



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

TEMA: ANÁLISIS NUMÉRICO DEL FLUJO ANULAR BIFÁSICO PETRÓLEO-AGUA EN TUBERÍAS HORIZONTALES

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN DISEÑO Y SIMULACIÓN

Ing. Anabel Cristina Iza Toapanta

izaanabel114@gmail.com

DIRECTOR: Ing. Edgar Hernán Cando Narváez MSc. PhD.
edgar.cando@epn.edu.ec

CO-DIRECTOR: Ing. Víctor Hugo Hidalgo Diaz MSc. DSc.
victor.hidalgo@epn.edu.ec

Enero 2023

CERTIFICACIÓN

Certificamos que le presente trabajo fue desarrollado por Anabel Cristina Iza Toapanta bajo nuestra supervisión.



Ing. Edgar Hernán Cando Narváez MSc. PhD

DIRECTOR DEL PROYECTO

Ing. Víctor Hugo Hidalgo Díaz MSc. DSc

CODIRECTOR DEL PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, **Anabel Cristina Iza Toapanta**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



Ing. Anabel Cristina Iza Toapanta.

AGRADECIMIENTO

A mi familia por el apoyo incondicional, a los profesores de la maestría que supieron guiarme y a mis amigos y compañeros de carrera.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	11
Pregunta de Investigación	12
Objetivo general	12
Objetivos específicos	12
1. MARCO TEÓRICO	13
1.1. Definiciones Fundamentales	13
1.1.1 Crudo pesado (Heavy Oil).....	13
1.2 Flujo multifásico	14
1.2.1 Tipos de flujo	14
1.2.2 Flujo anular (agua-petróleo).....	16
1.3 Propiedades físicas	17
1.4 Técnicas de estudio	17
1.4.1 Técnica de flujo anular (CAF).....	18
1.4.2 Parámetros adimensionales.....	21
1.4.3 Levitación.....	23
1.5 Revisión del estado del arte	23
2 METODOLOGÍA	27
2.1 Ecuaciones Fundamentales	28
2.1.1 Volumen de fluido (VOF).....	28
2.1.2 Modelos de turbulencia	30
2.1.3 Dominio computacional	31
2.1.4 Desarrollo y generación de la malla.....	32
2.1.5 Estudio de independencia y calidad de malla.....	32
2.1.6 Condiciones de borde.....	33
2.1.7 Configuración del caso de estudio	34
2.1.8 Verificación de resultados de la simulación	36
3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	37
3.1 Malla	37
3.1.1 Calidad de malla	37
3.1.2 Independencia de malla	40
3.2 Análisis del y^+	41
3.3 Validación cualitativa de los resultados	42
3.4 Resultados Simulación en Estado Transitorio	43
3.4.1 Modelo de turbulencia K-Épsilon	43
3.4.2 Modelo de turbulencia K-Omega SST	48

3.4.3	Comparación entre los Modelos de Turbulencia	53
4	CONCLUSIONES	54
	Referencias Bibliográficas	55
	Anexos	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Total de recursos petroleros en el mundo.	13
Figura 1.2. Patrones de flujo en tuberías horizontales.	15
Figura 1.3. Descripción flujo anular.	16
Figura 1.4. Métodos de mejoramiento para el transporte de crudo pesado y bitumen en tuberías.	18
Figura 1.5. Configuración de la técnica de flujo anular.	19
Figura 1.6. Esquema de la tecnica del flujo anular.	19
Figura 1.7. Esquema flujo anular perfecto.	21
Figura 2.1. Metodología.	27
Figura 2.2 Dimensiones principales de la tubería.	31
Figura 2.3 Esquema de la sección en estudio.	32
Figura 2.4 Malla preliminar de la geometría.	32
Figura 3.1 Independencia de malla – Velocidades.	40
Figura 3.2. Independencia de malla – Presiones.	41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Datos independencia de malla	33
Tabla 2.2 Condiciones de Borde	33
Tabla 2.3 Configuración FLUENT.....	35
Tabla 3.1 Calidad de la malla gruesa	37
Tabla 3.2 Calidad de la malla media	38
Tabla 3.3 Calidad de la malla gruesa	39
Tabla 3.4. Validación Cualitativa	42
Tabla 3.5. Contornos de Fracción de Volumen – Agua	44
Tabla 3.6. Contornos de Velocidades	45
Tabla 3.7. Contornos de presiones.....	47
Tabla 3.8. Contornos de fracción de volumen – K-Omega SST.....	48
Tabla 3.9. Contornos de Velocidades - K -Omega SST	50
Tabla 3.10. Contornos de presiones - K-Omega SST	51
Tabla 3.11. Comparación de resultados.....	53

RESUMEN

El presente trabajo se enfoca en el modelamiento CFD para flujo anular bifásico en tuberías horizontales. Para ello, se tomó como base el estudio Oil-Water Two-Phase Flow Characteristics in Horizontal Pipeline – A Comprehensive CFD Study para el desarrollo de este fenómeno mismo que se consideraron diferentes aspectos de estabilidad hidrodinámica como velocidades, gradientes de presión, interface petróleo-agua, ángulo de contacto entre las principales. El estudio de este tipo de flujo se realizó mediante análisis numérico empleando Ansys con el modelo volumen de fluido (VOF); el fenómeno representado fue a escala real y en 2D.

La simulación permitió reproducir el flujo anular bifásico con un ángulo de contacto de $8,5^\circ$ pese a que estudios previos recomiendan un ángulo de 75° o 105° .

Los resultados obtenidos de la simulación fueron verificados mediante estudios de la misma línea trabajo de manera cualitativa y muestran la formación del flujo anular a lo largo de tubería.

Palabras clave: Tubería horizontal, Flujo anular, Análisis numérico, Condiciones de flujo, CFD.

ABSTRACT

The present work focuses on CFD modeling for two-phase annular flow in horizontal pipes. To this end, the study Oil-Water Two-Phase Flow Characteristics in Horizontal Pipeline – A Comprehensive CFD Study was based on the study for

The development of this phenomenon itself that different aspects of hydrodynamic stability such as speeds, pressure gradients, oil-water interface, contact angle were considered as main variables.

The study of this type of flow was carried out by numerical analysis using Ansys with the fluid volume (VOF) model; the phenomenon represented was full-scale and in 2D.

The simulation allowed to reproduce the biphasic annular flow with a contact angle of 8.5° despite previous studies recommending an angle of 75° or 105° .

The results obtained from the simulation were verified by studies of the same line of work in a qualitative manner and show the formation of the annular flow along the pipe.

Keywords: Horizontal pipe, Annular Flow, numerical analysis, Flow conditions, CFD.

ANÁLISIS NUMÉRICO DEL FLUJO ANULAR BIFÁSICO PETRÓLEO-AGUA EN TUBERÍAS HORIZONTALES

INTRODUCCIÓN

El flujo anular petróleo-agua es una de las configuraciones de mayor interés para el levantamiento y transporte de crudo de alta y baja viscosidad, además es un método eficaz para el transporte de crudo pesado en sistemas de tuberías [1]. La problemática para este tipo de flujo abarca complicaciones de la mecánica de fluidos como desconocimiento de mecanismos que involucran su desarrollo, problemas de transitorio (comportamiento del fenómeno en un período de tiempo), transición, etc., los cuales pueden influir directamente en el fallo de una operación y como resultado causar daños económicos y/o ambientales [1]

Las dos fases de interés petróleo-agua tienen viscosidades muy diferentes en una tubería horizontal, a este tipo de configuración también se le conoce como flujo anular bifásico o flujo anular central, el mismo proporciona un medio atractivo para el transporte de crudo pesado debido a que el crudo tiende a ocupar el centro del tubo rodeado de un anillo delgado, agua [1]

El flujo bifásico anular es una técnica para formar una película de agua que rodea al crudo en la tubería, la presencia de la película de agua evita el contacto del petróleo con las paredes de la tubería de esta manera se reduce la caída de presión por fricción [1][2]. La dinámica de flujo de mezcla (petróleo-agua) es importante en aplicaciones como diseño de tuberías lubricadas por agua, sarta de producción en pozo de petróleo y métodos de levantamiento artificial [3]

Por lo expuesto, el presente trabajo de titulación tiene por finalidad implementar el análisis numérico para flujo anular bifásico para modelar las condiciones bajo las cuales este tipo de patrón se desarrolla en tuberías horizontales y entender el comportamiento del mismo mediante la variación y/o influencia de parámetros predominantes en este tipo de flujo. Así también esta simulación permitirá reproducir numéricamente el fenómeno a escala real considerando las dimensiones de la tubería.

Pregunta de Investigación

¿Es posible modelar el flujo bifásico anular en tuberías horizontales mediante la variación de los parámetros predominantes para este patrón de flujo?

Objetivo general

Realizar una simulación numérica del flujo bifásico anular petróleo-agua en tuberías horizontales.

Objetivos específicos

- Realizar la revisión del estado del arte de casos de análisis numérico para flujo anular bifásico.
- Definir y analizar las variables que involucran el comportamiento del patrón de flujo bifásico anular.
- Establecer una metodología adecuada para la simulación numérica del flujo anular.
- Realizar el análisis numérico para estudiar el comportamiento del flujo bifásico anular en tuberías horizontales.
- Analizar y validar los resultados obtenidos con estudios previos.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Definiciones Fundamentales

En esta sección se explican los diferentes conceptos que se refieren al estudio de flujo anular bifásico en tuberías horizontales, condiciones y parámetros predominantes para este tipo de flujo.

1.1.1 Crudo pesado (Heavy Oil)

El crudo pesado se define como un tipo de hidrocarburo menor a 20 ° API y mayor a 200 cp de viscosidad a condiciones de reservorio [4]. Es generalmente un recurso no convencional que no fluye fácilmente debido a que sus propiedades (viscosidad y densidad) son altas en comparación con los hidrocarburos convencionales. Esto es causado por la baja proporción de hidrogeno – carbono y la presencia de otros minerales (asfaltenos, resinas, vanadio, níquel) que aumentan su densidad [5].

Este tipo de hidrocarburo comprende el 15% de los recursos petroleros descubiertos en el mundo y solo una pequeña cantidad de ellos han sido producidos. El petróleo extrapesado y arenas petrolíferas y bitumen representan el 25% y 30%, respectivamente [5]. El 30% restante pertenece al petróleo convencional, como se indica en la Figura 1.1. En conjunto el petróleo pesado, extrapesado y arena petrolífera y bitumen figuran alrededor del 70 % de los recursos petroleros totales [5].

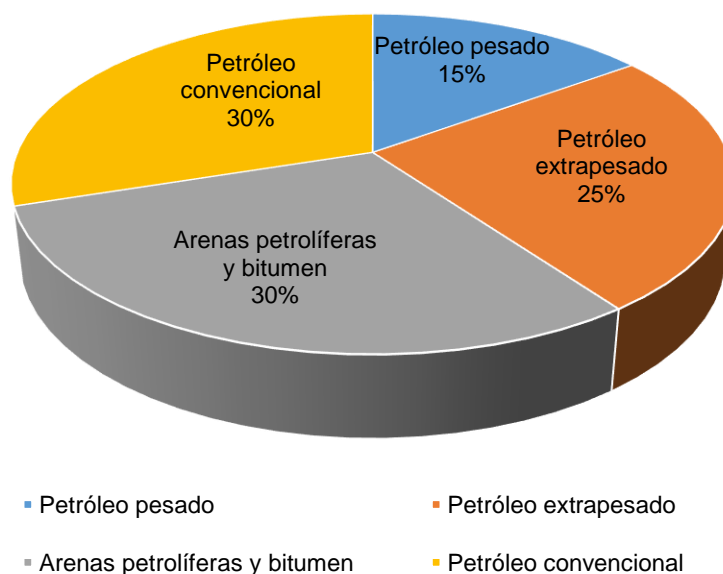


Figura 1.1. Total de recursos petroleros en el mundo.

(Fuente: [5])

1.2 Flujo multifásico

Es el flujo simultáneo de materiales (sólidos, líquidos y/o gaseosos) que pueden o no estar químicamente relacionados, es bastante común en aplicaciones industriales como sistemas de energía, sistemas de transferencia de calor, sistemas de transporte de fluidos y sistemas de control ambiental. Uno de los tipos de flujo multifásico más comunes es el flujo bifásico (líquido-líquido), (gas-líquido) y (líquido-sólido) [6].

El flujo de líquidos inmiscibles se encuentra en una amplia gama de procesos y equipos. Un caso particular es en la Industria del Petróleo donde la mezcla de agua-petróleo se transporta en tuberías y recorren largas distancias [7]. La presencia de agua es un aspecto importante que debe considerarse adecuadamente al diseñar y predecir el comportamiento de flujo tanto en pozos como en tuberías [8].

1.2.1 Tipos de flujo

Los tipos de flujo o también denominados patrones de flujo son las diferentes distribuciones que presentan los fluidos en tuberías. Esta sección abordará el estudio del flujo bifásico (agua-petróleo), el cual es un fenómeno complicado de comprender debido a que su desarrollo está ligado a las condiciones de operación (temperatura y presión), propiedades físicas de los fluidos, geometría, material e inclinación de la tubería, tasas de flujo y relación de volúmenes de estas fases [9].

La mayoría de estudios tanto experimentales como teóricos para el flujo bifásico en tuberías como: Trallero (1995), Trallero y Brill (1996), Xu (2007), Brauner, Ibarra et al (2015), Jing Shi y Hoi Yeng (2017), Thomas (2020) y etc., reportan desde tres hasta catorce patrones de flujo encontrados, su influencia en la detección de los mismos difiere en el uso de nueva tecnología y los aspectos que se mencionaron en el párrafo anterior.

Por lo tanto, en base al estudio bibliográfico efectuado se puede resumir de manera general la clasificación de los patrones de flujo en cuatro grupos: estratificado, disperso, intermitente, anular y la combinación de ellos. La figura 1.2 presenta los regímenes de flujo para el sistema agua-petróleo en tuberías horizontales.

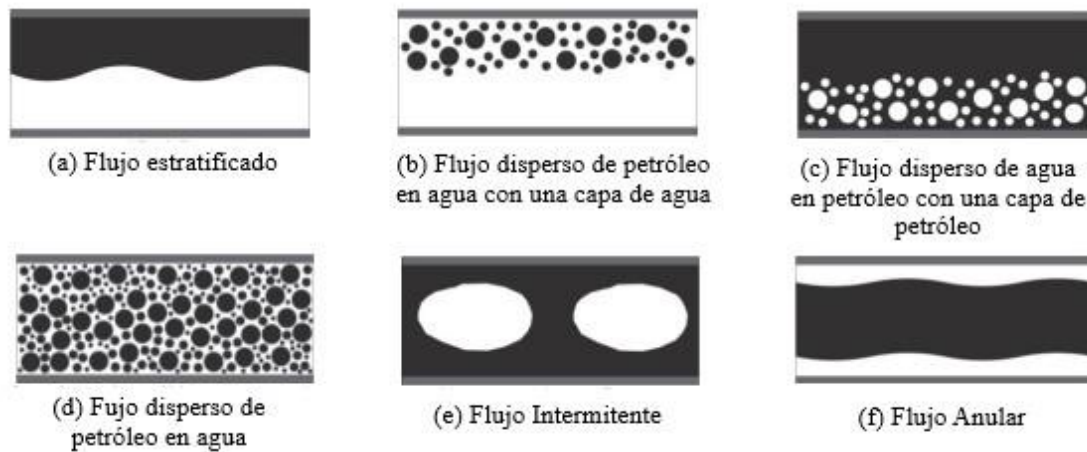


Figura 1.2. Patrones de flujo en tuberías horizontales.

(Fuente: [10])

A continuación, se describe a cada patrón de flujo [10]:

- Flujo estratificado

Los líquidos están separados por una capa en la que el fluido más pesado se encuentra en el fondo.

- Flujo Disperso

Uno de los dos líquidos presentes forma una fase continua mientras el otro líquido está disperso como gotas, presenta dos subdivisiones:

Flujo disperso de agua en petróleo: Gotas de agua se encuentran dispersas en el petróleo.

Flujo disperso de agua en petróleo con una capa de petróleo: Gotas de agua se encuentran en el fondo de la tubería con una capa de petróleo por encima.

Flujo disperso de petróleo en agua: Gotas de petróleo heterogéneas u homogéneas se encuentran dispersas en el agua

Flujo disperso de petróleo en agua con una capa de agua: Gotas de petróleo en la parte superior de la tubería con una capa de agua por debajo.

- Flujo intermitente

Régimen de flujo que se caracteriza por baches o acumulaciones de una de las dos fases (comúnmente en tuberías inclinadas).

1.2.2 Flujo anular (agua-petróleo)

El patrón de flujo de interés para el desarrollo de esta investigación es el flujo anular, el cual se denomina de esta manera debido a que el petróleo fluye por el centro de la tubería y el agua forma una película alrededor de este formando un anular o anillo [11]. La figura 1.3 muestra una descripción esquemática para el flujo anular en una tubería horizontal.

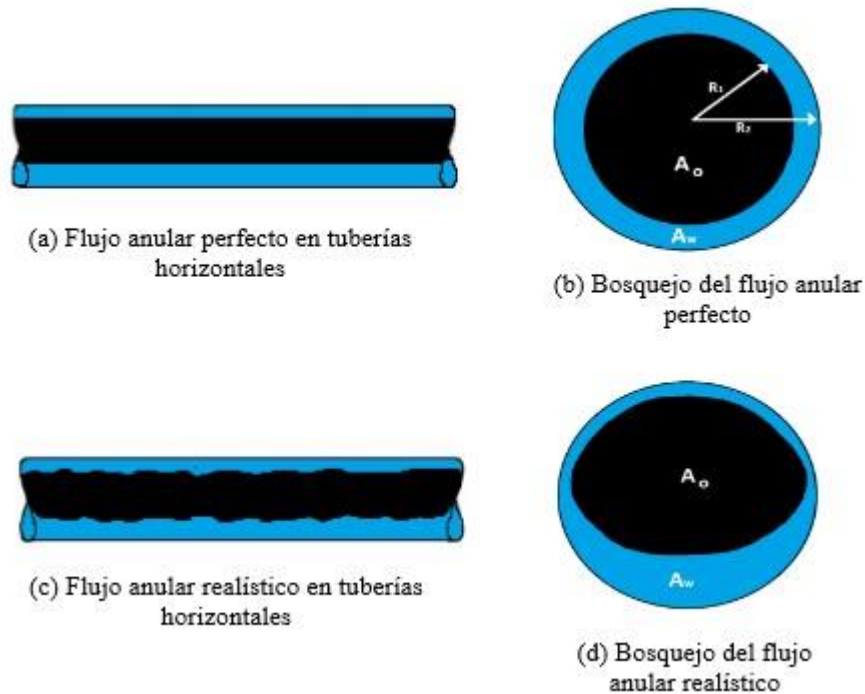


Figura 1.3. Descripción flujo anular.

(Fuente: [9])

Es importante mencionar que la diferencia de densidad de cada uno de los líquidos del sistema hace que el núcleo (petróleo) pueda estabilizarse en una posición descentrada es decir que el flujo de petróleo sea excéntrico, a esto se denomina flujo anular realístico (FAR) (Figura 3b) [11]. El Flujo anular perfecto (FAP) comprende la estabilización del flujo de petróleo en una posición concéntrica con una interfaz suave, es decir poca o casi nula predominancia de ondas a diferencia del flujo anular realístico (Figura 3d) [9].

La ocurrencia y estabilización de este fenómeno se da por la influencia de la viscosidad conjuntamente con otros parámetros. Así mismo la caracterización de este tipo de sistemas líquido-líquido en tuberías horizontales efectuado por Jing y Joi comprende este aspecto en conjunto con la física subyacente que gobierna la formación de diferentes regímenes de flujo.

1.3 Propiedades físicas

Las propiedades físicas que juegan un rol importante para el flujo bifásico son viscosidad, densidad y tensión superficial. La densidad y viscosidad en aplicaciones de campo dependen en gran medida de la temperatura y en un menor grado de la presión. Por ello la influencia y/o efecto de la viscosidad asociada al tipo de crudo es fundamental para el análisis del flujo anular en tuberías horizontales y toda la hidrodinámica del caso [7]. Además, la densidad del petróleo es un poco menor que la densidad del agua, es decir la relación de densidad es relativamente pequeña en comparación con la relación de viscosidad lo que resulta un enfoque más profundo en esta propiedad termodinámica [9].

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso, estimar el rendimiento y costos de refinación, la característica del fluido que tienen la mayor influencia en la producción y la recuperación es la viscosidad.

Por otro lado, la tensión superficial es el resultado de una atracción de fuerzas moleculares entre los líquidos inmiscibles lo que crea una fuerza superficial que podría verse como una piel elástica en otras palabras esta interface liquido-liquido se denomina tensión interfacial y [9].

1.4 Técnicas de estudio

El agotamiento de reservas de petróleo convencional y la predominancia de reservas de crudo pesado en el mundo hace que la atención de la Industria se desplace a los crudos pesados [5]. Los hidrocarburos viscosos y pesados son los recursos no renovables más difíciles y caros de producir, transportar y refinar lo que crea nuevos desafíos en cada una de sus etapas [5] [12]. El principal problema para el transporte de crudo de alta viscosidad en tuberías es requerir de alta presión y potencia para su flujo lo que provoca sobrecarga y daño del equipo [13]. Por tal motivo para facilitar el flujo de este tipo de crudo existen diversas técnicas que ayudan a reducir la viscosidad, así como el arrastre/fricción y por último mejorar parcialmente la viscosidad del crudo [14]. El objetivo primordial es asegurar que el fluido llegue a su destino en las mejores condiciones [14].

A continuación, se resume los métodos de mejoramiento de flujo para crudo pesado-bitumen:

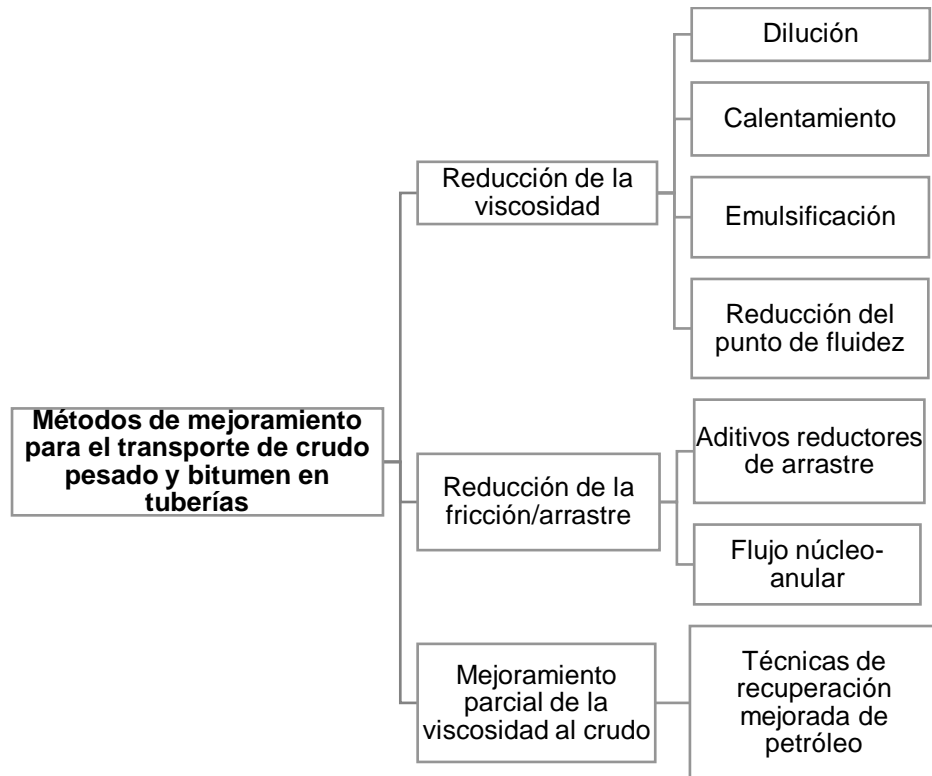


Figura 1.4. Métodos de mejoramiento para el transporte de crudo pesado y bitumen en tuberías.

(Fuente: [15])

Para fines de esta investigación se considera la técnica llamada flujo núcleo anular o flujo anular.

1.4.1 Técnica de flujo anular (CAF)

Es una técnica eficiente para el transporte de crudo pesado en la cual se rodea al flujo de petróleo bombeado con una película o capa de fluido inmisible cerca de la pared de la tubería como fase anular [16], tal como se presenta en la Figuras 1.5 y 1.6. Este fluido debe ser de baja viscosidad que generalmente es agua, el objetivo de inyectar este solvente o lubricante es reducir la caída de presión en el transporte de crudo pesado [15].

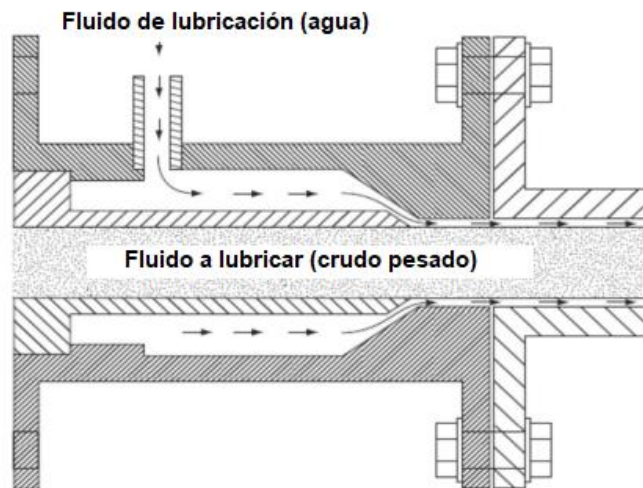


Figura 1.5. Configuración de la técnica de flujo anular.

(Fuente: [15])

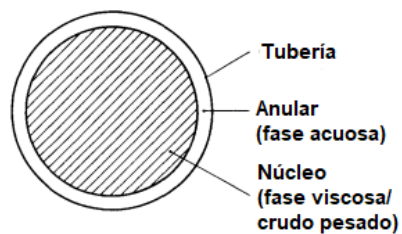


Figura 1.6. Esquema de la técnica del flujo anular.

(Fuente: [16])

Una cuestión importante de esta técnica desde el punto de vista práctico, radica en cómo se garantiza que el sistema petróleo-agua operara en el patrón de interés (flujo anular), Brauner en su estudio, menciona que en situaciones prácticas este flujo se desarrolla mediante el uso de boquillas de entrada (nozzles) con la combinación de agentes fisicoquímicos para facilitar la humectación de la pared de la tubería por agua y mejorar la estabilidad de la interfase petróleo-agua. Como regla general se puede indicar que esta técnica es atractiva para crudos pesados con viscosidad superior a 500 cp y densidad superior a 900 kg/m³ [7].

Las fases de interés para este flujo son agua y petróleo, por lo que es importante describir los términos asociados [17]:

- Caudales volumétricos:

$$Q_o = U_o A_o \quad [m^3/s] \quad (1.1)$$

$$Q_w = U_w A_w \quad [m^3/s] \quad (1.2)$$

Donde U_o y U_w son las velocidades de cada fase.

- Velocidades superficiales:

$$u_{so} = \frac{Q_o}{A} = \frac{U_o A_o}{A} \quad [m/s] \quad (1.3)$$

$$u_{sw} = \frac{Q_w}{A} = \frac{U_w A_w}{A} \quad [m/s] \quad (1.4)$$

Donde $A_o = \pi R_o^2$ y $A_w = \pi R_w^2$ son las áreas efectivas, es decir la superficie que moja el petróleo y agua. R_o y R_w es el radio de petróleo y agua respectivamente.

- Colgamiento de cada fase:

$$H_o = \frac{A_o}{A} \quad (1.5)$$

$$H_w = \frac{A_w}{A} \quad (1.6)$$

$$H_o + H_w = 1 \quad (1.7)$$

- Corte de agua:

$$e_w = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \quad (1.8)$$

- Relación de colgamiento de cada fase:

$$h = \frac{Q_o/Q_w}{V_o/V_w} = \frac{\bar{U}_o}{\bar{U}_w} \quad (1.9)$$

La relación de colgamiento es un término importante en el flujo anular debido que establece la relación entre los caudales volumétricos y las fracciones en sitio de volúmenes de cada fase [17]. Su significado establece que una relación de colgamiento menor a la unidad la fase de petróleo se acumula y cuando es mayor que la unidad la fase de agua se acumula [17]. Para comprender este término se utiliza el caso de flujo anular perfecto, donde el núcleo se localiza de manera concéntrica, las dimensiones se señalan en la figura 1.7, solo un pequeño aporte de agua para que la capa de agua sea delgada y una velocidad uniforme

para el petróleo, es decir para efectos del caso asumimos que la velocidad de petróleo es dos veces la del agua [9], se obtiene la siguiente relación a partir de la Ecuación 1.10:

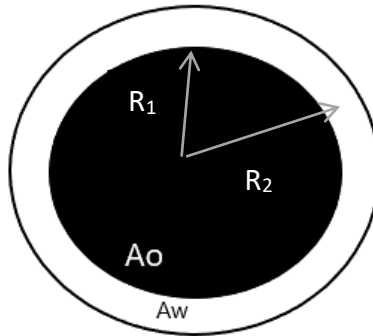


Figura 1.7. Esquema flujo anular perfecto.

(Fuente: [9])

$$\bar{U}_w = \frac{1}{2} \bar{U}_o \quad (1.10)$$

La relación de colgamiento es igual dos ($h = 2$), lo que significa que el agua se acumula cerca de la tubería por ende la capa es delgada. Adicionalmente se presenta los términos explicados solamente para el flujo anular perfecto [9]:

- Volúmenes

$$V_o = \pi R_1^2 L \quad (1.11)$$

$$V_w = \pi (R_2^2 - R_1^2) L \quad (1.12)$$

Donde L representa la longitud de la tubería

- Relación de colgamiento

$$h = \frac{Q_o/Q_w}{V_o/V_w} = \frac{Q_o}{Q_w} \frac{\pi (R_2^2 - R_1^2) L}{\pi R_1^2 L} = \frac{Q_o}{Q_w} \left(\frac{R_2^2}{R_1^2} - 1 \right) \quad (1.13)$$

1.4.2 Parámetros adimensionales

El análisis dimensional es un método que permite reducir el número y la complejidad de las variables experimentales asociadas con un determinado fenómeno físico. Si el fenómeno depende de n variables, el método reduce el problema a k variables adimensionales, donde n-k depende de la complejidad del problema. La no dimensionalización de parámetros es una técnica conocida en dinámica de fluidos porque facilita la comprensión de la física asociada a los diferentes términos que involucran el fenómeno físico. En flujo multifásico cinco fuerzas juegan un rol importante en el análisis dimensional [9] [18]:

$$\text{Fuerza inercial:} \quad \sim \rho U^2 L^2 \quad (1.14)$$

$$\text{Fuerza viscosa:} \quad \sim \mu UL \quad (1.15)$$

$$\text{Tensión Superficial:} \quad \sim \sigma L \quad (1.16)$$

$$\text{Fuerza Gravitacional:} \quad \sim \rho g L^3 \quad (1.17)$$

$$\text{Fuerza de presión:} \quad \sim \Delta p L^2 \quad (1.18)$$

Con las fuerzas mencionadas se pueden crear los siguientes números adimensionales, que generalmente se expresan para una sola fase:

Número de Reynolds:

$$Re = \frac{\text{Fuerza inercial}}{\text{Fuerza viscosa}} = \frac{\rho U^2 L^2}{\mu UL} = \frac{\rho UL}{\mu} \quad (1.19)$$

Número de Froude:

$$Fr = \sqrt{\frac{\text{Fuerza inercial}}{\text{Fuerza viscosa}}} = \sqrt{\frac{\rho U^2 L^2}{\rho g L^3}} = \sqrt{\frac{U^2}{gL}} \quad (1.20)$$

A continuación, se expresa el número de Reynolds para la fase de petróleo y agua, en términos de velocidades superficiales:

$$Re_{sw} = \frac{\rho_w U_{sw} D}{\mu_w} \quad (1.21)$$

$$Re_{so} = \frac{\rho_o U_{so} D}{\mu_o} \quad (1.22)$$

El número de Froude es importante para el flujo anular debido a la fuerza de flotabilidad que ejerce sobre el núcleo. La diferencia de densidad se tiene en cuenta dando:

$$Fr = \sqrt{\frac{\rho_o U^2}{\Delta \rho g L}} \quad (1.23)$$

La independencia de unidades en la utilización de parámetros adimensionales resulta factible para diferentes sistemas. Para el flujo anular también se definen los siguientes:

$$\text{Relación de viscosidad:} \quad m = \frac{\mu_w}{\mu_o} \quad (1.24)$$

$$\text{Relación de densidad:} \quad \xi = \frac{\rho_w}{\rho_o} \quad (1.25)$$

Relación de radio:
$$a = \frac{R_2}{R_1} \quad (1.26)$$

Tensión superficial:
$$J = \frac{\sigma R_1 \rho_o}{\mu_o^2} \quad (1.27)$$

1.4.3 Levitación

La fuerza de flotación presente en el flujo anular y ejercida en el núcleo se debe a la diferencia de densidad entre el petróleo y el agua, la misma ocasiona que el núcleo se encuentre en una posición excéntrica. Para evitar que el petróleo toque las paredes de la tubería debe existir otra fuerza que contrarreste la flotabilidad y permita que el flujo anular se desarrolle de acuerdo a lo dispuesto en la teoría, a esta fuerza se denomina levitación [9]. En el caso de líquidos muy viscosos, las ondas son básicamente estacionarias que se convectan con el núcleo a medida que fluye.

1.5 Revisión del estado del arte

En esta sección se hablará de diferentes investigaciones literarias y experimentales relacionadas al tema central del presente estudio.

Joseph et al 1997, realizaron una investigación literaria que abarca varios aspectos sobre el flujo núcleo-anular; describieron a este tipo de flujo como una técnica de transporte de crudo pesado, problemas planteados por la ciencia y tecnología y la experiencia industrial. Así mismo, consideraron conceptos que se relacionan para la comprensión de este régimen de flujo como: contaminación y reinicio, tipos de flujo, gradiente de presión y flujo másico, ecuaciones de movimiento y parámetros adimensionales, estabilidad y levitación [17].

Jing Shi y Hoi Yeung, efectuaron un estudio que caracteriza a los diferentes flujos líquido-líquidos que existen en tuberías horizontales, por lo cual realizaron una revisión literaria sobre los patrones de flujo presentes y también una investigación sobre los mecanismos detrás de los patrones de flujo líquido-líquido. Los resultados presentaron una diversidad de regímenes de flujo en comparación con los regímenes de flujo básicos que se despliegan en la literatura. Un aspecto importante de este estudio fue proponer la relación entre la fuerza gravitacional y la fuerza viscosa para caracterizar los flujos líquido-líquido en tuberías horizontales [19].

Trallero et al, estudiaron experimentalmente y teóricamente los patrones de flujo agua-petróleo en tuberías horizontales, la sección de prueba fue una tubería transparente de

5.013 cm de diámetro interno y 15.54 m longitud con inclinación. Los resultados mostraron una nueva clasificación para los patrones de flujo, se identificaron a seis patrones de flujo de los cuales fueron clasificados en dos categorías: flujo segregado y flujo disperso [20].

Anand et al, realizaron un estudio CFD que involucra un análisis detallado de las características de flujo de dos fluidos inmiscibles (agua y petróleo) a través de una tubería horizontal en dos dimensiones, el método utilizado fue el modelo de volumen de fluido asumiendo estado transitorio, flujo co-axial y propiedades isotérmicas. Además, incluye el análisis de independencia de malla con 47037 elementos con una malla cuadrilateral. Los resultados de la simulación muestran los patrones de flujo bache, estratificado ondulado, estratificado mixto y anular. Asimismo, presenta la hidrodinámica para el flujo anular y flujo estratificado ondulado que comprende el perfil de velocidad, área de presión promedio a través de una sección transversal y perfil de fracción de volumen a lo largo del radio. Para el flujo anular, la presión de la mezcla disminuye con el incremento en la velocidad del petróleo y la fracción de volumen se presenta en el centro del núcleo acorde a las configuraciones de flujo anular real [21].

Tripathi et al investigaron el Flujo Anular en una tubería horizontal mediante técnicas de análisis numérico considerando dos tipos de fluidos, un fluido no newtoniano para el núcleo y otro newtoniano para el anular, este último generalmente es el agua. En cuanto al fluido no newtoniano es un fluido de alta viscosidad más conocido como espesante de cizallamiento (shear -thickening), para la simulación de este patrón de flujo se implementó el modelo multifásico volumen de fluido (VOF) que se utiliza para simular fluidos inmiscibles. Los resultados de este estudio se enfocaron en el análisis de datos como la caída de presión a lo largo de la tubería y la hidrodinámica para este tipo de flujo. Además, se encuentra que a menor valor de tensión interfacial la caída de presión se reduce a un valor cercano al del agua, con esto concluyeron que existe buen transporte de fluido altamente viscoso mediante el método de lubricación usado [22].

Archibong et al, desarrollaron un estudio experimental bifásico para agua-petróleo de alta viscosidad en una tubería horizontal y determinaron los diferentes patrones de flujo encontrados a varios rangos de velocidades superficiales tanto para agua como para petróleo. El flujo anular fue el patrón predominante a altas velocidades superficiales de petróleo; el flujo tipo bache de petróleo en agua y disperso en agua son los patrones de flujo dominantes a altas velocidades superficiales de agua. Asimismo, realizaron la simulación numérica con las condiciones de flujo experimentales mediante la utilización de un paquete comercial de Dinámica de Fluidos Computacionales, los resultados mostraron

que el gradiente de presión se reduce a un mínimo a medida que se incrementa la velocidad superficial del agua [23].

Jing Shi et al 2016, efectuaron una simulación de flujo horizontal agua-petróleo con densidad combinada y relación de viscosidad media, para ello adoptaron el modelo de flujo multifásico volumen de fluido en conjunto con el esquema de turbulencia SST k-w para simular el flujo de agua-petróleo. Los regímenes de flujo simulados fueron flujo anular, burbujas de petróleo en agua y flujo disperso. Las predicciones de flujo mostraron mejores resultados para el patrón de flujo anular y burbujas de petróleo en agua en base a una comparación con los resultados experimentales. Los resultados producto de la simulación reflejaron algunas características detalladas para el flujo anular con petróleo de viscosidad relativamente baja, esto significa que para este estudio la viscosidad del petróleo fue de un orden más alto que la viscosidad del agua, en comparación con otros estudios que utilizan la viscosidad del petróleo de dos a tres órdenes más alta que la viscosidad del agua [24].

Jing Shi et al 2020, desarrollaron un estudio CFD sobre el flujo horizontal agua-petróleo con una relación de viscosidad alta del orden de 103, para ello realizaron una metodología que consiste en utilizar una tubería de unión en forma de T en 3D con malla hexaédrica y un refinamiento progresivo cerca de la pared de la tubería, así mismo adoptaron el modelo de volumen de fluido conjuntamente con el esquema de turbulencia SST k-w y las configuraciones necesarias para los modelos CFD y solución numérica. El ángulo de contacto con la pared es un aspecto importante por el fenómeno de ensuciamiento de petróleo comúnmente visto en el transporte de crudo de alta viscosidad mediante la técnica de lubricación. Los resultados del gradiente de presión presentaron inconsistencias en un 70 % con los valores experimentales, por lo que la mala predicción se ve afectada por el oil fouling [25].

Crivelaro et al, investigaron la técnica de flujo anular en tuberías horizontales para el transporte de crudo pesado mediante simulación numérica, para ello consideraron una tubería de 15 metros de longitud y 0.0178 m de diámetro con malla no estructurada de 105700 elementos y flujo multifásico isotérmico (agua y petróleo) usaron el programa CFX 3D. Los resultados de caída de presión fueron comparados considerando la técnica de flujo anular con el flujo solamente de petróleo para lo cual notaron que este parámetro se redujo aproximadamente en un factor de 58 veces [26].

Andrade et al, en su estudio aplicación de CFD en el análisis de crudo pesado-agua de dos fases mediante la técnica de flujo núcleo anular, modelan y realizan la simulación de este tipo de flujo en una tubería horizontal y en una junta utilizando el software ANSYS CFX. Los resultados de caída de presión mostraron que la técnica implementada es eficiente para el flujo de crudo pesado en tubería horizontales mientras que en una junta en forma

de T sucede lo contrario es decir el valor de la caída de presión aumenta debido a que el crudo toca las paredes de tubería ocasionando un cambio del patrón de flujo de anular a estratificado [27].

Jiang et al, desarrollaron un estudio sobre las condiciones hidrodinámicas bajo el cual el flujo anular se vuelve inestable y las ondas de petróleo tocan la tubería basándose en las ecuaciones que describen la hidrodinámica como las ecuaciones promedio de Navier Stokes (RANS) con el software libre OpenFoam. La geometría utilizada para la simulación fue una tubería horizontal de 25.6 mm de longitud y con diámetros diferentes (10.5 y 21 mm) con una malla no estructurada de 230000 celdas, la malla fue más fina cerca de la pared de la tubería que en el centro con esto se logra capturar el proceso de acercamiento de la pared [28].

Ooms et al (2013), presentaron un estudio numérico del flujo núcleo-anular horizontal con una relación de viscosidad grande y una relación de densidad pequeña. El método de volumen de fluido (VOF) fue utilizado para calcular las velocidades y presiones de cada líquido. Realizaron dos tipos de cálculos, para el primero consideraron la interface sin ondas y estudiaron el desarrollo de las ondas durante el periodo ascendente del núcleo. Para el segundo caso, la onda está presente al inicio del cálculo [29].

Niazi investiga el flujo núcleo anular a través de una tubería horizontal de 1000 m de longitud y 100 mm de diámetro mediante simulación numérica, el modelo utilizado fue el volumen de fluido (VOF) para modelar el flujo agua-petróleo en la tubería. La malla manejada contenía 177450 elementos hexaédricos con un refinamiento fino cerca de la pared de la tubería. Con este estudio se verificó que la capa de crudo pesado rodeada por una película de agua fluyendo en la tubería disminuye considerablemente la caída de presión por lo tanto se reduce el consumo de energía por bombeo aproximadamente en 50% [2].

Konings en su tesis de maestría estudia el flujo núcleo-anular en una tubería horizontal mediante simulaciones numéricas, el modelo de volumen de fluido (VOF) fue implementado para resolver las ecuaciones promedio de Navier Stokes Reynolds (RANS) en OpenFoam [9].

Van Duin et al, investigaron el flujo anular agua-petróleo en una tubería horizontal con atención a la influencia de la viscosidad de petróleo en la caída de presión para lo cual configuraron un sistema de temperaturas de forma que la viscosidad del crudo varié en rangos de 3000 cSt a 20 °C y 400 cSt a 50 °C [30].

2 METODOLOGÍA

Este capítulo se centra en el análisis numérico de flujo anular en tuberías horizontales, mediante el uso de ANSYS como software de simulación. Se describen las ecuaciones de análisis numérico empleadas para modelar el flujo anular y se presenta un diagrama ilustrativo (Ver Figura 2.1) de los pasos metodológicos seguidos durante la investigación.

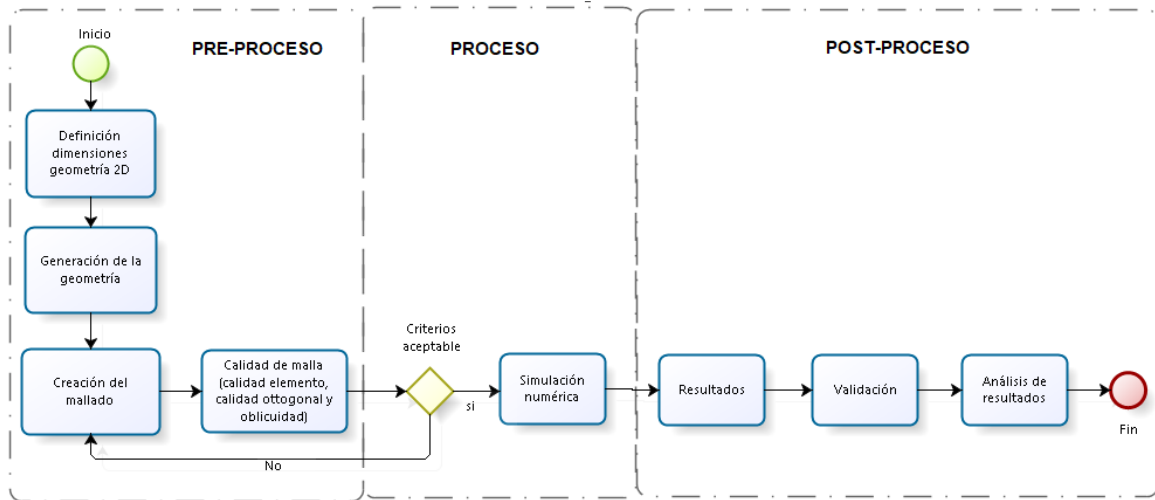


Figura 2.1. Metodología.

(Fuente: Propia)

En primer lugar, se realiza la geometría considerando las dimensiones necesarias para el análisis, al utilizar el software ANSYS, este punto se lo efectúa en la sección GEOMETRY, posteriormente se enlaza con el componente MESH para conseguir una malla para todo el dominio geométrico; al final de esta fase se comprueba la calidad de la malla. A continuación, se definen las condiciones de operación considerando los diferentes escenarios implementados en los trabajos previos del tema central. Después se procede a realizar todas las configuraciones para el modelo de flujo multifásico, modelo de turbulencia y condiciones de contorno en FLUENT, con esto se da paso a la simulación donde se realizan los cálculos computacionales. Finalmente, los resultados se alcanzan y se representan en CFD POST, mostrando perfiles de velocidad y presión, distribuciones de fase y otros gráficos para validar el trabajo y verificar su confiabilidad. En definitiva, en este trabajo se replicará el flujo anular de agua-petróleo para crear las condiciones para estudiar este fenómeno.

2.1 Ecuaciones Fundamentales

Las diferentes ecuaciones que se usaran para la dinámica de fluidos computacional se describen en esta sección. Los métodos utilizados para modelar el flujo multifásico en paquetes computacionales como ANSYS son el enfoque Euleriano-Euleriano y Euleriano-Lagrangiano [13]; En el enfoque Euleriano-Euleriano, las diferentes fases se modelan matemáticamente teniendo en cuenta las interacciones entre ellas. Dentro de este enfoque hay tres tipos de métodos disponibles: volumen de fluido (VOF), modelo mixto y modelo Euleriano. Para el propósito de este estudio, se selecciona el modelo de volumen de fluido (VOF) [6] [13].

2.1.1 Volumen de fluido (VOF)

El modelo de volumen de fluido puede modelar dos o más fluidos inmiscibles mediante la resolución de un conjunto de ecuaciones de momento y detectando la fracción de volumen de cada fluido en todo el dominio. Las ecuaciones empleadas para flujo isotérmico e incomprensible son la conservación de la masa (ecuación de continuidad) y la ecuación de Navier-Stokes (ecuación del momento) (3).

- Ecuación de continuidad:

$$\frac{\partial(\rho)}{\partial t} + \Delta \cdot (\rho u) = 0 \quad (2.1)$$

Donde ρ , u , t y n son la densidad, velocidad, tiempo y el tipo de fluido, respectivamente.

- Ecuación del momento:

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u \cdot u) = \Delta p + \nabla \cdot [\mu(\nabla u + \nabla u^T)] + \rho g + F \quad (2.2)$$

Donde ρ , u , t , p , μ , g y F son la densidad, velocidad, tiempo, presión en el campo de flujo, viscosidad y aceleración debido a la gravedad y fuerza del cuerpo, respectivamente.

La formulación VOF se utiliza en aplicaciones que involucran la ruptura de chorros, el movimiento de líquidos después de la rotura de una presa y el seguimiento de interfaces líquido-gas, entre otros. Esta formulación se basa en el hecho de que dos o más fluidos (o fases) no están completamente mezclados y la suma de las fracciones de volumen de todas las fases es igual a uno [3].

El seguimiento interfacial de la fase primaria (agua) y fase secundaria (petróleo) está acompañado por la búsqueda de la solución de la ecuación de la conservación para la fase secundaria. Si la fracción de volumen de la fase secundaria es denotada por α_o , la ecuación de la conservación está dada por:

$$\frac{\partial(\rho\alpha_o)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_o\alpha_o u) = 0 \quad (2.3)$$

La fracción de volumen de una fase específica tiene un valor de 1 cuando la celda computacional (volumen de control) está completamente llena con dicha fase, un valor de 0 cuando la celda está completamente llena con otra fase y un valor entre 0 y 1 si una interfaz entre las fases está presente en la celda de control. La fracción de volumen de la fase primaria se puede calcular a partir de la relación mencionada:

$$\alpha_o + \alpha_w = 1 \quad (2.4)$$

Las propiedades del fluido en cada celda computacional son determinadas a partir de la fracción de volumen de las diferentes fases en la celda de dominio. Para flujo bifásico petróleo-agua, sus propiedades físicas en una celda computacional pueden ser definidas como:

$$\rho = \alpha_o\rho_o + \alpha_w\rho_w \quad (2.5)$$

$$\mu = \alpha_o\mu_o + \alpha_w\mu_w \quad (2.6)$$

Para este estudio se utilizó el modelo de fuerza de superficie continua (CSF) propuesto por Brackbill et al, el cual está basado en la tensión superficial σ y la curvatura de la interfaz k .

$$F = \sigma k \frac{\rho \nabla \alpha_o}{\frac{1}{2}(\rho_w + \rho_o)} \quad (2.7)$$

La curvatura, k , se define en la unidad normal \hat{n} , términos de divergencia:

$$k = \nabla \cdot \hat{n} \quad (2.8)$$

$$\hat{n} = \frac{\mathbf{n}}{|\mathbf{n}|} \quad (2.9)$$

Donde n es la superficie normal, definida como el gradiente de la fracción de volumen de la fase de petróleo, α_o .

$$n = \nabla\alpha_o \quad (2.10)$$

Para las celdas en contacto con límites rígidos, la adherencia de la pared en las interfaces de fluidos se explica por la siguiente ecuación:

$$\hat{n} = \hat{n}_{wl}\cos\theta_{wl} + \hat{t}_{wl}\sen\theta_{wl} \quad (2.11)$$

Donde \hat{n}_{wl} y \hat{t}_{wl} son los vectores unitarios y tangencial de la pared, respectivamente. El ángulo de contacto, θ_{wl} , es en ángulo entre la pared y la tangente a la interfaz en la pared.

2.1.2 Modelos de turbulencia

En las simulaciones numéricas de flujo multifásico, es importante considerar los modelos de turbulencia si una o más fases se encuentran en régimen turbulento, lo cual se puede evaluar a través del número de Reynolds. La selección del modelo de turbulencia dependerá de factores como la física del flujo, prácticas determinadas para un problema específico, el nivel de precisión requerido, los recursos computacionales disponibles y el tiempo de simulación disponible.

El esquema SST $k - \omega$ de transporte de esfuerzo cortante (SST) es importante para el modelamiento de flujo bifásico por lo que este modelo fue seleccionado para desarrollar este trabajo. Este modelo de turbulencia utiliza el modelo $k - \omega$ original de Wilcox (1998) en la región interior de la capa límite y cambia al modelo $k - \varepsilon$ estándar en la región exterior de la capa límite y en flujos de corte libre. Una ventaja de este modelo respecto al modelo de turbulencia $k - \varepsilon$ es su rendimiento para capas límites bajo gradientes de presión adversos.

Las ecuaciones de transporte son para la energía cinética turbulenta y una cantidad conocida como omega ω , que se define como tasa de disipación específica, es decir, la tasa de disipación por unidad de energía cinética turbulenta. El modelo está dado por las siguientes ecuaciones:

Energía Cinética Turbulenta:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \nabla \cdot (\rho k u_i) = \nabla \cdot \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla \cdot k \right) + G_k - Y_k \quad (2.7)$$

Tasa de disipación específica:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \omega) + \nabla \cdot (\rho \omega u_i) = \nabla \cdot \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\omega} \right) \nabla \cdot \omega \right) + G_\omega - Y_\omega + D_\omega \quad (2.8)$$

Donde G_k simboliza la generación de energía de cinética turbulenta debido a gradientes de velocidad media, G_ω representa la generación de omega. γ_k y γ_ω definen la difusividad efectiva de k y ω , respectivamente. Y_k y Y_ω representan a la disipación turbulenta de k y ω . D_ω simboliza el término de difusión cruzada. μ_t representa la viscosidad turbulenta;

$$\mu_t = \frac{\rho k}{\omega}.$$

2.1.3 Dominio computacional

La geometría empleada para llevar a cabo el fenómeno de flujo anular se muestra en la Figura 2.2 y corresponde al trazado de una tubería de petróleo con dos ingresos para el fluido lubricante (agua) dispuestos simétricamente en forma de "T". Como se puede apreciar en esta figura, el dominio computacional ha sido generado únicamente en dos dimensiones con el propósito de simplificar el análisis del fenómeno en estudio. Es importante mencionar todas las dimensiones mostradas se encuentran en milímetros (mm), considerando una longitud total de la tubería de 7239 [mm], una entrada de petróleo de 20 [mm], dos entradas para el agua de 10 [mm] y un diámetro para la tubería principal correspondiente a 26 [mm]. En base a estas dimensiones el bosquejo de la geometría fue desarrollado usando el software ANSYS con ayuda del módulo Design Modeler. La geometría del sistema consiste de cinco secciones: entrada de agua, entrada de petróleo, salida de la tubería y sección de prueba, la Figura 2.3 presenta el esquema de la sección en interés.

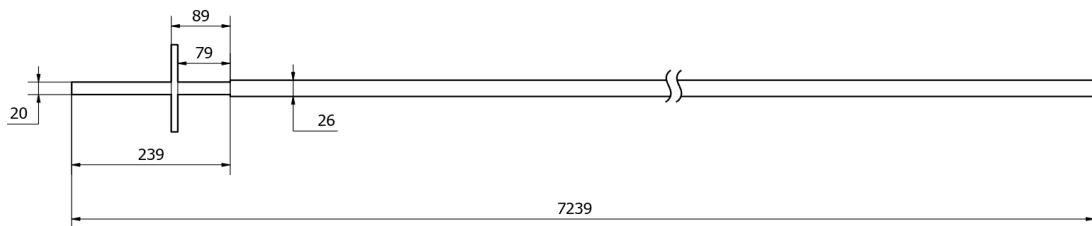


Figura 2.2 Dimensiones principales de la tubería.

(Fuente: Propia)

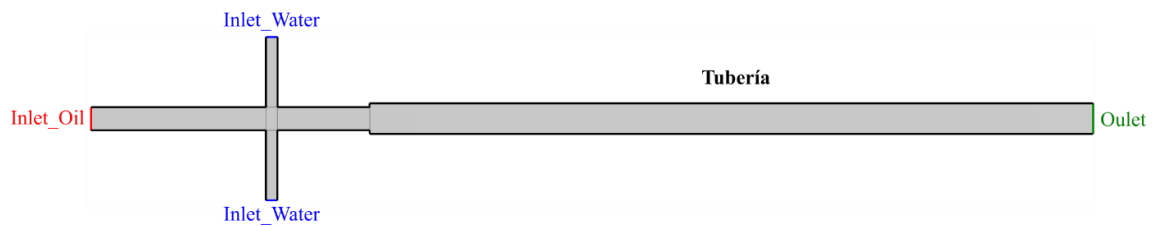


Figura 2.3 Esquema de la sección en estudio.

(Fuente: Propia)

2.1.4 Desarrollo y generación de la malla

La discretización preliminar del dominio computacional fue desarrollada empleando el software ANSYS 2019R2 mediante el módulo MESHING. Para discretizar este dominio se dividió al bosquejo de la tubería mostrada en 8 caras considerando el cuerpo principal de la misma, los tres ramales de ingreso para el petróleo y el agua, la intersección de los tres ramales y el espacio existente antes de la expansión de la tubería. Esta división en caras se aplicó con el propósito de facilitar el fraccionamiento en celdas rectangulares más pequeñas a la geometría completa (mallado de la geometría). La Figura 2.4 muestra la malla preliminar, cada uno de los bordes de las distintas caras de la geometría fue segmentado empleado un tamaño de elemento mínimo de 2[mm].



Figura 2.4 Malla preliminar de la geometría.

(Fuente: Propia)

El tamaño de elementos 1[mm], 2[mm] y 3[mm] se toma en cuenta para el análisis de independencia de malla.

2.1.5 Estudio de independencia y calidad de malla

El análisis de independencia de malla consiste en comparar las diferentes alternativas de mallas con diferente número de elementos y evaluar una variable de interés en el dominio computacional bajo las mismas condiciones de estudio, de tal manera que se obtenga una

mínima variabilidad de resultados con respecto al número de elementos evaluados. En la Tabla 2.1, se detalla los datos necesarios para el estudio de independencia para lo cual se emplearon tres tipos de malla; la variable que se evaluó fue la velocidad. Para evaluar la calidad de cada malla, se tomaron en cuenta los siguientes criterios: calidad del elemento, calidad ortogonal y oblicuidad.

Tabla 2.1 Datos independencia de malla.

Malla	Cantidad de elementos	Cantidad de nodos	Tamaño del elemento [mm]	Velocidad [m/s]
M1	21677	24140	3	0.8671
M2	50500	54195	2	0.8917
M3	188000	195387	1	0.8968

(Fuente: Propia)

2.1.6 Condiciones de borde

Las condiciones de borde son los valores numéricos que se asignan al dominio computacional con el fin de recrear el fenómeno en estudio, estas fueron obtenidas en base a estudios previos del tema central [21]. Para la simulación se consideró que la velocidad del petróleo a la entrada, así como la velocidad del agua a la entrada de cada uno de los ramales corresponden a 0.4 m/s. Para la salida del fluido en la tubería se consideró que la presión estática es igual a 0 [Pa] mientras que, para las paredes de la tubería se consideró que no existe deslizamiento (no slip). La Tabla 2.2 presenta una síntesis de las condiciones de borde.

Tabla 2.2 Condiciones de Borde

Cantidad	Sección	Tipo	Valor
1	Entrada oil	Velocity inlet	Oil: 0.4 [m/s]
2	Entrada water	Velocity inlet	Water: 0.4 [m/s]
1	Tubería	Wall	No slip
1	Salida	Pressure outlet	0.0 [Pa]

(Fuente: Propia)

2.1.7 Configuración del caso de estudio

2.1.7.1 Estado Estable

El estudio numérico en estado estable fue realizado con ANSYS FLUENT 2019 R2. Inicialmente, la configuración fue en estado ESTABLE y se utilizó una formulación absoluta para la velocidad y un solucionador basado en la presión. Se incluyó la influencia de la gravedad usando el valor estándar de $9.81 \text{ [m}^2/\text{s]}$ en la dirección negativa del eje y. El modelo multifásico seleccionado para analizar el comportamiento del flujo anular fue el modelo de Fracción de Volumen (VOF). Para modelar la interacción entre las fases se usó la tensión superficial con un valor constante de 0.02 [N/m] y un ángulo de contacto de 8.5 [deg] . Las propiedades físicas, la densidad y la viscosidad del agua medidas a una temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ son $998,2 \text{ [kg/m}^3]$ y $0,001003 \text{ [kg/ms]}$, respectivamente. El modelo de turbulencia RANS $k - \varepsilon$ fue seleccionado debido a su bajo costo computacional. La velocidad de entrada para ambos fluidos fue establecida en 0.4 [m/s] y se definieron las condiciones de borde restantes. Se utilizó doble precisión para mejorar los resultados y el algoritmo SIMPLE para el acoplamiento entre las ecuaciones de presión y velocidad. Además, se utilizó el algoritmo PRESTO para la discretización espacial de la presión y el algoritmo COMPRENSIVE para la discretización implícita de la fracción de volumen. El esquema Second Order Upwind se aplicó para la discretización del momento, de la energía cinética turbulenta y de la tasa turbulenta de disipación. Los valores iniciales para la simulación se calcularon para el Inlet y el software Fluent los determinó automáticamente para todas las variables necesarias. Los residuales, que indican la convergencia de la solución, se establecieron en $1\text{e-}7$.

2.1.7.2 Estado Transitorio

La configuración del estado TRANSITORIO se realiza de la misma forma que la configuración del estado ESTABLE. Para esto, se utilizó un solucionador basado en presión y una formulación absoluta de la velocidad. En este estudio, el efecto de la gravedad se asoció con un valor de $9.81 \text{ [m}^2/\text{s]}$ en la dirección negativa de y. El modelo multifásico elegido para el análisis del comportamiento del flujo anular es el modelo de fracción de volumen (VOF) EXPLICITO. Las propiedades físicas, la densidad y la viscosidad del agua medidas a una temperatura ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ son $998,2 \text{ [kg/m}^3]$ y $0,001003 \text{ [kg/ms]}$, respectivamente. La tensión superficial con un valor constante de 0.02 [N/m] y un ángulo de contacto de 8.5 [deg] . Para analizar la turbulencia de fluidos, se elige el modelo de turbulencia RANS, es decir, el modelo $k - \varepsilon$, debido a su bajo costo computacional.

Como se muestra en la Tabla 2.2, las velocidades de entrada de ambos fluidos se fijan en $0,4 \text{ [m/s]}$ y se establecen las condiciones de contorno. En cuanto al método de resolución

de las ecuaciones de Navier-Stokes, se utilizó doble precisión para mejorar las soluciones obtenidas, y se optó por el algoritmo PISO para la relación entre presión y velocidad. Por otro lado, se configuró el algoritmo PRESTO para la presión y GEO-RECONSTRUCT para la fracción de volumen. Además, para el momento, la energía cinética turbulenta y la tasa de disipación turbulenta se usó el algoritmo Second Order Upwind. En cuanto a la solución transitoria, el algoritmo First Order Upwind se utilizó por el análisis del modelo VOF con la formulación explícita. El valor de los residuales para alcanzar la convergencia de la solución se fijó en el orden de 1e-7. Por último, el Courant Number utilizado es de 0.6, valor que permite calcular el tamaño del paso de tiempo Δt , mismo que se emplea en la simulación y se calcula como se muestra en la ecuación 1.1. La configuración realizada para el caso de estudio se observa en la Tabla 2.3.

$$\Delta t = \frac{CFL \Delta x}{u} = \frac{0.6(0.002[m])}{0.4[m/s]} = 0.003[s] \quad (2.1)$$

Tabla 2.3 Configuración FLUENT

SETUP	GENERAL	Solver Type: Velocity Formulation: Time: Gravity:	Pressure-Based Absolute Transient -9.81 [m/s]
	MODELS	Multiphase: Phase Interaction: Viscous Modelo:	VOF Surface Tension: 0.02 [N/m] $k - \varepsilon$ Standart
	MATERIALS	Fluid (Fase 1) Fluid (Fase 2)	Agua @ 25°C Petróleo @ 25°C
	CELL ZONE CONDITIONS	Estacionario	Mixture: Agua-Petróleo
	ESTACIONARIO		
BOUNDARY CONDITIONS	Inlet Oil	Mixture: 0.4 [m/s] Oil: VOF=1	
	Inlet Water Outlet Tubería	Mixture: 0.4 [m/s] Pressure Outlet: 0 [Pa] Wall No Slip	
SOLUTION	METHODS	Scheme Gradient Pressure VOF Momentum Turbulent Energy Turbulent Rate Transient Formulation	PISO LSCB PRESTO Geo-Reconstruct Second Order Second Order Second Order First Order
	MONITOR	Residuals	All 1e-7
	INICIALIZATION	Standard from Inlet	$V_x = 0.4$ [m/s] VOF Oil =0
	RUN CALCULATION	Time Step Size Number of Time Step	0.003 2000

(Fuente: Propia)

2.1.8 Verificación de resultados de la simulación

Esta etapa considera la comparación de resultados de la simulación con un estudio previo del tema: Oil-Water Two-Phase Flow Characteristics in Horizontal Pipeline—A Comprehensive CFD Study, el análisis cualitativo se realiza con el objetivo de verificar la formación del flujo anular en un tramo de tubería, por tal motivo la geometría no es un factor predominante en el análisis.

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del análisis numérico del flujo anular bifásico (agua-petróleo) que se produce en una tubería provista de una expansión y de dos ramales para la inyección del fluido lubricante acorde a las directrices descritas en el apartado previo. Los resultados que se incluyen a continuación comprenden la calidad e independencia de malla, los contornos de presiones y velocidades obtenidos en la simulación CFD, el análisis de los residuales en estado transitorio, así como la validación cualitativa de los contornos empleando para ello estudios previos e imágenes del fenómeno en estudio.

3.1 Malla

3.1.1 Calidad de malla

En este trabajo se estudiaron tres mallas denominadas malla gruesa, media y fina. A continuación, se describe los resultados de calidad de malla para cada una.

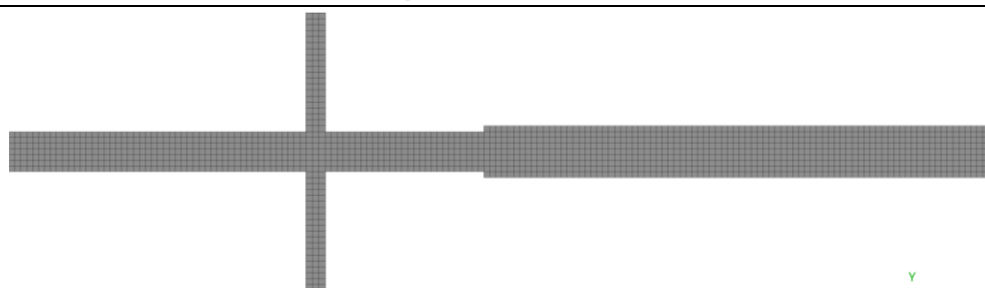
Malla Gruesa (Tamaño del elemento:3mm)

Los resultados de la evaluación de la malla gruesa se presentan en la tabla 3.1. Los valores promedios cumplen con los límites recomendados por Ansys para los criterios de calidad del elemento, calidad ortogonal y oblicuidad.

Tabla 3.1 Calidad de la malla gruesa

Criterio	Valor Mínimo	Valor Máximo	Promedio	Cualificación
Calidad del elemento	0.9877	0.9947	0.9985	Excelente
Calidad ortogonal	1.0000	1.0000	1.0000	Excelente
Oblicuidad	1.3e-10	2.2e-10	1.35e-10	Excelente

Esquema de la malla



(Fuente: Propia)

Respecto a la calidad del elemento, para esta malla se obtuvo un valor mínimo de 0.9877 y un valor máximo de 0.9947. Esta métrica indica que todos los elementos se acercan geoméricamente a cuadrados perfectos y que además no existen volúmenes negativos en la malla. Por otra parte, para la calidad ortogonal se obtuvo tanto para el valor mínimo como

para el valor máximo 1.000. Este valor muestra que no existe desviación angular entre las celdas de la malla. Finalmente, para la oblicuidad se obtuvo un valor máximo de $2.2e-10$ y un valor mínimo de $1.3e-10$. A pesar de existe diferencia numérica entre ambos valores se puede considerar que el valor de la oblicuidad es cero. Esta métrica muestra que las celdas de las mallas son equiláteras.

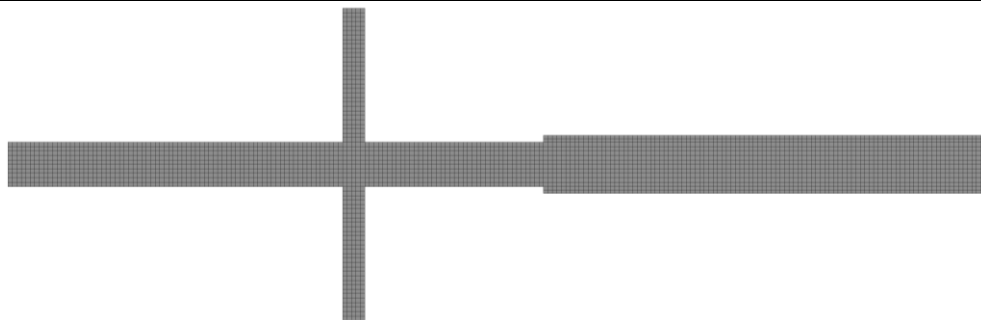
Malla Media (Tamaño del elemento:2mm)

En la evaluación de la calidad de la malla media, se encontró que todos los valores promedios se ajustan a lo recomendado por el manual de Ansys para cada uno de los criterios seleccionados y se observaron mejoras en comparación con la malla gruesa en términos de estos mismos criterios (Ver Tabla 3.2).

Tabla 3.2 Calidad de la malla media

Criterio	Valor Mínimo	Valor Máximo	Promedio	Cualificación
Calidad del elemento	0.9594	0.9995	0.9883	Excelente
Calidad ortogonal	1.0000	1.0000	1.0000	Excelente
Oblicuidad	$1.3e-10$	$1.31e-9$	$1.92e-10$	Excelente

Esquema de la malla



(Fuente: Propia)

Respecto a la calidad del elemento, para esta malla se obtuvo un valor mínimo de 0.9594 y un valor máximo de 0.9995. A comparación de la malla anterior se tiene una disminución en el valor mínimo debido a que se presentan elementos rectangulares en los bordes y en las paredes de la expansión de la tubería. A pesar de ello el promedio se encuentra dentro del límite recomendado. Por otra parte, para la calidad ortogonal se mantiene el valor promedio de 1.000. Al igual que en la anterior malla, este valor muestra que no existe desviación angular entre las celdas de la malla media. Finalmente, para la oblicuidad se obtuvo un valor máximo de $1.31e-9$ y un valor mínimo de $1.3e-10$. A pesar de existe un aumento en el valor máximo, el promedio sigue estando dentro de los límites requeridos.

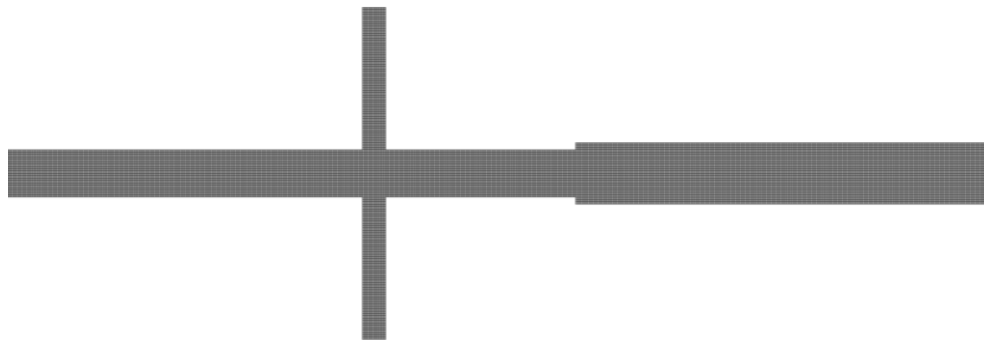
Malla Fina (Tamaño del elemento:1mm)

Para la malla fina se consiguieron los resultados de la evaluación que se observan en la Tabla 3.3., todos los valores promedios se encuentran dentro del límite recomendado por el manual de Ansys al igual que las mallas previas. Sin embargo, en esta malla los valores de la calidad del elemento son los mismos para el valor mínimo y para el valor máximo de 0.9994. Este criterio revela que las celdas son morfológicamente cuadrados perfectos.

Tabla 3.3 Calidad de la malla gruesa

Criterio	Valor Mínimo	Valor Máximo	Promedio	Cualificación
Calidad del elemento	0.9994	0.9994	0.9994	Excelente
Calidad ortogonal	1.0000	1.0000	1.0000	Excelente
Oblicuidad	1.3e-10	1.64e-9	2.09e-10	Excelente

Esquema de la malla



(Fuente: Propia)

Respecto a la calidad ortogonal el valor máximo y mínimo sigue manteniéndose en 1 al igual que las mallas anteriores. Este valor muestra que no existe desviación angular entre las celdas de la malla y que a su vez estas se encuentran alineadas. Finalmente, para la oblicuidad se obtuvo un valor máximo de $1.64e-9$ y un valor mínimo de $1.3e-10$. Al igual que las mallas previas la diferencia numérica entre ambos valores es mínima y el valor promedio es equivalente a cero. En consecuencia, los elementos por los cuales está compuesta la malla en su totalidad siguen siendo equiláteros. Debido a que las tres mallas generadas presentan características geométricas y morfológicas similares, es necesario realizar el análisis de la independencia de malla para determinar cuál de todas proporciona rapidez en la convergencia de los resultados, así como también resultados numéricos precisos. Dicho análisis de independencia se aborda de forma detallada en las secciones posteriores.

3.1.2 Independencia de malla

El estudio de independencia de malla evalúa el punto en el que la cantidad de elementos de la malla deja de afectar los resultados de la simulación sin comprometer el uso de recursos computacionales. Se examinaron las variables de presión y velocidades en 4 puntos de control a lo largo de la tubería en condiciones estables. Los resultados se presentan en la siguiente sección:

3.1.2.1 Velocidades

El resultado del análisis de la independencia de malla empleando la variable de velocidad se muestran en la Tabla 3.31, se puede apreciar de forma sencilla que los resultados del estudio numérico del flujo bifásico empiezan a estabilizarse a partir de la malla media, la cual posee elementos cuadrangulares con un tamaño mínimo de 2mm. Además, es posible notar que para los puntos de control ubicados en la expansión de la tubería los valores permanecen constantes.

Por otra parte, entre la malla media y a la malla fina es posible observar que la diferencia numérica entre los valores es de aproximadamente 5 milésimas en el punto 1 y en los demás puntos de control la diferencia es de una centésima para la variable en estudio.

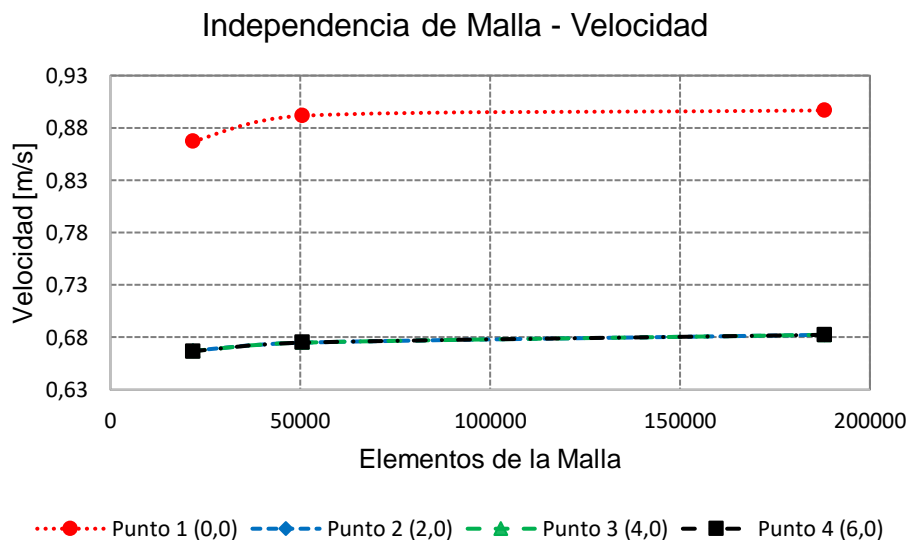


Figura 3.1 Independencia de malla – Velocidades.

(Fuente: Propia)

3.1.2.2 Presiones Totales

El resultado del análisis de la independencia de malla empleando la variable de presión se muestran en la Tabla 3.3, se puede apreciar de forma evidente que los resultados del

estudio numérico del flujo bifásico empiezan a converger a partir de la malla media, la cual posee elementos cuadrangulares con un tamaño mínimo de 2mm. Además, es posible notar que para los puntos de control ubicados en la expansión de la tubería los valores no presentan desviaciones numéricas considerables.

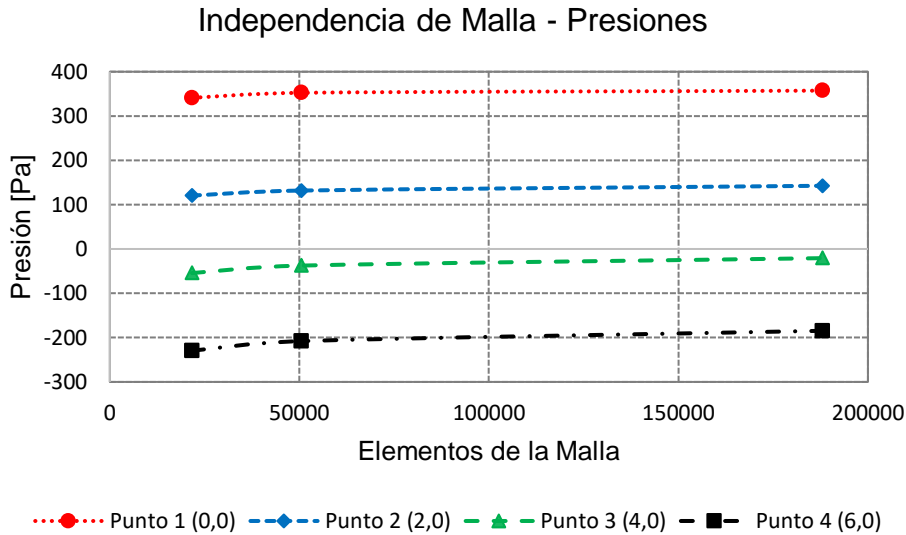


Figura 3.2. Independencia de malla – Presiones

(Fuente: Propia)

En consecuencia, se escogió la malla compuesta por elementos de 2mm para modelar el flujo anular bifásico. De esta manera se garantiza que los resultados que proporcione el estudio numérico recrean la naturaleza del fenómeno en estudio.

3.2 Análisis del y^+

Los valores obtenidos para $K-\epsilon$ y $K-\omega$ se encuentran en el Anexo 1 y 2 respectivamente. Como se puede apreciar en el Anexo 1, el y^+ mantiene un comportamiento lineal creciente a lo largo de la longitud de la tubería analizada. En la gráfica se observa una porción de la tubería presenta un y^+ igual a 47. Esto se debe a que en esta porción se ubican ambos ramales para la inyección del y su geometría es perpendicular al eje de la tubería principal. Debido a que el y^+ mostrado en la zona donde se produce el fenómeno en estudio es menor de 300 se puede garantizar que el modelo de turbulencia seleccionado es el adecuado y que este modelo proporcionará resultados confiables al recrear la naturaleza turbulenta del fenómeno.

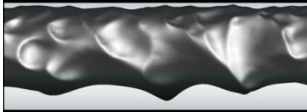
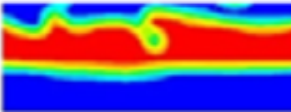
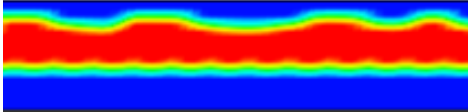
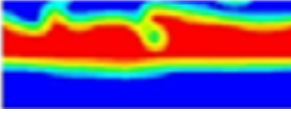
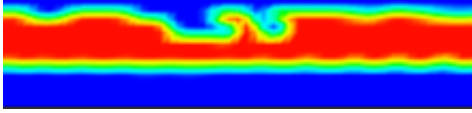
El y^+ para el modelo $K-\omega$ mantiene un comportamiento lineal creciente a lo largo de la longitud de la tubería analizada. En la gráfica se evidencia que una porción de la tubería

presenta un y^+ igual a 42. Esto se debe a que en esta porción se ubican ambos ramales para la inyección del y su geometría es perpendicular al eje de la tubería principal. A pesar de que en la simulación se muestra un y^+ máximo de 42 es posible utilizarlo para recrear el comportamiento del fenómeno debido a que el flujo anular se produce en el centro de la tubería de presión alejado de las paredes.

3.3 Validación cualitativa de los resultados

La validación de los resultados del estudio numérico efectuado para predecir el comportamiento del fluido anular que se produce en una tubería de petróleo al emplear agua como fluido lubricante se muestra en la Tabla 3.4. Para llevar a cabo este análisis se empleó imágenes de experimentos llevados a cabo para caracterizar al fenómeno del flujo anular, así como los contornos de fracción de volumen obtenidos en estudios computacionales previos.

Tabla 3.4. Validación Cualitativa

Fenómeno	Estudio Previo	Estudio Numérico Actual
		
		

(Fuente: Propia)

Como se puede notar en las imágenes mostradas, los contornos de fracción de volumen obtenidos a través de los estudios computacionales son similares a los contornos que se obtienen experimentalmente. Es decir, se observa una estela de petróleo central que va acompañada por dos estelas de agua ubicadas en sus extremos laterales. La característica principal de estas estelas de agua es que una de ellas es más ancha que la otra y que la estela central del fluido oleo tiene a dirigirse al extremo superior de la tubería.

Respecto a los contornos de fracción de volumen obtenidos mediante CFD, se puede mencionar que son idénticos a los proporcionados por el estudio numérico previo, especialmente si se comparan los contornos conseguidos con el modelo de turbulencia k-Omega SST. Entre estos dos contornos se pueden notar similitudes bastante aparentes como es el caso de morfología de las crestas y de los valles que caracterizan a este tipo de fenómeno. Otro aspecto importante que se puede resaltar es el ancho de la estela de petróleo para ambos casos. Como se puede observar, la estela conseguida en el estudio

numérico actual es visiblemente similar en grosor que la estela de petróleo presentada en el estudio previo.

A pesar de las similitudes mencionadas, ambos contornos exageran las formaciones características al compararlas con la imagen experimental del fenómeno. En esta imagen es posible apreciar que las crestas y valles superiores son pequeñas y no tan prolongadas como en la simulación numérica. Dichas formaciones experimentales son más cercanas a lo que se observa en los contornos de fracción en volumen para el petróleo cuando se emplea el modelo de turbulencia K-épsilon para la simulación.

Debido a lo expuesto, el modelo que es capaz de predecir de forma adecuada al fenómeno en estudio es el modelo de turbulencia K-EPSILON acorde con las condiciones de borde establecidas y la malla desarrollada.

3.4 Resultados Simulación en Estado Transitorio

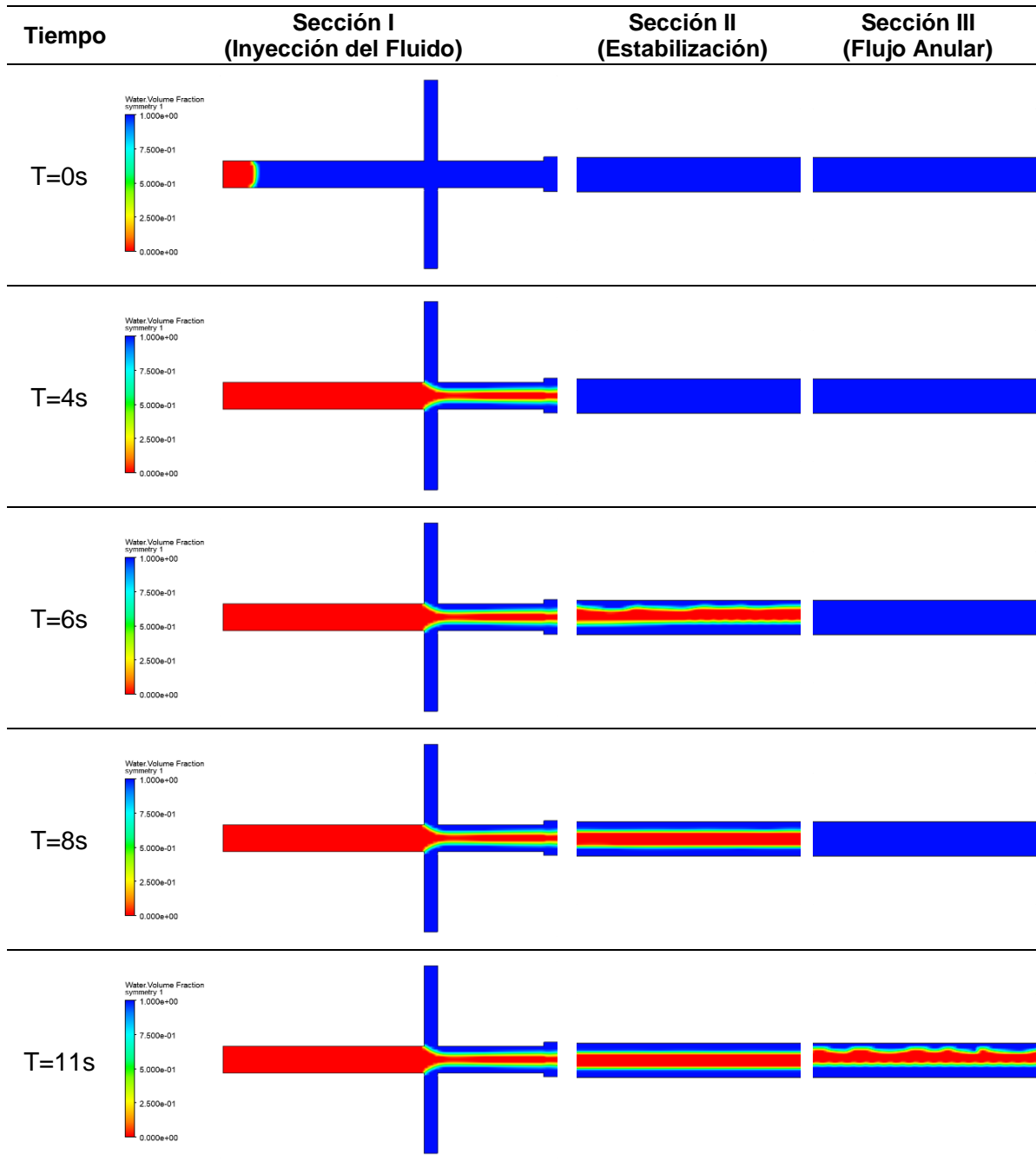
La simulación en estado transitorio del flujo anular fue desarrollada aplicando los modelos referenciados en la sección 2.1.2 de este documento. El propósito de emplear ambos modelos fue para identificar el más adecuado que permita recrear la naturaleza del flujo anular que se produce en las tuberías de petróleo cuando se inyecta agua a modo de fluido lubricante. Los resultados obtenidos tanto para los contornos de velocidades, presiones, fracción de volumen, así como los residuales y la distancia de pared adimensional se presentan líneas abajo para cada modelo mencionado.

3.4.1 Modelo de turbulencia K-Épsilon

3.4.1.1 Contornos de Fracción de Volumen

Los contornos de fracción de volumen obtenidos de la simulación de la tubería de petróleo en estado transitorio se muestran en la Tabla 3.5 para los instantes de tiempo: $t=0s$, $t=4s$, $t=6s$, $t=8s$ y $t=11s$. Debido a que la tubería posee de longitud aproximada de 7 metros, se ha considerado pertinente mostrar los resultados por secciones para facilitar su visualización. Las secciones en las que se ha dividido la tubería son: Sección I o inyección del fluido, Sección II o estabilización del fluido y Sección III o formación del flujo anular.

Tabla 3.5. Contornos de Fracción de Volumen – Agua



(Fuente: Propia)

En esta tabla es posible apreciar el desarrollo de los contornos de fracción de volumen para el fluido lubricante en los instantes de tiempo antes mencionados. Para $t=0s$ se observa que el fluido más denso (petróleo) ingresa a la zona de inyección y avanza cubriendo de forma completa el espacio disponible en el ramal principal. En la zona de estabilización y flujo anular no se observa mayor cambio debido a que el petróleo aún no llega a dichas zonas de estudio. Para el instante $t=4s$, se puede apreciar que el petróleo abandona la zona de inyección y su contorno presenta una estricción en la intersección

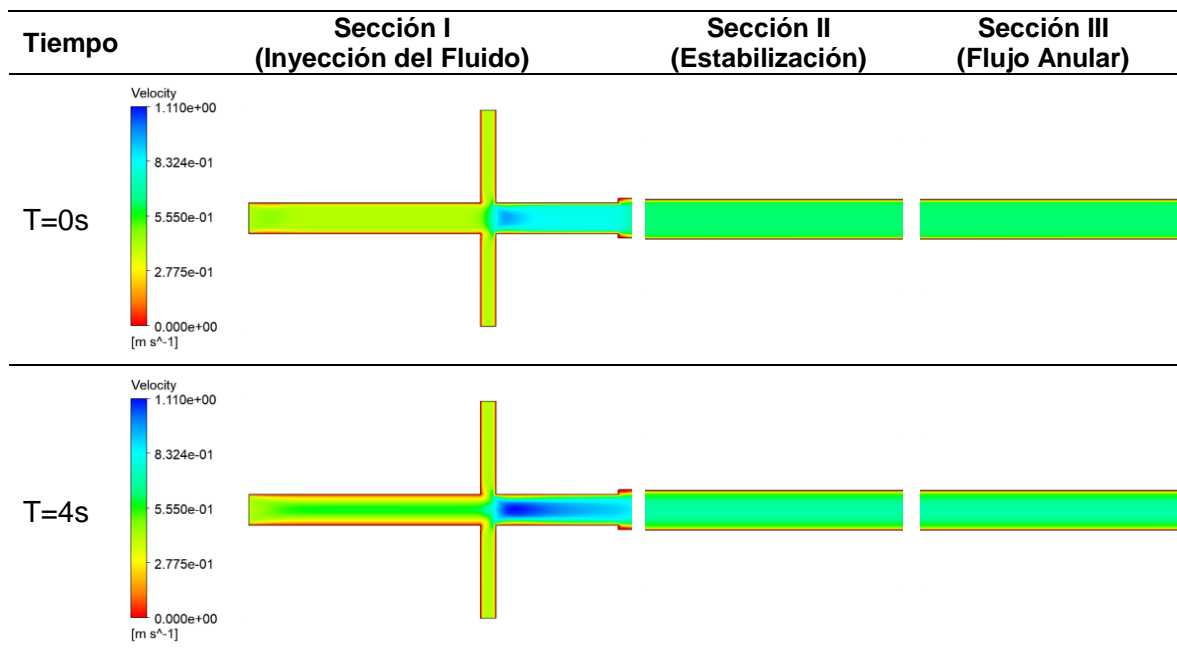
con los dos ramales para el ingreso del fluido lubricante. Esto se debe a que el fluido lubricante o agua es inyectado a la misma velocidad que el petróleo. En el instante $t=6s$ es posible apreciar que el fluido de trabajo se encuentra la zona de estabilización y que presenta un contorno distorsionado. Este comportamiento se debe a que el fluido de trabajo se sigue abriendo paso entre el fluido lubricante. Para el instante $t=8s$, se puede denotar la formación de la zona de estabilización del fluido. Esta región se identifica por mostrar de forma bien definida a los fluidos que componen a la mezcla a través de sus gravedades específicas. Finalmente, en el instante $t=11s$, se puede apreciar de forma clara la formación del flujo anular, el cual se caracteriza por la presencia de crestas y valles a lo largo de la interfaz del fluido de trabajo y del fluido lubricante. Dicha formación es visible cerca al extremo superior de la pared de la tubería y ocupa esta posición debido a que el fluido con mayor gravedad específica tiene a ubicarse en el fondo del recipiente que lo contiene mientras que el fluido con menor gravedad específica tiende a subir.

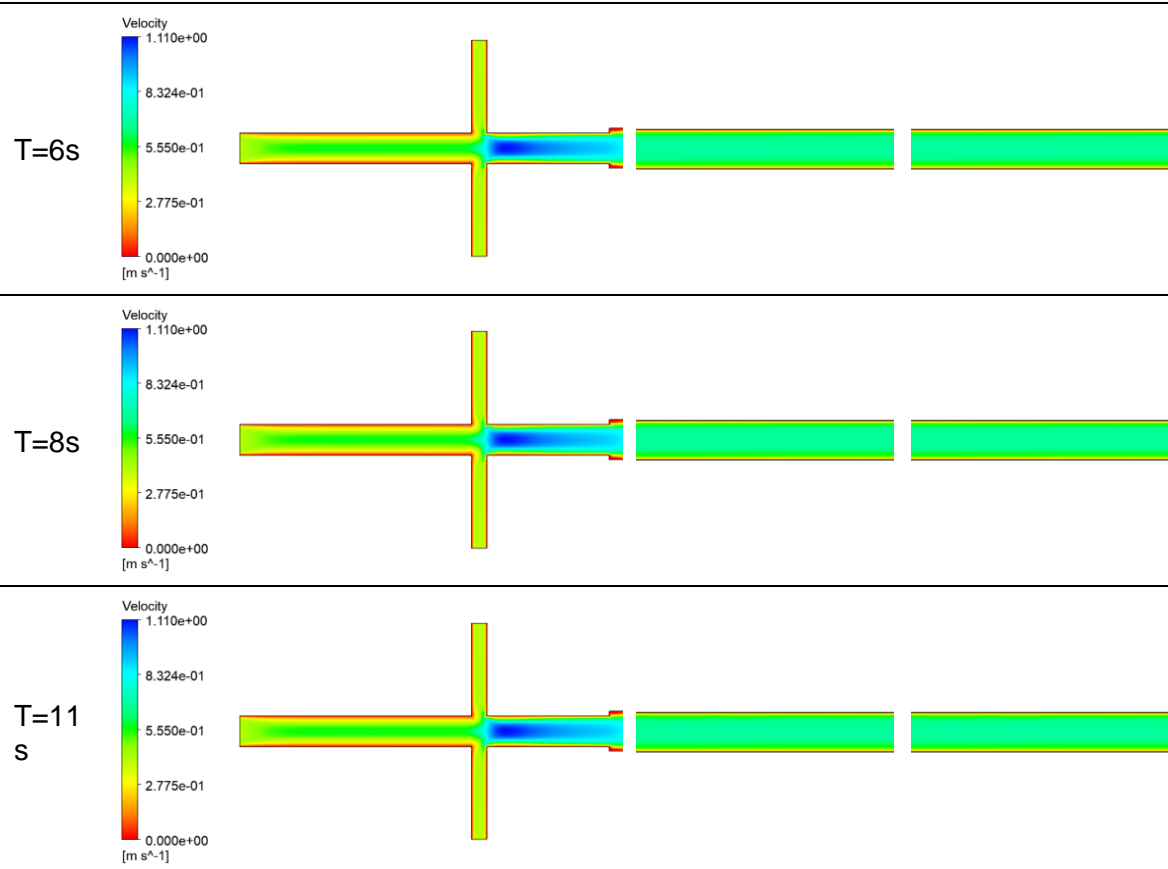
3.4.1.2 Contornos de Velocidades

Los contornos de velocidades obtenidos del estudio numérico empleando el modelo de turbulencia K-Épsilon se muestran en la

Tabla 3.6 para los mismos instantes y secciones que los contornos de fracción de volumen mostrados previamente.

Tabla 3.6. Contornos de Velocidades





(Fuente: Propia)

En esta tabla es posible apreciar el desarrollo de los contornos de velocidad para el fenómeno en estudio en los instantes de tiempo antes mencionados. Como se puede apreciar en la tabla, los contornos de velocidades se estabilizan a partir del instante $t=4s$.

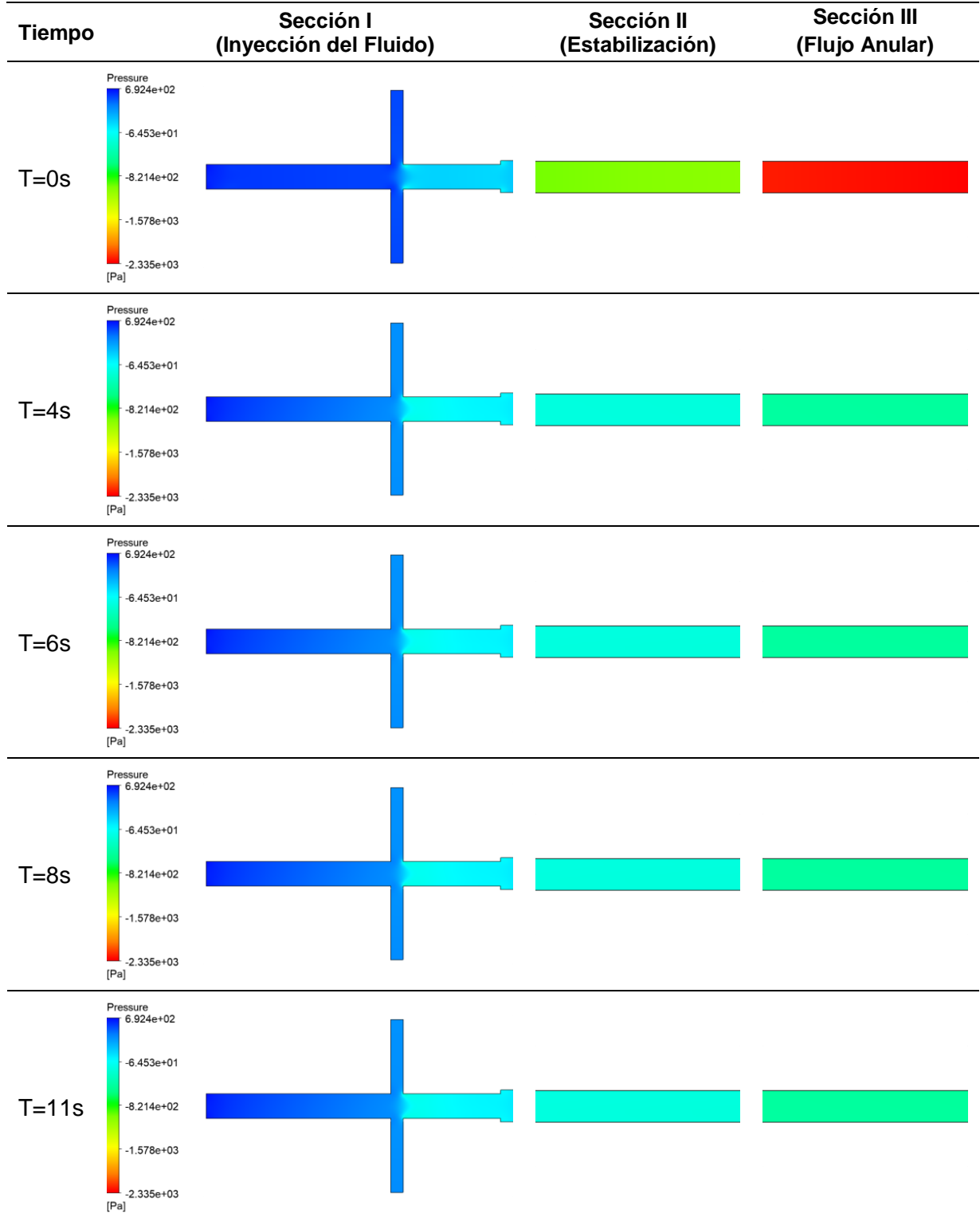
En cada uno de los instantes se observa que la velocidad del fluido tiene un valor de cero en las paredes que conforman a la tubería de petróleo. Esto se debe principalmente a que las propiedades físicas del fluido generan una fuerza de adhesión entre la superficie de la pared y el fluido. En la zona de inyección se puede apreciar que la velocidad del fluido se incrementa a $0.8324\ [m/s]$. Este comportamiento se debe a que después de la intersección de los ramales, la tubería de sección transversal constante maneja a más del caudal de petróleo el caudal doble del fluido lubricante (agua).

Por otra parte, para todos los instantes de tiempo se puede observar que la velocidad del fluido se reduce a $0.554\ [m/s]$ después de la expansión de la tubería. Este fenómeno sucede gracias a que la tubería de presión aumenta su sección transversal. Debido a lo descrito anteriormente, se puede inferir que los contornos de velocidad mostrados recrean la naturaleza del fenómeno en estudio y de los fluidos de trabajo.

3.4.1.3 Contorno de Presiones

Los contornos de presiones obtenidos del estudio numérico empleando el modelo de turbulencia K-Épsilon se muestran en la Tabla 3.7 para los mismos instantes y secciones que los contornos de fracción de volumen y velocidades mostrados previamente.

Tabla 3.7. Contornos de presiones



(Fuente: Propia)

Como se puede apreciar previamente, al igual que en las velocidades las presiones se estabilizan a partir del instante $t=4s$. Se puede denotar que la presión más alta se tiene en la sección de inyección y a medida que el fluido va ocupando las secciones II y III el valor numérico va disminuyendo. En este sentido, para en la zona de inyección la presión máxima de $6.924e-2$ [Pa]. Esto se debe a que la presión aumenta considerablemente al inyectarse los caudales de agua y petróleo al mismo tiempo. Una vez que la mezcla de fluido avanza a la expansión de la tubería su presión disminuye y numéricamente corresponde a $-6.453e-1$ [Pa]. Al finalizar el recorrido de la tubería de 7m la presión a la salida corresponde a $-8.214e-2$ [Pa]. Acorde con la literatura, el comportamiento decreciente de las presiones es lo que espera cuando se analiza el flujo anular bifásico.

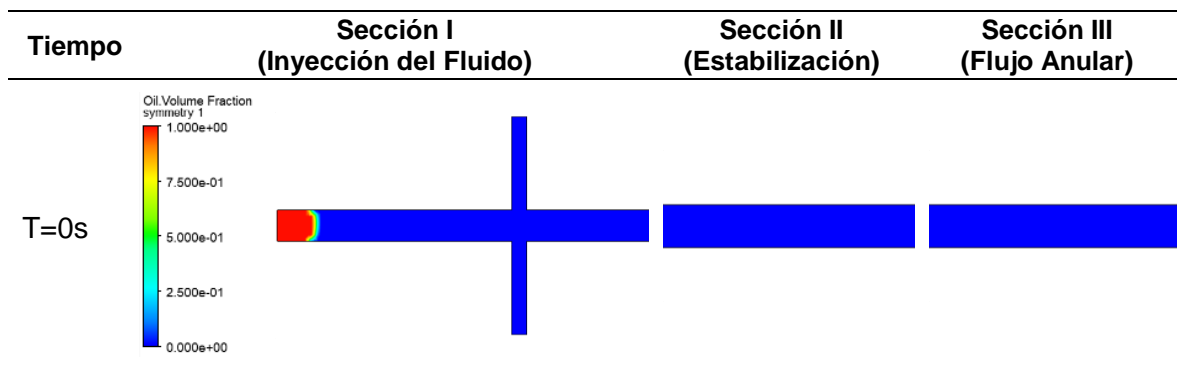
3.4.2 Modelo de turbulencia K-Omega SST

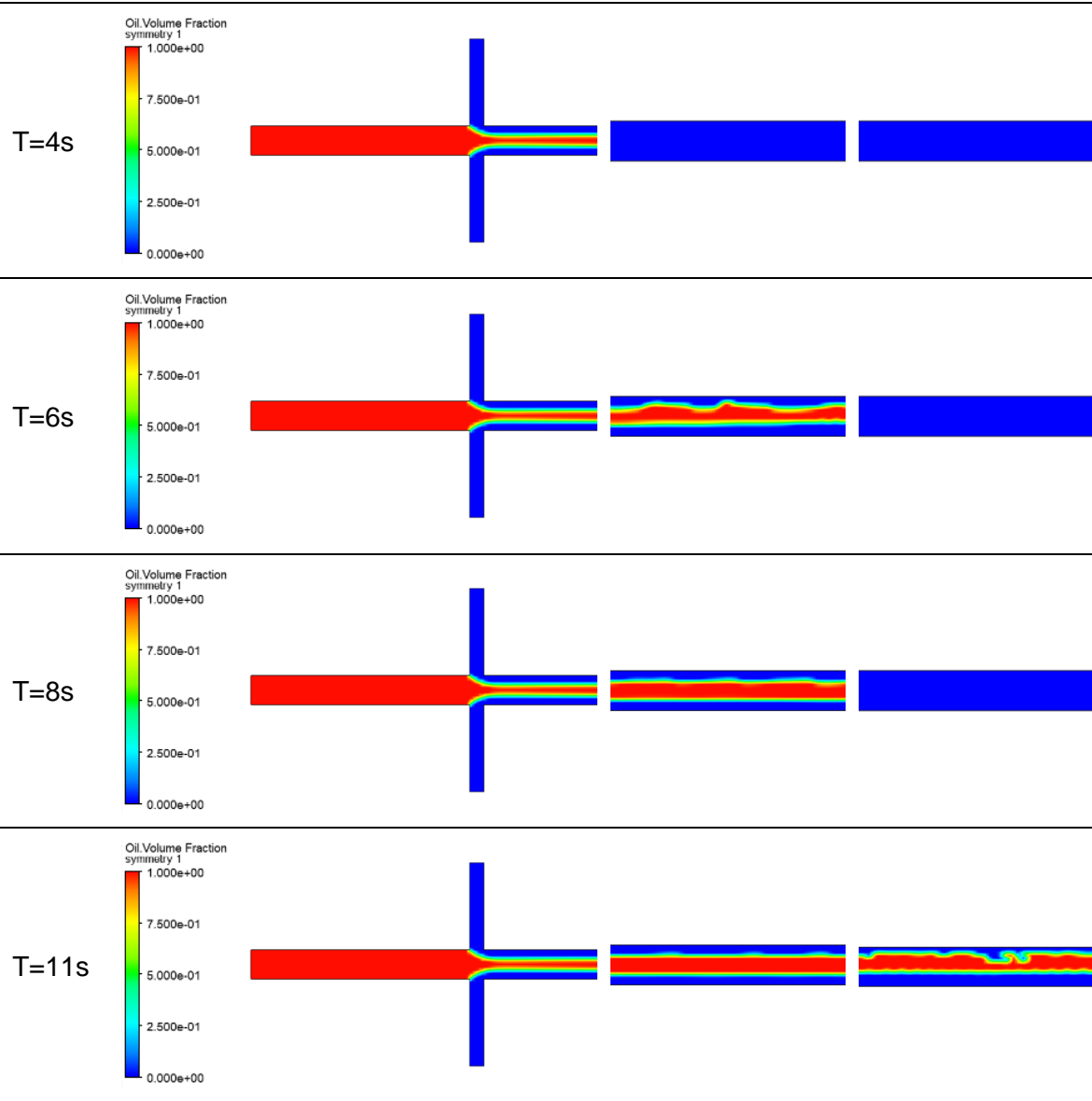
3.4.2.1 Contornos de Fracción de Volumen

Los contornos de fracción de volumen obtenidos de la simulación de la tubería de petróleo en estado transitorio empleando el modelo de turbulencia K-Omega SST se muestran en la

Tabla 3.8 para los mismos instantes de tiempo: $t=0s$, $t=4s$, $t=6s$, $t=8s$ y $t=11s$. Al igual que en el modelo anterior, las secciones en las que se ha dividido la tubería son: Sección I o inyección del fluido, Sección II o estabilización del fluido y Sección III o formación del flujo anular.

Tabla 3.8. Contornos de fracción de volumen – K-Omega SST





(Fuente: Propia)

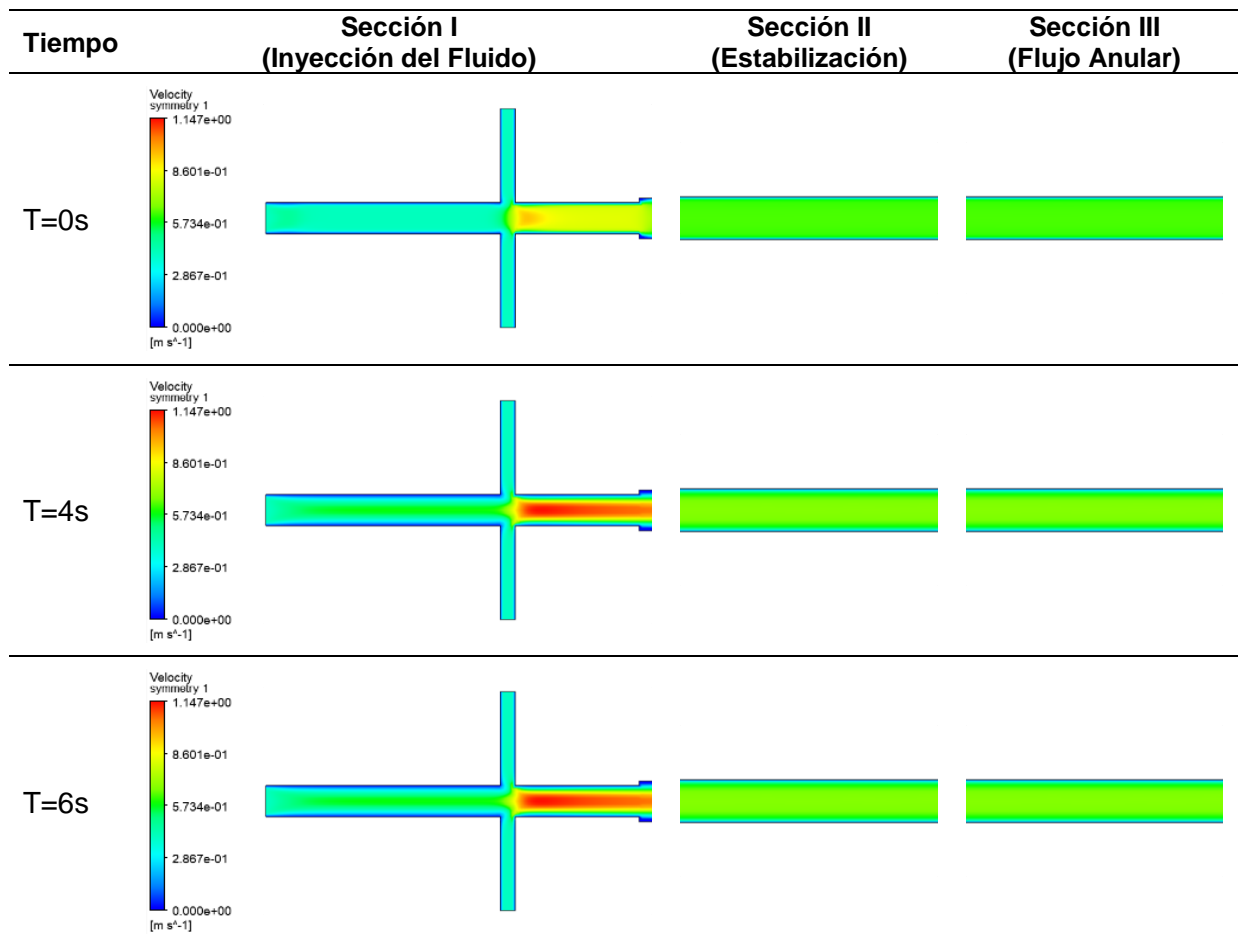
En la tabla mostrada previamente es posible apreciar el desarrollo de los contornos de fracción de volumen para el fluido lubricante en los instantes de tiempo antes mencionados para el modelo K-Omega SST. Para el instante $t=0s$ se observa que el petróleo ingresa a la zona de inyección y presenta un contorno más irregular que en el modelo k- ϵ . Para el instante $t=4s$, se puede apreciar que el petróleo abandona la zona de inyección y su contorno presenta una estricción en la intersección con los dos ramales para el ingreso del fluido lubricante al igual que en el modelo de turbulencia anterior. En esta región no se observan cambios significativos entre ambos modelos. En el instante $t=6s$ es posible apreciar que el fluido de trabajo se encuentra la zona de estabilización y que presenta un contorno bastante distorsionado. A diferencia del modelo k- ϵ se puede apreciar que

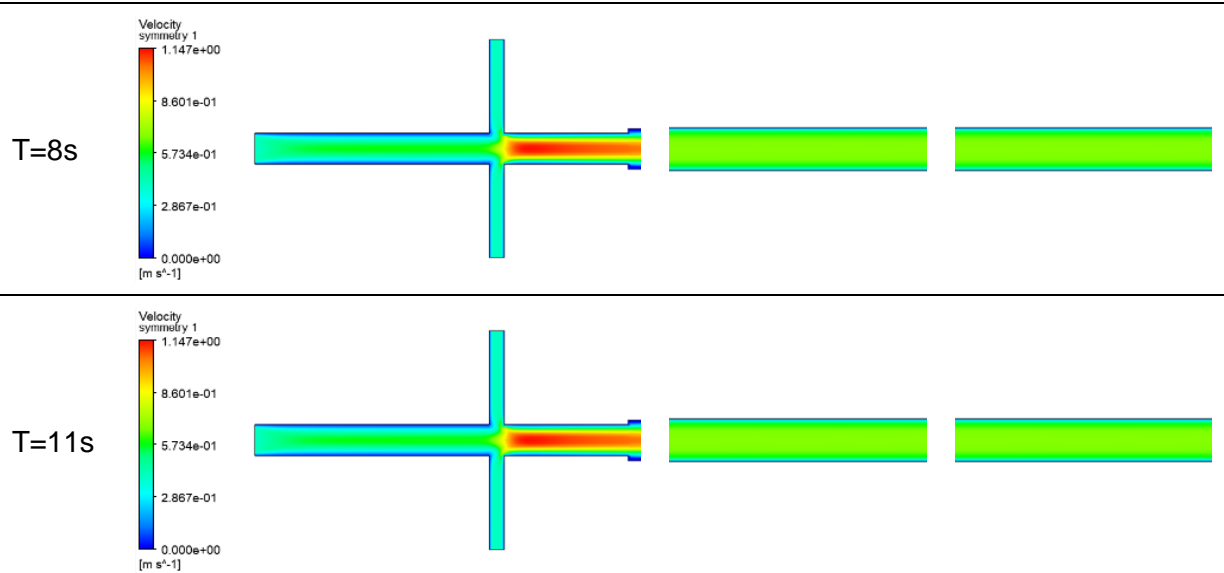
este contorno es bastante irregular y se distingue la formación de crestas y valles. Para el instante $t=8s$, se denota la formación de la zona de estabilización del fluido. En este instante se observa que aún el fluido no se estabiliza por completo y presentan ciertas formaciones características del fluido anular. Finalmente, en el instante $t=11s$, se puede apreciar de forma clara la formación del flujo anular con características morfológicas más acentuadas que las obtenidas en el modelo previo.

3.4.2.2 Contorno de Velocidades

Los contornos de velocidades obtenidos del estudio numérico empleando el modelo de turbulencia K-Épsilon se muestran en la Tabla 3.9 para los mismos instantes y secciones que los contornos de fracción de volumen mostrados previamente.

Tabla 3.9. Contornos de Velocidades - K -Omega SST





(Fuente: Propia)

En esta tabla es posible apreciar el desarrollo de los contornos de velocidad obtenido con el segundo modelo de turbulencia. Como se puede apreciar en la tabla, los contornos son bastante similares a los mostrados previamente para el modelo k- ϵ . La gran diferencia que se puede destacar son en los valores numéricos ya que para este modelo se tiene un aumento de 0.003 [m/s]

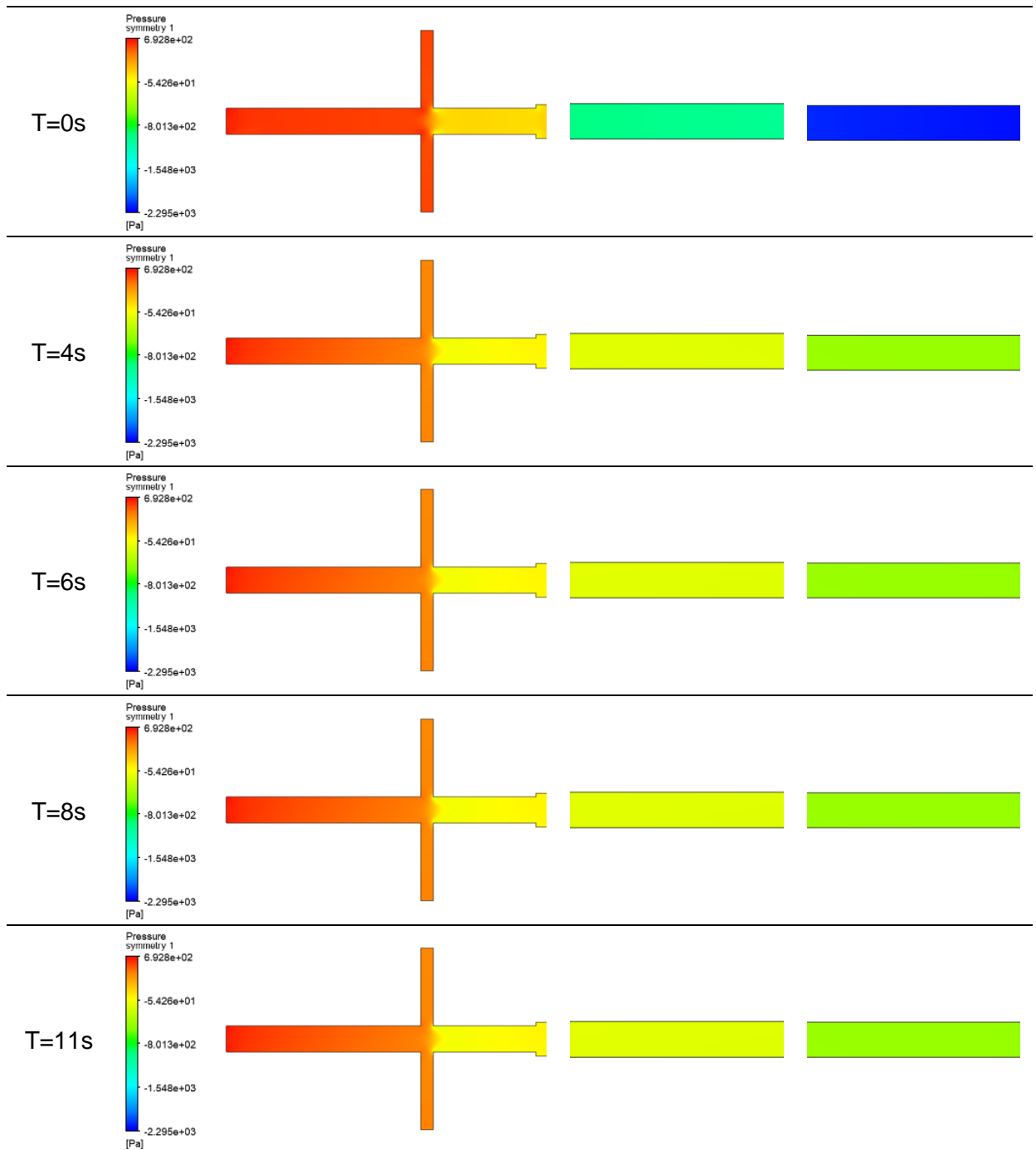
Al igual que en el modelo previo, en cada uno de los instantes se evidencia que la velocidad del fluido es cero en las paredes que conforman a la tubería de petróleo. En la zona de inyección se el valor de la velocidad alcanza un máximo de se incrementa a 0.860 [m/s]. Por otra parte, para todos los instantes de tiempo se puede observar que la velocidad del fluido se reduce a 0.573 [m/s] después de la expansión de la tubería. Este comportamiento en la expansión y contracción permite inferir que los contornos de velocidad mostrados recrean la naturaleza del fenómeno en estudio y de los fluidos de trabajo.

3.4.2.3 Contorno de Presiones

La Tabla 3.11 presenta los contornos de presiones obtenidos del estudio numérico empleando el modelo de turbulencia K-Omega, para los mismos instantes y secciones que los contornos de fracción de volumen y velocidades mostrados previamente.

Tabla 3.10. Contornos de presiones - K-Omega SST

Tiempo	Sección I (Inyección del Fluido)	Sección II (Estabilización)	Sección III (Flujo Anular)
--------	-------------------------------------	--------------------------------	-------------------------------



(Fuente: Propia)

Como se puede apreciar previamente, al igual que en el modelo anterior las velocidades las presiones se estabilizan a partir del instante $t=4s$. Se puede denotar que la presión más alta se tiene en la sección de inyección y a medida que el fluido va ocupando las secciones II y III el valor numérico va disminuyendo. En este sentido, para en la zona de inyección la presión máxima de $6.928e-2$ [Pa]. Esto se debe a que la presión aumenta considerablemente al inyectarse los caudales de agua y petróleo al mismo tiempo. Una vez que la mezcla de fluido avanza a la expansión de la tubería su presión disminuye y numéricamente corresponde a $-5.426e-1$ [Pa]. Al finalizar el recorrido de la tubería de 7m

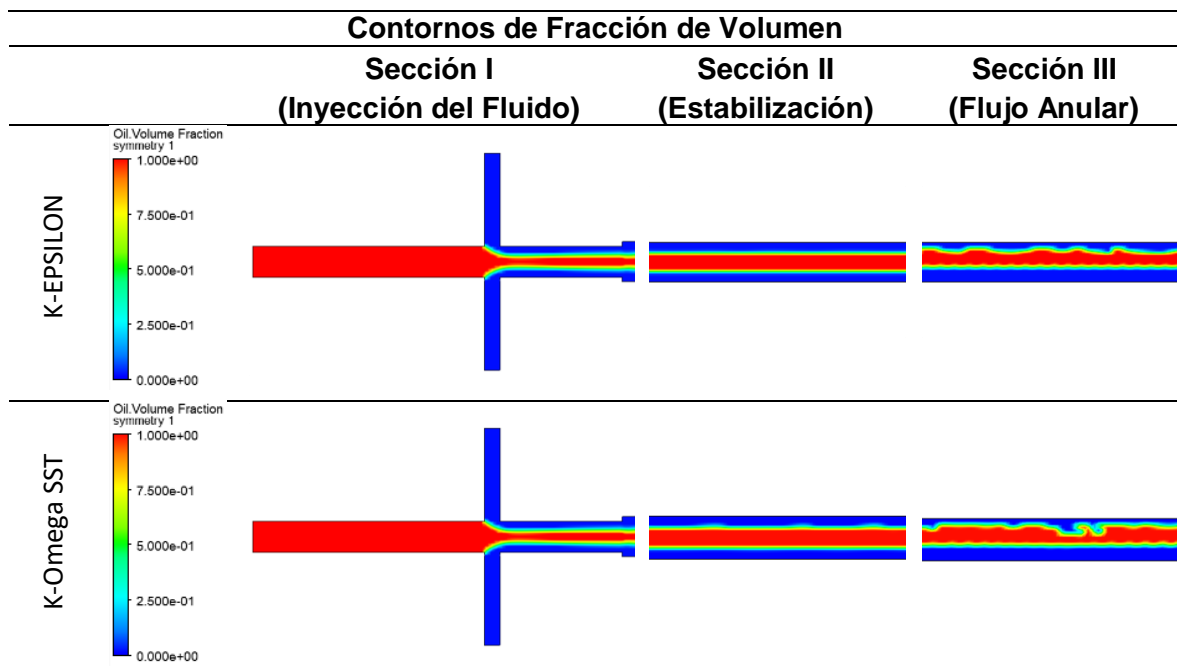
la presión a la salida corresponde a $-8.013e-2$ [Pa]. En comparación con el modelo anterior se tiene un decaimiento considerable de la presión para la zona de expansión.

3.4.3 Comparación entre los Modelos de Turbulencia

La comparación de los resultados obtenidos con cada uno de los modelos de turbulencia se muestra en la

Tabla 3.11 Tabla 3.12 para la variable de interés que en este caso corresponde a los contornos de fracción de volumen de petróleo para el instante $t=11s$.

Tabla 3.11. Comparación de resultados



(Fuente: Propia)

Es posible apreciar en esta tabla que los contornos son prácticamente iguales en la zona de inyección, es decir, de forma visual se presenta la misma estricción de la estela de petróleo debido al ingreso simétrico del fluido lubricante. Para la zona de estabilización se presentan pequeñas diferencias en los contornos de fracción de volumen. Dicha diferencia radica principalmente en que para que el modelo K-Omega SST el contorno no se estabiliza por completo y presenta ligeros rasgos característicos de zona de formación del flujo anular. Finalmente, para la sección III se observan diferencias considerables en los

contornos. En el modelo de turbulencia k-Épsilon los contornos son menos pronunciados que en el modelo SST, es decir, los valles y las crestas que caracterizan al fenómeno en estudio son más profundas en el modelo SST. A pesar de ello, se puede evidenciar en ambos modelos que el fluido jamás topa contra las paredes de la tubería y que la estela de petróleo tiende a dirigirse hacia el extremo superior de la tubería debido a la diferencia de gravedades específicas que presenta con el agua.

4 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se desarrolló la simulación numérica de flujo anular bifásico en tuberías horizontales. A partir de los resultados obtenidos y verificados por estudios previos del tema se puede concluir que:

- La revisión del estado del arte de este tema fue el punto de partida para comprender este fenómeno y sus factores y/o condiciones asociadas. Las mismas que fueron detalladas en la parte de la metodología.
- Los factores de estabilidad hidrodinámica: velocidades, gradientes de presión, interface petróleo-agua, ángulo de contacto fueron las de mayor predominancia para el fenómeno de flujo anular, pese a que no son las únicas, las mismas fueron fundamentales para el análisis numérico del flujo anular agua-petróleo.
- La verificación cualitativa mostró resultados similares al estudio previo, por lo cual las condiciones seleccionados fueron claves para la formación de este tipo de flujo.

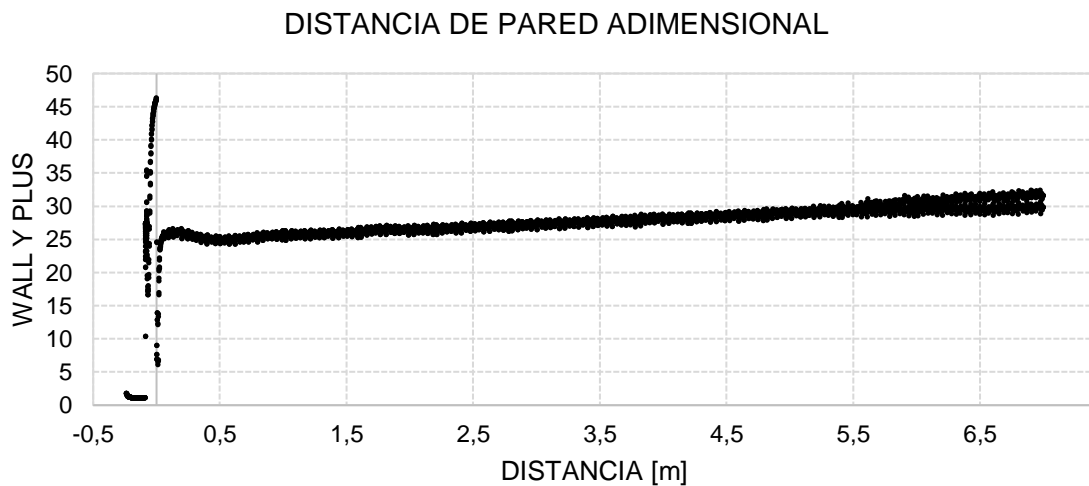
Referencias Bibliográficas

- [1] A. C. Bannwart, "Modeling aspects of oil – water core – annular flows," *Petroleum Science & Engineering*, vol. 32, pp. 127–143, 2001.
- [2] N. S., "CFD Simulation of a Crude Oil Transport Pipeline: Effect of Water," *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, vol. 2, no. 3, pp. 4–8, 2018, doi: 10.23880/ppej-16000167.
- [3] J. L. Trallero, C. Sarica, and J. P. Brill, "A study of oil/water flow patterns in horizontal pipes," *SPE Production and Facilities*, vol. 12, no. 3, pp. 165–172, 1997, doi: 10.2118/36609-PA.
- [4] "Heavy oil - PetroWiki." https://petrowiki.spe.org/Heavy_oil (accessed May 04, 2022).
- [5] "The Defining Series: Heavy Oil | Schlumberger." <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-heavy-oil> (accessed May 03, 2022).
- [6] S. Alagbe, "Experimental and Numerical Investigation of High Viscosity Oil-based Multiphase Flows," 2013.
- [7] N. Brauner, "Two-phase liquid-liquid," *International Journal of Multiphase Flow*, vol. 17, no. 1, pp. 59–76, 1991.
- [8] X. Xu, "Study on oil – water two-phase flow in horizontal pipelines," *Petroleum Science & Engineering*, vol. 59, pp. 43–58, 2007, doi: 10.1016/j.petrol.2007.03.002.
- [9] S. A. Konings, "Numerical simulations of core-annular flow through a horizontal pipe," 2017.
- [10] R. Ibarra, O. K. Matar, C. N. Markides, and I. Zadrazil, "An experimental study of oil-water flows in horizontal pipes," *BHR Group - 17th International Conference on Multiphase Technology 2015*, pp. 169–184, 2015.

- [11] N. Brauner, "Liquid-Liquid Two-Phase Flow Systems," pp. 1–61.
- [12] I. M. Færgestad, "Heavy Oil," 2016.
- [13] S. Ghosh, G. Das, and P. K. Das, "Simulation of core annular in return bends-A comprehensive CFD study," *Chemical Engineering Research and Design*, vol. 89, no. 11, pp. 2244–2253, 2011, doi: 10.1016/j.cherd.2011.03.015.
- [14] F. Cortéz, "Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos.," pp. 1–139, 2017.
- [15] A. Hart, "A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines," *Petrol Exploration Prod Technol*, pp. 327–336, 2014, doi: 10.1007/s13202-013-0086-6.
- [16] W. S. Ho and N. N. Li, "Core-Annular Flow of Liquid Membrane Emulsion," *AIChE Journal*, vol. 40, no. 12, 1994.
- [17] D. D. Joseph, R. Bai, K. P. Chen, and Y. Y. Renardy, "CORE-ANNULAR FLOWS," vol. 29, no. January, pp. 1–30, 1997.
- [18] J. González, Á. Martínez, R. Vega, and J. Otahola, "Engineering for a Smart Planet, Innovation, Information Technology and Computational Tools for Sustainable Development," 2012.
- [19] J. Shi and H. Yeung, "Characterization of liquid-liquid flows in horizontal pipes," *AIChE Journal*, vol. 63, no. 3, pp. 1132–1143, 2017, doi: 10.1002/aic.15452.
- [20] J. L. Trallero, C. Sarica, and J. P. Brill, "A study of oil/water flow patterns in horizontal pipes," *SPE Production and Facilities*, vol. 12, no. 3, pp. 165–172, 1997, doi: 10.2118/36609-PA.
- [21] A. B. Desamala, A. K. Dasamahapatra, and T. K. Mandal, "Oil-Water Two-Phase Flow Characteristics in Horizontal Pipeline – A Comprehensive CFD Study," *Industrial and Engineering Chemical and Molecular Engineering*, vol. 8, no. 4, pp. 360–364, 2014.
- [22] S. Tripathi, A. Bhattacharya, R. Singh, and R. F. Tabor, "Lubricated Transport of Highly Viscous Non-Newtonian Fluid as Core-Annular Flow : A CFD Study," *Elsevier*, vol. 15, pp. 278–285, 2015, doi: 10.1016/j.piutam.2015.04.038.
- [23] A. Archibong-eso, J. Shi, Y. D. Baba, A. M. Aliyu, and Y. O. Raji, "High Viscous Oil – Water Two – Phase Flow : Experiments & Numerical Simulations," *HAMT*, pp. 1–39, 2018, doi: 10.1007/s00231-018-2461-9.
- [24] J. Shi, M. Gourma, H. Yeung, M. Gourma, and H. Yeung, "Author ' s Accepted Manuscript different flow regimes Reference :," *J Pet Sci Eng*, 2017, doi: 10.1016/j.petrol.2017.01.022.
- [25] J. Shi, M. Gourma, and H. Yeung, "A CFD study on horizontal oil-water flow high viscosity ratio," vol. 44, no. October 2020, pp. 0–40, 2021.
- [26] K. C. Crivelaro, S. Rodrigues, and D. F. Neto, "Numerical simulation of heavy oil flows in pipes using the core-annular flow technique," *WIT Transactions on Engineering Sciences*, vol. 63, no. June, 2009, doi: 10.2495/MPF090171.

- [27] T. H. F. Andrade, F. N. Silva, S. R. Farias, and A. G. B. Lima, "Applying CFD in the analysis of heavy oil - water two-phase flow in joints by using core annular flow technique," *International Journal of Multiphysics*, vol. 7, no. 2, pp. 137–152, 2013.
- [28] F. Jiang, H. Li, M. Pourquié, G. Ooms, and R. Henkes, "Simulation of the hydrodynamics in the onset of fouling for oil-water core-annular flow in a horizontal pipe," *J Pet Sci Eng*, vol. 207, no. February, 2021, doi: 10.1016/j.petrol.2021.109084.
- [29] G. Ooms, "Fluid Mechanical Studies on Core-Annular Flow," no. September, 2014.
- [30] E. Van Duin, R. Henkes, and G. Ooms, "Influence of oil viscosity on oil-water core-annular flow through a horizontal pipe," *Petroleum*, vol. 5, no. 2, pp. 199–205, 2019, doi: 10.1016/j.petlm.2018.01.003.

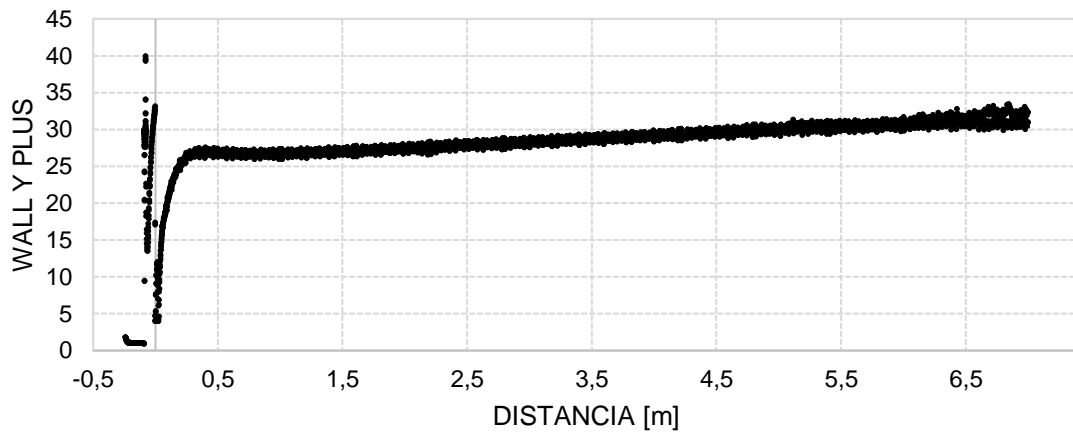
Anexos



Anexo 1. Yplus- K-EPSILON

(Fuente: Propia)

Y-PLUS



Anexo 2. Yplus - K-Omega SST

(Fuente: Propia)