios órdenes de magnitud, ocasionando el consecuente incremento del gradiente de presión (Arirachakaran, 1989; Mukherjee et al., 1981). En la **figura. 1.3** se muestra cualitativamente cómo varía la viscosidad aparente en función del corte de agua durante la inversión de fases (Arirachakaran, 1989).

Tomando en cuenta además que la corrosión de la tubería depende de cuál es fase mojante (Fairuzov, 2001; Fairuzov et al., 2000), es claro que la predicción de las condiciones en que se presenta la inversión de las fases (PIP - Phase Inversion Point) constituye un factor importante en el diseño y análisis de los ductos que transportan mezclas agua-aceite.

En este sentido, Mukherjee et al. (1981) llevaron a cabo experimentos para identificar la relación entre el PIP y el corte de agua; utilizaron diésel y realizaron pruebas a diferentes ángulos de inclinación de tubería. Los autores encontraron que el PIP ocurre a cortes de agua de 40 a 50% para ángulos de inclinación menores de $\pm 30^\circ$ con respecto a la horizontal en flujo descendente; a ángulos mayores, el PIP se presenta a cortes de agua de 70 a 80%.

Como comentario final, en 1983 Martínez señaló que el PIP es afectado por la temperatura, y presentó el concepto de temperatura de inversión de fase (PIT). La temperatura en la inversión de fase en la que una emulsión de aceite-agua se convierte en una emulsión agua-aceite, es un parámetro crucial en el proceso. Entre mayor sea la temperatura en la inversión de fase será más estable la emulsión. La PIT depende de la composición del sistema.

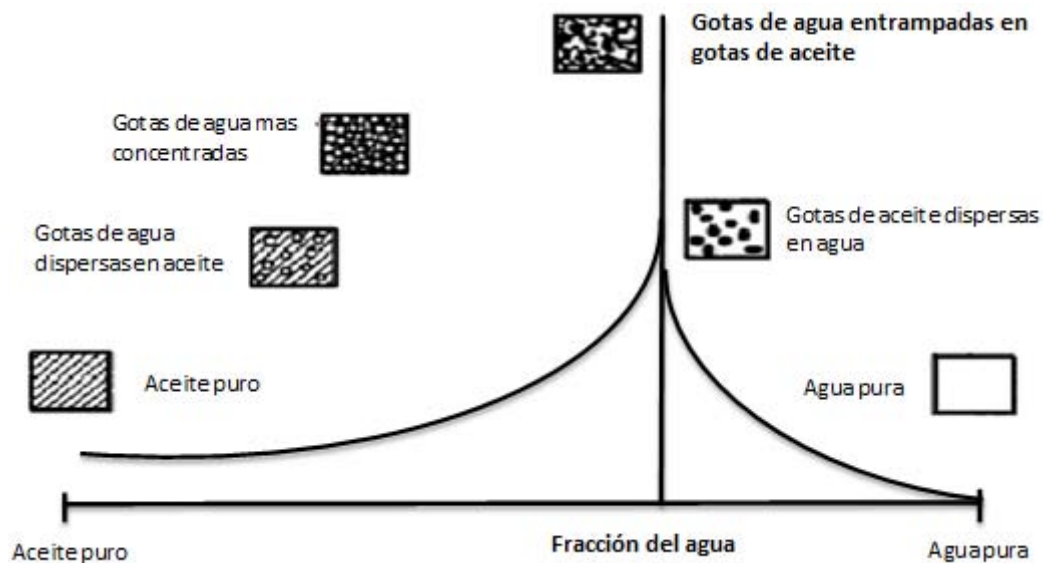


Fig. 1.3. Representación esquemática de la inversión de fases, Arirachakam (1989).

1.2. Predicción del gradiente de presión

La predicción de los gradientes de presión es una tarea fundamental en el diseño y análisis de los sistemas que transportan mezclas multifásicas a través de tuberías. Esto puede realizarse mediante correlaciones empíricas o mediante modelos físico-matemáticos, como se describe en las secciones siguientes. Ahora bien, al tratarse de flujos multifásicos, para calcular las caídas de presión en general es necesario determinar primero el patrón de flujo y posteriormente calcular las fracciones volumétricas in-situ de cada fase (colgamiento).

En el caso del flujo líquido-líquido en tuberías horizontales, se han publicado algunos métodos para determinar el patrón de flujo y calcular el gradiente de presión correspondiente (Nädler y Mewes, 1997; Angeli y Hewitt, 1998; Rodríguez, 2006). En general, se considera un modelo de flujo homogéneo para los flujos dispersos, y se propone un modelo de dos fluidos unidimensional para los estratificados; la diferencia entre los diferentes modelos propuestos radica en las simplificaciones, ecuaciones constitutivas, y estrategias matemáticas utilizadas para resolverlos. Para una visión general del estado del arte en el modelado del flujo aceite-agua puede consultarse Sotgia y Tartarini (2001) y Lovick y Angeli (2004).

1.2.1. Correlaciones empíricas

Las correlaciones más comunes no dependen del patrón de flujo y se basan principalmente en los métodos desarrollados por Lockhart y Martinelli (1949) para sistemas gas-líquido, con correcciones desarrolladas a partir de datos experimentales para sistemas agua-aceite; por ejemplo, puede mencionarse la de Charles y Lilleleth (1966). Siguiendo otro enfoque, Theissing (1980) desarrolló una correlación de varios parámetros.

Entre las correlaciones que toman en cuenta el patrón de flujo, destaca la desarrollada por Baker (1988), la cual produce resultados relativamente buenos en el cálculo de los gradientes de presión para el flujo estratificado.

Por su carácter empírico, es recomendable validar las correlaciones contra resultados experimentales o de campo para el sistema analizado, antes de utilizarlas en cálculos de ingeniería.

1.2.2. Modelos hidrodinámicos

Diferentes investigadores han propuesto algunos modelos para determinar el gradiente de presión, con base en los principales aspectos hidrodinámicos de cada patrón de flujo. A continuación se presenta un resumen de los avances en esta área.

1.2.2.1. Flujo estratificado

En cuanto al flujo estratificado agua-aceite, Malinowsky (1975) y Arirachakaran (1983) propusieron modelos para calcular el gradiente de presión sin considerar el resbalamiento. Por otra parte, Chen (2001) presentó un modelo teórico que considera los efectos interfaciales; el autor reportó que su modelo fue validado con resultados experimentales, obteniendo errores menores al 15%.

En un trabajo de 1998, Brauner et al determinaron que los fenómenos interfaciales dominan el comportamiento hidrodinámico de los sistemas líquido-líquido cuando la diferencia de densidad de los fluidos es pequeña o bajo condiciones de gravedad reducida; señalaron que la forma de la interfase es curvada bajo tales condiciones. Desarrollaron una extensión del modelo de dos fluidos para el análisis del flujo estratificado, tomando en cuenta la configuración geométrica de la interfase. El modelo fue validado con datos experimentales, y se verificó contra la solución exacta de las ecuaciones de Navier-Stokes para flujo estratificado laminar.

Vedapuri y Jepsen (1997) desarrollaron un modelo de flujo segregado de tres capas: agua libre, mezcla agua-aceite, y aceite. Retomando el trabajo de estos autores, Shi (2001) propuso un modelo de flujo segregado de cuatro fases (agua libre, dispersión aceite en agua, dispersión de agua en aceite y aceite) en tuberías horizontales y ligeramente inclinadas; las dispersiones fueron consideradas en el modelo como pseudofases homogéneas, de viscosidad y densidad uniformes, y sin resbalamiento. De acuerdo a Shi, su modelo de flujo segregado de cuatro fases fue capaz de predecir la altura de la película de agua, el colgamiento y el gradiente de presión, con buenos resultados; el autor destacó que pueden presentarse inestabilidades numéricas al resolver el modelo en condiciones cercanas al punto de inversión de fases.

En 2012, Rodríguez et al., generaron datos experimentales de gradiente de presión y colgamiento para flujo agua-aceite horizontal e inclinado; el objetivo de las pruebas fue caracterizar el flujo estratificado ondulado en un régimen laminar – turbulento, y sin dispersión en la interfase. Los autores desarrollaron una nueva correlación para calcular el factor de fricción interfacial, y propusieron una ecuación explícita para la forma de la interfase en función del número de Eötvös, el colgamiento y el ángulo de contacto.

1.2.2.2. Flujo disperso

Para predecir el gradiente de presión en flujos dispersos agua-aceite, se considera que no existe resbalamiento entre las fases. De esta manera, la mezcla de los dos fluidos se trata como una pseudofluido con propiedades promedio, y que obedece las ecuaciones de flujo monofásico. El principal problema en la aplicación de este enfoque radica en el cálculo de la viscosidad efectiva de la mezcla; esto se debe a que la viscosidad puede tener un comportamiento complejo, particularmente cerca del punto de inversión de fases.

En general, la viscosidad de una emulsión depende:

1. Comportamiento reológico de las fases
2. Tensión interfacial
3. Fracción de volumétrica de la fase dispersa
4. Temperatura
5. Tamaño promedio y distribución de la gotas de la fase dispersa

A continuación se presenta un resumen de las técnicas experimentales para medir el tamaño promedio de las gotas, así como de los métodos para predecir la viscosidad efectiva.

a) Medición del tamaño de la gota

La mayoría de los estudios del tamaño de la gota en el flujo multifásico han sido llevados a cabo para los sistemas bifásicos gas-líquido. Ahora bien, existe una gran variedad de técnicas para tal efecto. Por ejemplo, El-Hamouz et al. (1995) utilizaron una técnica de difracción de láser. Kubie y Gardner (1997), Angeli y Hewitt (2000) y Kurban y Angeli (1995) emplearon técnicas fotográficas. En 1978 Karabelas utilizó un enfoque diferente, mediante el empleo de un polímero para encapsular las gotas, de modo que la distribución del tamaño de partícula permaneciera constante. Otras técnicas pueden consultarse en Simmons y Azzopardi (2001); en particular, estos autores utilizaron dos técnicas ópticas: un instrumento, Lasentec™ Par-Tec 300C para mediciones a altas concentraciones de la fase dispersa, y un analizador de tamaño de partículas para el rango de bajas concentraciones; la precisión de dichas técnicas se comprobó mediante la medición simultánea de perlas de vidrio suspendidas en agua dentro de una celda de pruebas.

b) Predicción de la viscosidad efectiva

Un gran número de ecuaciones y correlaciones para promediar las viscosidades de las fases en los flujos dispersos se presentan en la literatura (Urdahl et al. 1997; Johnsen and Ronningsen, 2003). Algunos de los modelos son los siguientes:

- Brinkman (1952):

$$\eta_m = \eta_c (1 - \Phi)^{-2.5} \quad 1.3$$

Donde η_m es la viscosidad de la mezcla, η_c es la viscosidad de la fase continua y Φ es la fracción volumétrica de la fase dispersa.

- Dukler et al. (1964):

$$\eta_m = \varepsilon_o \eta_o + \varepsilon_w \eta_w \quad 1.4$$

Donde ε y η indican la fracción volumétrica y la viscosidad, respectivamente, y los subíndices hacen referencia al aceite (o) y agua (w).

- Hewit et al. (1997)

$$\eta_m = (1 - C_m)[(1 - \varepsilon_{wi})\eta_o + \varepsilon_{wi}\eta_w] + C_m\eta_{cont}\varepsilon_{cont}^{-2.5} \quad 1.5$$

donde η_{cont} es la viscosidad de la fase continua, ε_{wi} , ε_{cont} son las fracciones volumétricas de entrada de agua y de la fase continua, respectivamente; C_m es un coeficiente que cuantifica el grado de mezclado, con valores entre 0 y 1.

- Cai y et al. (1998):

Dispersión agua en aceite:

$$\eta_m = 0.4526e^{-0.057476 T} P^{-0.06} \left[1 + \frac{\varepsilon_w/0.87}{1.187 - \varepsilon_w/0.87} \right]^{2.5} \quad 1.6$$

Dispersión aceite en agua:

$$\eta_m = 0.002e^{-0.0458 T} P^{-0.06} \left[1 + \frac{(1-\varepsilon_w)/0.87}{1.187-(1-\varepsilon_w)/0.87} \right]^{2.5} \quad 1.7$$

Donde P y T son la presión y temperatura del sistema.

1.3. Flujo agua-aceite y corrosión

Cuando el aceite y el agua son transportados simultáneamente en tuberías pueden presentarse algunos problemas que ponen en riesgo la integridad mecánica de éstas, entre los cuales la corrosión es uno de los más importantes. Por ejemplo, se estima que del 40 al 75 % de las fallas ocurridas en las líneas de transporte de hidrocarburos son causadas por corrosión interna, y en algunos casos pueden presentarse a los tres años de su puesta en operación (Fairuzov 2001).

Bajo este escenario, es claro que los problemas de corrosión tienen un impacto económico significativo en:

- Costos de diseño y construcción. Representan los recursos requeridos para prevenir, minimizar o controlar la corrosión. Como ejemplo, Fairuzov menciona que Kermani y Harrop (1996) determinaron en los años 80 los costos de diseño relacionados a la corrosión en los proyectos del Mar del Norte constituyeron aproximadamente el 8% del CAPEX (Capital Expenditure) total de los proyectos.
- Costos de operación. Costos diarios asociados con el control de la corrosión y reparaciones, incluyendo los costos de mantenimiento planeado/no planeado.
- Costos de reemplazo. Costos ocasionados por reemplazo o reparación de piezas grandes del equipo dañado.

- Pérdida de oportunidad. Costos asociados con pérdidas por derrames y contaminación, o disminución del flujo de efectivo por producción diferida.

Ahora bien, considerando que la corrosión se asocia al contacto del agua con la superficie interna de las tuberías, es importante conocer cómo se encuentran distribuidas las fases. De esta manera, y conforme a Fairuzov, Efird (1998) estudió la relación entre los patrones de flujo y los diferentes tipos de corrosión (**Tabla 1.2**), y propuso tomar en cuenta cuál es la fase mojantera en la evaluación del riesgo (**Figura 1.4**).

De la misma manera en 1993, Adams (1993) estimó que la tubería es mojada por aceite si el corte de agua es menor de 30 %, y mojada por agua si es mayor de 50 %; en el rango intermedio, la pared es mojada por el aceite y el agua de manera intermitente.

Continuando con la relación entre los patrones de flujo y los diferentes tipos de corrosión, Fairuzov hace mención que Ricca (1991) determinó con base en mediciones ultrasónicas que la corrosión interna más severa en los oleoductos se presenta cuando una baja velocidad de flujo ocasiona la segregación del agua libre. Asimismo, se ha encontrado que la corrosión es más pronunciada en aquellos puntos en que el agua se estanca y/o existen condiciones propicias para el crecimiento de bacterias sulfato-reductoras (Endean, 1989).

Para evitar las condiciones de operación que ocasionan la segregación y el estancamiento del agua en los ductos, algunos autores han desarrollado modelos para estimar la velocidad crítica del aceite que inhiba la segregación de las fases y permita el arrastre del agua.

En el caso del flujo disperso, la corrosión se presenta cuando el agua es la fase continua.

Tabla 1.2. Tipos de corrosión en condiciones de flujo multifásico, Efird (1988).

Régimen de flujo	Localización del agua libre	Turbulencia del agua	Tipo de corrosión
2 fases gas/agua			
Estratificado	Fondo	Estancada a laminar	Corrosión debajo de los depósitos
Tapón	Normalmente en el fondo, mezclado	Muy turbulenta	Corrosión acelerada por el flujo
Anular	Circunferencial	Turbulenta	Corrosión acelerada por el flujo
2 fases aceite/agua			
Segregado	Fondo	Estancada a laminar	Corrosión debajo de los depósitos
Mezclado	Normalmente en el fondo, mezclado	Laminar a turbulenta	Corrosión debajo de los depósitos
Disperso	Mezclado	Turbulenta	Corrosión acelerada por el flujo
3 fases gas/aceite/agua			
Estratificado	Fondo separado	Estancada a laminar	Corrosión debajo de los depósitos
Tapón	Normalmente en el fondo, mezclado	Muy turbulenta	Corrosión acelerada por el flujo
Anular	Circunferencial	Posiblemente turbulenta	Corrosión acelerada por el flujo

De acuerdo a lo presentado en esta sección, es claro que la relación entre los patrones de flujo agua-aceite y la corrosión debe ser tomada en cuenta en el diseño, operación, mantenimiento y monitoreo de los ductos.

En el caso de la extensa red de tuberías que transportan la producción de petróleo en México, estos aspectos son muy importantes considerando que algunos de los ductos han quedado sobredimensionados por la declinación de la producción de los yacimientos, y porque el volumen de agua que debe ser transportado se ha incrementado sustancialmente; éstos son factores que promueven la segregación de las fases, y el posible estancamiento del agua libre, con las consecuentes afectaciones sobre la integridad mecánica de los ductos, particularmente en aquellos con más de 20 años en operación.

Por lo tanto, es recomendable llevar cabo inspecciones periódicas con el objetivo de evaluar el riesgo de corrosión, y tomar las medidas preventivas o de remediación correspondientes de manera oportuna.

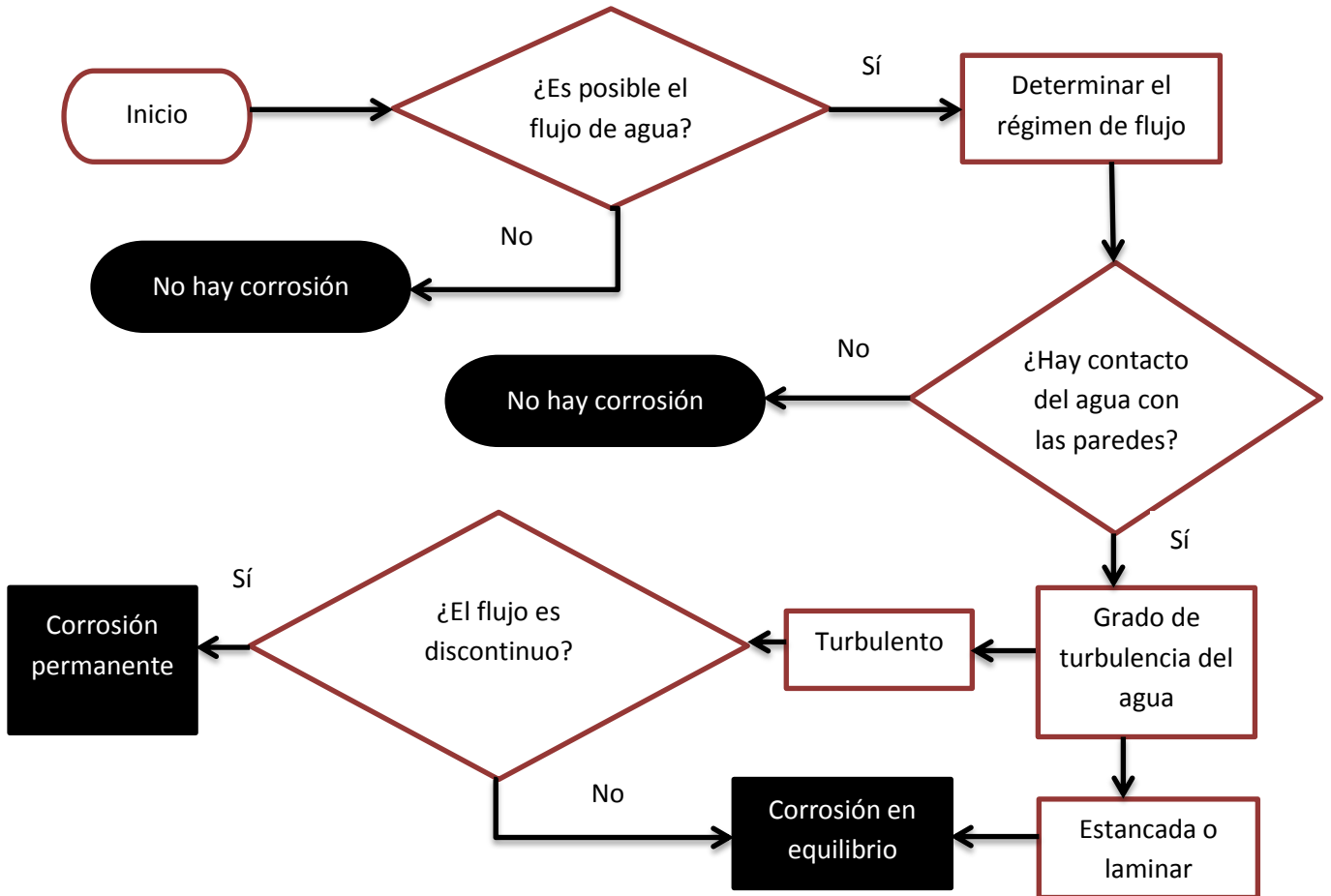


Fig 1.4. Evaluación del riesgo de la corrosión en ductos, (Efird, 1988).

Capítulo 2

Fundamentos del flujo multifásico

Cuando dos o más fases fluyen simultáneamente en una tubería, el estudio y modelado de la hidrodinámica del sistema son más complejos que en el caso monofásico. Por un lado, durante el flujo multifásico las fases se desplazan generalmente a diferente velocidad debido a efectos gravitacionales, viscosos e interfaciales, lo que origina que la interfase adquiera formas diversas o patrones de flujo. En efecto, la predicción de la forma y posición de la interfase constituye uno de los problemas fundamentales de los sistemas multifásicos.

Por otra parte, es claro que el número de variables requeridas para describir la hidrodinámica del flujo bifásico al menos debe duplicarse; adicionalmente, surgen otras variables, tales como el colgamiento, las velocidades reales y superficiales de las fases, y la velocidad de resbalamiento, por mencionar sólo algunas.

Con la finalidad de aclarar éstos y otros términos, en este capítulo se presentan algunas de las definiciones y conceptos más importantes en el estudio del flujo multifásico; asimismo, se describen las características principales de los patrones de flujo típicos para sistemas agua-aceite en tuberías horizontales y cercanas a la horizontal.

2.1. Definiciones

2.1.1. Gastos volumétricos

Es el volumen de un fluido que atraviesa una sección transversal de una tubería por unidad de tiempo (**Figura 2.1**). Los gastos volumétricos del aceite y del agua están definidos por las siguientes expresiones:

$$q_o = v_o A_o \quad 2.1$$

$$q_w = v_w A_w \quad 2.2$$

donde v_o y v_w son las velocidades del aceite y del agua, respectivamente; y A_o y A_w indican las áreas ocupadas por cada fase.

El gasto volumétrico total es el volumen de la mezcla que atraviesa una sección transversal de la tubería por unidad de tiempo. El gasto volumétrico total es la suma de los gastos de cada fase:

$$q = q_o + q_w \quad 2.3$$

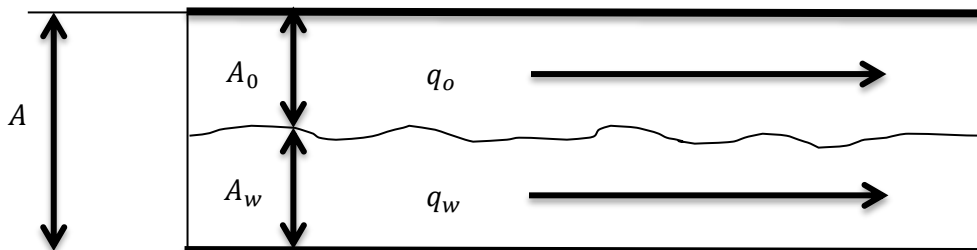


Figura 2.1. Flujo bifásico en una tubería.

2.1.2. Fracción volumétrica o colgamiento

Se define como la razón del volumen ocupado por una fase con respecto al volumen total de la tubería. Las expresiones para el colgamiento del aceite y del agua son:

$$H_o = \frac{V_o}{V} \quad 2.4$$

$$H_w = \frac{V_w}{V} \quad 2.5$$

donde V_o y V_w , indican los volúmenes del aceite y del agua en un segmento de la tubería, respectivamente, y V es el volumen total del mismo.

En el análisis del flujo multifásico en tuberías, normalmente éstas se dividen en segmentos en cada uno de los cuales los parámetros de flujo se consideran constantes. De esta manera, el colgamiento de las fases pueden expresarse en términos del área que ocupan con respecto al área total de la sección transversal de la tubería:

$$H_o = \frac{A_o}{A} \quad 2.6$$

$$H_w = \frac{A_w}{A} \quad 2.7$$

donde:

$$A = A_o + A_w \quad 2.8$$

y

$$H_o + H_w = 1 \quad 2.9$$

2.1.3. Velocidades características en el flujo multifásico

La velocidad superficial de una fase se define como la velocidad que tendría si fluyera sola a través de toda la sección transversal de la tubería. Así, las velocidades superficiales de aceite y agua son:

$$v_{os} = \frac{q_o}{A} \quad 2.10$$

$$v_{ws} = \frac{q_w}{A} \quad 2.11$$

donde A es el área transversal total de la tubería.

Las velocidades reales del aceite y del agua se relacionan con las velocidades superficiales y el colgamiento correspondientes, de la siguiente manera:

$$v_o = \frac{q_o}{A \cdot H_o} = \frac{v_{os}}{H_o} \quad 2.12$$

$$v_w = \frac{q_w}{A \cdot H_w} = \frac{v_{ws}}{H_w} \quad 2.13$$

donde H_o y H_w son el colgamiento del aceite y del agua, respectivamente.

La velocidad de la mezcla es la suma de las velocidades superficiales de las fases:

$$v_m = v_{os} + v_{ws} \quad 2.14$$

Es claro que:

$$v_m = \frac{q}{A} \quad 2.15$$

La relación de velocidades se define como el cociente entre la velocidad del aceite y la velocidad del agua:

$$K = \frac{v_o}{v_w} \quad 2.16$$

La velocidad relativa o de resbalamiento es la diferencia entre las velocidades reales de las fases:

$$v_r = v_o - v_w = \frac{v_{os}}{H_o} - \frac{v_{ws}}{H_w} \quad 2.17$$

2.1.4. Densidad y viscosidad de la mezcla

Tanto la densidad como la viscosidad de la mezcla pueden estimarse a partir de las propiedades de cada una de las fases y las fracciones volumétricas respectivas. Para el caso de la densidad de la mezcla, ésta se calcula con la siguiente ecuación:

$$\rho_m = H_o \rho_o + H_w \rho_w \quad 2.18$$

donde ρ_o y ρ_w , son las densidades del aceite y del agua, respectivamente.

Para la viscosidad de la mezcla, se tiene que:

$$\mu_m = H_o \mu_o + H_w \mu_w \quad 2.19$$

donde μ_o y μ_w , son las densidades del aceite y del agua, respectivamente.

2.2. Patrones de flujo líquido-líquido

Los patrones o regímenes de flujo hacen referencia a la configuración geométrica que adquieren las fases dentro de la tubería. Éstos han sido estudiados tanto teórica como experimentalmente con el objetivo de determinar las condiciones en que se presentan, así como para identificar los mecanismos físicos que gobiernan su hidrodinámica y transferencia de calor. En general, la existencia de los patrones de flujo en un sistema bifásico depende principalmente de:

1. Condiciones de operación (gastos, presión y temperatura)
2. Geometría del ducto (diámetro y ángulo de inclinación)
3. Propiedades físicas de las fases (por ejemplo, densidad, viscosidad y tensión interfacial)

La determinación de los patrones de flujo es un problema fundamental en el análisis de un sistema multifásico. Esto se debe a que las variables principales de diseño, como por ejemplo el colgamiento, los coeficientes de transferencia de masa, momento y de calor, así como los gradientes de presión y temperatura, dependen del patrón de flujo.

Ahora bien, como se menciona en el capítulo 1, en la actualidad no existe una clasificación única de los patrones de flujo agua-aceite. Por lo tanto, en el presente trabajo se utilizará la propuesta por Trallero (1995), misma que ha sido ampliamente aceptada en la industria. En las siguientes secciones se describe cada uno de los patrones de flujo correspondientes; en la **Figura 2.2** se presenta un mapa experimental de patrones de flujo generado por dicho autor.

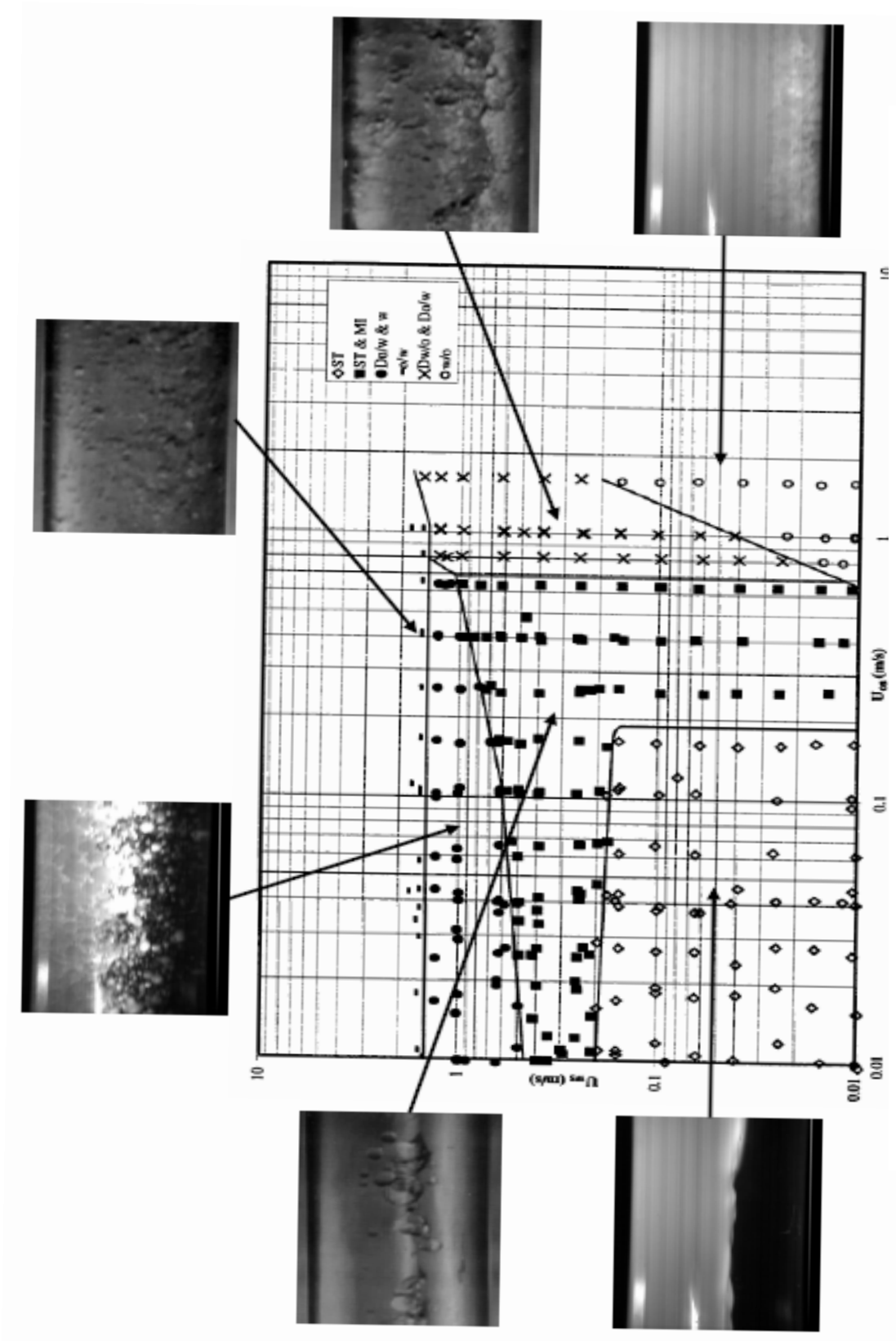


Figura 2.2. Mapa experimental de los patrones de flujo aceite-agua. Trallero (1997).

2.2.1. Flujo estratificado (ST)

Es un patrón en la cual las dos fases viajan de manera completamente separadas, con el líquido más ligero en la parte superior de la tubería (**Figuras 2.3 a 2.5**). Este patrón se presenta a bajas velocidades de la mezcla.



Figura 2.3. Flujo estratificado (Trallero, 1995).



Figura 2.4. Flujo estratificado (Al-Moosawy, 2008).



Figura 2.5. Flujo estratificado (Kumara, 2008).

2.2.2. Flujo estratificado ondulado

Las fases viajan completamente separadas pero con cierta inestabilidad en la interfase, la cual presenta pequeñas ondulaciones (**Figuras 2.6 a 2.8**).



Figura 2.6. Flujo estratificado ondulado (Liu Zaibin, 2011).



Figura 2.7. Flujo estratificado ondulado (Al-Moosawy, 2008).

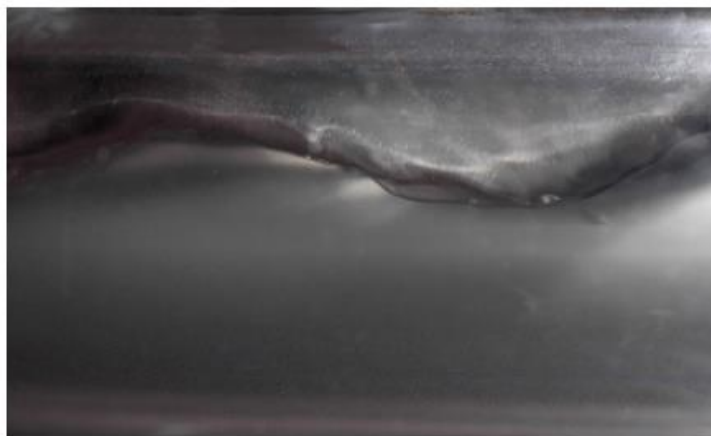


Figura 2.8. Flujo estratificado ondulado (Kumara, 2008).

2.2.3. Flujo estratificado con mezcla en la interfase (ST & MI)

Es un patrón en el cual las dos fases viajan de manera separada, sin embargo los líquidos penetran la interfase creando una mezcla en la misma. Esta capa nunca es mayor que el grosor de alguna de las fases continuas bien definidas que lo rodean (**Figuras 2.9 a 2.11**).

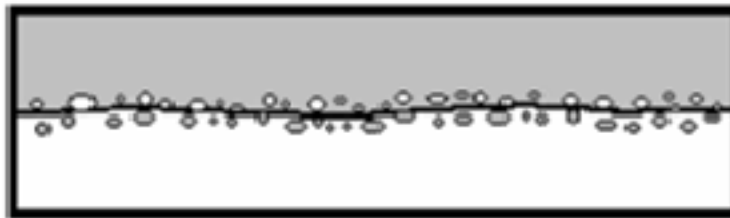


Figura 2.9. Flujo estratificado con mezcla en la interfase (Trallero, 1995).

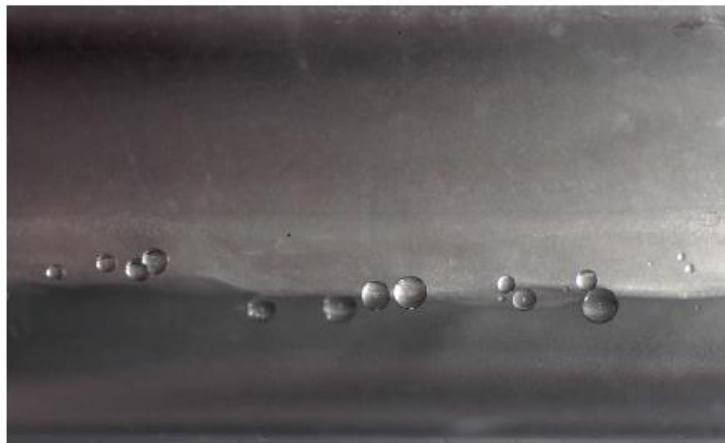


Figura 2.10. Flujo estratificado con mezcla en la interfase (Kumara, 2008).

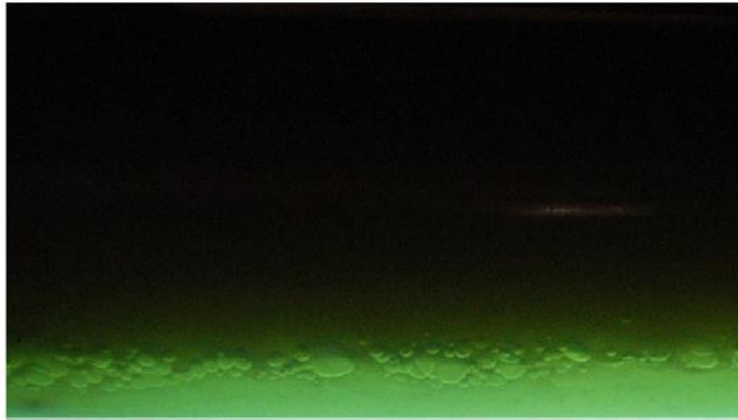


Figura 2.11. Flujo estratificado con mezcla en la interfase (Jiyong Cai, 2012).

2.2.4. Dispersión de aceite en agua y agua (Do/w & w)

El agua es la fase dominante en este tipo de patrón, en el cual fluyen pequeñas gotas de aceite en agua en la parte superior de la tubería, mientras que en la parte inferior fluye una capa estratificada bien definida de agua libre (**Figuras 2.12 y 2.13**).



Figura 2.12. Flujo disperso de aceite en agua y agua (Trallero, 1995).



Figura 2.13. Flujo disperso de aceite en agua y agua (Kumara, 2008).

2.2.5. Dispersión de aceite en agua (Do/w)

Este patrón de flujo ocurre a gastos altos; el agua constituye la fase dominante. Se caracteriza por la presencia de una fase discontinua de gotas muy finas de aceite, mismas que están totalmente dispersas a lo largo de toda la sección transversal de la tubería (**Figuras 2.14 y 2.15**).

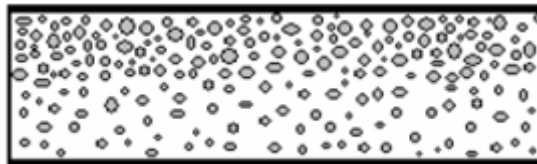


Figura 2.14. Dispersión aceite en agua (Trallero, 1995).



Figura 2.15. Dispersión aceite en agua (Kumara, 2008).

2.2.6. Dispersiones de agua en aceite y de aceite en agua (Dw/o & o/w).

La fase dominante es el aceite. Por la parte superior de la tubería fluyen gotas de agua dispersas en aceite, y en el fondo fluye una capa de agua con una dispersión de gotas de aceite (**Figuras 2.16 y 2.17**).

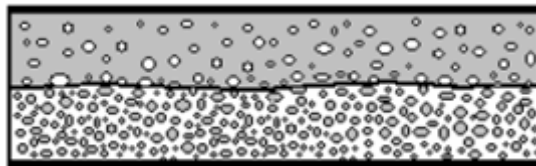


Figura 2.16. Dispersión de agua en aceite y aceite en agua. Trallero (1995).



Figura 2.17. Dispersiones de agua en aceite y de aceite en agua (Kumara, 2008).

2.2.7. Dispersión agua en aceite (Dw/o).

La fase dominante es el aceite. Se caracteriza porque el agua se encuentra dispersa en el aceite en forma de gotas muy finas a lo largo de toda la sección transversal de la tubería (**Figuras 2.18 y 2.19**).

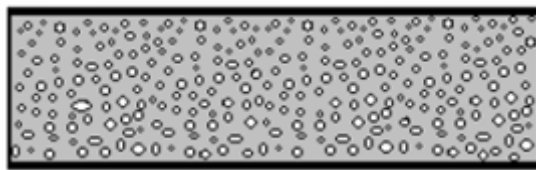


Figura 2.18. Dispersión agua en aceite (Trallero, 1995).



Figura 2.19. Dispersión agua en aceite (Kumara, 2008).

2.3. Mapa de patrones de flujo

Es un diagrama bidimensional que muestra las condiciones en que existe cada uno de los patrones de flujo, así como sus fronteras de transición. Ahora bien, diversos autores han utilizado diferentes grupos de parámetros como coordenadas de los mapas. Tanto en el caso del análisis de los sistemas gas-aceite y agua-aceite, comúnmente se presentan en términos de velocidad superficial del aceite contra la velocidad superficial del agua, o en velocidad de la mezcla contra fracción volumétrica del agua en la entrada (**Figuras 2.20 a 2.22**).

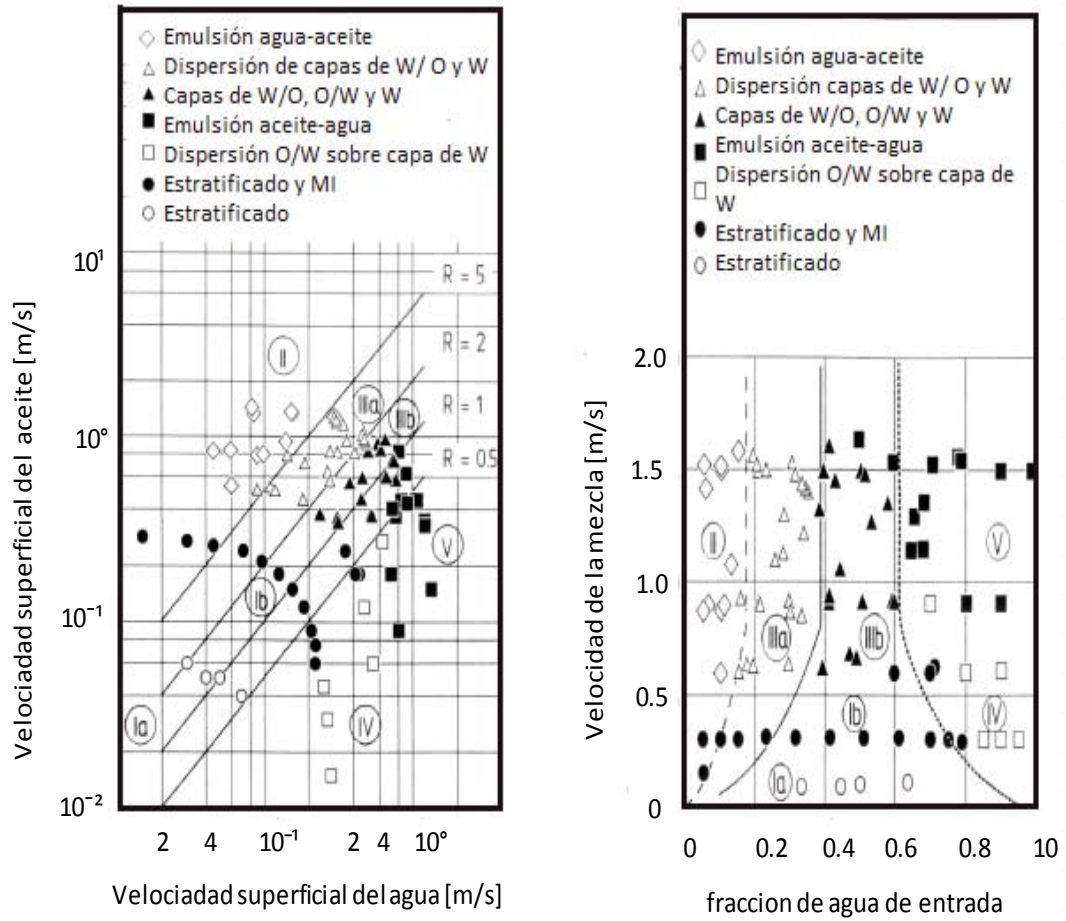


Figura 2.20. Mapa experimental de patrones de flujo (Nädler and Mewes, 1997).

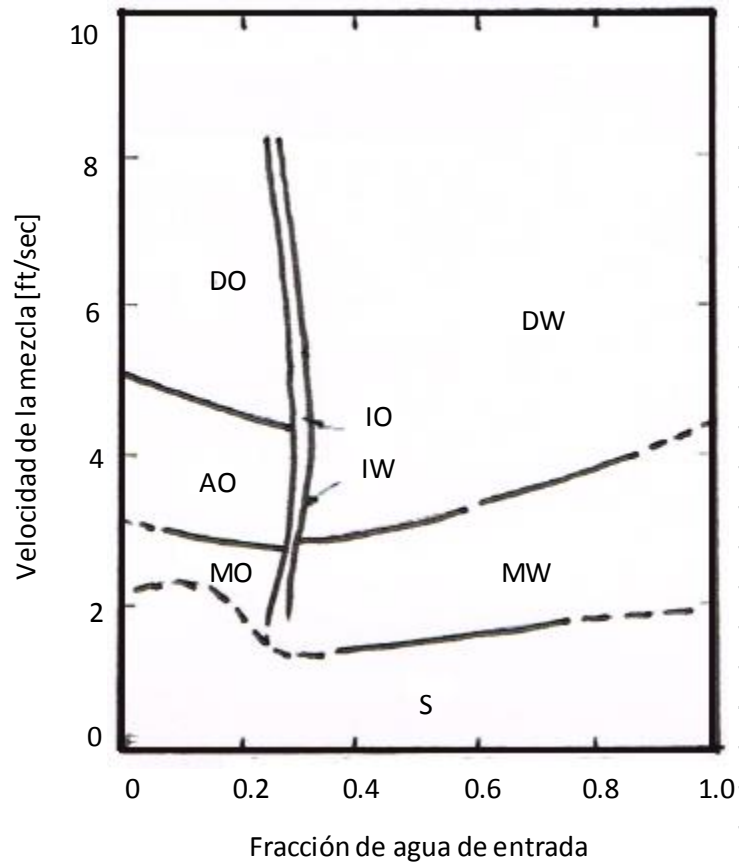


Figura 2.21. Mapa de patrones de flujo (Arirachakaran et al., 1989).

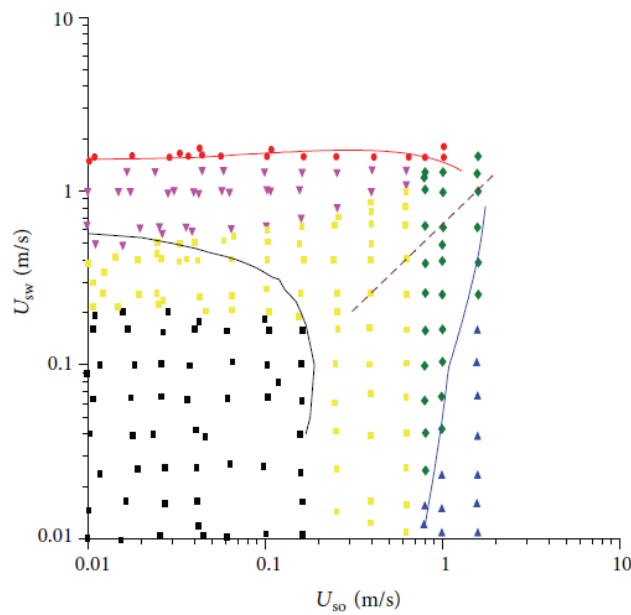


Figura 2.22. Mapa de patrones de flujo. Wei Wang et al. (2013).

Capítulo 3

Predicción de patrones de flujo

De acuerdo a lo presentado en capítulos previos, es claro que la predicción del patrón de flujo es fundamental en el análisis de los sistemas que transportan mezclas multifásicas. Ahora bien, en cuanto al flujo simultáneo de agua y aceite en ductos, son pocos los estudios publicados al respecto. En este sentido, los modelos hidrodinámicos existentes para predecir la transición del flujo estratificado al no estratificado generalmente se basan en el análisis lineal de estabilidad de la interfase, y en los mecanismos de dispersión turbulenta en el caso de la transición a flujo disperso. A continuación se presentan los modelos que serán utilizados en el presente trabajo para tal efecto.

3.1. Modelado de la transición de los patrones de flujo agua - aceite

En el presente trabajo se utilizan los modelos propuesto por Torres (2006) basándose en análisis de estabilidad de Kelvin-Helmholtz para el flujo de fluidos en tuberías horizontales.

3.1.1. Transición flujo estratificado-no estratificado

Tomando como referencia la **figura 3.1**, las ecuaciones de continuidad y de cantidad de movimiento para dos fluidos inmiscibles e incompresibles en la dirección x son:

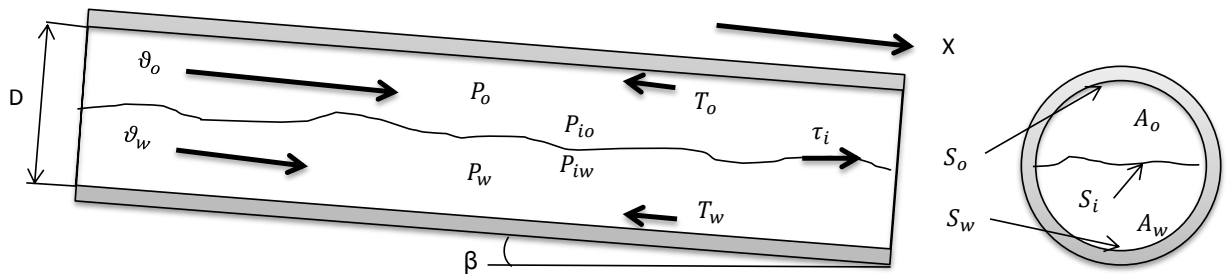


Figura 3.1. Volumen de control característico para el modelado del flujo agua – aceite en tuberías.

- Ecuaciones de continuidad:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_w A_w) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_w A_w v_w) = 0 \quad 3.1$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_o A_o) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_o A_o v_o) = 0 \quad 3.2$$

- Ecuaciones de cantidad de movimiento para cada fase son:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho_w A_w v_w) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_w A_w v_w^2) = \\ -\tau_w S_w + \tau_i S_i - A_w \frac{\partial P_{iw}}{\partial x} - \rho_w A_w g \cos \beta \frac{\partial h_w}{\partial x} - \rho_w A_w g \sin \beta \end{aligned} \quad 3.3$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_o A_o \vartheta_o) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_o A_o \vartheta_o^2) = -\tau_o S_o + \tau_i S_i - A_o \frac{\partial P_{io}}{\partial x} - \rho_o A_o g \cos \beta \frac{\partial h_w}{\partial x} - \rho_o A_o g \sin \beta \quad 3.4$$

donde los subíndices o, w, i, indican aceite, agua e interfase, respectivamente; otras variables son:

A , área de la sección transversal.

h , altura de la capa de líquido.

P , presión.

ϑ , velocidad.

τ , esfuerzo cortante.

S , perímetro mojado.

ρ , densidad de la fase.

β , ángulo de inclinación con respecto a la horizontal.

Considerando que el flujo es incompresible y que:

$$P_{oi} - P_{wi} = \sigma \frac{\partial^2 h_w}{\partial x^2} \quad 3.5$$

donde Sigma (σ) es la tensión interfacial, entonces las ecuaciones de conservación de masa pueden expresarse como:

$$\frac{\partial h_w}{\partial t} + \frac{A_w}{A'_w} \frac{\partial \vartheta_w}{\partial x} + \vartheta_w \frac{\partial h_w}{\partial x} = 0 \quad 3.6$$

$$\frac{\partial h_w}{\partial t} + \frac{A_o}{A'_w} \frac{\partial \vartheta_o}{\partial x} + \vartheta_o \frac{\partial h_w}{\partial x} = 0 \quad 3.7$$

Por otra parte, combinando las ecuaciones de conservación de cantidad de movimiento, se obtiene:

$$\rho_w \frac{\partial \vartheta_w}{\partial t} - \rho_o \frac{\partial \vartheta_o}{\partial t} + \rho_w \vartheta_w \frac{\partial \vartheta_w}{\partial x} - \rho_o \vartheta_o \frac{\partial \vartheta_o}{\partial x} + (\rho_w - \rho_o) g \cos \beta \frac{\partial h_w}{\partial x} - \sigma \frac{\partial^3 h_w}{\partial x^3} = F \quad 3.8$$

donde:

$$F = -\frac{\tau_w S_w}{A_w} + \frac{\tau_o S_o}{A_o} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right) - (\rho_w - \rho_o) g \sin \beta \quad 3.9$$

y A'_w es dA_w/dh_w .

Las ecuaciones 3.6 a 3.8 pueden combinarse y linealizarse en términos de la altura de la capa de agua, y obtener la ecuación de perturbación siguiente:

$$\begin{aligned} & \frac{A_w}{A'_w} \sigma \frac{\partial^4 \widehat{h_w}}{\partial x^4} + \left[\frac{\rho_w \vartheta_w^2}{H_w} + \frac{\rho_o \vartheta_o^2}{H_o} - (\rho_w - \rho_o) g \cos \beta \frac{A_w}{A'_w} \right] \frac{\partial^2 \widehat{h_w}}{\partial x^2} + \\ & + 2 \left[\frac{\rho_w \vartheta_w}{H_w} + \frac{\rho_o \vartheta_o}{H_o} \right] \frac{\partial^2 \widehat{h_w}}{\partial t \partial x} + \left[\frac{\rho_w}{H_w} + \frac{\rho_o}{H_o} \right] \frac{\partial^2 \widehat{h_w}}{\partial t^2} = \\ & \left[-\frac{A_w}{A'_w} \frac{\partial F}{\partial h_w} - \frac{\vartheta_o}{H_o} \frac{\partial F}{\partial \vartheta_o} + \frac{\vartheta_w}{H_w} \frac{\partial F}{\partial \vartheta_w} \right] \frac{\partial \widehat{h_w}}{\partial x} + \left[-\frac{1}{H_o} \frac{\partial F}{\partial \vartheta_o} + \frac{1}{H_w} \frac{\partial F}{\partial \vartheta_w} \right] \frac{\partial \widehat{h_w}}{\partial t} \end{aligned} \quad 3.10$$

donde H es el colgamiento de la fase y $\widehat{h_w}$ es una perturbación del nivel de agua:

$$\widehat{h_w} = \varphi e^{i(\omega t - kx)} \quad 3.11$$

En la ecuación 3.11, k es el número de onda y w es la frecuencia angular. Sustituyendo 3.11 en 3.10, se obtiene la siguiente ecuación de dispersión en términos de w:

$$w^2 - 2(ak - bi)w + ck^2 - dk^4 - eki = 0 \quad 3.12$$

dónde:

$$a = \frac{A}{\rho} \left(\frac{\rho_w \vartheta_w}{A_w} + \frac{\rho_o \vartheta_o}{A_o} \right) \quad 3.13$$

$$b = \frac{1}{2\rho} \left[\left(\frac{\partial F}{\partial \vartheta_{sw}} \right)_{\vartheta_{so}-h_w} - \left(\frac{\partial F}{\partial \vartheta_{so}} \right)_{\vartheta_{sw}-h_w} \right] \quad 3.14$$

$$c = \frac{A}{\rho} \left(\frac{\rho_w \vartheta_w^2}{A_w} + \frac{\rho_o \vartheta_o^2}{A_o} - \frac{(\rho_w - \rho_o)g \cos \beta}{A'_w} \right) \quad 3.15$$

$$d = \frac{\sigma}{\rho} \frac{A}{A'_w} \quad 3.16$$

$$e = \frac{A}{\rho} \left[-\frac{1}{A'_w} \left(\frac{\partial F}{\partial h_w} \right)_{\vartheta_{sw}-\vartheta_{so}} + \frac{\vartheta_{sw}}{A_w} \left(\frac{\partial F}{\partial \vartheta_{sw}} \right)_{\vartheta_{so}-h_w} - \frac{\vartheta_{so}}{A_o} \left(\frac{\partial F}{\partial \vartheta_{so}} \right)_{\vartheta_{sw}-h_w} \right] \quad 3.17$$

$$\rho = A \left(\frac{\rho_w}{A_w} + \frac{\rho_o}{A_o} \right) \quad 3.18$$

La ecuación 3.12 puede ser resuelta para w , de tal manera que:

$$w = w_r + iw_i = (ak - bi) \pm \sqrt{(a^2 - c)k^2 - b^2 + dk^4 + (ek - 2abk)i} \quad 3.19$$

La solución en régimen estacionario es inestable cuando la parte imaginaria de w en la ecuación 3.19, w_i , es negativa; esto conduce a un crecimiento exponencial de la perturbación \widehat{h}_w ya que el factor de amplificación es igual a w_i . La condición de estabilidad marginal puede ser obtenida a partir de la ecuación 3.12 introduciendo $w = w_r + iw_i$ y estableciendo $w_i = 0$. Esto conduce a:

$$\left(\frac{e}{2b} - a \right)^2 - (a^2 - c) - dk^2 < 0 \quad 3.20$$

Definiendo C_v como:

$$C_v = \frac{e}{2b} \quad 3.21$$

y sustituyendo la ecuación 3.15 y 3.16 en la ecuación 3.20, se obtiene que:

$$(C_v - a)^2 + \frac{\rho_w \rho_o A^2}{\rho^2 A_w A_o} (\vartheta_w - \vartheta_o)^2 - \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho} g \cos \beta \frac{A}{A'_w} - \frac{\sigma}{\rho} \frac{A}{A'_w} k^2 < 0 \quad 3.22$$

Otra forma de representar la ecuación 3.22, es la propuesta por Trallero (1966).

$$(C_v - C_{Iv})^2 + \frac{\rho_w \rho_o A^2}{\rho^2 A_w A_o} (\vartheta_w - \vartheta_o)^2 - \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho} g \cos \beta \frac{A}{S_i} - \frac{\sigma}{\rho} \frac{A}{S_i} k^2 < 0 \quad 3.23$$

donde:

$$C_v = \frac{\frac{\partial F}{\partial H_w}}{\frac{\partial F}{\partial \vartheta_{so}} - \frac{\partial F}{\partial \vartheta_{sw}}} \quad 3.24$$

$$C_{Iv} = \frac{\rho_w \vartheta_w H_w + \rho_o \vartheta_o H_o}{\rho_w H_w + \rho_o H_o} \quad 3.25$$

O bien:

$$J_\mu + J_u - J_G - J_\sigma < 0 \quad 3.26$$

donde

$$J_\mu = (C_v - C_{Iv})^2 \quad 3.27$$

$$J_u = \frac{\rho_w \rho_o A^2}{\rho^2 A_w A_o} (\vartheta_w - \vartheta_o)^2 \quad 3.28$$

$$J_G = \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho} g \cos \beta \frac{A}{S_i} \quad 3.29$$

$$J_\sigma = \frac{\sigma}{\rho} \frac{A}{S_i} k^2 \quad 3.30$$

En la ecuación 3.30, k es el número de onda definido como:

$$k = \frac{2\pi}{\lambda} \quad 3.31$$

donde λ es la longitud de onda; de acuerdo a Al-Wahaibi y Angeli (2007):

$$\lambda = 100 * D \quad 3.32$$

El primer término de la ecuación 3.26 toma en cuenta los efectos viscosos (J_μ), que tiende a amplificar cualquier perturbación en la interfase. El segundo (J_u) y el tercer (J_G) términos representan los efectos de Bernoulli y de la gravedad, respectivamente; y el cuarto término (J_σ) es la contribución debido a la tensión interfacial. Ahora bien, Trallero (1995) añadió un término adicional de corrección en la ecuación 3.23; sin embargo, bajo la consideración de onda larga, tal término tiende a cero y puede no tomarse en cuenta.

La ecuación 3.26 es el criterio viscoso de Kelvin-Helmholtz (VKH) para la estabilidad del sistema de flujo. Como caso particular, si no se toman en cuenta los efectos viscosos (J_μ), se obtiene el criterio invíscido de Kelvin-Helmholtz (IKH):

$$J_u - J_G - J_\sigma < 0 \quad 3.33$$

el cual implica que el sistema es invíscidamente estable si la suma de las fuerzas volumétricas generadas por la gravedad (J_G) y el efecto de la tensión superficial (J_σ) son lo suficientemente grandes como para superar el efecto de inercia (J_u); bajo tales condiciones, el sistema podría tener un mínimo de desorden y presentar un patrón de flujo estratificado con mezcla en la interfase (ST & MI).

Para resolver la ecuación 3.9, los esfuerzos cortantes pueden expresarse de la siguiente manera:

$$\tau_w = f_w \frac{\rho_w \vartheta_w |\vartheta_w|}{2} \quad 3.34$$

$$\tau_o = f_o \frac{\rho_o \vartheta_o |\vartheta_o|}{2} \quad 3.35$$

$$\tau_i = f_i \rho_i \frac{(\vartheta_o - \vartheta_w) |\vartheta_o - \vartheta_w|}{2} \quad 3.36$$

$$f_w = C_w Re_w^{-n} = C_w \left(\frac{d_w \rho_w \vartheta_w}{\mu_w} \right)^{-n} \quad 3.37$$

$$f_o = C_o Re_o^{-m} = C_o \left(\frac{d_o \rho_o \vartheta_o}{\mu_o} \right)^{-m} \quad 3.38$$

Para tuberías lisas los coeficientes C_w y C_o son igual a 0.046 para flujo turbulento, y 16 para flujo laminar; n y m toman los valores de 0.2 para flujo turbulento, y 1 para flujo laminar. Brauner y Moalem (1992) sugirieron que para $Re < 1500$ el flujo es laminar. También sugirieron el uso de las siguientes expresiones para los diámetros hidráulicos, el factor de fricción interfacial y la densidad característica en la interfase:

$$d_w = \begin{cases} \frac{4A_w}{S_w + S_i} & \text{para } \vartheta_w > \vartheta_o \\ \frac{4A_w}{S_w} & \text{para } \vartheta_w \leq \vartheta_o \end{cases} \quad 3.39$$

$$d_o = \begin{cases} \frac{4A_o}{S_o} & \text{para } \vartheta_w \geq \vartheta_o \\ \frac{4A_o}{S_o + S_i} & \text{para } \vartheta_w < \vartheta_o \end{cases} \quad 3.40$$

$$\rho_i, f_i = \begin{cases} \rho_w, f_w & \text{para } \vartheta_w > \vartheta_o \\ \rho_o, f_o & \text{para } \vartheta_w < \vartheta_o \\ 0, 0 & \text{para } \vartheta_w \approx \vartheta_o \end{cases} \quad 3.41$$

Con base en la figura 3.2, los parámetros S_i , S_o , S_w , A_o y A_w pueden expresarse en términos de la altura de la capa de agua de la siguiente manera:

$$S_i = D * \left(1 - \left(2 \frac{h_w}{d} - 1\right)^2\right)^{0.5} \quad 3.42$$

$$S_o = D * \cos^{-1} \left(2 \frac{h_w}{d} - 1\right) \quad 3.43$$

$$S_w = \pi D - S_o \quad 3.44$$

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \quad 3.45$$

$$A_o = \frac{D}{4} * \left(S_o - S_i \left(2 \frac{h_w}{d} - 1\right)\right) \quad 3.46$$

$$A_w = A - A_o \quad 3.47$$

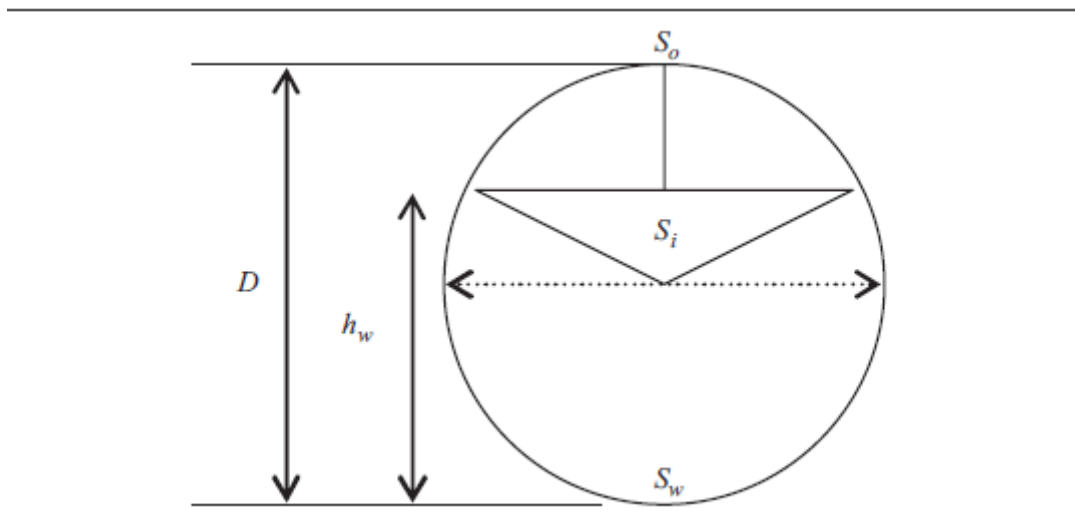


Figura 3.2. Parámetros geométricos usados en el modelo de dos fluidos.

El análisis de estabilidad VKH representa una extensión del criterio de Bernoulli utilizado para predecir la transición de flujo estratificado a no estratificado en un sistema gas-líquido. La extensión se lleva a cabo mediante la inclusión de los

esfuerzos cortantes. Para obtener la transición de flujo estratificado a no estratificado usando el análisis de estabilidad VKH para un sistema agua - aceite, la ecuación de momento combinada (3.9) y el criterio de estabilidad marginal ($J_{\mu} + J_u - J_G - J_{\sigma} < 0$) se resuelven simultáneamente para determinar las velocidades superficiales del aceite y del agua en la transición.

3.1.2. Transición a flujo disperso

Fuera de la región de flujo estratificado, el aceite y el agua pueden dispersarse en diferentes maneras. A altas velocidades superficiales, para flujo dominado por el agua, el agua es la fase continua y el aceite es la fase dispersa (Do/w). Por otro lado, para flujo dominado por el aceite, éste constituye la fase continua y el agua es la fase dispersa (Dw/o). Los límites de transición a estos dos patrones de flujo se clasifican como transición a flujo totalmente disperso. Para velocidades superficiales más bajas, pero fuera de la región de flujo estratificado, existe una región donde ambas fases pueden estar dispersas simultáneamente (Do/w & w/o y Do/w & w); la transición a este patrón de flujo es designada como transición a flujo semi-disperso.

En cualquier caso, los criterios de transición toman en cuenta el tamaño característico de las gotas de la fase dispersa. A continuación se discuten algunos aspectos referentes a estos tópicos y sobre las fronteras de transición para los flujos semi-disperso y totalmente disperso, con base en el trabajo de Torres (2006)

3.1.2.1. Tamaño de gota para flujo diluido

Estudios básicos de ruptura de gota en flujos turbulentos homogéneos e isotrópicos fueron presentados por primera vez por Komogorov (1949) y Hinze (1955). El supuesto principal en estos estudios es que la fragmentación de las gotas es causada por las fluctuaciones de la presión dinámica en la vecindad

de las gotas, que superan las fuerzas de tensión interfacial. Este balance de fuerzas puede expresarse como:

$$\frac{\rho_c \overline{v_c'^2}}{2} = C \frac{4\sigma}{d_{max}} \quad 3.37$$

donde v_c' es el componente de las fluctuaciones de la velocidad de la fase continua, ρ_c es la densidad de la fase continua, d_{max} es el diámetro máximo de la gota y σ es la tensión superficial. Las fluctuaciones de la presión dinámica pueden ser estimadas a partir de los cambios en la velocidad sobre distancias iguales al diámetro de la gota. La energía cinética media de las fluctuaciones de la velocidad puede ser determinada considerando la estructura de la fase continua en el campo de flujo turbulento. El campo de flujo turbulento puede ser tratado como homogéneo e isotrópico en escalas de longitud que son más pequeñas, en comparación con la escala de longitud que contiene remolinos (Hinze). Según Kolmogorov (1949), la ley de la distribución de la energía para esta región puede ser representada por:

$$\overline{v_c'^2} = 2(\varepsilon d_{max})^{\frac{2}{3}} \quad 3.38$$

donde ε es la disipación de la energía.

Esta expresión es válida al subrango inercial del espectro de energía:

$$\delta_k \ll d_{max} \ll \delta_e \quad \text{y} \quad 3.39$$

$$\delta_k = \left(\frac{\mu_c^3}{\rho_c^3 \varepsilon} \right)^{\frac{1}{4}} \quad 3.40$$

donde δ_k es la escala de longitud de Kolmogorov, δ_e es la escala de longitud de la energía que contiene remolinos y μ_c es la viscosidad de la fase continua.

Teniendo en cuenta la distribución de la energía cinética turbulenta del tamaño de remolino, Townsend (1956) desarrolló una expresión para el tamaño de remolino más energético, δ_e . Hutchinson (1971) estimó esta escala de longitud como $\delta_e = 0.11d$.

Basándose en la ecuación 3.37 y 3.38 Hinze obtuvo:

$$d_{max}|_0 \left(\frac{\rho_c}{\sigma}\right)^{\frac{3}{5}} \varepsilon^{\frac{2}{5}} = C \quad 3.41$$

donde $C=0.725$ se obtuvo ajustando los datos experimentales de Clay (1940). Un valor similar obtuvieron teóricamente Sevik y Park (1973) considerando la resonancia de las gotas del líquido. En flujo monofásico en tuberías, la disipación de la energía promedio puede ser estimada por (Sleicher, 1962):

$$\bar{\varepsilon} = \frac{2fv^2}{d} \quad 3.42$$

Donde f es el factor de fricción.

Taitel et al. (1980) propusieron una expresión similar, pero utilizando propiedades de la mezcla para la predicción de la transición de disperso-burbuja en flujo gas-líquido:

$$\bar{\varepsilon}_M = \frac{2f_M v_M^3}{d} \quad 3.43$$

donde v_M es la velocidad de la mezcla y el factor de fricción de la mezcla f_M esta dado por :

$$f_M = C_M \left(\frac{d\rho_M v_M}{d}\right)^{-n} \quad 3.44$$

Con $C_M = 0.046$ y $n = 0.2$, y la densidad de la mezcla está dada por:

$$\rho_M = \rho_c \alpha_c + \rho_D (1 - \alpha_c) \quad 3.45$$

Sustituyendo la ecuación 3.43 dentro de la ecuación 3.4, puede obtenerse el diámetro de gota máximo adimensional:

$$\tilde{d}_{max|0} = \frac{d_{max|0}}{d} = \frac{0.549}{We^{0.6} f_M^{0.4}} \quad 3.46$$

donde:

$$We = \frac{v_m^2 d \rho_m}{\sigma} \quad 3.47$$

3.1.2.2. Tamaño de gota para flujo denso

El modelo de Hinze en la sección anterior se aplica al tamaño de gota máximo en un sistema disperso diluido. En sistemas densos, la fase continua lleva suficiente energía turbulenta para interrumpir la tendencia de las gotas a coalescer y a dispersar las gotas en la fase continua. Chen et al. (1997) propusieron un mecanismo simple para caracterizar este fenómeno basados en un balance de energía. Propusieron que el diámetro medio de las gotas del líquido puede ser obtenido igualando el total de energía cinética turbulenta de la fase continua, a la energía superficial total libre de la fase dispersa, esto es $E_T = E_\sigma$. La energía superficial libre de la fase dispersa puede ser expresada como:

$$E_\sigma = \frac{6\sigma}{d_{max}} q_D \quad 3.48$$

donde q_D es el gasto de la fase dispersa.

Por otra parte, Brauner (2001) definió la energía cinética turbulenta de la fase continua como:

$$E_T = \frac{\rho_c \overline{v_c'^2}}{2} q_D \quad 3.49$$

Con base en las ecuaciones 3.48 y 3.49, Chen et al. (1997) propusieron una expresión para el diámetro máximo de la gota en flujo denso:

$$d_{max|\alpha} \left(\frac{\rho_c}{\sigma}\right)^{\frac{3}{5}} \varepsilon^{\frac{2}{5}} = 2.93 \left(\frac{\alpha_D}{1-\alpha_D}\right)^{\frac{3}{5}} \quad 3.50$$

Sustituyendo la ecuación 3.43, la ecuación 3.50 puede expresarse en forma adimensional como:

$$\tilde{d}_{max|\alpha} = \frac{d_{max|\alpha}}{d} = \left(\frac{\alpha_D}{1-\alpha_D}\right)^{0.6} \frac{2.221}{We^{0.6} f_M^{0.4}} \quad 3.51$$

Donde α_D es el colgamiento de la fase dispersa y el término entre paréntesis es un factor de corrección para la expresión presentada por Hinze (ecuación 3.46).

Finalmente, se considera que el tamaño máximo de gota en los sistemas líquido-líquido es el más grande de las ecuaciones 3.46 o 3.51:

$$\tilde{d}_{max} = Max(\tilde{d}_{max|0}, \tilde{d}_{max|\alpha}) \quad 3.52$$

3.1.3. Transición a flujo semi-disperso

La energía cinética turbulenta impide la coalescencia de las gotas lo suficientemente pequeñas para que se dispersen dentro de la fase continua como gotas esféricas estables. Brodkey (1967) propuso un criterio para un diámetro de burbuja donde las burbujas con un diámetro más pequeño se comportan como esferas sólidas:

$$d_{CD} = 2 \left[\frac{0.4\sigma}{|\rho_c - \rho_d| g \cos \beta} \right]^{1/2} \quad 3.53$$

La ecuación 3.53 puede ser expresada adimensionalmente como:

$$\tilde{d}_{CD} = \frac{d_{CD}}{d} = \frac{1.265}{[\cos \beta Eo]^{0.5}} \quad 3.54$$

donde el número de Eötvös se expresa como:

$$EO = \frac{|\rho_c - \rho_D| g d^2}{\sigma} \quad 3.55$$

La transición al patrón de flujo semi-disperso tiene lugar cuando la turbulencia de la fase continua es suficientemente grande para evitar la coalescencia de las gotas, que permanecen como gotas esféricas estables. El criterio puede ser representado como:

$$\tilde{d}_{max} \leq \tilde{d}_{CD} \quad 3.56$$

donde \tilde{d}_{max} se obtiene de la ecuación 3.52.

3.1.4. Transición a flujo totalmente disperso

Después de que una fase se dispersa, no va a formar una capa continua a menos que la energía cinética suministrada por el movimiento del fluido disminuya por debajo de un cierto umbral para que las gotas coalescan bajo la acción de la fuerza de gravedad. Por lo tanto, un criterio para predecir la transición al patrón de flujo totalmente disperso puede obtenerse al balancear las fuerzas de gravedad con las turbulentas, de donde se concluye que:

$$d_{CB} = \frac{3}{8} \frac{\rho_c}{|\rho_c - \rho_D|} \frac{f_c v_c^2}{g \cos \beta} \quad 3.57$$

En forma adimensional:

$$\tilde{d}_{CB} = \frac{d_{CB}}{d} = \frac{3}{8} f_c \frac{\rho_c}{|\rho_c - \rho_D| \cos \beta} Fr \quad 3.58$$

donde el número de Froude y el factor de fricción se definen como:

$$Fr = \frac{v_c^2}{dg} \quad y \quad 3.59$$

$$f_c = C Re_c^{-n} = C \left(\frac{d \rho_c v_c}{\mu_c} \right)^{-n} \quad 3.60$$

El coeficiente C y n son igual a 0.046 y 0.2, respectivamente.

La transición al patrón de flujo totalmente disperso ocurre cuando la energía de turbulencia en la fase continua es lo suficientemente grande como para evitar la migración hacia la pared de la tubería debido a las fuerzas de flotación. Por lo tanto:

$$\tilde{d}_{max} \leq \tilde{d}_{CB} \quad 3.61$$

donde \tilde{d}_{max} se obtiene con la ecuación 3.52.

3.2. Procedimiento para predecir el patrón de flujo

En esta sección se describe el procedimiento del cálculo para predecir el patrón de flujo líquido-líquido en tuberías horizontales y cercanas a la horizontal; el diagrama de flujo correspondiente se presenta en la **figura 3.3**.

- Parámetros de entrada: $\rho_o, \rho_w, \mu_o, \mu_w, \sigma_{wo}, D$.
- Resolver numéricamente la ecuación de momento combinada (en términos de la altura de equilibrio para el agua, h_w):

$$F = -\frac{\tau_w S_w}{A_w} + \frac{\tau_o S_o}{A_o} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right) - (\rho_w - \rho_o)g \sin \beta = 0 \quad 3.62$$

y obtener todos los parámetros hidrodinámicos de interés. En la **figura 3.4** se presenta el algoritmo correspondiente.

- Verificar el criterio VKH:

$$J_\mu + J_u - J_G - J_\sigma < 0 \quad 3.63$$

Si se cumple la desigualdad, el patrón de flujo es estratificado (ST). En la **Figura 3.5** se presenta el algoritmo para calcular el término C_V .

- d) Si no se cumple el criterio VKH, el patrón de flujo es estratificado con mezcla en la interfase (ST&MI).
- e) Fuera del criterio de estabilidad para flujos estratificados, el flujo se considera disperso, ya sea dominado por aceite o por agua. Si la velocidad del agua es mayor o igual a la velocidad del aceite, el agua es la fase dominante. Bajo estas condiciones, a altas velocidades superficiales el agua constituye la fase continua y el aceite es la fase dispersa. Por consiguiente, si:

$$\tilde{d}_{max} \leq \tilde{d}_{CB} \quad 3.64$$

el aceite fluye como gotas pequeñas en el agua, y el patrón de flujo se denomina dispersión de aceite en agua o emulsión aceite en agua (Do/w).

- f) Si la velocidad del agua es mayor que la velocidad del aceite, y de no cumplirse la desigualdad anterior, se verifica la desigualdad:

$$\tilde{d}_{max} \leq \tilde{d}_{CD} \quad 3.65$$

Si se cumple, el patrón de flujo es dispersión de aceite en agua y agua libre (Do/w & w).

- g) Si la velocidad del aceite es superior a la del agua, el flujo es dominado por el aceite. Considerando que el aceite ahora es la fase continua, se verifica el criterio en el inciso f, con las adecuaciones correspondientes en cuanto las fases continua y dispersa. De cumplirse, el patrón de flujo es dispersión o emulsión de agua en aceite (Dw/o).
- h) De no cumplirse las condiciones correspondientes al patrón Dw/o, de la misma manera se verifica el criterio del inciso g. Si se cumple, el patrón de flujo corresponde a dispersiones de agua en aceite y de aceite en agua (Dw/o & o/w).

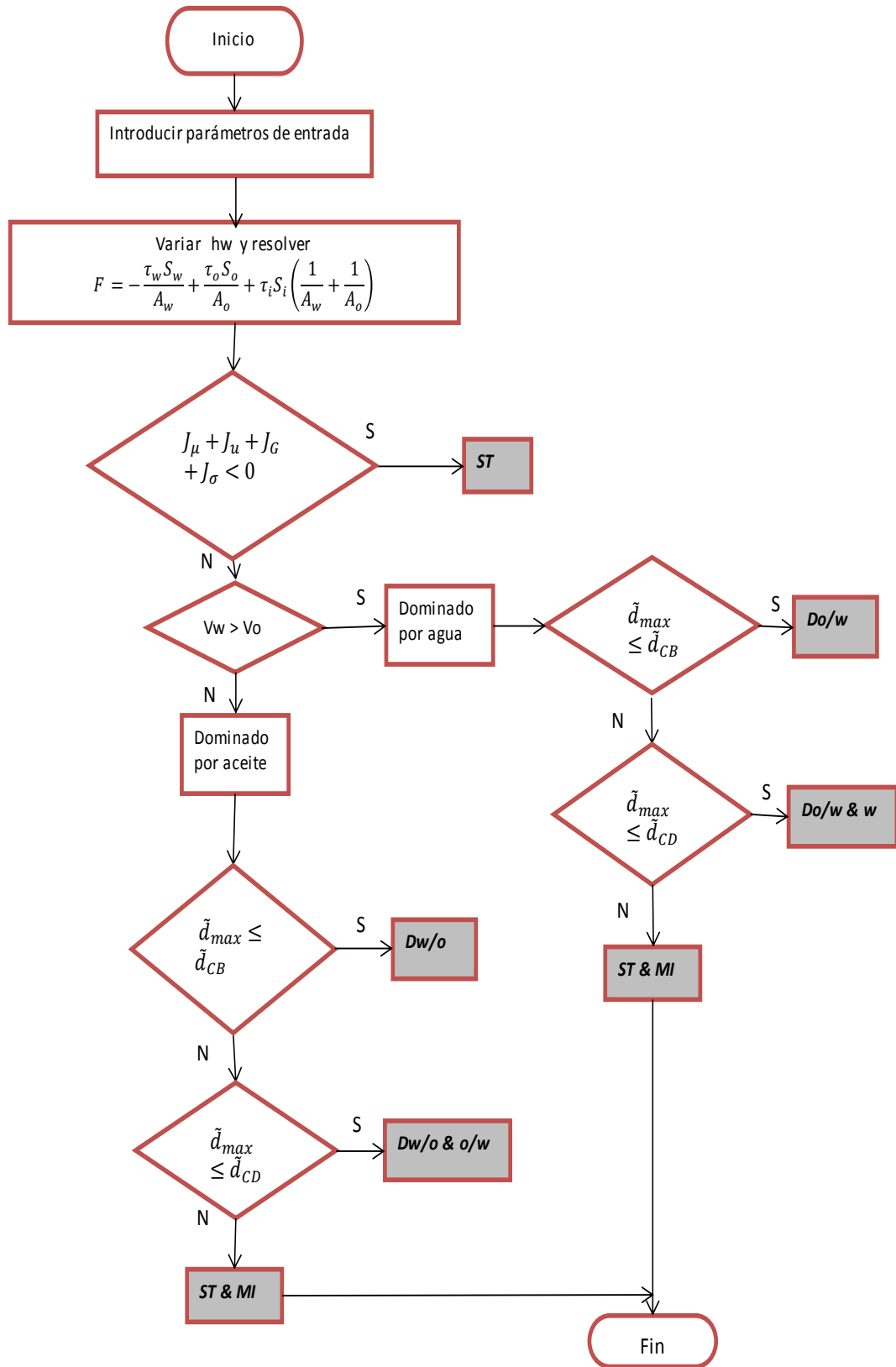


Figura 3.3. Diagrama de flujo para determinar el patrón de flujo.

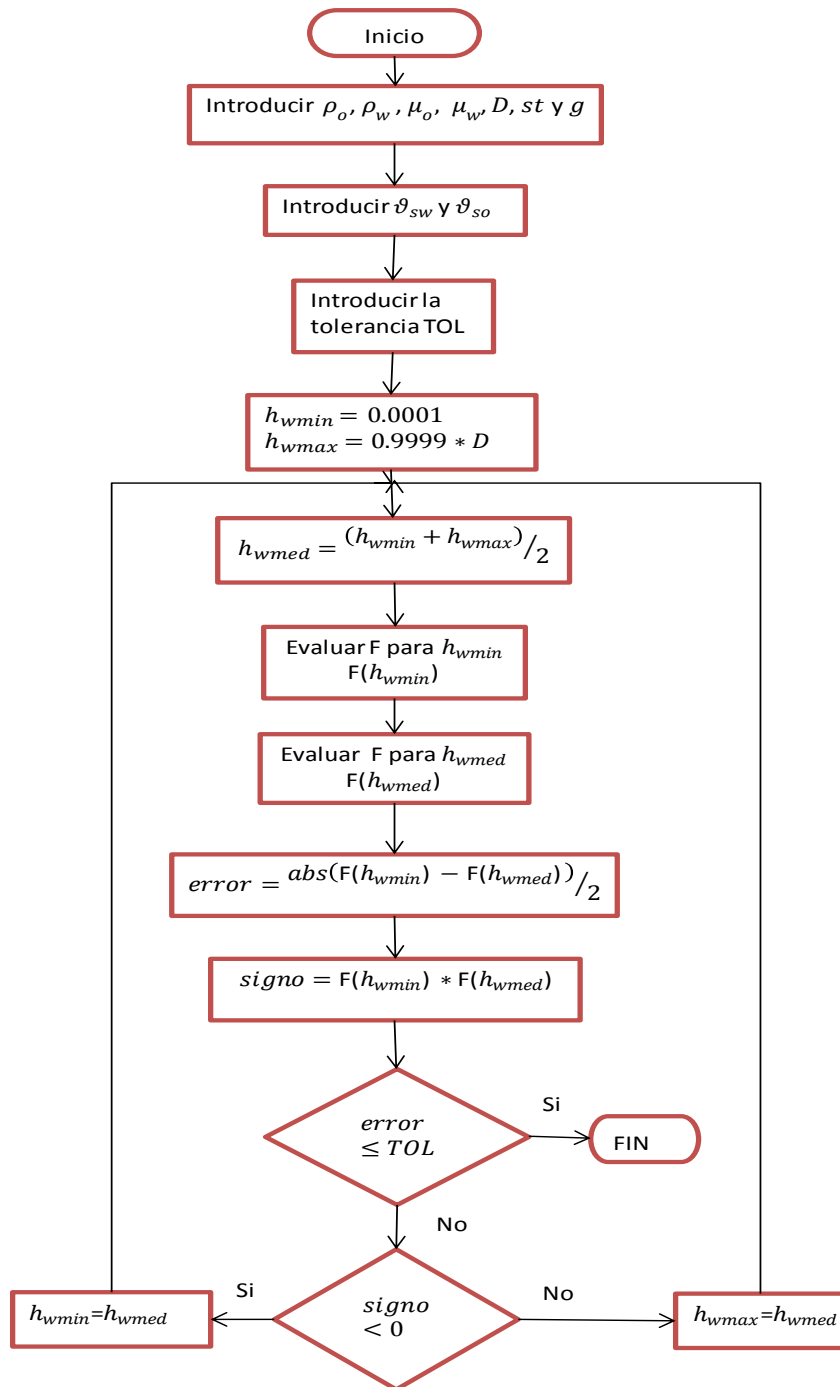


Figura 3.4. Diagrama de flujo para resolver la ecuación de momento combinado.

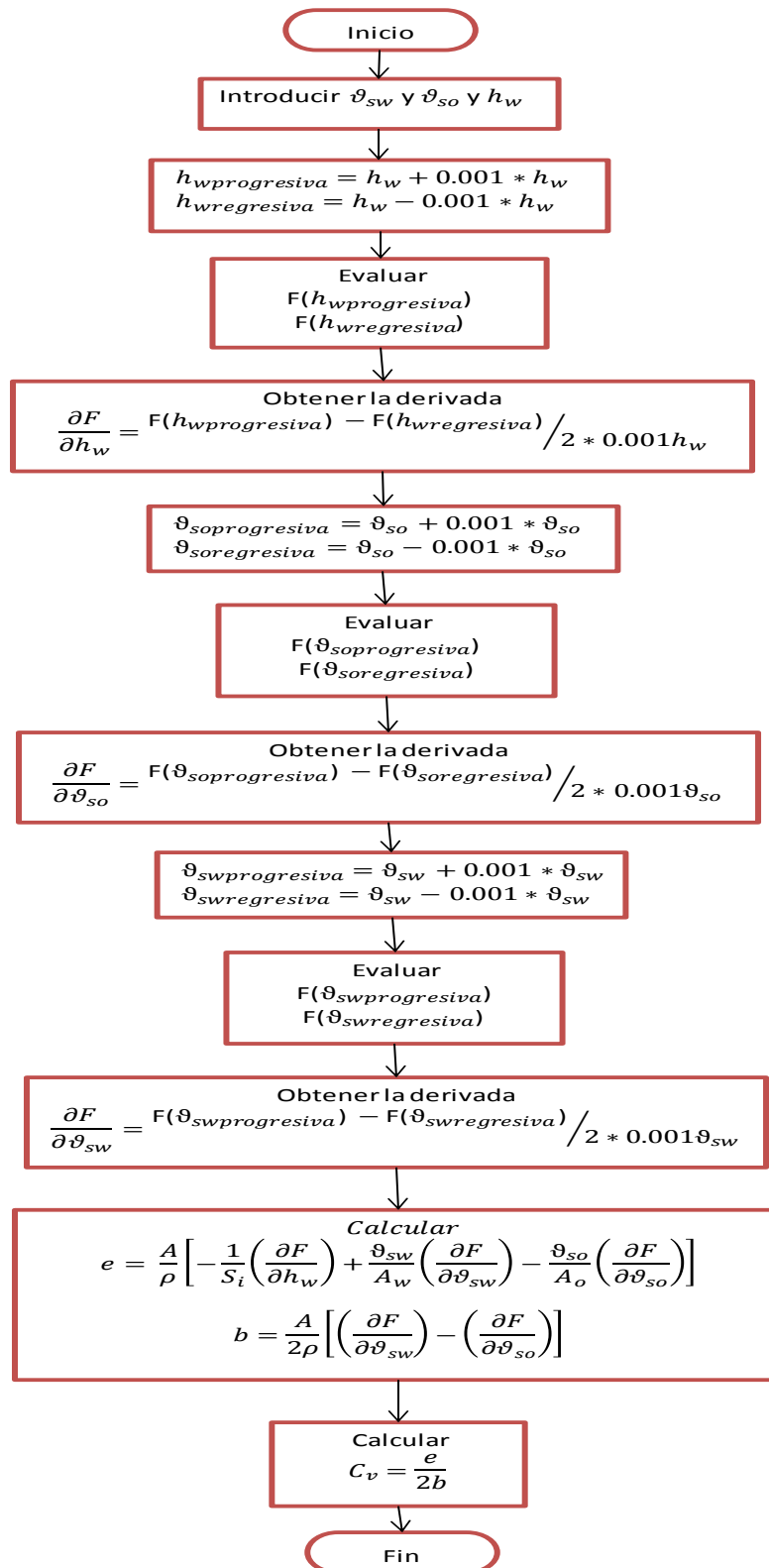


Figura 3.5. Diagrama de flujo para calcular Cv.

Capítulo 4

Cálculo del gradiente de presión

Las caídas de presión en sistemas de flujo líquido-líquido en tuberías horizontales pueden calcularse mediante correlaciones empíricas o con modelos hidrodinámicos. En el primer caso, la aplicación de las correlaciones se limita al rango de datos utilizados para generarlas. Por otra parte, los modelos son de aplicación más general debido a que toman en cuenta los mecanismos físicos más relevantes del patrón de flujo actual. Este último enfoque es utilizado en el presente trabajo para calcular el gradiente de presión para los flujos estratificados y flujos dispersos, en sus diferentes variantes. A continuación se describen los modelos utilizados.

4.1. Gradiente de presión para flujo estratificado

Básicamente existen dos enfoques para el modelado de flujo estratificado. El primer de ellos implica la resolución analítica de las ecuaciones de Navier-Stokes para el campo completo del flujo. Sin embargo, su aplicación no resulta práctica ya que se requiere conocer a priori la posición de la interfase.

El segundo enfoque sigue el análisis teórico desarrollado por Taitel y Dukler (1976) para el flujo estratificado gas-líquido, pero aplicado al caso de los sistemas agua-aceite. De esta manera, se considera que la interfase es plana,

que las fases son incompresibles y que no existe transferencia de masa entre ellas. Bajo tales condiciones, las ecuaciones de conservación de cantidad de movimiento en régimen permanente para cada fase son, respectivamente:

$$A_w \left(-\frac{dp}{dz} \right) - \tau_w S_w - \tau_i S_i = 0 \quad 4.1$$

$$A_o \left(-\frac{dp}{dz} \right) - \tau_o S_o + \tau_i S_i = 0 \quad 4.2$$

donde los subíndices o, w, i, indican aceite, agua e interfase, respectivamente; otras variables son:

A , área de la sección transversal.

τ , esfuerzo cortante.

S , perímetro mojado.

Las ecuaciones 4.1 y 4.2 pueden combinarse eliminando el gradiente de presión, de tal manera que:

$$-\frac{\tau_w S_w}{A_w} + \frac{\tau_o S_o}{A_o} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right) = 0 \quad 4.3$$

La ecuación 4.3 puede expresarse en términos de la altura del líquido, h_w , como se describió en el capítulo 3, y resolverse numéricamente. Posteriormente, el gradiente de presión puede obtenerse de la ecuación 4.1 o 4.2.

4.2. Gradiente de presión para flujos dispersos

En el caso de los flujos dispersos, el sistema bifásico se comporta como un “pseudo-fluido” que satisface las ecuaciones típicas del flujo monofásico. Por lo tanto, el modelo de flujo homogéneo resulta adecuado para la predicción del gradiente de presión. El principal problema en aplicar este enfoque radica en establecer adecuadamente las propiedades termodinámicas de la mezcla; esto

tiene una relevancia particular en el caso de la viscosidad efectiva, ya que el comportamiento reológico de los sistemas agua-aceite es complejo; en el capítulo 1 se presentaron algunos métodos para estimar la viscosidad de la mezcla.

Ahora bien, de acuerdo al modelo de flujo homogéneo en una tubería horizontal, el gradiente de presión puede expresarse como:

$$\frac{dp}{dz} = - \frac{f_m \rho_m \vartheta_m^2}{2D} \quad 4.4$$

donde el subíndice "m" hace referencia a la mezcla. La velocidad y la densidad se determinan con las siguientes ecuaciones:

$$\vartheta_m = \vartheta_{so} + \vartheta_{sw} \quad 4.5$$

$$\rho_m = \rho_w H_w + \rho_o H_o \quad 4.6$$

donde:

$$H_w = \frac{\vartheta_{sw}}{\vartheta_{sw} + \vartheta_{so}} \quad y \quad 4.7$$

$$H_o = 1 - H_w \quad 4.8$$

Donde ϑ_{so} y ϑ_{sw} son las velocidades superficiales del aceite y del agua respectivamente, ρ_w y ρ_o son las densidades del agua y del aceite respectivamente y, H_o y H_w son el colgamiento del aceite y del agua respectivamente. El factor de fricción de la mezcla puede calcularse mediante la ecuación de Blasius:

$$f_m = 0.312 Re_m^{-0.25} \quad 4.9$$

donde el número de Reynolds de la mezcla se define como:

$$Re_m = \frac{\rho_m \vartheta_m D}{\mu_m} \quad 4.10$$

4.3. Procedimiento para calcular el gradiente de presión

En esta sección se resume el procedimiento para calcular el gradiente de presión para los flujos estratificados y los flujos dispersos, de acuerdo a las ecuaciones referidas en este capítulo. El algoritmo de cálculo se presenta en la (figura 4.1).

- a) Definir los parámetros de entrada: $\rho_o, \rho_w, \mu_o, \mu_w, \sigma_{wo}, D$.
- b) Determinar el patrón de flujo como se indicó en el capítulo 3.
- c) Si el patrón de flujo es estratificado (ST) o estratificado con mezcla en la interfase (ST&MI):
 - i. Resolver la ecuación de momento combinada (ecuación 4.3).
 - ii. Calcular el gradiente de presión a partir de las ecuaciones 4.1 o 4.2.
- d) Si el patrón de flujo entra en la categoría de los flujos dispersos:
 - i. Calcular la velocidad de la mezcla (ecuación 4.5)
 - ii. Calcular la densidad de la mezcla (ecuación 4.6).
 - iii. Calcular la viscosidad de la mezcla; en el presente trabajo se utiliza el modelo de Birkman (ecuación 1.3).
 - iv. Calcular el número de Reynolds para la mezcla (ecuación 4.10)
 - v. Calcular el factor de fricción (ecuación 4.9).
 - vi. Obtener el gradiente de presión mediante la ecuación (4.4)

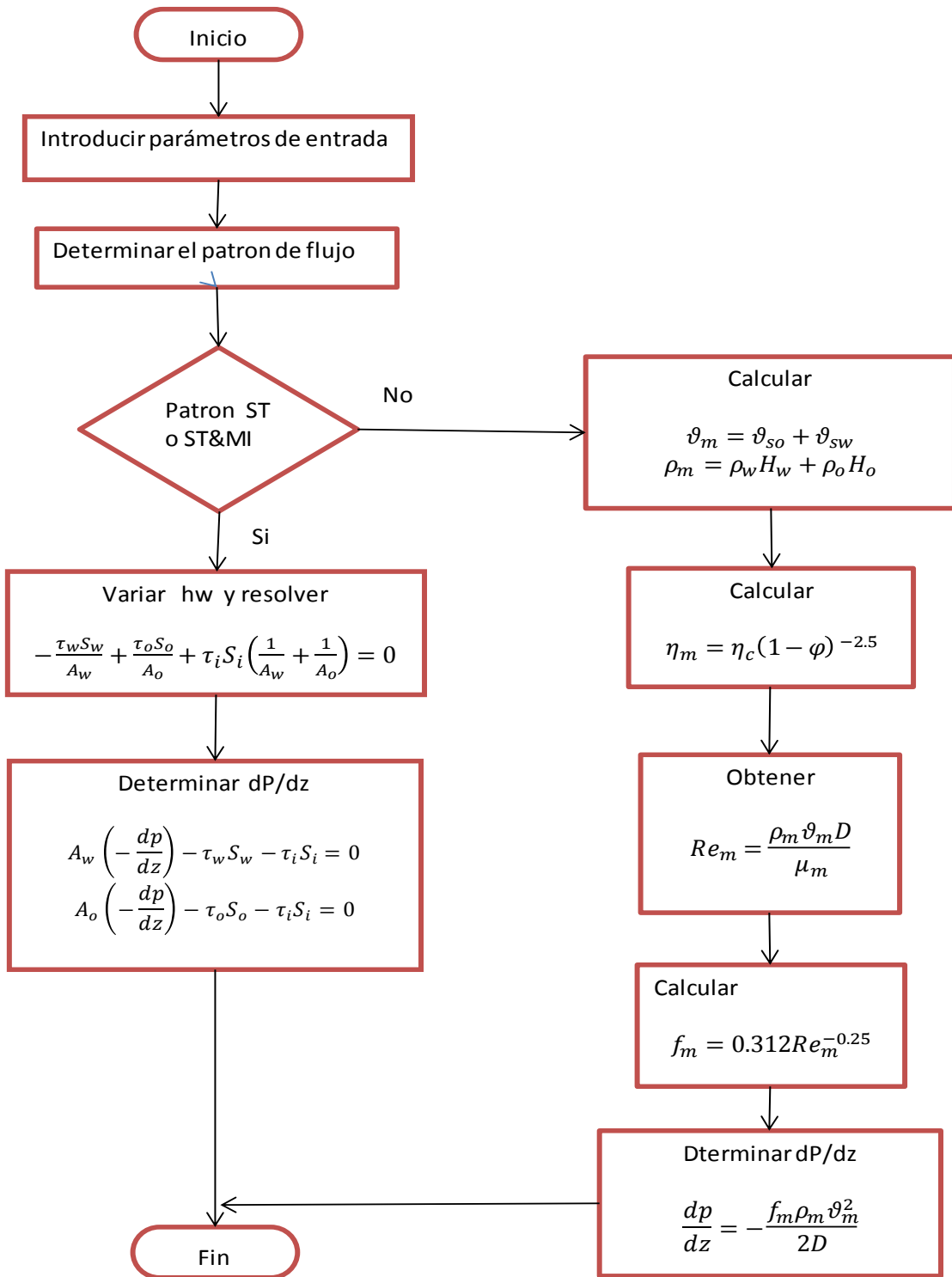


Figura 4.1. Diagrama de flujo para el cálculo del gradiente de presión.

Capítulo 5

Programa de cómputo

De acuerdo a los alcances del presente trabajo, se desarrolló un programa de cómputo para generar mapas de patrones de flujo agua-aceite en tuberías horizontales, así como para calcular el gradiente de presión de acuerdo al régimen de flujo. Para tal efecto, se utilizaron los modelos de predicción de patrones de flujo descritos en el capítulo 3, y los modelos hidrodinámicos presentados en el capítulo 4 para calcular gradientes de presión.

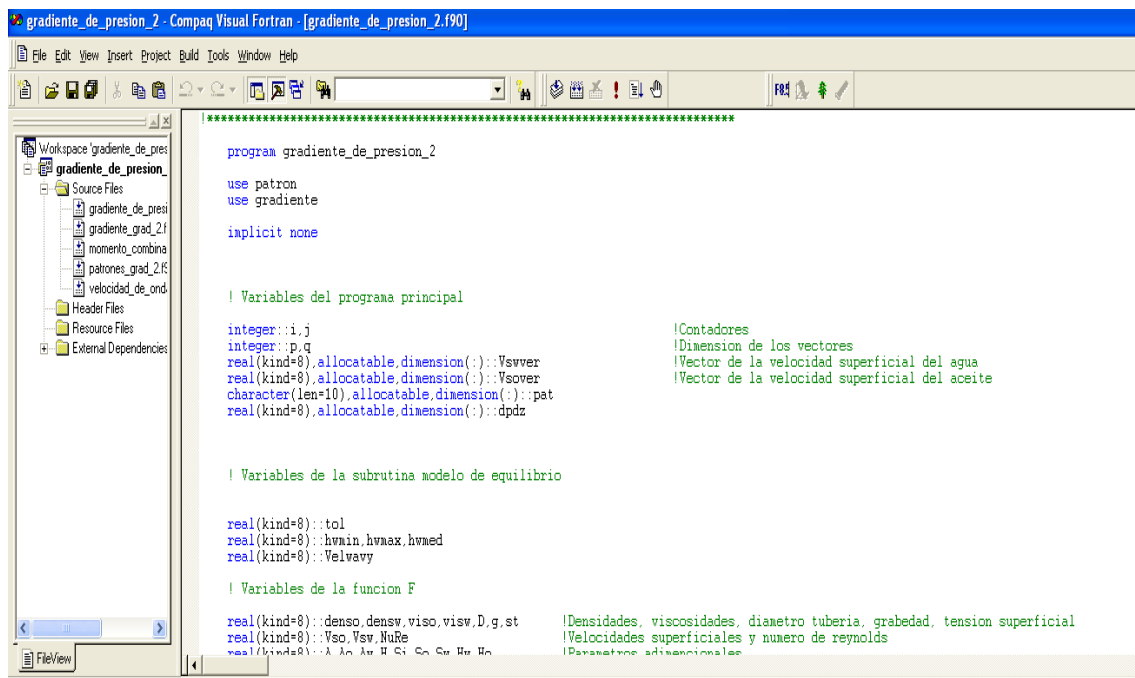
El programa se realizó en el lenguaje de programación Fortran; adicionalmente, se desarrolló una macro en Excel para visualizar los mapas. A continuación se describen las características del programa referido.

5.1 Descripción del programa

El programa fue desarrollado en FORTRAN, y está integrado por una unidad principal (main) y cuatro módulos de cómputo numérico. La unidad principal está reservada fundamentalmente a operaciones de lectura e impresión de archivos de resultados (**Figuras 5.1-5.3**), y está vinculada a los módulos para generar los mapas de patrones de flujo (módulo “Patrones”) y calcular el gradiente de presión (módulo “Gradiente”).

PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA GENERAR MAPAS DE PATRONES DE FLUJO AGUA-ACEITE EN TUBERÍAS HORIZONTALES

Programa de computo



```
*****
program gradiente_de_presion_2
  use patron
  use gradiente

  implicit none

  ! Variables del programa principal
  integer::i,j
  integer::ip,q
  real(kind=8),allocatable,dimension(:)::Vsvver
  real(kind=8),allocatable,dimension(:)::Vsover
  character(len=10),allocatable,dimension(:)::pat
  real(kind=8),allocatable,dimension(:)::dpdz

  !Contadores
  !Dimension de los vectores
  !Vector de la velocidad superficial del agua
  !Vector de la velocidad superficial del aceite

  ! Variables de la subrutina modelo de equilibrio

  real(kind=8)::tol
  real(kind=8)::hwmn,hvmax,hvmed
  real(kind=8)::Velvavy

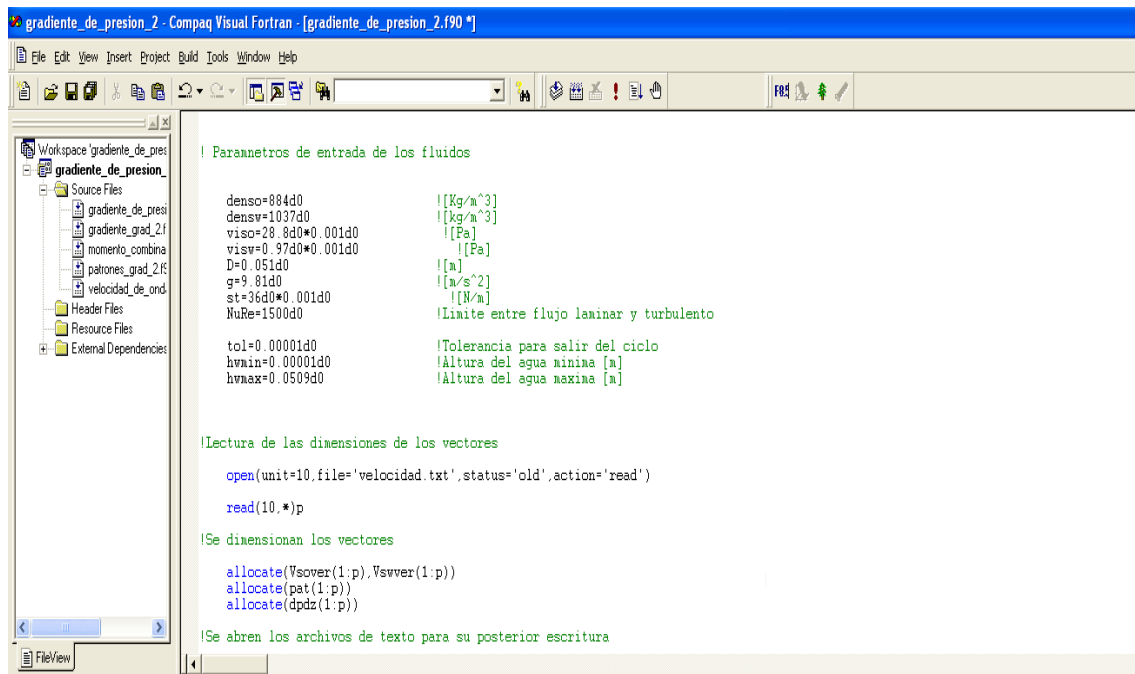
  ! Variables de la funcion F

  real(kind=8)::denso,densv,viso,visv,D,g,st
  real(kind=8)::Vso,Vsv,NuRe
  real(kind=8)::A,Ao,Au,H,Ci,Ce,Cu,Hu,Hv

  !Densidades, viscosidades, diametro tuberia, gravedad, tension superficial
  !Velocidades superficiales y numero de reynolds
  !Parámetros adicionales

```

Figura 5.1. Captura de pantalla de la unidad principal del programa.



```
! Parametros de entrada de los fluidos
denso=884d0
densv=1037d0
viso=28.8d0*0.001d0
visv=0.97d0*0.001d0
D=0.051d0
g=9.81d0
st=36d0*0.001d0
NuRe=1500d0

! [[kg/m^3]
! [[kg/m^3]
! [[Pa]
! [[Pa]
! [m]
! [m/s^2]
! [[N/m]
! Limite entre flujo laminar y turbulento

tol=0.00001d0
hwmn=0.00001d0
hvmax=0.0509d0

! Tolerancia para salir del ciclo
! Altura del agua minima [m]
! Altura del agua maxima [m]

! Lectura de las dimensiones de los vectores
open(unit=10,file='velocidad.txt',status='old',action='read')
read(10,*)p

! Se dimensionan los vectores
allocate(Vsover(1:p),Vsvver(1:p))
allocate(pat(1:p))
allocate(dpdz(1:p))

! Se abren los archivos de texto para su posterior escritura

```

Figura 5.2. Datos de entrada en la unidad principal.

```

!Lectura de las dimensiones de los vectores
open(unit=10,file='velocidad.txt',status='old',action='read')
read(10,*)p
!Se dimensionan los vectores
allocate(Vslover(1:p),Vsvver(1:p))
allocate(pat(1:p))
allocate(dpdz(1:p))
!Se abren los archivos de texto para su posterior escritura
open(unit=20,file='resultados.txt',status='old',action='write')
open(unit=30,file='resulnatlab.txt',status='old',action='write')
open(unit=1,file='st.txt',status='old',action='write')
open(unit=2,file='stymi.txt',status='old',action='write')
open(unit=3,file='dow.txt',status='old',action='write')
open(unit=4,file='dowyv.txt',status='old',action='write')
open(unit=5,file='dvo.txt',status='old',action='write')
open(unit=6,file='dvoyov.txt',status='old',action='write')
open(unit=1000,file='gradst.txt',status='old',action='write')
open(unit=2000,file='gradstymi.txt',status='old',action='write')
open(unit=3000,file='graddov.txt',status='old',action='write')
open(unit=4000,file='graddovyv.txt',status='old',action='write')
open(unit=5000,file='graddvo.txt',status='old',action='write')
open(unit=6000,file='graddvoyov.txt',status='old',action='write')
write(20,*) Vslover Vsvver Patron Gradiente
!Ciclo que determina el patron de flujo y el gradiente de presion para los pares de vectores
    
```

Figura 5.3. Operaciones de lectura y escritura de archivos en la unidad principal.

En el módulo “Modelos” se resuelve la ecuación de momento combinada para diferentes velocidades superficiales del aceite y del agua, y se transfieren los resultados a otras unidades del programa (Figura 5.4).

En el módulo “Velonda” (Figura 5.5) se resuelve la ecuación de la velocidad de onda (ecuación 3.24); las derivadas parciales requeridas se evalúan numéricamente mediante diferencias finitas, perturbando H_w , ϑ_{so} y ϑ_{sw} según corresponda (Figura 5.6).

El módulo “Patrones” (Figura 5.7) tiene como objetivo predecir el patrón de flujo, de acuerdo al algoritmo mostrado en la Figura 3.3.

Finalmente, el cálculo del gradiente de presión de acuerdo al tipo de patrón de flujo se lleva a cabo en el módulo “Gradiente” (Figura 5.8).

```

momento_combinado_grad_3.f90
real(kind=8)::Fhwmin,Fhwmax,Fhwmed
real(kind=8)::error1
real(kind=8)::Fhw

do
    hvmn=(hvwmin+hvmx)/2
    Fhwmax=Fhw(hvmx,dens,densv,viso,visv,D,g,st,p,Vswver,Vsover,NuRe,A,Ao,Av,H,Si,So,Sw,Hw,Ho,Vo,Vv,pi,i,Ti,Tv,Toil)
    Fhwmed=Fhw(hvmn,dens,densv,viso,visv,D,g,st,p,Vswver,Vsover,NuRe,A,Ao,Av,H,Si,So,Sw,Hw,Ho,Vo,Vv,pi,i,Ti,Tv,Toil)
    signo=Fhwmax*Fhwmed
    error1=abs((Fhwmax-Fhwmed)/2)
    if (error1<=tol) exit
    if (signo<0) then
        hvmn=hvmn
    else
        hvmx=hvmn
    end if
end do
    
```

Figura 5.4. Captura de pantalla del módulo “Modelos”.

```

module velonda
use modelos
interface
    subroutine velondadeconda(Hv,Velvavy,tol,hvmn,hvmx,dens,densv,viso,visv,D,g,st,p,Vswver,Vsover,NuRe,A,Ao,Av,H,Si,So,&
        Sv,Ho,Vo,Vv,hvmn,pi,i,Ti,Tv,Toil)
    implicit none
    !variables globales
    real(kind=8),intent(inout)::Hv
    real(kind=8),intent(inout)::Velvavy
    real(kind=8),intent(in)::tol
    real(kind=8),intent(in)::hvmn,hvmx
    real(kind=8),intent(in)::dens,densv,viso,visv,D,g,st      !Densidades, viscosidades, diametro tubería, gravedad, tension superficial
    integer,intent(in)::p
    real(kind=8),intent(in),dimension(1:p)::Vswver
    real(kind=8),intent(in),dimension(1:p)::Vsover
    real(kind=8),intent(in)::NuRe      !Velocidades superficiales y numero de reynolds
    real(kind=8),intent(out)::A,Ao,Av,H,Si,So,Sw,Ho      !Parametros adimensionales
    real(kind=8),intent(out)::Vo,Vv      !densidad de la mezcla y velocidades in-situ
    real(kind=8),intent(inout)::hvmn
    real(kind=8),intent(in)::pi
    integer,intent(in)::i
    real(kind=8),intent(inout)::Ti,Tv,Toil
    !Variables locales
    
```

Figura 5.5. Captura de pantalla del módulo “Velonda”.

```

FHvregresiva=FHwater(Hvregresiva,hvmed,denso,densw,viso,visv,D,g,st,p,Vsvvver,Vsover,NuRe,pi,i)
dFHv=(FHvprogresiva-FHvregresiva)/(2*0.001*Hv)
! Calculo de la derivada de F con respecto a la velocidad superficial del aceite por el metodo de diferencias finitas centrales MDF
Vsoprogresiva=Vsover(i)+0.001*Vsover(i)
FVsoprogresiva=FWso(Vsoprogresiva,hvmed,denso,densw,viso,visv,D,g,st,p,Vsvvver,Vsover,NuRe,pi,i)
Vsoregresiva=Vsover(i)-0.001*Vsover(i)
FVsoregresiva=FWso(Vsoregresiva,hvmed,denso,densw,viso,visv,D,g,st,p,Vsvvver,Vsover,NuRe,pi,i)
dFVso=(FVsoprogresiva-FVsoregresiva)/(2*0.001*Vsover(i))
! Calculo de la derivada de F con respecto a la velocidad superficial del agua por el metodo de diferencias finitas centrales MDF
Vsvoprogresiva=Vsvvver(i)+0.001*Vsvvver(i)
FVsvoprogresiva=FWsv(Vsvoprogresiva,hvmed,denso,densw,viso,visv,D,g,st,p,Vsvvver,Vsover,NuRe,pi,i)
Vsvregresiva=Vsvvver(i)-0.001*Vsvvver(i)
FVsvregresiva=FWsv(Vsvregresiva,hvmed,denso,densw,viso,visv,D,g,st,p,Vsvvver,Vsover,NuRe,pi,i)
dFVsv=(FVsvoprogresiva-FVsvregresiva)/(2*0.001*Vsvvver(i))
! Calculo de la longitud de onda
Velvavy=dFHv/(dFVso-dFVsv)
    
```

Figura 5.6. Cálculo de las derivadas parciales.

```

! Cuerpo del programa
call modeloequilibrio(tol,hvmin,hvmax,hvmed,Hv,denso,densw,viso,visv,D,g,st,p,Vsvvver,Vsover,NuRe,A,Ao,Av,H,Si,&
    Sv,Ho,Vo,Vv,pi,i,Ti,Tv,Toil)
call velocidaddeonda(Hv,Velvavy,tol,hvmin,hvmax,denso,densw,viso,visv,D,g,st,p,Vsvvver,Vsover,NuRe,A,Ao,Av,H,Si,So,&
    Sv,Ho,Vo,Vv,hvmed,pi,i,Ti,Tv,Toil)

densmez=denso/Ho+densw/Hv
Civ=((densw*Vv*Ho)+(denso*Vo*Hv))/((densw*Ho)+(denso*Hv))
difvel=Vv-Vo

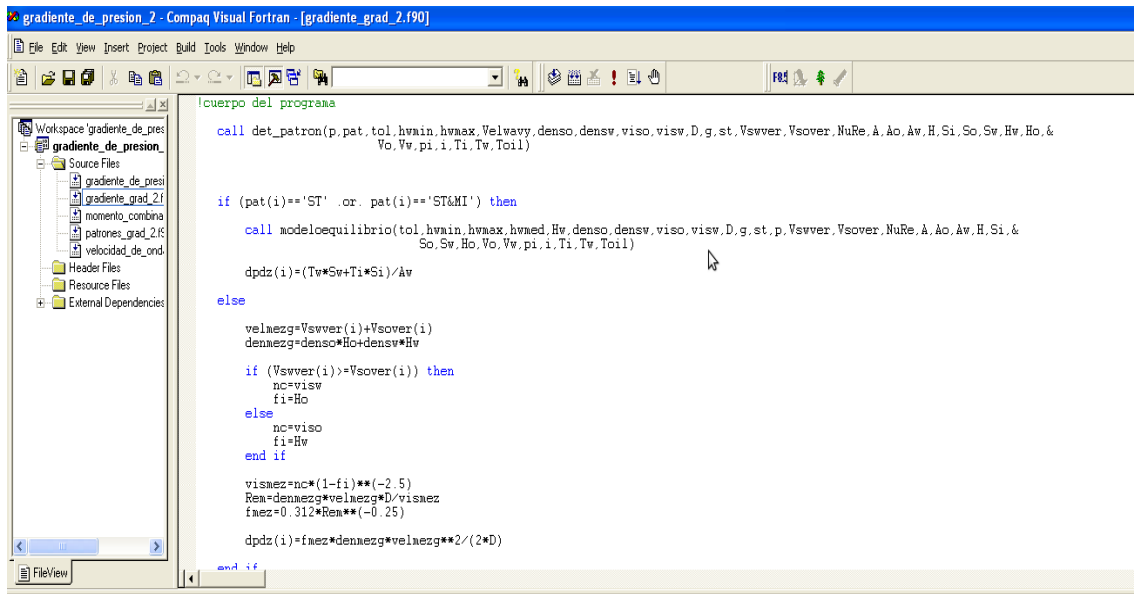
lambda=0.25*D
K=2*pi/lambda

term1=(velvavy-Civ)**2
term2=densw*denso*difvel**2/((densmez**2)*Hv*Ho)
term3=((densw-denso)*K**2)/(densmez*S1)
term4=(st*K**2)/(densmez*S1)

!Calculo del analisis viscoso de Kelvin-Helmoltz
VKH=term1+term2-term3-term4

if (VKH<0 .and. Vsover(i)<0.2) then
    pat(i)='ST'
else
    
```

Figura 5.7. Captura de pantalla del módulo “Patrones”.



```
Workspace/gradiente_de_presion_2 - Compaq Visual Fortran - [gradiente_grad_2.f90]
File Edit View Insert Project Build Tools Window Help
Workspace/gradiente_de_presion_2
  Source Files
  gradiente_de_presi
  gradiente_grad_2f
  momento_combina
  patrones_grad_2f
  velocidad_de_ond
  Header Files
  Resource Files
  External Dependencies
!cuerpo del programa
call det_patron(p,pat,tol,hvmin,hvmax,Velwavy,denso,densv,viso,visv,D,g,st,p,Vswver,Vsover,NuRe,A,Ao,Av,H,Si,So,Sv,Hv,Ho,&
Vo,Vv,pi,i,Ti,Tv,Toil)

if (pat(i)=='ST' .or. pat(i)=='ST&MI') then
call modeloequilibrio(tol,hvmin,hvmax,hvmed,Hv,denso,densv,viso,visv,D,g,st,p,Vswver,Vsover,NuRe,A,Ao,Av,H,Si,&
So,Sv,Ho,Vo,Vv,pi,i,Ti,Tv,Toil)

dpdz(i)=(Tw*Sv+Ti*Si)/Av
else
velnezg=Vswver(i)+Vsover(i)
dennezg=denso*Ho+densv*Hv

if (Vswver(i)>Vsover(i)) then
nc=visv
fi=Ho
else
nc=viso
fi=Hv
end if

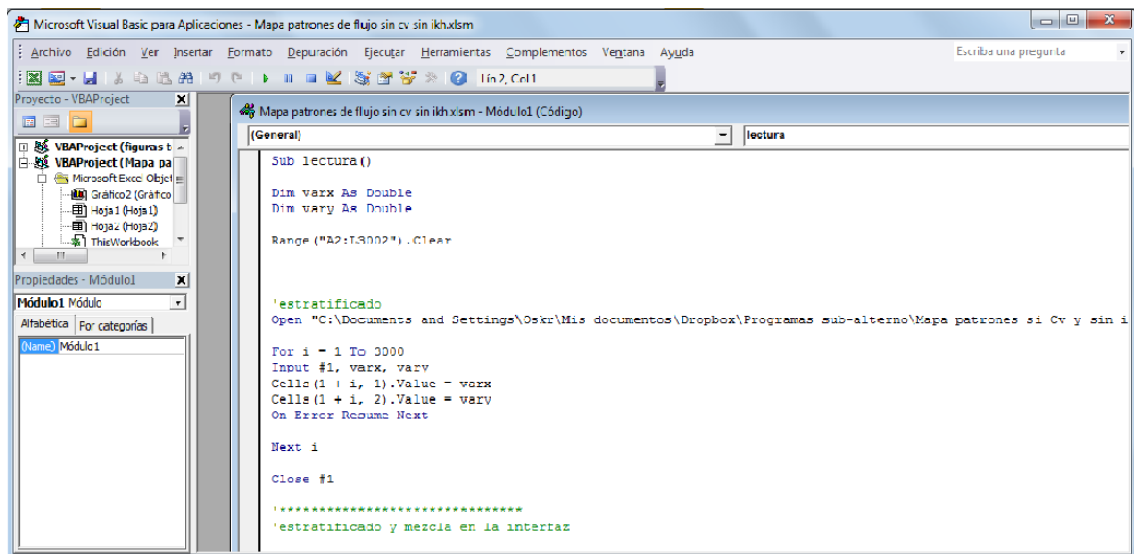
visnez=nc*(1-fi)**(-2.5)
Re=dennezg*velnezg*D/visnez
Inez=0.312*Re**(-0.25)

dpdz(i)=fnez*dennezg*velnezg**2/(2*D)
end if
```

Figura 5.8. Captura de pantalla del módulo “Gradiente”.

5.2 Visualización de resultados

Para visualizar los resultados del programa, se utilizó Excel. Para tal efecto, se desarrolló una macro que permite leer los archivos de resultados generados por el programa en Fortran (Figura 5.9), y construir los mapas de estabilidad (Figura 5.10), así como curvas de gradientes de presión (Figura 5.11).



```
Microsoft Visual Basic para Aplicaciones - Mapa patrones de flujo sin cv sin ikhxsm
Archivo Edición Ver Insertar Formato Depuración Ejecutar Herramientas Complementos Ventana Ayuda
Proyecto - VBAProject
  VBAProject (Figuras t
  VBAProject (Mapa pa
  Microsoft Excel Objet
  Gráfico2 (Gráfico
  Hoja1 (Hoja1)
  Hoja2 (Hoja2)
  ThisWorkbook
Propiedades - Módulo1
Módulo1 Módulo
Alfabética For categorías
(Name) Módulo1
!lectura
Sub lectura()
Dim varx As Double
Dim vary As Double

Range("A2:T3002").Clear

'estratificado
Open "C:\Documents and Settings\Oskr\Mis documentos\Dropbox\Programas sub-alterno\Mapa patrones si Cv y sin i
For i = 1 To 3000
Input #1, varx, vary
Celle (1 + i, 1).Value = varx
Celle (1 + i, 2).Value = vary
On Error Resume Next

Next i

Close #1

*****
'estratificado y mezcla en la interfaz
```

Figura 5.9. Captura de pantalla del macro de Excel.

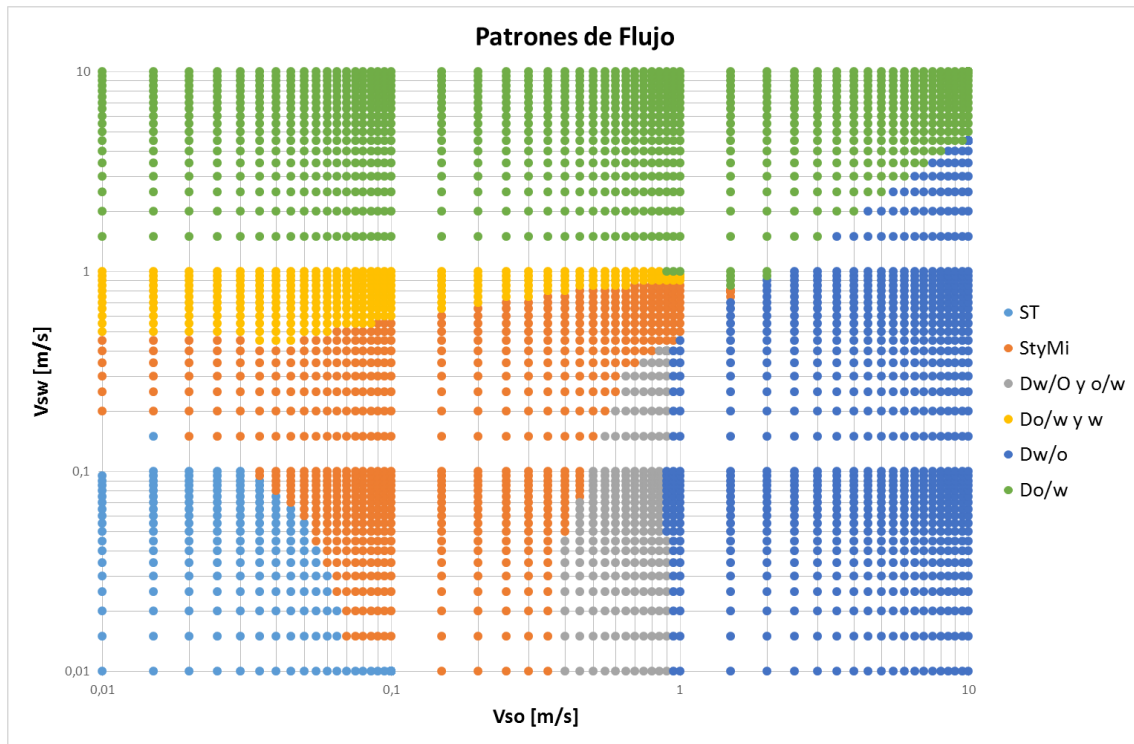


Figura 5.10. Mapa de patrones de flujo.

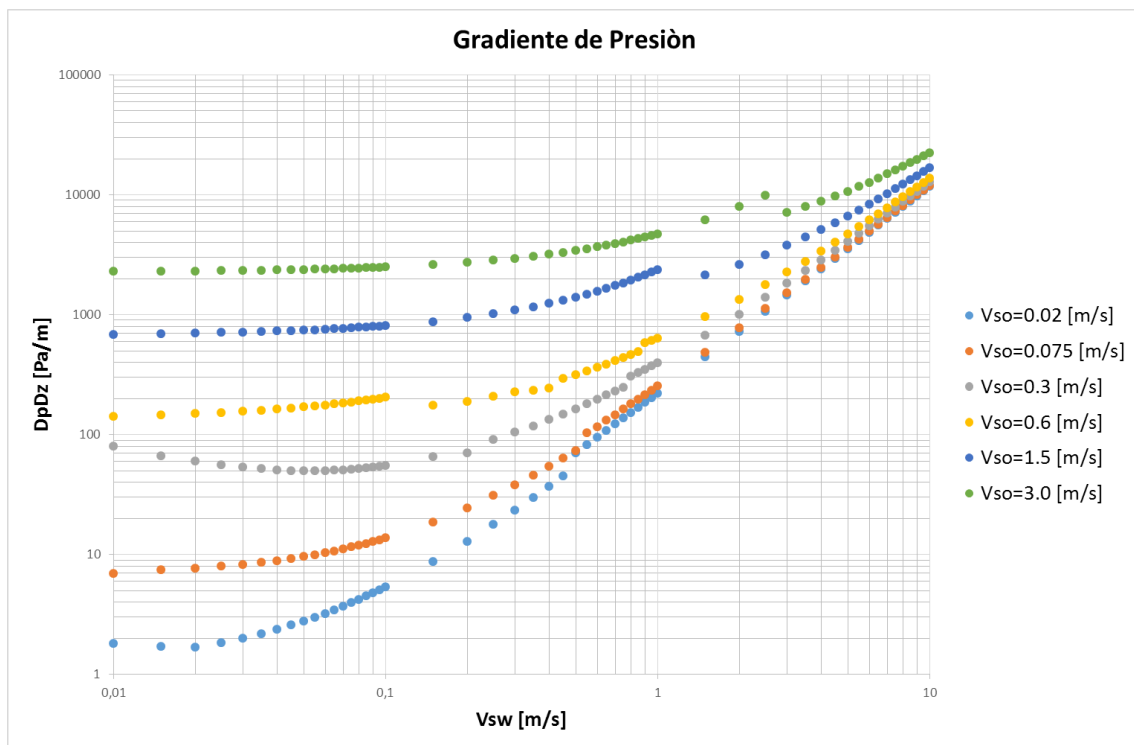


Figura 5.11. Curvas de gradiente de presión.

5.3 Verificación de resultados.

Para verificar los resultados del programa desarrollado, se utilizó el mapa teórico de Torres (2006), mostrado en la **Figura 5.12**; cabe señalar que en esta figura, Torres también muestra los datos experimentales de Trallero (1995). Para el mismo conjunto de datos (**Tabla 5.1**) referido por el autor, se generó el mapa de patrones correspondiente (**Figura 5.13**).

Tabla 5.1. Datos de entrada

Viscosidad aceite [mPa s]	28,8
Viscosidad agua [mPa s]	0,97
Densidad aceite [kg/m ³]	884
Densidad agua [kg/m ³]	1037
Tensión sup [nN/m]	36
Diámetro [m]	0.051

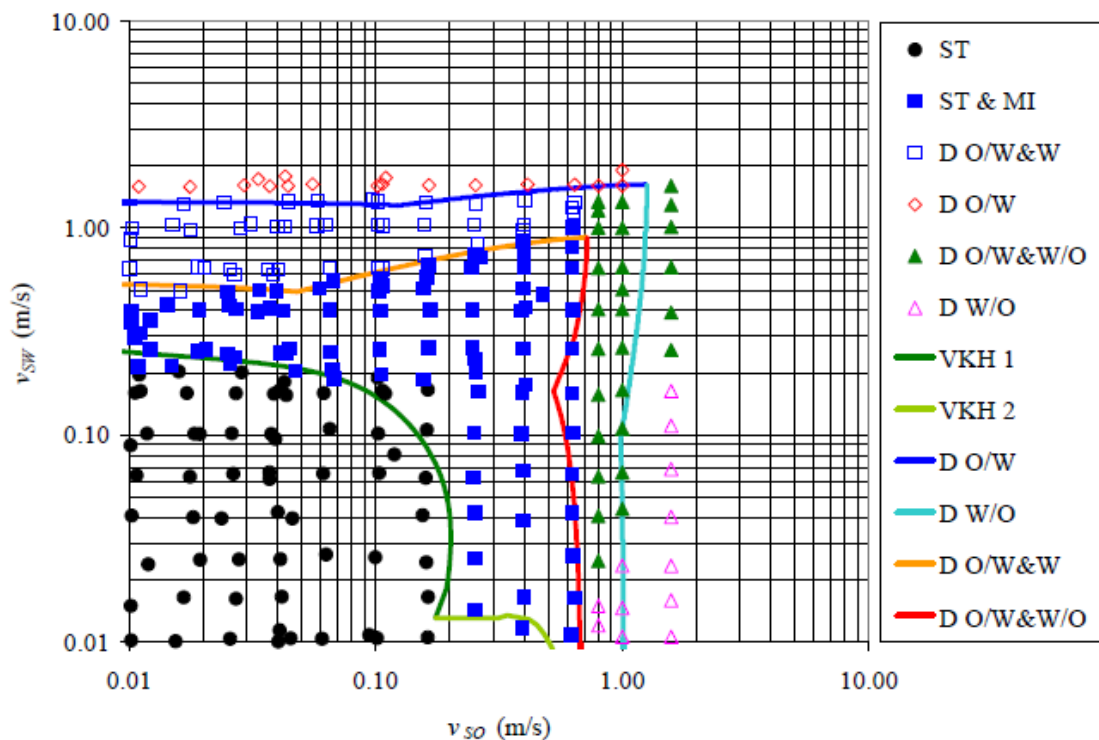


Figura 5.12. Mapa de patrones de flujo elaborado por Torres (2006).

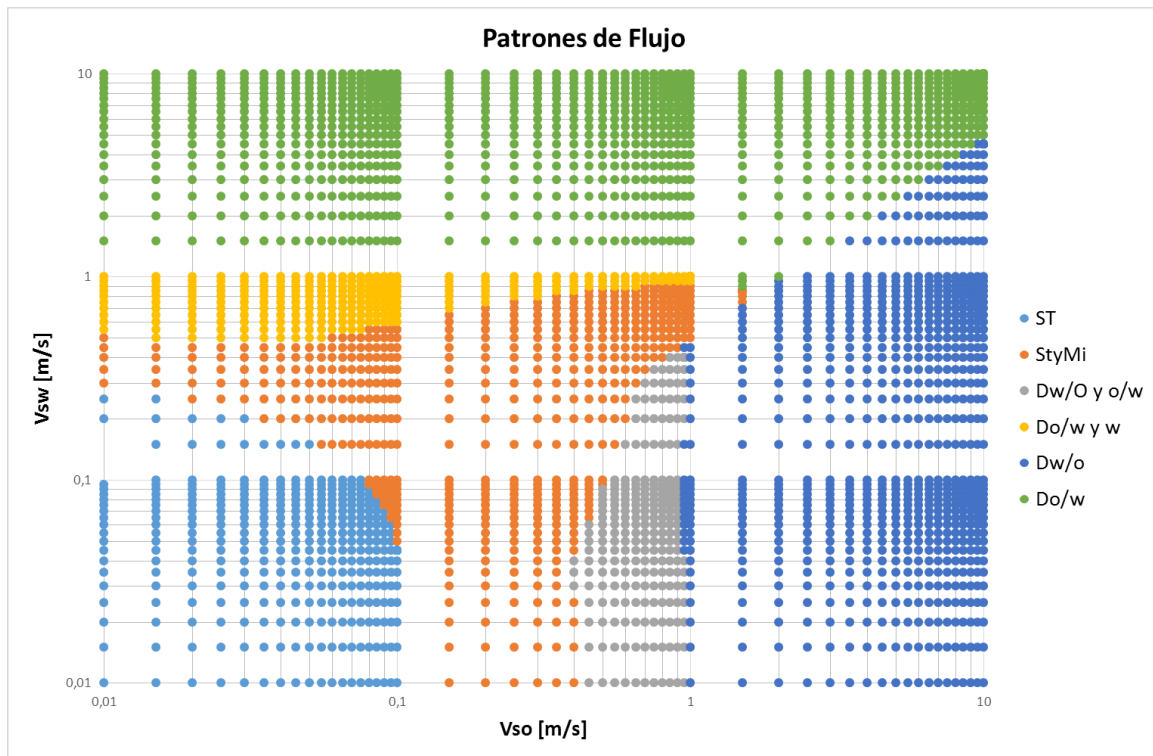


Figura 5.13. Mapa realizado mediante el programa del presente trabajo.

Comparando las **figuras 5.12 y 5.13**, en general se observa un buen acuerdo entre los resultados del programa con el mapa de Torres. Las diferencias más notables corresponden a la frontera de transición entre los flujos ST & MI y D w/o y o/w; esto puede atribuirse a los diferentes modelos utilizados. Por lo tanto, será conveniente profundizar al respecto en trabajos posteriores.

Capítulo 6

Estudios Paramétricos

En este capítulo se presentan y discuten los efectos de variables selectas sobre las fronteras de transición entre los diferentes patrones de flujo agua-aceite en tuberías horizontales, y en los gradientes de presión. Las variables consideradas en el estudio son la longitud de onda (en el caso del flujo estratificado), la viscosidad del aceite, el diámetro interno de la tubería, y la densidad del aceite.

En las discusiones que se presentan a continuación se utiliza la siguiente nomenclatura para referirse a los diferentes patrones de flujo agua-aceite:

- **ST**: Estratificado.
- **ST & MI**: Estratificado con mezcla en la interface.
- **Do/w**: Dispersión de aceite en agua.
- **Dw/o**: Dispersión de agua en aceite.
- **Do/w & w**: Dispersión de aceite en agua y agua libre.
- **Dw/o & o/w**: Dispersiones de agua en aceite y de aceite en agua.

6.1. Efecto de la longitud de honda (λ)

En el criterio de estabilidad VKH para el flujo estratificado, el término J_σ depende de la longitud de onda (λ). Debido a que en la literatura no se encontró una forma general para estimar λ , se estudió su efecto sobre la frontera de transición entre los flujos ST y ST & MI. Se consideraron valores de

$\lambda/\text{diámetro} = 1, 10, \text{ y } 100$. En la **tabla 6.1** se indican los valores de otras variables utilizadas en las simulaciones

Tabla 6.1. Parámetros de entrada y variación de lambda.

Viscosidad aceite [mPa s]	28,8
Viscosidad agua [mPa s]	0,97
Densidad aceite [kg/m ³]	884
Densidad agua [kg/m ³]	1037
Tensión sup [nN/m]	36
Diámetro [m]	0.051

Al comparar las **figuras 6.1 a 6.3**, se observa que la región de flujo estratificado disminuye conforme λ aumenta. Por una parte, se ve que a bajas velocidades superficiales del aceite, la transición a flujo ST & MI se presenta a velocidades superficiales del agua ligeramente más bajas, aunque el efecto no es significativo. Por otra parte, a bajas velocidades superficiales de agua, la frontera se desplaza a menores velocidades superficiales del aceite. Ahora bien, en general se observa que la frontera de transición no cambia si λ se incrementa a valores superiores a diez veces el diámetro.

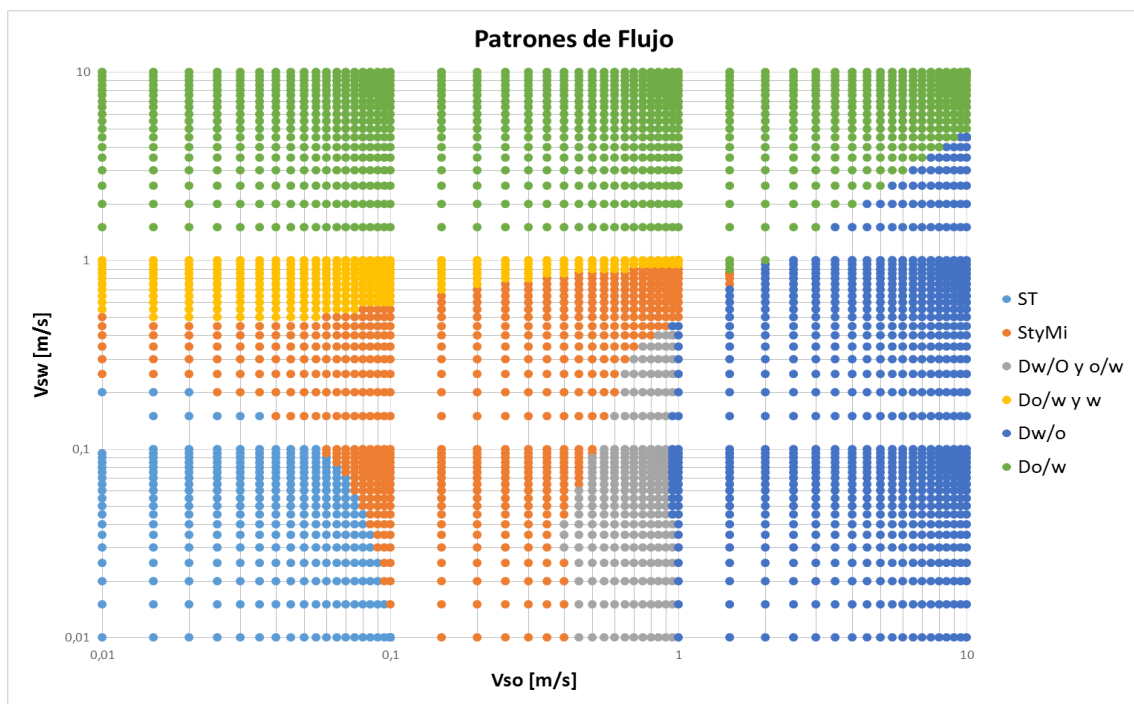


Figura 6.1. Mapa de patrones de flujo con $\lambda=1 \cdot D$.

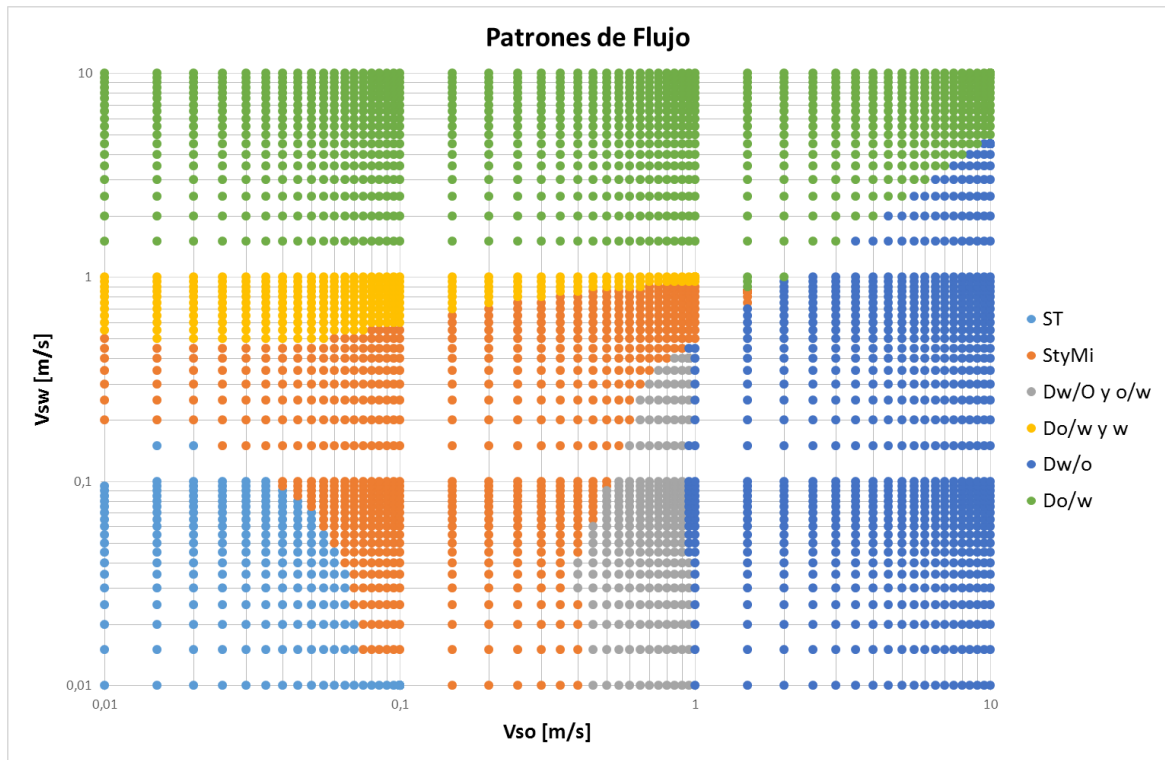


Figura 6.2. Mapa de patrones de flujo con $\lambda=10 \cdot D$.

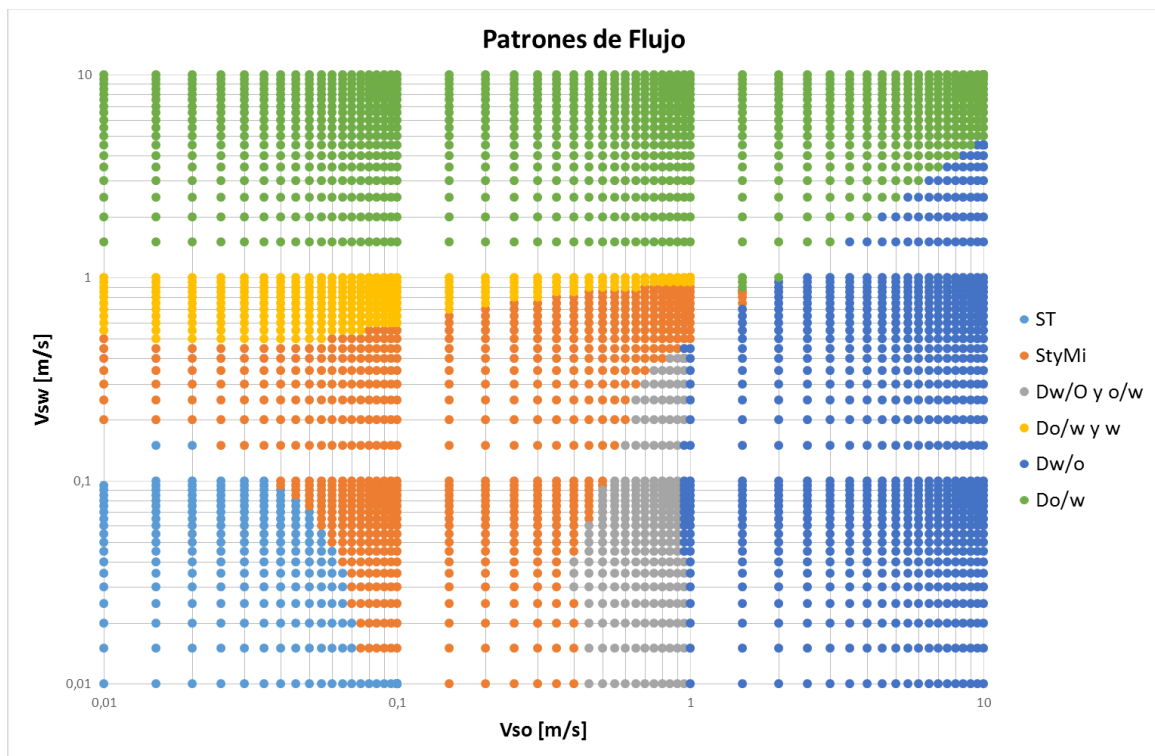


Figura 6.3. Mapa de patrones de flujo con $\lambda=1 \cdot D$.

6.2. Efecto de la viscosidad

En la **tabla 6.2** se indican los datos utilizados para estudiar el efecto de la viscosidad del aceite sobre los mapas de patrones de flujo y el gradiente de presión. Se consideraron valores de viscosidad del aceite de 10, 100 y 1000 [mPa s].

Tabla 6.2. Parámetros de entrada, variando la viscosidad del aceite.

Viscosidad agua [mPa s]	0,97
Densidad aceite [kg/m ³]	884
Densidad agua [kg/m ³]	1037
Tensión sup [nN/m]	36
Diámetro [m]	0.051

Con base en los mapas de patrones de flujo mostrados en las figuras 6.1 a 6.3, se observa que la viscosidad del aceite afecta de manera importante las fronteras de transición ST a ST&MI y las fronteras correspondientes al flujo dominado por el aceite (Dw/o y $Dw/o - o/w$).

Por un lado, se observa que la región correspondiente al flujo ST disminuye conforme la viscosidad del aceite aumenta. De esta manera, la transición ST-ST & MI ocurre a menores velocidades superficiales del agua, si la velocidad superficial del aceite se mantiene constante. Por otra parte, si se mantiene constante la velocidad superficial del agua, entonces esta frontera se presenta a menores velocidades superficiales del aceite.

Con respecto a las regiones correspondientes a los patrones dispersos dominados por el aceite, de acuerdo a las figuras las transiciones se presentan a mayores velocidades superficiales del aceite y menores velocidades superficiales del agua, conforme la viscosidad del aceite se incrementa. Se observa que la región del flujo $Dw/o - o/w$ tiende a desaparecer conforme la viscosidad del aceite aumenta.

Debido al efecto del incremento de la viscosidad del aceite sobre las fronteras referidas, es claro que las regiones de flujo ST & MI y flujo Do/w tienden a ser los patrones de flujo dominantes.

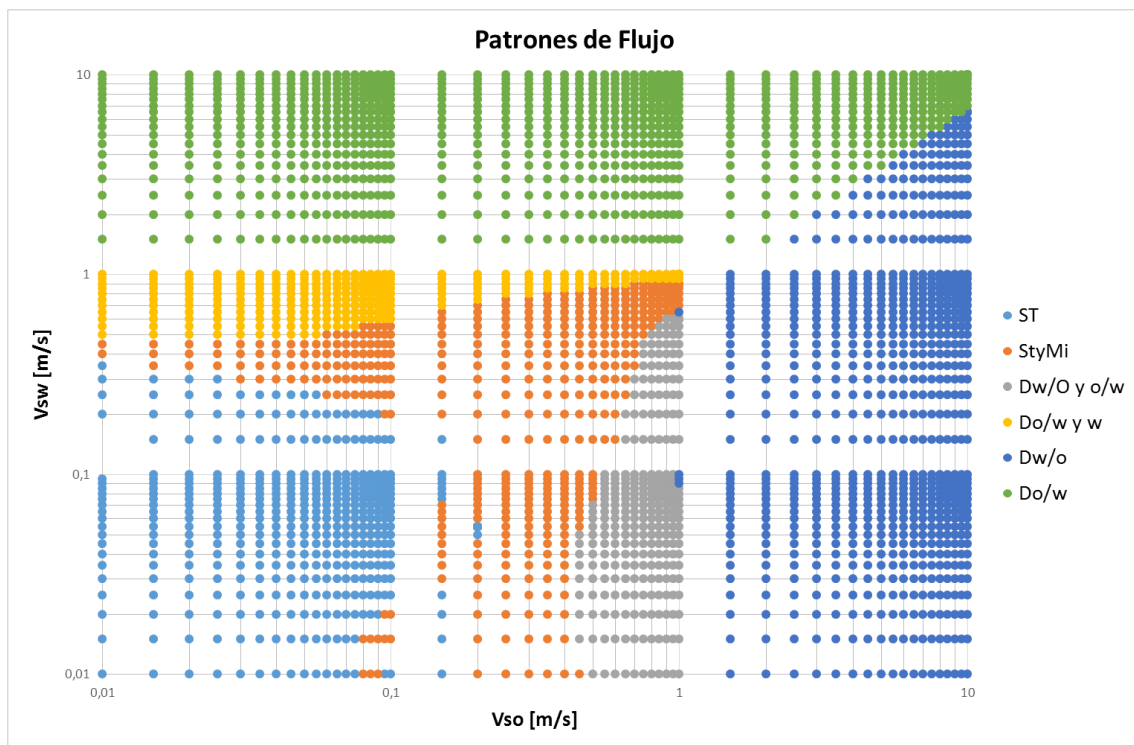


Figura 6.4. Patrones de flujo para $\mu = 10$ [mPa s].

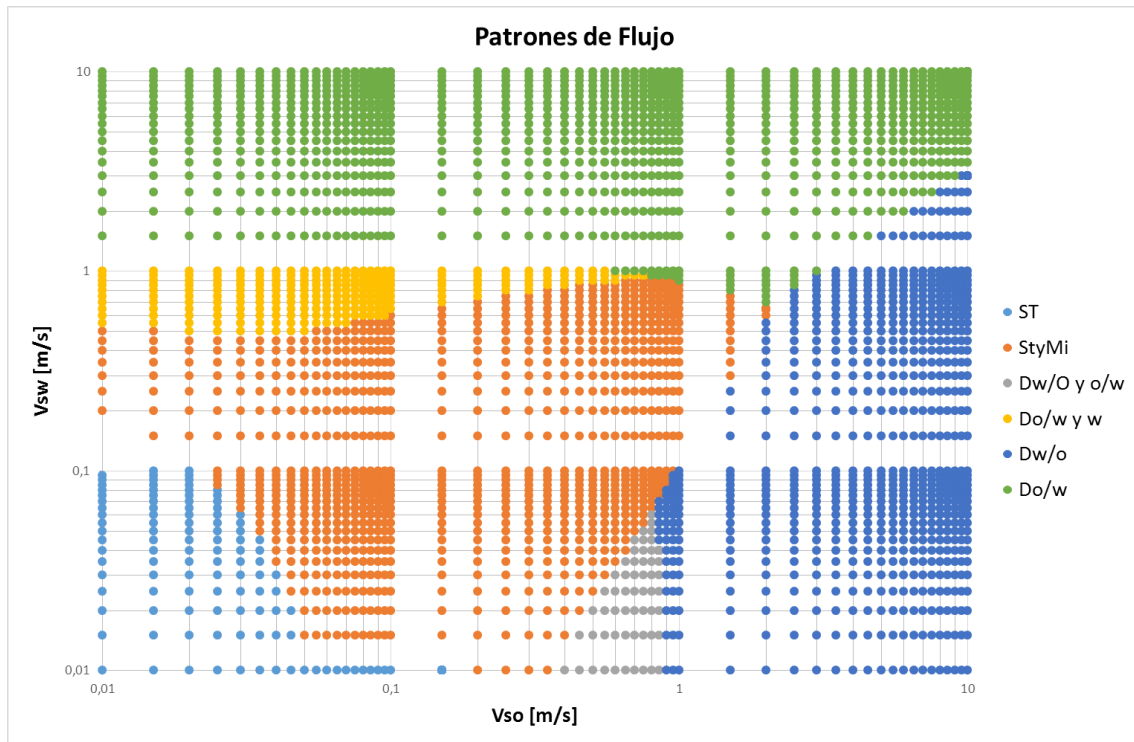


Figura 6.5. Patrones de flujo para $\mu = 100$ [mPa s].

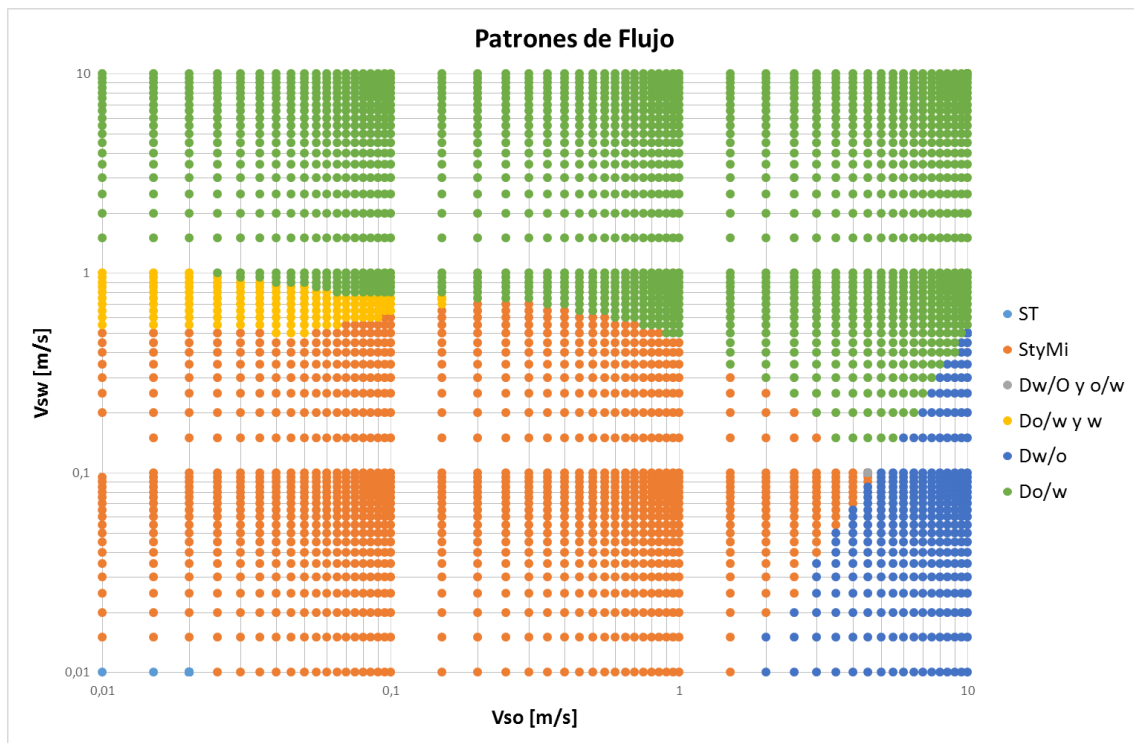


Figura 6.6. Patrones de flujo para $\mu = 1000$ [mPa s].

Con respecto al gradiente de presión, al comparar las figuras 6.4 a 6.7, se observa que éste aumenta conforme aumenta la viscosidad del aceite. De manera particular, para una viscosidad igual a 1000 [mPa.s], y para una velocidad superficial constante del aceite de 3.0 [m/s], se observa que hay un incremento considerable en el gradiente de presión cuando la velocidad superficial del agua es de 0.04 [m/s], esto puede atribuirse a la transición del flujo D w/o hacia el flujo ST & MI (**figura 6.9**); posteriormente, si la velocidad superficial del agua se incrementa a 0.2 [m/s] el gradiente de presión disminuye por la transición del flujo ST & MI a D o/w.

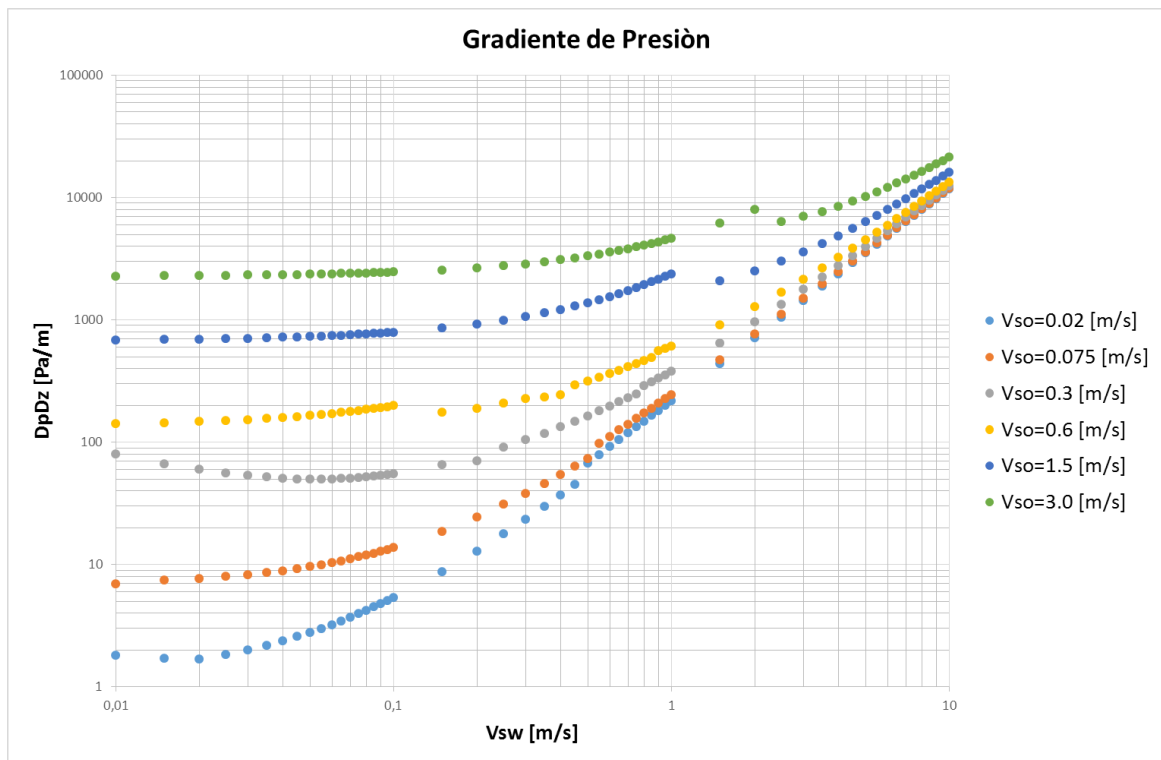


Figura 6.7. Gradiente de presión para $\mu = 10$ [mPa s].

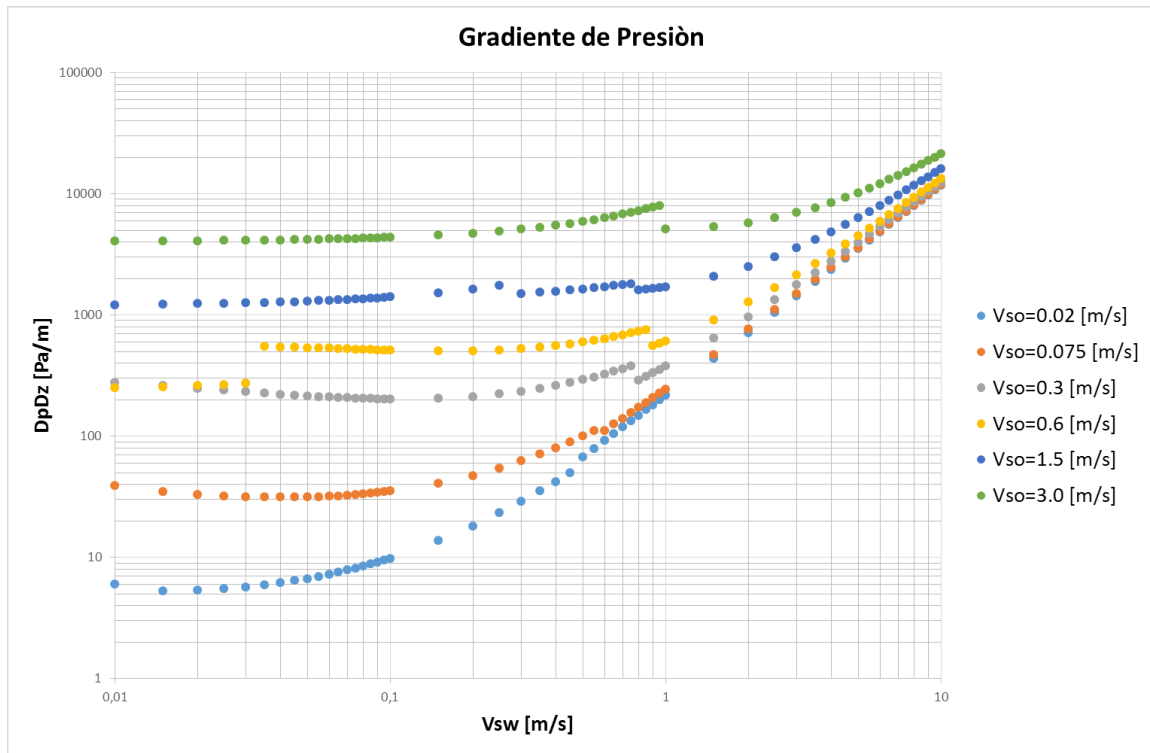


Figura 6.8. Gradiante de presión para $\mu = 100$ [mPa s].

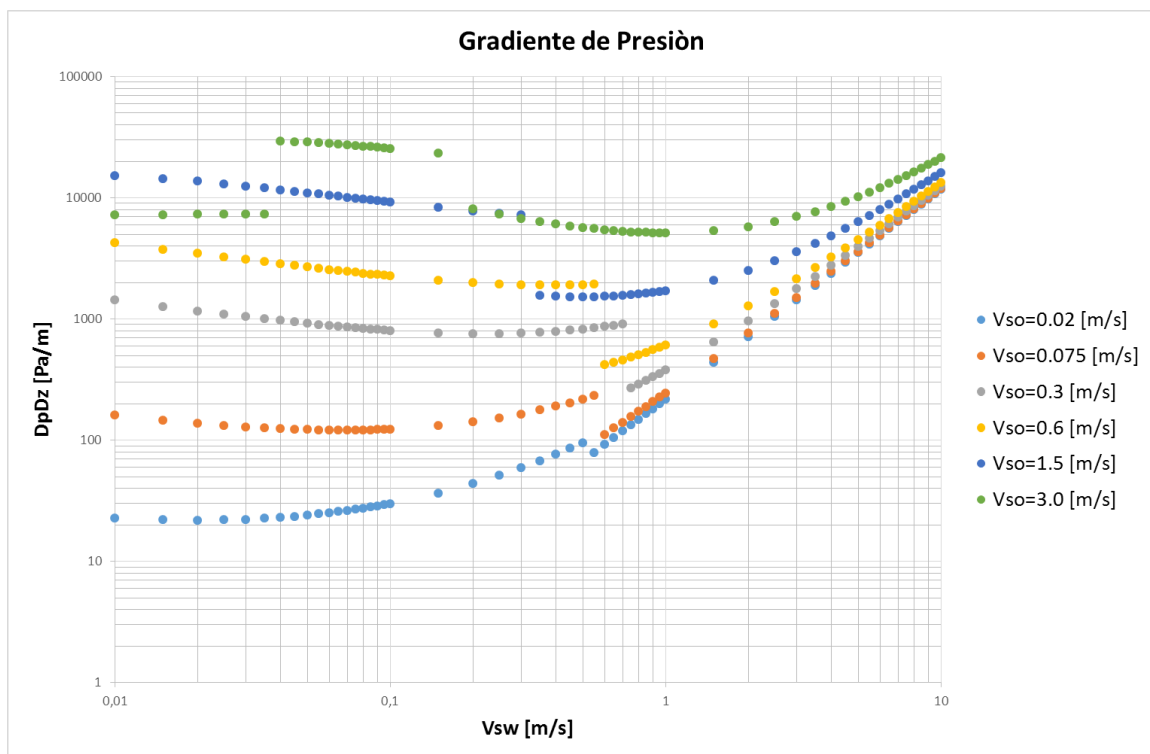


Figura 6.9. Gradiante de presión para $\mu = 1000$ [mPa s].

6.3. Efecto del diámetro

En la **tabla 6.3** se indican las propiedades de los fluidos que se utilizaron para estudiar el efecto del diámetro sobre las fronteras de transición entre los patrones de flujo. Se consideraron diámetros de 10, 20 y 30 [cm]. Los mapas generados se presentan en las **figuras 6.10 a 6.12**, respectivamente.

Tabla 6.3. Parámetros de entrada variando el diámetro interno de la tubería.

Viscosidad aceite [mPa s]	28.8
Viscosidad agua [mPa s]	0.97
Densidad aceite [kg/m ³]	884.0
Densidad agua [kg/m ³]	1037.0
Tensión sup [nN/m]	36.0

De acuerdo a las figuras **6.10 a 6.12**, se observa que la región ST crece con el incremento del diámetro de la tubería, presentándose a mayores velocidades superficiales de aceite y agua. Por otra parte, la región de flujo disperso de aceite en agua y agua libre (Dw/o y w) tiende a desaparecer si el diámetro aumenta, y es sustituida por el flujo ST & MI. En cuanto a las fronteras de transición a flujo disperso dominado por agua, no se observan efectos significativos con el incremento del diámetro.

Para los flujos disperso y semidiserso dominados por el aceite, se observa que la región de flujo Dw/o y o/w tiende a desaparecer si el diámetro aumenta, siendo sustituida por el flujo ST & MI.

Es interesante observar en las **figuras 6.11 y 6.12** que dentro de la región de flujo ST se presenta una aparente “anomalía”; esto es, una región pequeña correspondiente al flujo ST & MI; esto mismo es reportado en Hadziabdic (2007). Para trabajos futuros, es conveniente determinar experimentalmente si

efectivamente ello ocurre, o es un resultado artificial del criterio de estabilidad para el flujo estratificado utilizado en el presente estudio.

Como se muestra en las **figuras 6.13 a 6.15**, el gradiente de presión disminuye conforme el diámetro de la tubería aumenta. En conjunto con las **figuras 6.11 a 6.13**, puede observarse que el gradiente de presión disminuye en la transición de los flujos estratificados hacia los flujos dispersos.

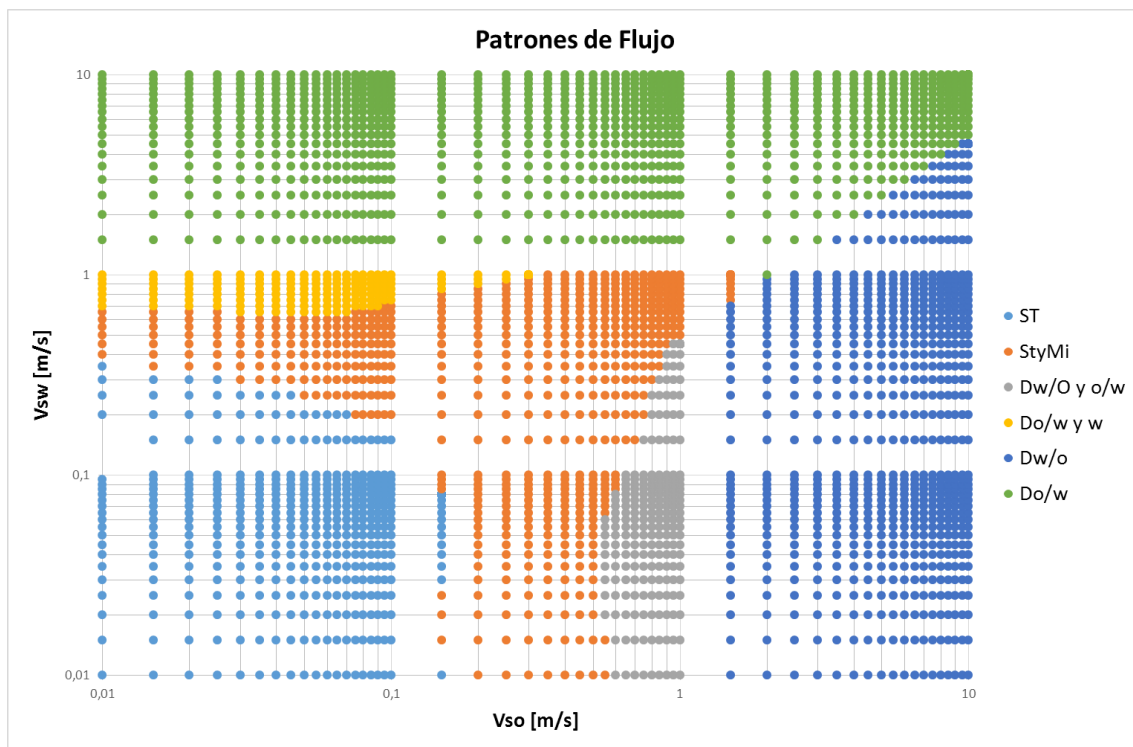


Figura 6.10. Patrones de flujo para $d = 10$ [cm].

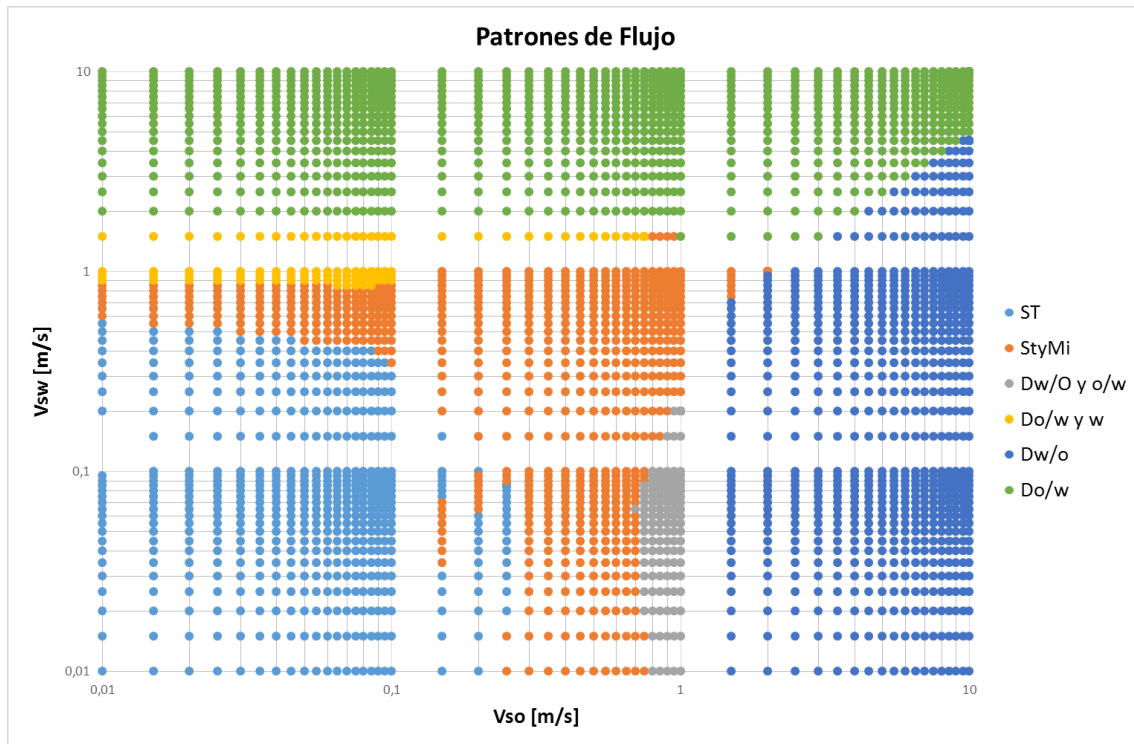


Figura 6.11. Patrones de flujo para $d = 20$ [cm].

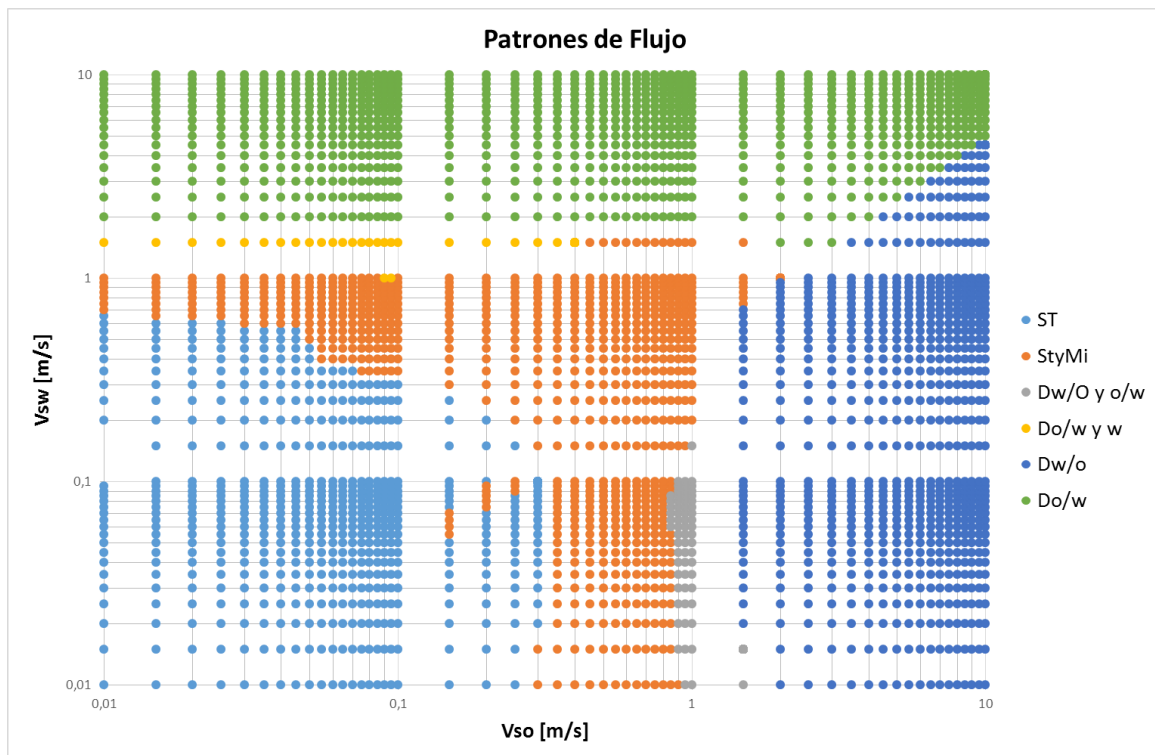


Figura 6.12. Patrones de flujo para $d = 30$ [cm].

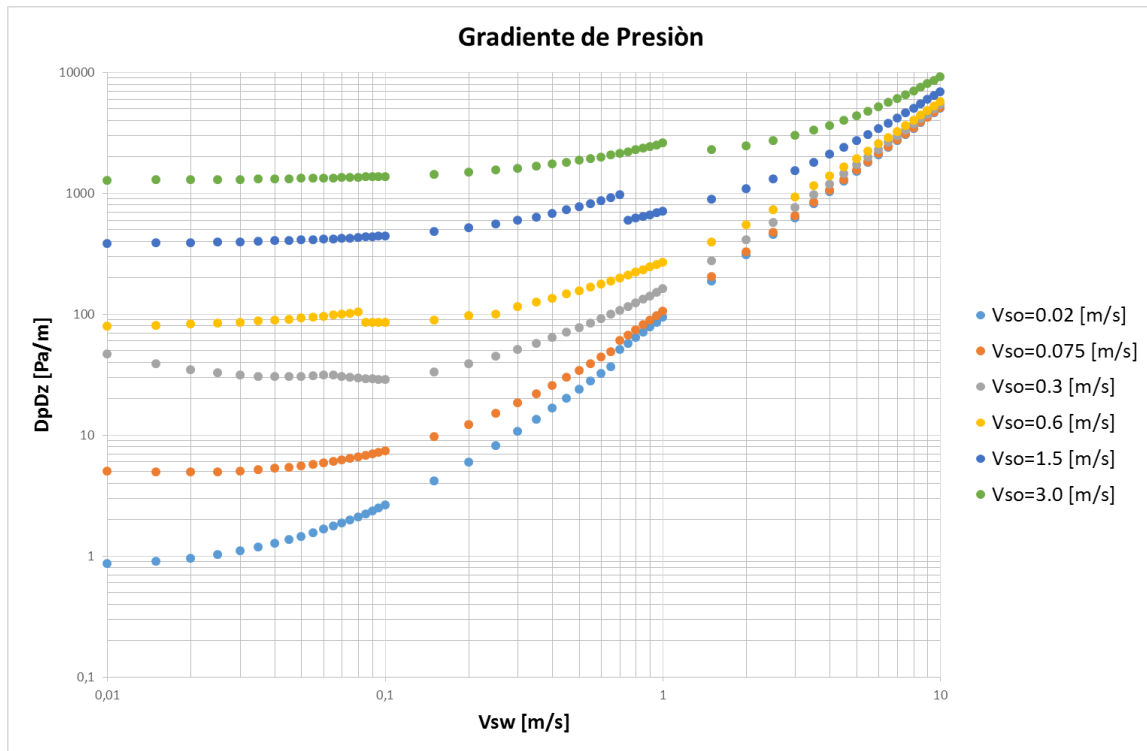


Figura 6.13. Gradiante de presión para $d = 10$ [cm].

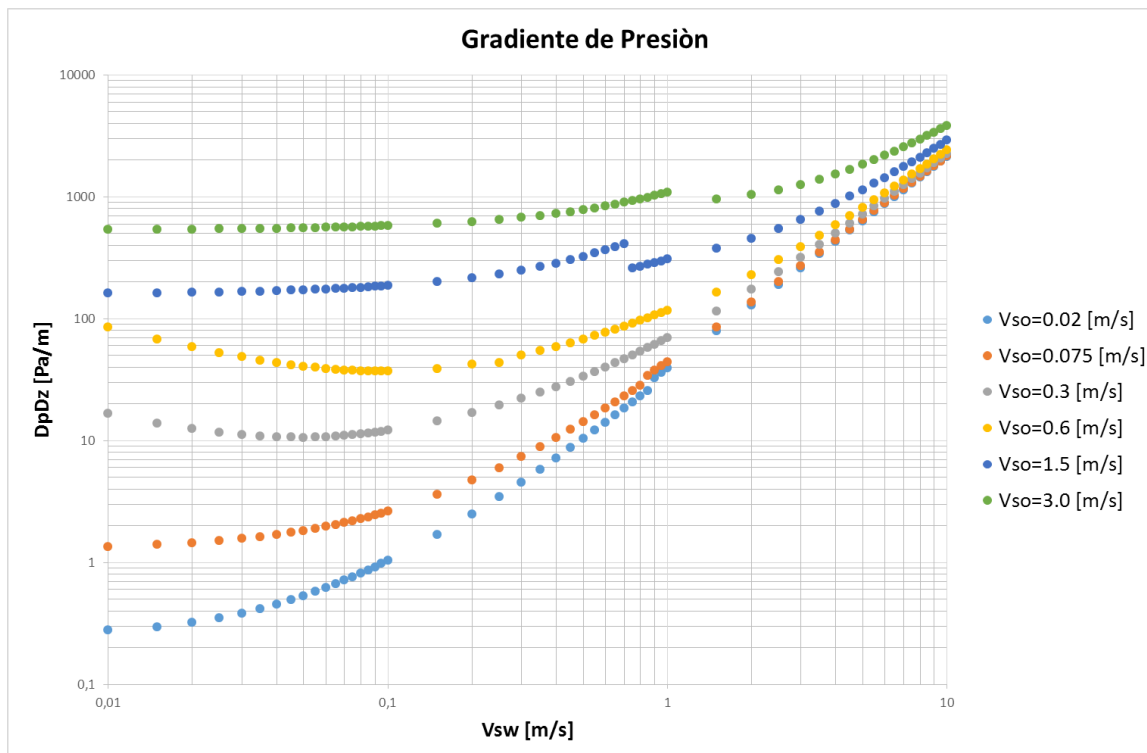


Figura 6.14. Gradiante de presión para $d = 20$ [cm].

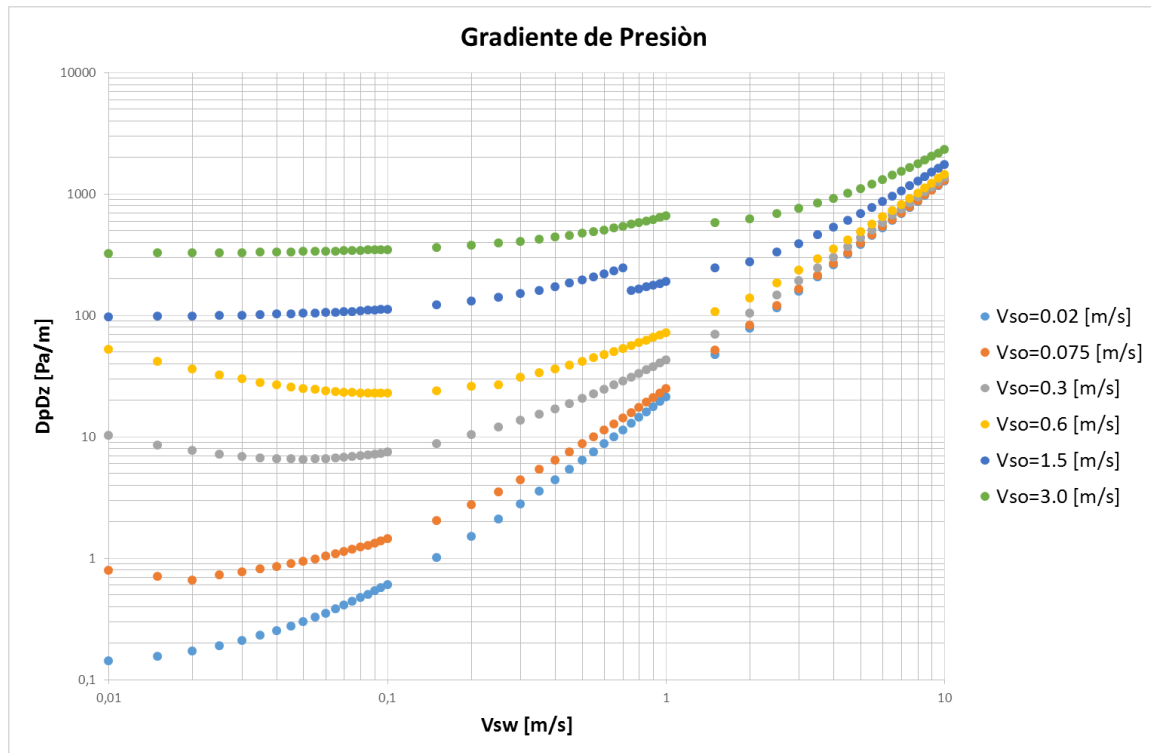


Figura 6.15. Gradiente de presión para $d = 30$ [cm].

6.4. Efecto de la densidad del aceite

Se analizó el efecto de la densidad del aceite sobre las fronteras de transición entre los patrones de flujo. Se consideraron valores de 700, 800 y 900 [kg/m³]. El valor de otros parámetros se indica en la **tabla 6.4**. Los mapas generados se presentan en las **figuras 6.16 a 6.19**.

Tabla 6.4. Parámetros de entrada variando la densidad del aceite.

Densidad agua [kg/m ³]	1037
Viscosidad aceite [mPa s]	28,8
Viscosidad agua [mPa s]	0,97
Tensión sup [nN/m]	36
Diámetro [m]	0.051

Con respecto a las regiones correspondientes al flujo ST y al flujo ST & MI, en las **figuras 6.16 a 6.18** se observa que ambas disminuyen y se presentan a menores velocidades del aceite y agua, conforme se incrementa la densidad del aceite. De igual manera, pero en menor proporción, las fronteras de los flujos semidispersos al flujo ST & MI se presentan a menores velocidades superficiales del agua y del aceite. Esto mismo ocurre con las fronteras de totalmente dispersos a semidispersos.

En cuanto a la predicción del gradiente de presión, en las Figuras **6.19 a 6.21** se observa que el gradiente de presión aumente con el incremento de la densidad del aceite, aunque el efecto es relativamente pequeño.

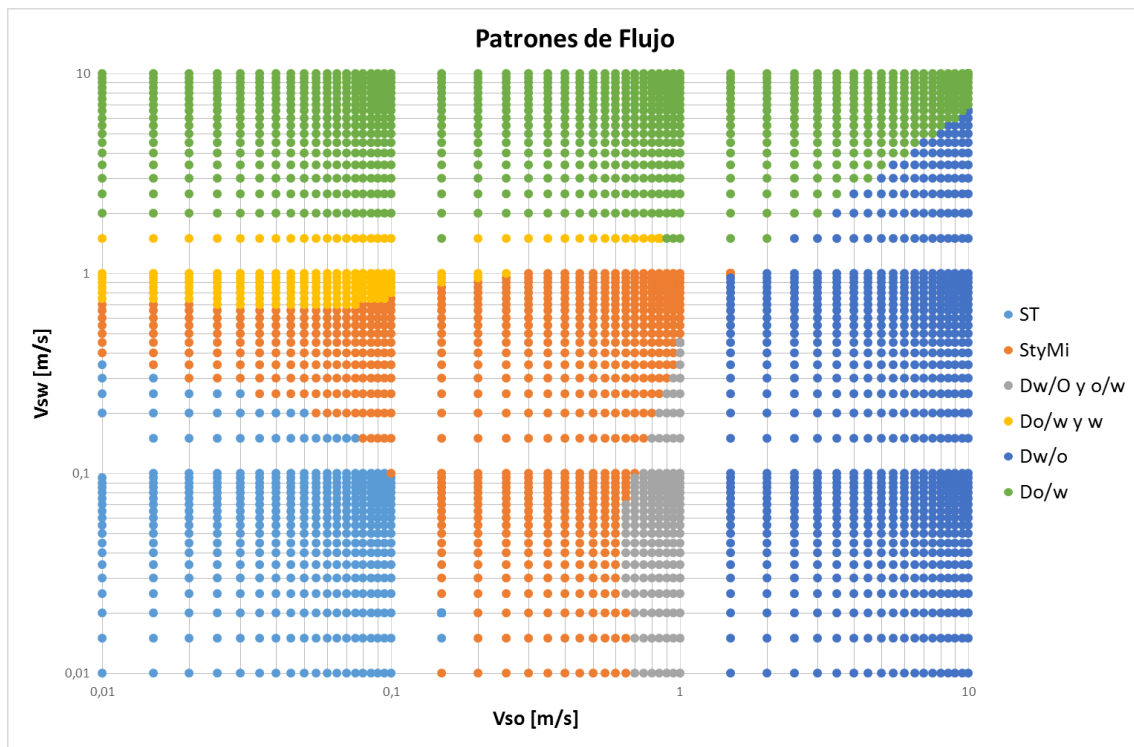


Figura 6.16. Patrones de flujo para $\rho = 700$ [Kg/m³].

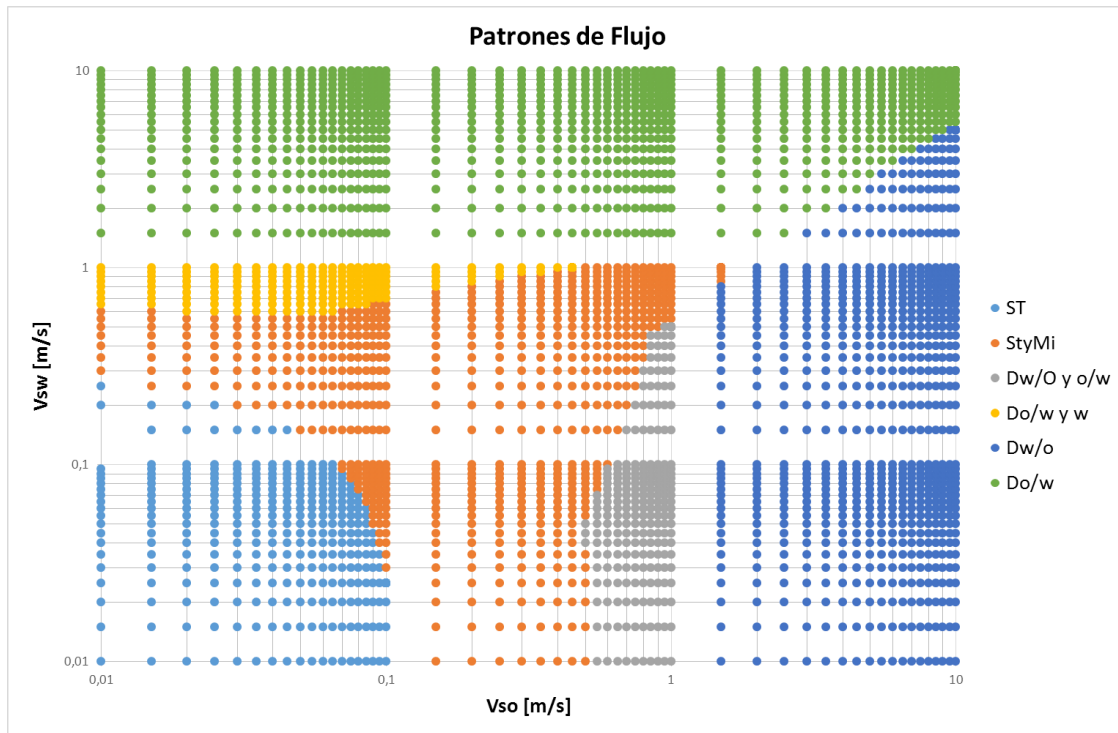


Figura 6.17. Patrones de flujo para $\rho = 800$ [Kg/m³].

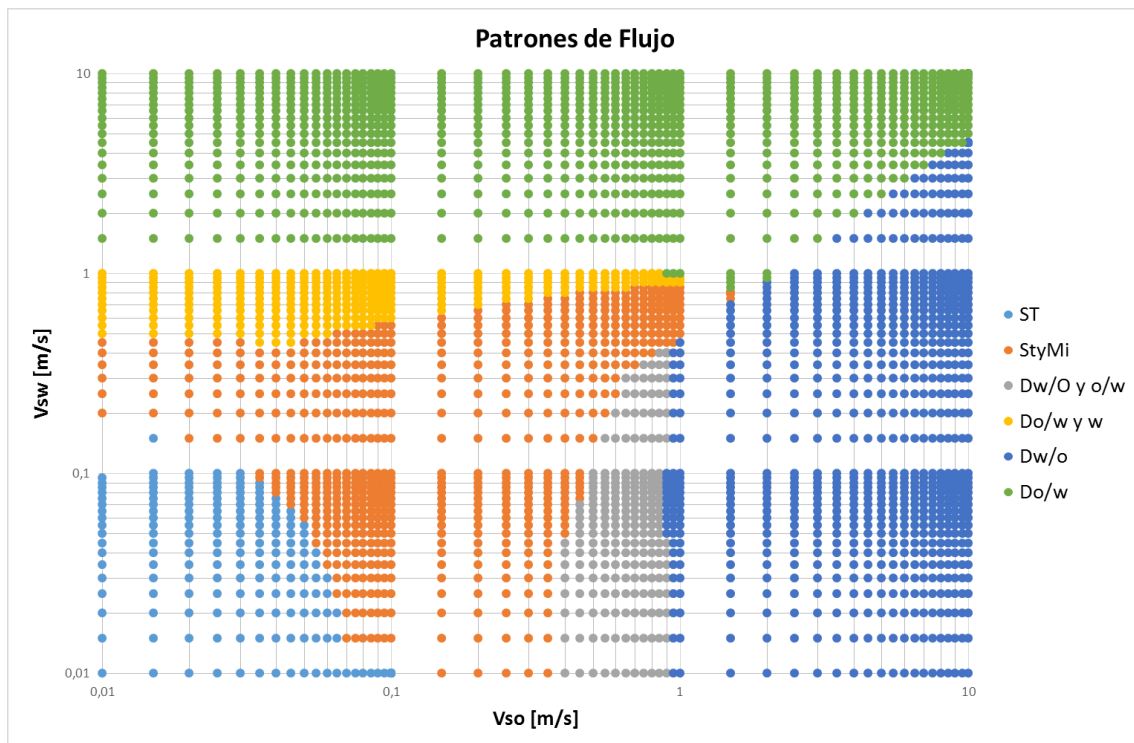


Figura 6.18. Patrones de flujo para $\rho = 900$ [Kg/m³].

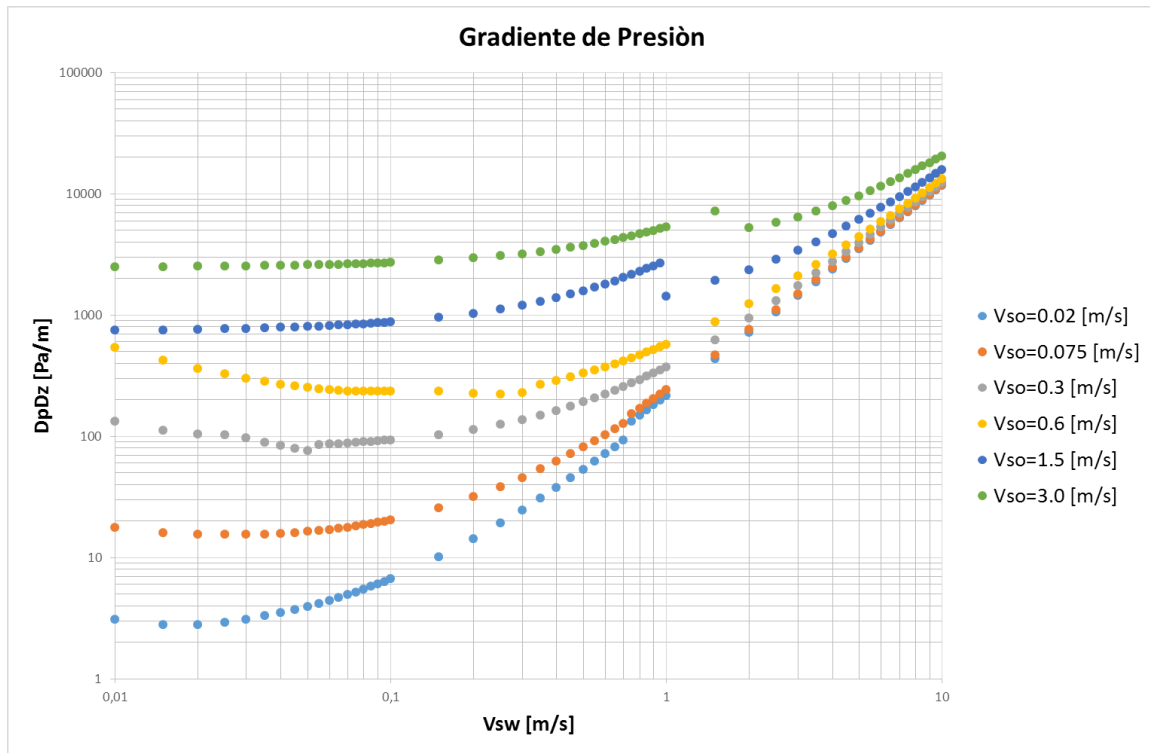


Figura 6.19. Gradiente de presión para $\rho = 700$ [Kg/m³].

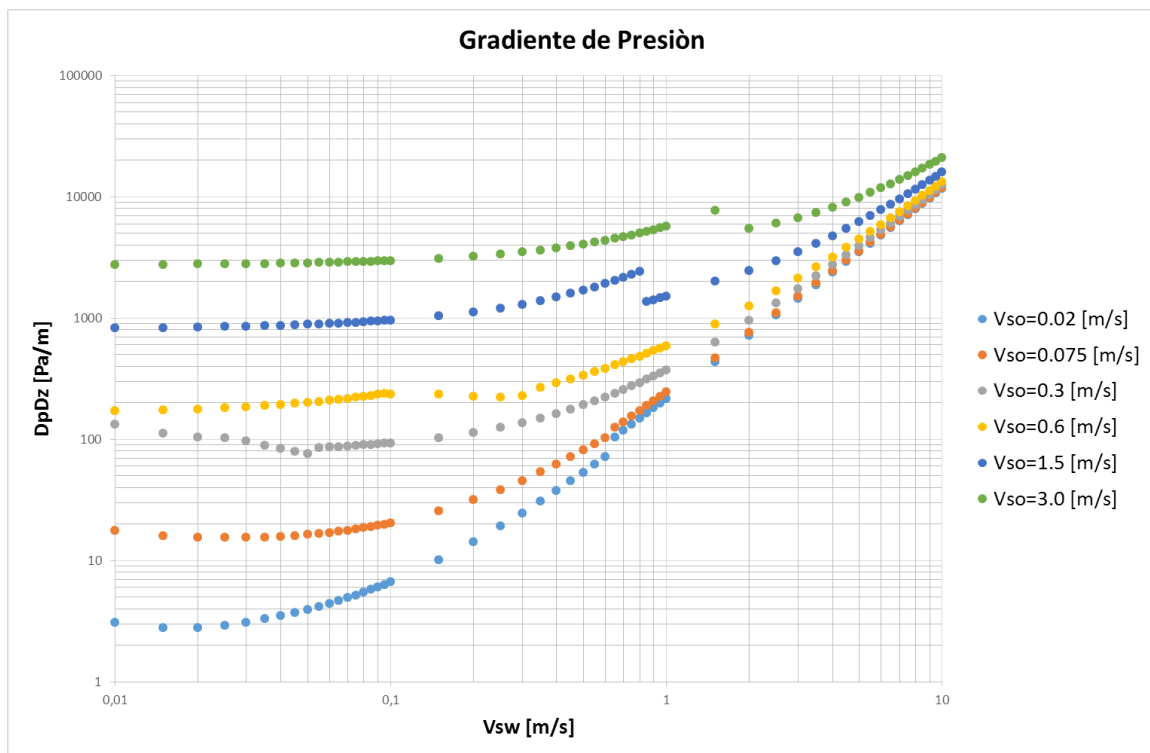


Figura 6.20. Gradiente de presión para $\rho = 800$ [Kg/m³].

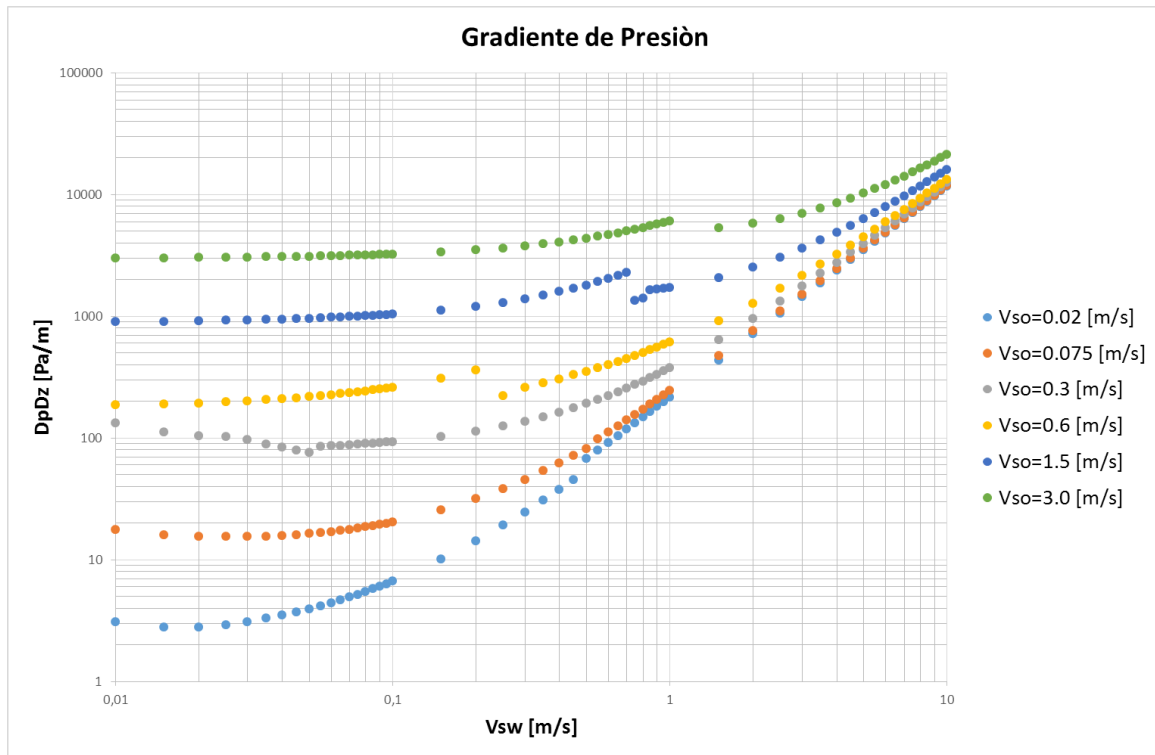


Figura 6.21. Gradiente de presión para $\rho = 900$ [Kg/m³].

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

1. El estudio de los aspectos hidrodinámicos del flujo agua-aceite en ductos es importante en el diseño y análisis de ductos, ya que pueden tener repercusiones importantes no sólo en el gradiente de presión, sino incluso en la integridad mecánica de los ductos por el efecto de la corrosión bajo determinados patrones de flujo.
2. En el presente trabajo, se llevó a cabo una revisión de la literatura concerniente a la identificación, clasificación y modelado de patrones agua-aceite en tuberías horizontales, así como de modelos hidrodinámicos para el cálculo de gradientes de presión en cada régimen de flujo.
3. Se describieron los modelos hidrodinámicos utilizados en el presente estudio para predecir las fronteras de transición entre los patrones de flujo agua-aceite en tuberías horizontales, así como para calcular los gradientes de presión en cada uno de ellos.
4. Se desarrolló un programa de cómputo para generar mapas de patrones de flujo agua-aceite en tuberías horizontales, y que permite calcular gradientes de presión a partir de modelos hidrodinámicos. Para el cálculo del gradiente de presión en flujo estratificado se empleó la

ecuación de momento combinada; y un modelo de flujo homogéneo para los flujos dispersos.

5. Se realizaron estudios paramétricos sobre el efecto de variables selectas sobre las fronteras de transición entre los diferentes patrones de flujo agua-aceite, así como sobre los gradientes de presión.
 - a. La frontera de transición entre el flujo estratificado y el flujo estratificado con mezcla en la interfase tiende a presentarse a menores velocidades superficiales de aceite y de agua, conforme crece la longitud de las ondas interfaciales. A partir de longitudes de onda del orden de diez veces el diámetro de la tubería, no hay un efecto notable sobre esta transición con el incremento de la longitud de onda.
 - b. El flujo estratificado con mezcla en la interfase y el flujo disperso de aceite en agua tienden a ser los patrones de flujo dominantes conforme la viscosidad del aceite se incrementa en órdenes de magnitud por encima de los 100 [mPa s]. En cuanto al gradiente de presión, éste se incrementa con la viscosidad del aceite.
 - c. Si el diámetro de la tubería se incrementa, la región correspondiente al flujo estratificado crece, mientras que la región de flujo disperso de aceite en agua y agua libre, así como la del flujo semidiserso dominado por el aceite, tienden a desaparecer y son sustituidas por el flujo estratificado con mezcla en la interfase. En cuanto a las fronteras de transición a flujo disperso dominado por agua, no se observan efectos significativos con el incremento del diámetro. En general, el gradiente de presión disminuye conforme el diámetro de la tubería aumenta.

- d. Conforme se incrementa la densidad del aceite, las regiones de flujo estratificado y de flujo estratificado con mezcla en la interfase disminuyen, y las fronteras de los flujos semidispersos al flujo estratificado con mezcla en la interfase se presentan a menores velocidades superficiales del agua y del aceite. Esto mismo ocurre con las fronteras de transición entre los flujos totalmente dispersos a semidispersos, aunque el efecto del incremento de la densidad del aceite es pequeño.

Recomendaciones

- a) Complementar el programa de cómputo iniciado en el presente trabajo con la inclusión de modelos hidrodinámicos para predecir el patrón de flujo y calcular gradientes de presión cuando el flujo es inclinado o vertical ascendente; además, continuar con la verificación y validación de los resultados del mismo.
- b) Investigar otras relaciones constitutivas en los modelos hidrodinámicos implementados en el presente estudio para predecir el patrón de flujo, y analizar su efecto sobre las fronteras de transición entre ellos.
- c) Implementar otros modelos para predecir el patrón de flujo y realizar un estudio comparativo al respecto.
- d) Acondicionar el programa de cómputo para calcular las propiedades de los fluidos de acuerdo a condiciones de presión, temperatura y composición del fluido

Referencias

- 1) Al-Moosawy, A.A., Al-Hattab, T.A. and Al-Joubouri, T.A (2008): *“Analysis de liquid-liquid two phase flow system”*, Department of Mechanical Engineering, College of Engineering, University of Babylon, Iraq.
- 2) Al-Wahaibi, T. and Angeli, P (2007): *“Transition between stratified and non-stratified horizontal oil–water flows. Part I: Stability analysis”*, Chemical Engineering Science 62.
- 3) Al-Wahaibi, T. and Angeli, P (2007): *“Transition between stratified and non-stratified horizontal oil–water flows. Part II: Mechanism of drop formation”*, Chemical Engineering Science 62.
- 4) Al-Wahaibi, T., Yusuf, N., Al-Wahaibi, Y and Al-Ajmi, A (2012): *“Experimental study on the transition between stratified and non-stratified horizontal oil–water flow”*, Int. J. Multiphase Flow.
- 5) Al-Wahaibi, T (2006): *“Investigations on the transition between stratified and non-stratified horizontal oil-water flow”*, PhD. Thesis, University College London (UCL), London.
- 6) Angeli P. and Hewitt G.F (2000): *“Drop Size Distributions in Horizontal Oil-Water Dispersed Flows”*, Chem. Eng. Sci., 55.
- 7) Angeli P. and Hewitt G.F (1998): *“Pressure gradient in horizontal liquid-liquid flows”*, Int. J. Multiphase Flow 24.
- 8) Angeli, P. and Hewitt, G.F (2000): *“Flow Structure in Horizontal Oil-Water Flow,”* Int. J. Multiphase Flow, 26.
- 9) Arirachakarn, S,(1983). *“An experimental study of two-phase oil–water flow in horizontal pipes. MS Thesis”*, U. of Tulsa.
- 10) Arirachakarn, S., Oglesby, K.D., Brill, J.P., 1989. *“An Analysis of Oil/Water Flow Phenomena in Horizontal Pipes.”* SPE, p. 18836.

- 11) Baker, A., Nielsen, K., Gabb, A., (1988). "Pressure loss, liquid-holdup calculations developed". Oil Gas J. 14
- 12) Barnea, D (1991): "On the Effect of Viscosity on Stability of Stratified Gas-Liquid Flow; Application to Flow Pattern Transition at Various Pipe Inclinations," Chem. Eng. Sci., 46.
- 13) Barnea, D and Taitel, Y (1993): "Kelvin-Helmholtz stability criteria for stratified flow: viscous versus non-viscous (inviscid) approaches", Int. J. Multiphase Flow 19.
- 14) Brauner, N. and Moalem, D (1989): "Two-Phase Liquid-Liquid Stratified Flow," PhysicoChemical Hydrodynamics 11.
- 15) Brauner, N. and Moalem, D (1992): "Flow Pattern Transitions in Two-Phase Liquid-Liquid Horizontal Tubes," Int. J. Multiphase Flow.
- 16) Brauner, N. and Moalem, D (1992) "Stability Analysis of Stratified Liquid-Liquid Flow," Int. J. Multiphase Flow.
- 17) Brauner, N., Rovinsky, J. and Moalem, D (1998): "A Two-Fluid Model for Stratified Flows with Curved Interfaces," Int. J. Multiphase Flow.
- 18) Brauner, N.: "Modelling and Control of Two-Phase Phenomena: Liquid-Liquid Two-Phase Flow Systems", School of Engineering, Tel-Aviv University.
- 19) Brauner, N (2001): "The prediction of dispersed flow boundaries in liquid-liquid and gas-liquid systems", Int. J. Multiphase Flow 27.
- 20) Brinkman, H., (1952). "The viscosity of concentrated suspensions and solutions." J. Chem. Phys. 20 (4).
- 21) Brodkey, R.S. (1967): "The Phenomena of Fluid Motions," Addison-Wesley, (1967).
- 22) Cai, J.Y., Chen, T.K., Luo, Y.L., (1998). "Experimental investigation on flow characteristics of oil-water emulsion in upward vertical tube". Acta Petrolei Sin. (China) 19 (4).
- 23) Cai Jiyong and Nestic Srdjan (2004). "Modeling of water wetting in oil-water pipe flow", Institute for corrosion and multiphase technology, Ohio.
- 24) Casanova, C. y Penneccchia, C.: "Estudio de flujo bifásico líquido-líquido en tuberías horizontales y ligeramente inclinadas", Departamento de termodinámica y fenómenos de transferencia.

- 25) Charles, M.E. and Redberger, P.J (1962): *"The Reduction of Pressure Gradients in Oil Pipelines by the addition of Water; Numerical Analysis of Stratified Flow,"* Chem. Eng., 40.
- 26) Charles, M.E., Govier, G.W. and Hodgson, G.W (1961): *"The Horizontal Pipeline Flow of Equal Density Oil-Water Mixture,"* Can. J. Chem. Eng., 39.
- 27) Chen, J., (2001). *"Study on Oil-Water Two Phase Pipe Flow"*. University of Petroleum, Beijing, China.
- 28) Chen, X.T., Cai, X.D. and Brill, J.P (1997): *"A General Model for Transition to Dispersed-Bubble Flow,"* Chem. Eng. Sci., 52.
- 29) Charles, M.E., Lilleleht, L.U., (1966). *"Correlation of pressure gradient for the stratified laminar-turbulent pipeline flow of two immiscible liquids"*. Can. J. Chem. Eng. 44.
- 30) Dukler, A.E., Wicks III, M., Cleveland, R.G., (1964). *"Frictional pressuredrop in two-phase flow"*. AIChE J. 10 (1).
- 31) El-Hamouz, A.M., Stewart, A.C., Davies, G.A., (1995). *"A study of kerosene-water dispersions in shear flow through pipes and fitting"*. Proceedings of the 1st Int. Symp. on Two-Phase Flow Modeling and Experimentation, Rome, Italy.
- 32) Elseth, G (2001): *"An Experimental Study of Oil-Water Flow in Horizontal Pipes,"* Ph.D. Dissertation, Norwegian University of Science and Technology. Trondheim, Norway.
- 33) Fairuzov, Y.V (2001): *"Flujo aceite y agua en pozos y oleoductos"* UNAM.
- 34) Fairuzov, Y.V (2001): *"Stability Analysis of Stratified Oil-Water Flow in Inclined Pipelines,"* SPE Production & Facilities.
- 35) Fairuzov, Y.V., Arenas-Medina, P., Verdejo-Fierro, J., Gonzales-Islas, R., (2000). *"Flow pattern transitions in horizontal pipelines carrying oil-water mixtures: full-scale experiments"*. J. Energy Resour. Technol.-Trans. ASME 122.
- 36) Guzhov, A., Grishin, A.D., Medredev, V.F. and Medredeva, O.P (1973): *"Emulsion Formation during the Flow of Two Immiscible Liquids,"* Neft. Choz., 8.

- 37) Hadziabdic, M and R.V.A. Oliemans, (2007) "*Parametric study of a model for determining the liquid flow-rates from the pressure drop and water hold-up in oil-water flows*", International Journal of Multiphase Flow 33.
- 38) Hewitt, G.F., Pan, L., Khor, A.H., (1997). "*Three-Phase Gas-Liquid-Liquid Flow: Flow Pattern, Hold Up and Pressure Drop*." ISMF '97. Oct. 7-10, Beijing, China.
- 39) Hinze, J (1955): "*Fundamentals of the Hydrodynamic Mechanism of Splitting in Dispersion Process*," AIChE J., 1.
- 40) Hoogendorn, C.S., (1959). "*Gas-liquid flow in horizontal pipes*." Chem. Eng. Sci. 9
- 41) Ho Ngan, Kwun (2010) "*Phase Inversion in dispersed liquid-liquid pipe flow*", PhD. Thesis, University College London (UCL), London.
- 42) Hutchinson, P., Hewitt, G.F. and Dukler, A.E, (1971), "*Deposition of Liquid or Solid Dispersions Flow Turbulent Gas Streams; A Stochastic Model*," Chem. Eng. Sci.
- 43) Jiyong Cai, Chong Li, Xuanping Tang, Francois Ayello, Sonja Richter, Srdjan Nestic (2012) "*Experimental study of water wetting in oil-water two phase flow-Horizontal flow of model oil*", Chemical Engineering Science.
- 44) Jiyong Cai, Srdjan Nestic and Cornelis de Waard (2004) "*Modeling of water wetting in oil-water pipe flow*", Corrosion.
- 45) Johnsen, E.E., Rønningsen, H.P. (2003). "*Viscosity of 'live' water-include-oil emulsions: experimental work and validation of correlations*." J. Pet. Sci. Eng. 38 (1).
- 46) Karabelas, A.J., (1978). "*Droplet size spectra generated in turbulent pipe flow of dilute liquid-liquid dispersions*". AIChE J. 24 (1).
- 47) Kolmogorov, A.N (1949): "*On the Breaking of Drops in Turbulent Flow*," Doklady Akad. Nuuk., 66.
- 48) Kubie, J., Gardner, G.C., (1997). "*Drop size and drop dispersion in straight horizontal tubes and in helical coils*". Chem. Eng. Sci. 32,195-202.
- 49) Kumara W A S, "*Pressure drop, flow pattern and local water volume fraction measurements of oil-water flow in pipes*", Telemark University College, PO. Box 203, N-3901, Porsgrunn, NORWAY

- 50)Kurban, A.P.A., Angeli, P., (1995). "*Stratified and dispersed oil–water flows in horizontal pipes*". BHRA95.
- 51)Kvandal, H.K., Elseth, G., and Melaaen, M.C (2000) "*Measurement of Velocity and Phase Fraction in Dispersed Two-Phase Flow,*" Int. Symp. on Liquid-Liquid Two-Phase Flow and Transport Phenomena. Antalya, Turkey.
- 52)Lockhart, R.W., Martinelli, R.C., (1949). "*Proposed correlation of data for isothermal two-phase, two component flow in pipes.*" Chem. Eng. Prog.
- 53)Lovick, J., Angeli, P. (2004)." *Experimental studies on the dual continuous flow pattern in oil–water flows*". Int. J. Multiphase Flow 30.
- 54)Malinowsky M.S. (1975). "*An experimental study of oil–water and air-oil–water flowing mixtures in horizontal pipes*". MS Thesis, U. of Tulsa.
- 55)Mu H. (2001): "*Experimental research on oil–water horizontal pipe flow*" .Master Thesis, University of Petroleum, Beijing, China.
- 56)Mukherjee, H., Brill, J.P., Beggs, H.D., (1981). "*Experimental study of oil–water flow in inclined pipes.*" J. Energy Resour. Technol. 2 (1).
- 57)Nädler, M. and Mewes, D., (1997). "*Flow induced emulsification in the flow of two immiscible liquids in horizontal pipes.*" Int. J. Multiph. Flow.
- 58)Nädler, M. and Mewes, D (1995): "*The Effect of Gas Injection on the Flow of Immiscible Liquids in Horizontal Pipes,*" Chem. Eng. Tech., 18.
- 59)Perez, C: "*Horizontal Pipe Separator (HPS) - Experiments and Modeling,*" Ph.D. Dissertation, The University of Tulsa. Tulsa, USA.
- 60)Rodriguez, O.M.H. y Baldani, L.S (2012): "*Prediction of pressure gradient and holdup in wavy stratified liquid–liquid inclined pipe flow*", Journal of Petroleum Science and Engineering.
- 61)Rodriguez, O.M.H. y Oliemans, R.V.A (2006) "*Experimental study on oil–water flow in horizontal and slightly inclined pipes*", Int. J. Multiphase Flow 32.
- 62)Rodriguez, O.M.H., Bannwart, A.C., (2004)." *Flow patterns in vertical and horizontal heavy crude oil–water two-phase flow and stability analysis of core-annular flow*". In: Proceedings of 5th International Conference on Multiphase Flow.

- 63) Rojas Figueroa, R.A (2001): *“Análisis del transporte de inhibidores de corrosión en ductos que transportan mezclas de crudo y agua”*, Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México.
- 64) Russell, T.W.R. Hodgson, G.W. and Govier, G.W (1959): *“Horizontal Pipeline Flow of Mixtures of Oil And Water,”* Can. J. Chem. Eng., 37.
- 65) Salinas Salgado, F.P (2011) *“Estudio experimental de flujo bifásico líquido-líquido no Newtoniano y flujo trifásico líquido-líquido-líquido no Newtoniano en una tubería horizontal”*, Tesis para Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México.
- 66) Sevik, M. and Park, S.H (1973): *“The Splitting of Drops and Bubbles by Turbulent Fluid Flow,”* ASME J. Fluid Eng.
- 67) Shi H. (2001). *“A study of oil–water flows in large diameter horizontal pipelines”*. Phd Dissertation Ohio U.
- 68) Simmons, M.J.H., Azzopardi, B.J. (2001). *“Drop size distributions in dispersed liquid–liquid pipeflow.”* Int. J. Multiph. Flow 27, 843–859.
- 69) Sleicher, C.A. Jr (1962): *“Maximum Stable Drop Size in Turbulent Flow,”* AIChE J., 8.
- 70) Soleimani, A (1999): *“Phase Distribution and Associated Phenomena in Oil-Water Flows in Horizontal Tubes,”* Ph.D. Dissertation, Imperial College, University of London. London, UK.
- 71) Sotgia, G., Tartarini, P., (2001).” *Experimental and theoretical investigation on pressure drop reductions in oil water flows.”* In: Proceedings of 4th International Conference of Multiphase Flow—ICMF’01, New Orleans.
- 72) Taitel, Y., Barnea, D. and Dukler, A.E. (1980), *“Modeling flow pattern transition for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes”*, AIChE J.
- 73) Taitel, Y. and Dukler, A.E. (1976), *“A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow”*, AIChE J.
- 74) Theissing, P., (1980). *“A generally valid method for calculating friction pressure drop in multiphase flow”*. Chem. Ind. Techn. (Germany) 52.
- 75) Torres-Monzón, C.F (2006) *“Modeling of oil-water flow in horizontal pipes”*, Ph.D. Dissertation, The University of Tulsa, USA.
- 76) Townsend A.A. (1956). *“The structure of turbulent shear flow”*. Cambridge University Press.

- 77) Trallero J.L. 1995 *Oil-water flow patterns in horizontal pipes*. PhD Dissertation, U. of Tulsa.
- 78) Trallero, J.L., Sarica, C. and Brill, J.P (1997): “*A study of oil-water patterns in horizontal pipes*”, SPE Productions and Facilities, 1997.
- 79) Urdahl, O., Fewdheim, A.O., Loken, K.P., (1997). “*Viscosity measurements of water-in-crude-oil emulsions under flowing conditions: a theoretical practical approach*”. Colloids Surf., A Physicochem. Eng. Asp. 623.
- 80) Valle, A., Kvandal, H., (1995). “*Pressure drop and dispersions characteristics of separated oil-water flow*”. Proceedings of the 1st Int. Symp. on Two-Phase Flow Modeling and Experimentation, Rome, Italy.
- 81) Vedapuri, D., Jepsen, W.P., 1997. “*A Segregated Flow Model to Predict Water Layer Thickness in Oil-Water Flows in Horizontal and Slightly Inclined Pipe Lines*”. BHRA.
- 82) Vigneaux, P., Chenais, P. and Hulin, J.P (1988): “*Liquid-Liquid Flows in an Inclined Pipe*,” *AIChE J.*, 34.
- 83) Wang, W., Cheng, W., Li, K. Lou, C. and Gong, J (2013): “*Flow Patterns Transition Law of Oil-Water Two-Phase Flow under a Wide Range of Oil Phase Viscosity Condition*”, *Journal of Applied Mathematics*.
- 84) Wongwises, S., Khankaewr, W. y Vetchsupakhun, W (1998): “*Prediction of Liquid Holdup in Horizontal Stratified Two-Phase Flow*”, University of Technology Thonburi, Bangkok, Thailand.
- 85) Xiao-Xuan, X (2007): “*Study on oil-water two-phase flow in horizontal pipelines*”, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 59.
- 86) Yao, H.Y., Gong, J., 2004. “*An experimental investigation on flow patterns and pressure gradient of heavy oil-water flows in horizontal pipes*”. The 3rd Int. Symp. on Multiphase, Non-Newtonian and Reacting Flow, Sep. 10–12, Hangzhou, China.