



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Simulación numérica de la
inyección de fluidos
lubricantes en tuberías para
extracción de crudos
pesados y extrapesados**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Abigail Arteaga Torres

DIRECTOR DE TESIS

Dr. José Enrique Guzmán Vázquez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado SIMULACION NUMERICA DE LA INYECCION DE FLUIDOS LUBRICANTES EN TUBERIAS PARA EXTRACCION DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS que presenté para obtener el título de INGENIERA PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

ABIGAIL ARTEAGA TORRES
Número de cuenta: 317102345

Jurado Asignado

Presidente: **Dra. Paulina Gómora Figueroa**
Secretario: **Dr. Víctor Leonardo Teja Juárez**
Vocal: **Dr. José Enrique Guzmán Vázquez**
Suplente 1: **Dr. Daniel Cabrera Sotelo**
Suplente 2: **Dr. Jonathan Hernández García**

Abstract

For years, the oil industry has been a fundamental component of the Mexican economy. Although the country has advanced in the adoption of renewable energies and the economic impact of oil has decreased over time, it's estimated that fossil fuels will continue to represent between 50 % and 60 % of the country's energy matrix in the coming decades. In the current production scenario, it's essential to direct the development of the industry toward the exploitation of heavy and extra-heavy oil, since data have shown that there is a large amount of reserves of these crudes, which require specialized technologies and methods for their extraction. In the present work, an alternative for stimulating the production of extra-heavy crude oils (with gravities $<10^\circ$ API) is studied. The technique consists of "lubricating" the flow of this type of crude oil with a drag-reducing agent in order to reduce pressure losses (due to friction) in the wells. The proposal emerged at the Multiphase Flow Laboratory of the Institute of Engineering after a series of field tests with promising results. Here, the results of simulations focused on the injection process of the lubricating agent are presented in order to study the effects of reducing these losses. These results were validated with laboratory experiments carried out at the University of Calgary, Canada, by the Pipeline Engineering group led by Prof. Rondald Hugo. The experiments were conducted in the context of the strategic project SENER-CONACYT-HIDROCARBUROS 280158 "Solutions for Heavy and Extra-heavy Crudes." The results demonstrate that the reduction in bottom-hole pressure increases productivity.

Resumen

Por años, la industria petrolera ha sido un componente fundamental de la economía mexicana. Aunque el país ha avanzado en la adopción de energías renovables y el impacto económico del petróleo ha disminuido con el tiempo, se estima que los combustibles fósiles seguirán representando entre el 50 % y 60 % de la matriz energética del país en las próximas décadas.

En el escenario productivo actual, resulta indispensable dirigir el desarrollo de la industria hacia la explotación de aceites pesados y extrapesados, ya que los datos han demostrado que existe una gran cantidad de reservas de estos crudos, los cuales requieren tecnologías y métodos especializados para su extracción.

En el presente trabajo, se estudia una alternativa para la estimulación de la producción de crudos extrapesados (con gravedades API $< 10^\circ$). La técnica consiste en “lubricar” el flujo de este tipo de hidrocarburos con un agente reductor de arrastre para reducir las pérdidas de carga (por fricción) en los pozos. La propuesta surgió en el Laboratorio de Flujos Multifásicos del Instituto de Ingeniería tras una serie de pruebas realizadas en campo con resultados prometedores. Aquí se presentan los resultados de las simulaciones focalizadas en el proceso de inyección del agente lubricante para estudiar los efectos de reducción de dichas cargas. Estos resultados fueron validados con experimentos de laboratorio realizados en la Universidad de Calgary, Canadá, por el grupo de Ingeniería de Ductos, liderado por el Prof. Rondald Hugo. Los experimentos se llevaron a cabo en el contexto del proyecto estratégico SENER-CONACYT-HIDROCARBUROS 280158 “Soluciones para Crudos Pesados y Extrapesados”. Los resultados demuestran que la reducción de la presión en el fondo incrementa la productividad.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi mamá por todo su apoyo, por siempre estar presente incluso a la distancia y por siempre creer en mí. Gracias a todo tu esfuerzo y cuidado soy quien soy el día de hoy y pude llegar hasta aquí. Eres mi mayor ejemplo de fortaleza y perseverancia y tú me enseñaste a no rendirme jamás.

A mis tíos, por brindarme ánimo y orientación siempre que lo necesité, gracias por su apoyo a lo largo de este proceso y por su presencia constante en cada etapa importante de mi vida.

A mi novio, por su apoyo constante, su paciencia y su compañía. Gracias por siempre estar presente y creer en mí.

A mi familia y amigos por ser mi red de apoyo y mi refugio. Gracias por sus muestras de cariño, por los momentos compartidos y por siempre recordarme las cosas importantes de la vida. Cada uno de ustedes ha contribuido en gran medida a que este sueño sea posible.

A los doctores y compañeros del instituto de Ingeniería por su apoyo académico, colaboración y valiosas contribuciones durante la realización de este trabajo.

Contenido

Abstract	II
Resumen	III
Agradecimientos	IV
Introducción	1
0.1. El panorama petrolero en México	1
0.2. Clasificación del petróleo	2
0.3. Relevancia y retos en la producción de crudos pesados y extrapesados	3
0.4. Técnicas de extracción	6
0.4.1. Recuperación primaria	6
0.4.2. Sistemas artificiales de producción	7
0.4.3. Recuperación secundaria	7
0.4.4. Recuperación mejorada	8
0.5. Antecedentes	8

0.5.1. Programa experimental	10
0.6. Hipótesis	15
0.7. Objetivo	15
1. MARCO TEÓRICO	16
1.1. Características del sistema	16
1.2. Ecuaciones fundamentales	17
1.2.1. Ley de conservación de masa	17
1.2.2. Ley de conservación del momento lineal	18
1.3. Propiedades físicas	19
1.3.1. Densidad de la mezcla	19
1.3.2. Viscosidad	19
2. SIMULACIONES NUMÉRICAS	21
2.1. Método de volumen de fluido	21
2.2. Parámetros de modelado	22
2.3. Geometría y mallado	23
2.4. Condiciones de frontera	28
2.5. Configuración del solver	29
2.6. Independencia de malla y validación	30
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	34

3.1. Comparación con datos experimentales	34
3.2. Evolución del flujo	35
3.3. Presión	39
3.4. Velocidad	42
3.5. Efecto de la inyección por lotes (bacheo)	44
3.6. Efecto del cambio de volumen de inyección	45
Conclusiones	47
3.7. Contribuciones	48
3.8. Recomendaciones y trabajo futuro	48

Lista de Figuras

1.	Producción de aceite pesado en México (PEMEX [2025])	4
2.	Distribución de los yacimientos por tipo de fluido. (PEMEX [2024])	5
3.	Esquema de la configuración experimental. Imagen elaborada por el equipo de la Universidad de Calgary, Canadá.	11
4.	Esquema de la configuración de las válvulas. Imagen elaborada por el equipo de la Universidad de Calgary, Canadá.	11
5.	Tubería y válvulas de inyección.	12
6.	Equipo experimental	13
7.	Imagen del laboratorio	14
2.1.	Representación del método VOF Haider [2013].	22
2.2.	Geometría de la tubería. Elaboración propia mediante SpaceClaim.	24
2.3.	Acercamiento a las entradas secundarias de la tubería. Elaboración propia mediante SpaceClaim.	24
2.4.	Geometría de la sección recortada de la tubería. Elaboración propia mediante SpaceClaim.	25

2.5. Geometría de la sección recortada - entrada secundaria. Elaboración propia mediante SpaceClaim.	25
2.6. Parte interna de la malla. Elaboración propia mediante Fluent Meshing.	26
2.7. Parte externa de la malla. Elaboración propia mediante Fluent Meshing.	27
2.8. Parte externa de la malla. Vista superior. Elaboración propia mediante Fluent Meshing.	27
2.9. Configuración del solver	30
2.10. Independencia de malla. La curva azul claro representa el tiempo de cómputo y la curva azul oscuro representa el error relativo.	31
2.11. Mallado utilizado en las simulaciones preliminares.	32
2.12. Malla utilizada en este trabajo.	33
3.1. Contorno de fases a 10 s, 20 s, 30 s y 40 s de simulación	35
3.2. Contorno de fases antes de iniciar inyección a $t=0$ s. Elaboración propia resultado de las simulaciones en ANSYS Fluent.	36
3.3. Contorno de fases al inicio de la inyección a $t=5$ s. Elaboración propia resultado de las simulaciones en ANSYS Fluent.	36
3.4. Contorno de fases a 10 segundos de inyección. Elaboración propia resultado de las simulaciones en ANSYS Fluent.	37
3.5. Contorno de fases al finalizar la inyección a $t=20$ s. Elaboración propia resultado de las simulaciones en ANSYS Fluent.	37
3.6. Demostración de la inyección de agua (en color rojo) en los experimentos, visto desde diferentes ángulos de la tubería.	38
3.7. Fracción volumétrica de glicerina medida en el laboratorio.	39

3.8. Disminución de la presión	40
3.9. Comparación de la disminución de la presión con el volumen de producción.	42
3.10. Perfil de velocidad al finalizar la inyección	43
3.11. Perfil de velocidad antes (en rojo) y después de la inyección(en azul).	44
3.12. Comparación de inyección continua vs intermitente.	45
3.13. Disminución de la presión con inyecciones de diferente porcentaje del flujo másico.	46

Lista de Tablas

- 1. Clasificación del petróleo por °API. CNH [2022] 3

- 2.1. Parámetros de modelado y condiciones del experimento expresados en Sistema Internacional (SI) y en unidades de campo. 23
- 2.2. Valores del análisis de independencia de malla. 31

- 3.1. Diferencia de presión (con una inyección de 0.5 %V/V) 41

Nomenclatura

Variables

Descripción	Variable	Unidad
Coefficiente de arrastre	C_D	Adimensional
Concentración másica de la glicerina	C_m	Adimensional
Factor de fricción	f	Adimensional
Longitud	L	m
Masa transferida	\dot{m}	kg
Temperatura	T	°C
Tiempo	t	min
Velocidad	v	m/s
Volumen de la celda	V	m^3
Presión	P	Pa

Letras griegas

Descripción	Variable	Unidad
Aceleración gravitacional	g	m/s^2
Densidad	ρ	kg/m^3
Densidad relativa del aceite	γ_o	Adimensional
Factor de ponderación	$\dot{\alpha}$	Adimensional
Fracción de volumen de la celda	α	Adimensional
Subíndice relativo a la glicerina	g	Adimensional
Subíndice relativo al agua	w	Adimensional
Viscosidad	μ	Pa·s

Introducción

0.1. El panorama petrolero en México

Históricamente, la producción de petróleo ha sido uno de los pilares de la economía de México, produciendo un impacto del 3.7 % en el PIB nacional en 2024 (Gaceta UNAM [2025]). Aunque el país, como el resto del mundo, está avanzando hacia el uso de las energías renovables, se espera que en las próximas tres décadas siga representando entre el 50 % y el 65 % de la matriz energética (Gaceta UNAM [2025]).

Cabe considerar que las reservas de hidrocarburos representan volúmenes de petróleo y gas potencialmente recuperables de los yacimientos conocidos bajo ciertas condiciones técnicas y económicas. Dichas reservas se clasifican en tres categorías: 1P (reservas probadas), 2P (reservas probadas + probables), y 3P (reservas probadas + probables + posibles).

Las reservas probadas son aquellas con cantidades estimadas de hidrocarburos que, mediante estudios y datos obtenidos, muestran una certeza del 90 % de ser recuperadas en un futuro próximo, bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica.

Las reservas probables son aquellas en las que la información existente del yacimiento no es la suficiente para categorizarlas como probadas. También pueden ser reservas con potencial de ser productoras, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas.

Las reservas posibles son las que, después del análisis de datos disponibles, se determina que su recuperación comercial es menos factible. Se asocian a áreas del yacimiento donde la continuidad del reservorio o sus propiedades se infieren a partir de interpretaciones y

extrapolaciones de los datos existentes, por lo que presentan el mayor grado de incertidumbre dentro de la clasificación de reservas.

Para el 1 de enero de 2024, según PEMEX [2024], un volumen de 5,292.2 millones de barriles corresponde a las reservas 1P, las que tienen mayor probabilidad de extraerse en un corto plazo de tiempo. Mientras que un total de 12,940.3 millones de barriles corresponde a las 3P, con tan solo una probabilidad del 10% de extraerse en un futuro próximo, debido a las condiciones al momento del estudio.

Una característica importante de la producción nacional petróleo es que una parte significativa de los hidrocarburos tiene una baja graduación API, es decir, que corresponde a las variedades pesada y extrapesada. La clasificación particular en términos de la gravedad API permite determinar sus propiedades físicas.

0.2. Clasificación del petróleo

El petróleo está constituido por una mezcla de hidrocarburos que se presentan en la naturaleza, aunque también puede contener impurezas como azufre, nitrógeno o metales pesados. La mayor o menor cantidad de cada uno de sus compuestos individuales, así como los cambios en condiciones de presión o temperatura, determinarán las características físicas del petróleo, tales como: color, densidad, viscosidad o el tipo de productos derivados que se pueden obtener del mismo.

Es un recurso natural no renovable y, actualmente, es la principal fuente de energía en los países desarrollados.

La densidad del petróleo se mide comúnmente en grados API, los cuales son una medida de densidad relativa propuesta por el Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés). La escala determina qué tan ligero o pesado es, comparándolo con un volumen igual de agua, utilizando la siguiente fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1)$$

Los crudos pesados y extrapesados presentan mayores retos tanto en su extracción como en su procesamiento, debido a sus altas viscosidades y mayor contenido de fracciones pesadas, en comparación con los crudos ligeros. Estas características implican mayores requerimientos operativos y tecnológicos, lo que se puede traducir en un incremento en los costos de producción. A continuación, la tabla 1 indica los valores respectivos de cada tipo de aceite.

Tabla 1: Clasificación del petróleo por °API. CNH [2022]

Clasificación	°API
Super ligero	> 39
Ligero	31.1 - 39
Medio	23.1 - 31
Pesado	10 - 23
Extrapesado	< 10

0.3. Relevancia y retos en la producción de crudos pesados y extrapesados

Los crudos ligeros, al presentar baja viscosidad y alta movilidad, implican menores requerimientos energéticos y de infraestructura, mientras que los crudos pesados demandan tecnologías de producción más avanzadas, mayor consumo energético y, en consecuencia, mayores costos de operación.

Los crudos pesados y extrapesados presentan mayores retos técnicos en relación con su producción debido a que sus características de alta viscosidad dificultan, en primer lugar, su extracción y, en segundo lugar, su movilización hasta la superficie. En general, gran parte de los crudos pesados no son recuperables a través de los métodos de producción convencionales, por lo que también se agregan al precio el esfuerzo y el costo de las técnicas avanzadas que se utilizan para la extracción.

En México, la producción de aceite pesado ha ido en descenso, con cifras en el 2025 que no sobrepasan los 900 mil barriles por día. Esto se debe, entre otras cosas, a que cada vez es más difícil y costosa la extracción. A pesar de ello, la producción de aceite pesado aún constituye

aproximadamente el 46 % de la producción diaria.

De las reservas 3P actuales existentes en México, 7,690.5 millones de barriles constituyen aceite pesado, es decir, un 59.43%. Mientras que, de las reservas 1P, el volumen de aceite pesado ocupa un 62%. PEMEX [2024]

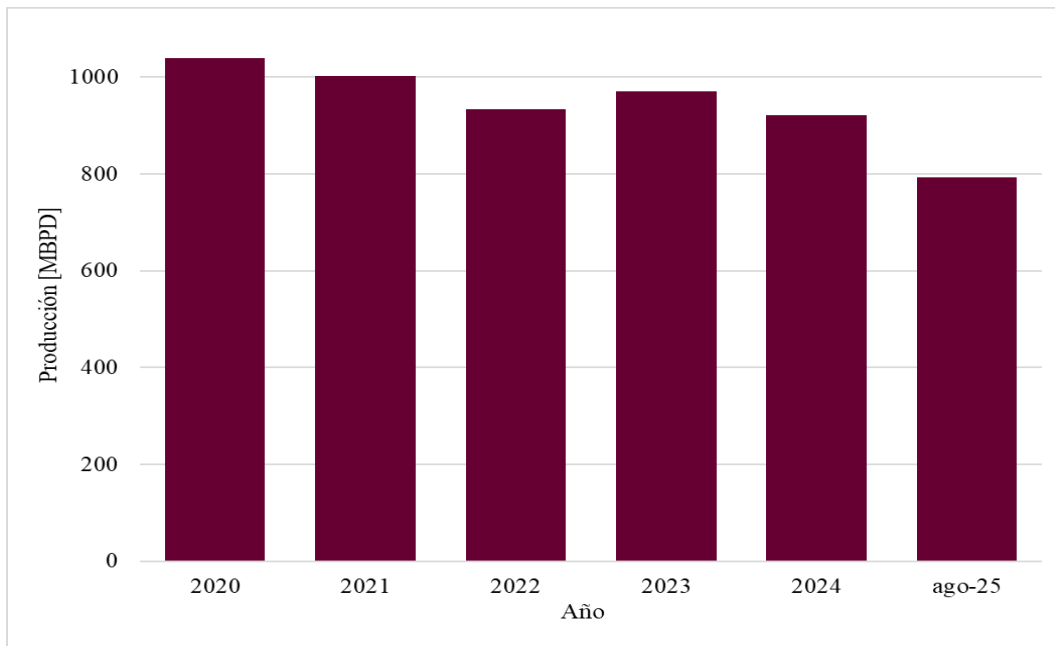


Figura 1: Producción de aceite pesado en México (PEMEX [2025])

Según el mapa de la figura 2, las principales zonas del país con presencia de crudos pesados y extrapesados son las regiones de Tampico - Misantla y las Cuencas del Sureste.

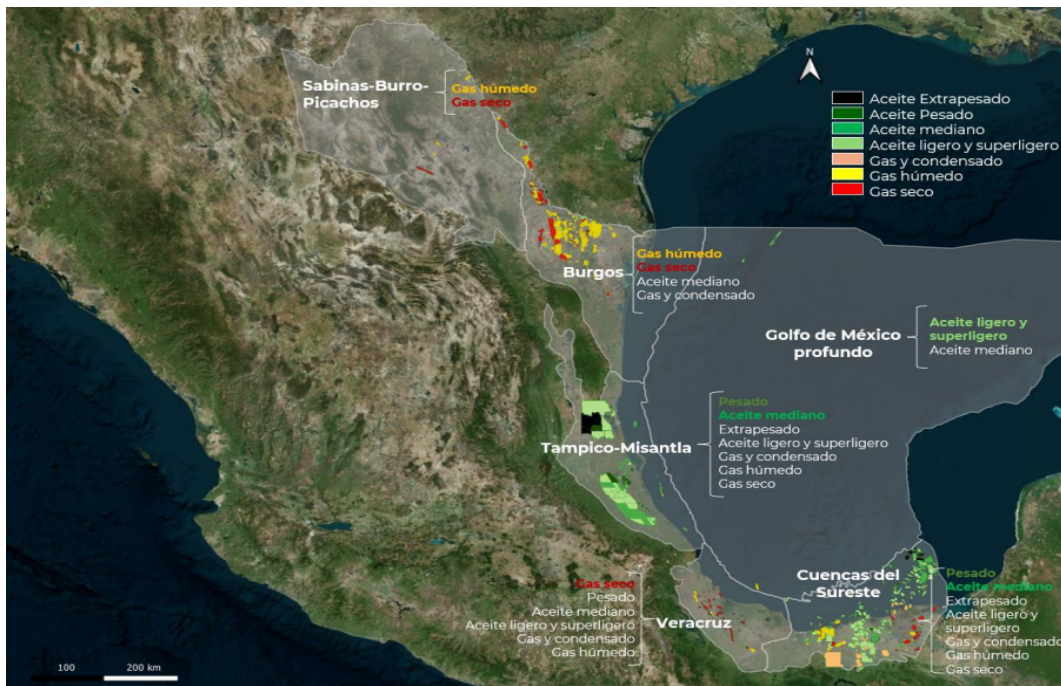


Figura 2: Distribución de los yacimientos por tipo de fluido. (PEMEX [2024])

En la región de Tampico - Misantla el campo produce una variedad de aceites que van del superligero hasta extrapesado. Al 1 de enero de 2024, teniendo un volumen original de aceite de 90,184 MMb, únicamente se ha producido un 6 % del volumen original. Para el 2043 se espera recuperar otro 4 %, lo que resultaría en un volumen remanente del 90 % (PEMEX [2024]).

Por otro lado, la provincia petrolera Cuencas del Sureste cuenta con un volumen original de aceite de 156,520 MMb al 1 de enero de 2024. De este volumen se ha logrado recuperar el 27 % convirtiendo a esta provincia en la más productiva del país. El mayor volumen de reservas de aceite está contenido en esta provincia (representando un 7 % del total), lo que resulta en un volumen remanente aproximado del 66 % (PEMEX [2024]).

Estos datos reflejan que aún existe un volumen considerable de hidrocarburos remanentes que no ha podido ser recuperado con los métodos convencionales de producción. Por lo tanto, existe la necesidad de implementar técnicas de extracción eficientes enfocadas en los crudos pesados y extrapesados. Dichas técnicas pueden ser asistidas y complementadas mediante métodos artificiales de bombeo, entre los que se encuentra el método de “lubricación de

flujo”.

0.4. Técnicas de extracción

La explotación de hidrocarburos es un proceso que involucra etapas de exploración, perforación, extracción y producción del petróleo y gas natural contenidos en un yacimiento. Para su extracción es necesario que la presión en el fondo del pozo sea mayor que la presión en la superficie. Con el tiempo, la presión en el fondo cambia y se pierde la capacidad natural de bombeo del yacimiento. Surge, entonces, la necesidad de recurrir a alguno de los métodos de “estimulación” de la producción concebidos para aportar energía al yacimiento o para aligerar la columna hidrostática de los fluidos. Ambas estrategias permiten modificar el balance de la presión a fin de facilitar el flujo hacia la superficie.

0.4.1. Recuperación primaria

Cuando el yacimiento cuenta con la energía natural suficiente para impulsar a los hidrocarburos hasta la superficie se habla de una recuperación primaria. Los mecanismos naturales mediante los cuales se recupera una fracción de los hidrocarburos *in situ* suelen actuar de manera simultánea o en forma secuencial. Éstos dependen fundamentalmente de la composición de los fluidos y de las propiedades del sistema roca-fluido. Los principales mecanismos que influyen en la producción natural del yacimiento son:

- Expansión del sistema roca-fluidos
- Expansión del casquete de gas
- Empuje de agua
- Empuje de gas
- Segregación gravitacional

0.4.2. Sistemas artificiales de producción

Los Sistemas Artificiales de Producción (SAP) pueden ser aplicados en la etapa de recuperación primaria como formas de estimulación. En esencia, estos métodos son una versión diseñada y optimizada para asistir artificialmente a los mecanismos naturales del yacimiento. Los más comúnmente utilizados son Brown [1980]:

- Bombeo mecánico (BM): un motor produce el movimiento recíprocante de una varilla conectada a una válvula (sumergible) diseñada para impulsar el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie.
- Bombeo neumático continuo (BNC): consiste en efectuar la inyección continua de gas a alta presión a través del espacio anular, y por medio de una válvula. El gas inyectado se mezcla con el hidrocarburo líquido, aligerando así la columna hidrostática (es decir, reduciendo el peso del líquido por efecto de la reducción local de la densidad).
- Bombeo neumático intermitente (BNI): se apoya en el mismo principio que el BNC aunque la inyección de gas se realiza a través de la tubería de revestimiento; cuando se acumula suficiente gas en el espacio anular, éste es liberado hacia la tubería de producción para lotes (o “batches”) de líquido y gas.
- Bombeo electrocentrífugo (BEC): por medio de un cable instalado en la superficie, se hace descender por el pozo un motor conectado a un rotor centrífugo multietapa que impulsa a los hidrocarburos.

0.4.3. Recuperación secundaria

La recuperación secundaria busca mantener la presión del yacimiento o desplazar el crudo mediante la inyección de fluidos externos. Al implementar un proceso de recuperación secundaria se reemplaza, total o parcialmente, un mecanismo primario del yacimiento por uno secundario.

Las dos principales técnicas de recuperación secundaria son: a) la inyección de agua y b) la inyección de gas. Se utiliza principalmente el agua, pues brinda un mayor margen de

recuperación. La técnica específica se elige con base en las características petrofísicas del yacimiento (porosidad o conectividad, por ejemplo). Ahmed [2010]

0.4.4. Recuperación mejorada

La recuperación mejorada recurre a métodos sofisticados que incluyen la inyección de fluidos complejos y/o miscibles, con el objeto de modificar las propiedades de los hidrocarburos. Las principales categorías se refieren a los métodos:

- Térmicos: se basan en la inyección de agua caliente o de vapor, y también en la aplicación de medios para el calentamiento eléctrico y la combustión *in situ*.
- Miscibles: se basan en la inyección de gas, de dióxido de carbono (CO_2) y de nitrógeno (N_2).
- Químicos: se basan en la inyección de agentes químicos que incluyen polímeros, surfactantes, nanopartículas, líquidos iónicos, entre otros.

0.5. Antecedentes

Las técnicas relacionadas con la aplicación de mejoradores de flujo en pozos¹ se enmarcan en la categoría de los métodos artificiales para la estimulación de la producción. Su propósito es contribuir a reducir las pérdidas de carga por fricción y, por consiguiente, la energía necesaria para movilizar los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie. Esto tiene el efecto positivo de incrementar la productividad y facilitar la gestión del yacimiento.

Típicamente, los mejoradores de flujo se agregan a la corriente de aceite a través de métodos de inyección específicamente diseñados para cada situación. En esta tesis se consideran únicamente los reductores de arrastre empleados como agentes lubricantes en pozos verticales.

¹Genéricamente denominados DRA por sus siglas en inglés. No obstante, conviene hacer una distinción entre dos posibles principios de acción: a) agentes que efectivamente reducen la fricción (denominados aquí como reductores de arrastre) y b) agentes que cambian la composición de los hidrocarburos (“mejorando” el flujo en función de la modificación efectiva de la gravedad API del hidrocarburo en cuestión). En adelante, nos referiremos específicamente al primero.

El flujo anular (o CAF por sus siglas en inglés) es un patrón de flujo cuyas características pueden ser aprovechadas para reducir la caída de presión debida a la fricción exacerbada asociada a los crudos de alta viscosidad (extrapesados). Una técnica emparentada, que es menos eficaz pero más fácil de implementar en campo, es la inyección a través de puertos distribuidos en un arreglo perimetral en la TP. En ambos casos, la técnica se basa en la inyección del agente reductor de arrastre en la proximidad de la pared interna de la TP. Debido a la dinámica dentro de la TP, el agente tiende a adherirse a la pared interna y forma plumas que se extienden sobre la pared. Aunque esto no configura estrictamente un flujo anular, la película delgada del agente reductor lubrica eficazmente el flujo. El hidrocarburo de alta viscosidad es obligado a formar un núcleo que no se deforma porque los gradientes de velocidad en su interior se reducen considerablemente. En otras palabras, la capa de lubricación cumple la función de intermediación entre la tubería y el hidrocarburo, absorbiendo todos los efectos relacionados con la viscosidad.

En la industria, hay aplicaciones importantes de este método. La empresa Shell aplicó agua como agente reductor en un oleoducto de 38,6 km de longitud, medida desde el yacimiento *North Midway Sunset* hasta las instalaciones centrales en *Ten Section, California*. Este ducto ha operado durante 12 años con un 30 % de agua volumétrica y un caudal de 24.000 barriles por día. También, ha operado oleoductos lubricados de 55 km, desde San Diego hasta Budare, en Venezuela, para transportar crudos pesados de 9.6° API Soliman [2019].

Para las aplicaciones de esta técnica, generalmente se usa una fracción volumétrica de agua de aproximadamente 10-30 %. Debido a las dificultades que implica el gran volumen de agua utilizado y a la complejidad de la colocación de los mecanismos para lograr una inyección anular en una tubería, se buscan métodos más viables, aplicando los mismos principios de reducción de arrastre, utilizando un fluido de menor viscosidad. Precisamente en este punto entran en escena los agentes reductores de arrastre. Usualmente, éstos son diseñados para modificar de manera específica ciertos procesos de flujo. Por ejemplo, los polímeros de cadenas largas tienen el efecto de retardar la transición turbulenta de los hidrocarburos cuando el régimen de flujo es suficientemente severo. Toms [1948]

Una solución alternativa a la inyección anular es la inyección a través de las válvulas y puertos de inyección instalados en las tuberías de producción. Por ejemplo, un sistema de inyección de cuatro puertos perpendiculares permite generar una película de lubricación con el fluido de menor viscosidad a menor costo y complejidad operativa. Este método facilita

la distribución del fluido en el conducto sin requerir el control o los equipos especializados que demanda la inyección anular, resultando en una alternativa viable para reproducir los efectos del flujo anular en sistemas que no pueden ser modificados mediante una intervención en pozo.

En esta tesis se estudia la reducción de la pérdida de carga primaria, es decir, la causada por fricción del fluido con la pared interna de la tubería de producción, por medio de la aplicación de la técnica de lubricación del flujo. La propuesta surgió en el Laboratorio de Flujos Multifásicos del Instituto de Ingeniería tras una serie de pruebas de campo (realizadas por una empresa del sector petrolero) con resultados prometedores. Esto motivó el desarrollo del proyecto estratégico No. 4 del proyecto 280158 “Soluciones para Crudos Pesados y Extrapesados”, apoyado por el Fondo SENER-CONACYT-HIDROCARBUROS en 2017.

0.5.1. Programa experimental

El programa experimental fue realizado en el contexto del citado proyecto estratégico por el grupo *Pipeline Engineering*, encabezado por el Prof. Ron Hugo, en la *Schulich School of Engineering* de la Universidad de Calgary, en Canadá. Los datos obtenidos a través de las mediciones de los parámetros de interés fueron utilizados para validar las simulaciones y para confirmar las conclusiones correspondientes.

Las imágenes del aparato experimental y sus detalles se muestran en las figuras 3 a 7, a continuación.

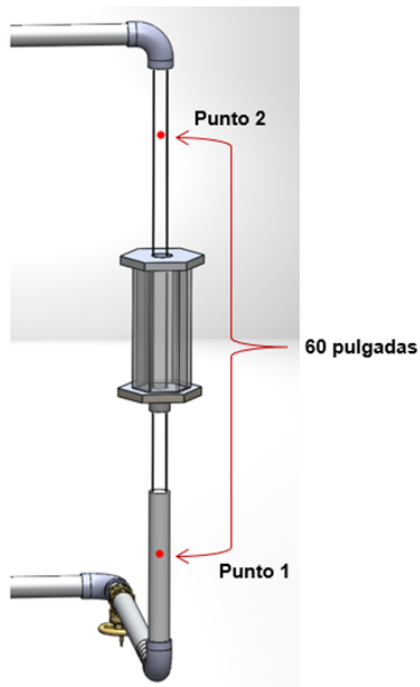


Figura 3: Esquema de la configuración experimental. Imagen elaborada por el equipo de la Universidad de Calgary, Canadá.

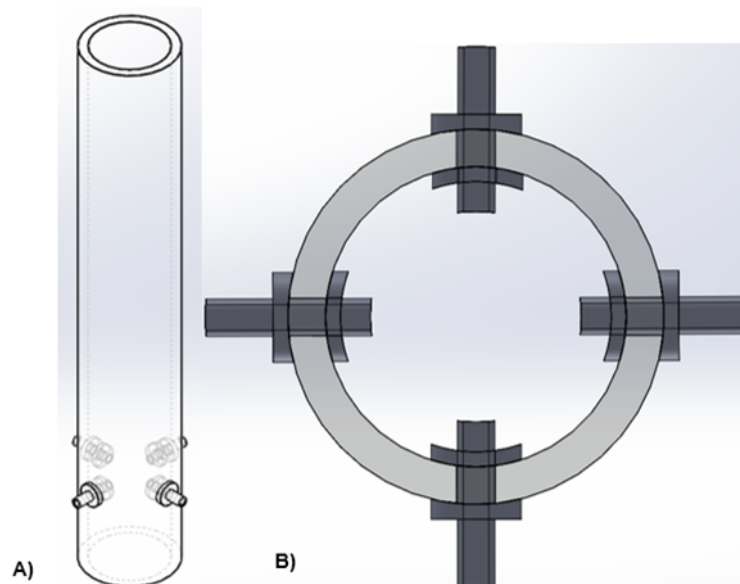


Figura 4: Esquema de la configuración de las válvulas. Imagen elaborada por el equipo de la Universidad de Calgary, Canadá.

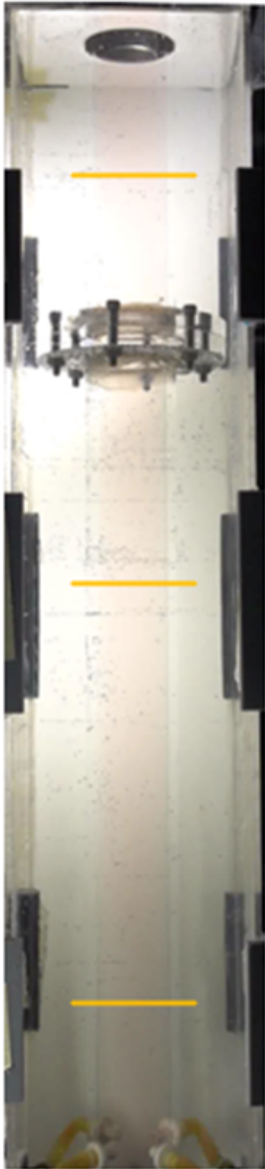


Figura 5: Tubería y válvulas de inyección.



Figura 6: Equipo experimental

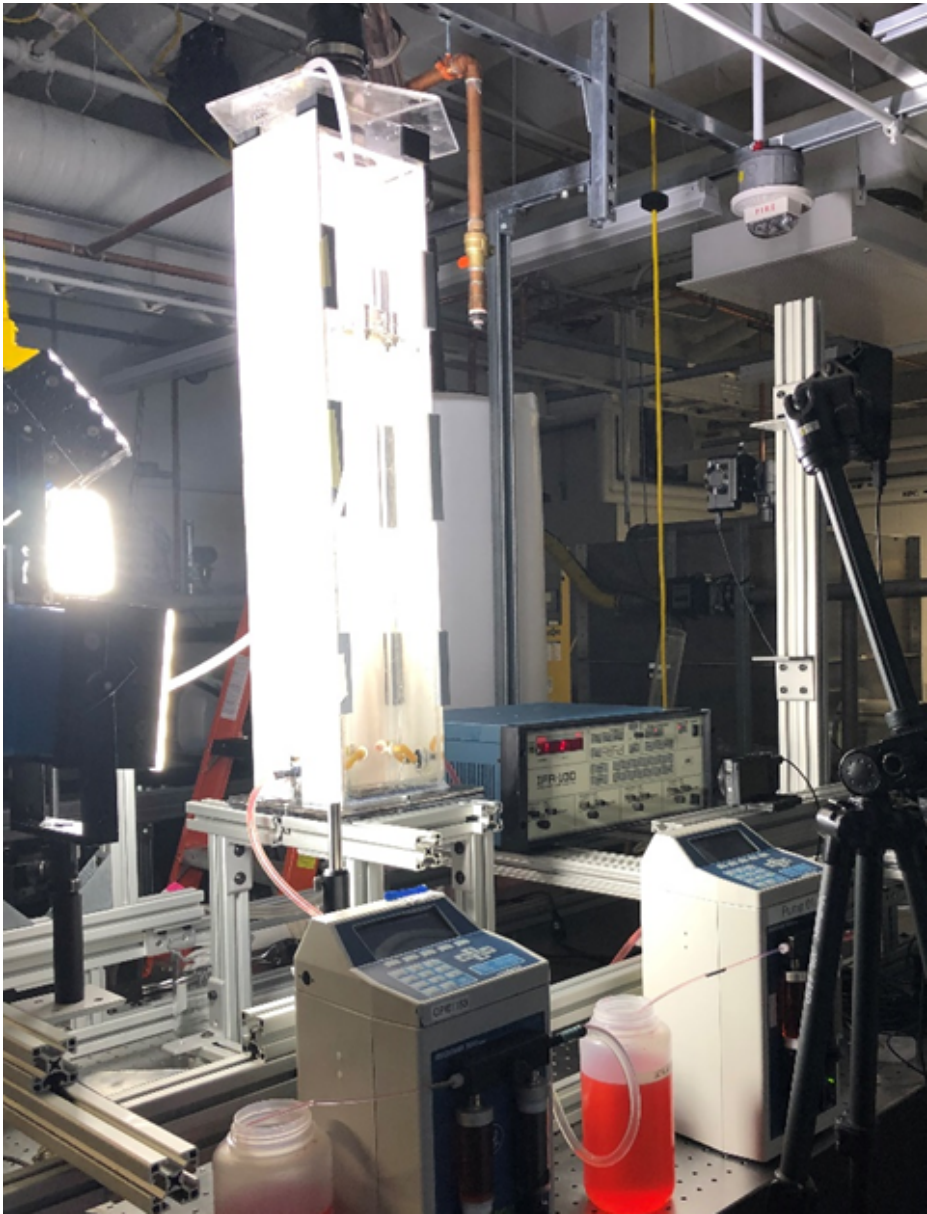


Figura 7: Imagen del laboratorio

0.6. Hipótesis

La inyección de un fluido de baja viscosidad en una tubería vertical que transporta un fluido primario de alta viscosidad producirá un flujo lubricado, disminuyendo la presión en el fondo del tubo e incrementando, en consecuencia, el volumen producido del fluido primario.

0.7. Objetivo

Estudiar un método alternativo para la estimulación de la producción propuesto en el Laboratorio de Flujos Multifásicos del Instituto de Ingeniería, con el fin de evaluar su potencial de aplicación y el desempeño en sistemas de producción, mediante simulaciones numéricas y la validación experimental correspondiente.

Objetivos específicos

1. Desarrollar un modelo numérico de alta resolución que permita simular con precisión el proceso de inyección propuesto.
2. Analizar el comportamiento del flujo y los parámetros operativos a partir de los resultados obtenidos en las simulaciones.
3. Validar los resultados numéricos mediante la comparación con datos experimentales obtenidos de experimentos realizados en la Universidad de Calgary, Canadá.
4. Discutir la viabilidad técnica del método como alternativa para la estimulación de la producción.

Capítulo 1

MARCO TEÓRICO

1.1. Características del sistema

Se analiza un sistema isotérmico de flujo bifásico vertical ascendente en el régimen laminar. La mezcla consta de dos fases líquidas: glicerina como fluido primario y agua como fluido secundario. Ambos fluidos se consideran inmiscibles e incompresibles. El fluido secundario simula un agente reductor del arrastre (DRA) que es dosificado con una fracción volumétrica aproximadamente compatible con la operación de un sistema de producción en campo.

Se emplea la glicerina como fluido modelo para reproducir el comportamiento del hidrocarburo en tuberías, debido a sus características similares, como lo son su reología, comportamiento newtoniano y su alta viscosidad. Lo cual permite representar la alta resistencia al flujo característica de los crudos pesados y extrapesados. Bird et al. [2002]

1.2. Ecuaciones fundamentales

1.2.1. Ley de conservación de masa

Para rastrear la interfase, el modelo utilizado resuelve la ecuación de continuidad para la fracción de volumen de una de las fases.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_g \rho_g) + \nabla(\alpha_g \rho_g \vec{v}_g) = (\dot{m}_{wg} - \dot{m}_{gw}) \quad (1.1)$$

Los subíndices g y w se refieren a las fases glicerina y agua, respectivamente. \dot{m}_{ij} es el flujo de masa transferido de una fase a la otra. α es la fracción volumétrica de la fase correspondiente. Es importante notar que esta ecuación no se resuelve explícitamente para la fase primaria porque se puede calcular en función de la restricción

$$\sum_{g=1}^n \alpha_g = 1 \quad (1.2)$$

de modo que $\alpha_g = 1 - \alpha_w$, con $\alpha_w = \dot{V}_w / \dot{V}_g = \text{constante}$. \dot{V}_k es el flujo volumétrico correspondiente a cada fase k . Cabe notar que el reductor de arrastre es un fluido cuya dosificación volumétrica es muy baja en relación al volumen total producido. Esto se debe a que la aplicación en campo exige que la fracción dosificada sea inferior al $1.0V/V_T$.

La forma discretizada de la ley de conservación de masa para la evolución temporal del flujo se escribe de la siguiente manera:

$$\frac{\alpha_g^{n+1} \rho_g^{n+1} - \alpha_g^n \rho_g^n}{\Delta t} V + \sum_f (\rho_g^{n+1} U_f^{n+1} \alpha_{g,f}^{n+1}) = \left[\sum_{p=1}^n (\dot{m}_{wg} - \dot{m}_{gw}) \right] V \quad (1.3)$$

donde:

- $n + 1$: paso de tiempo actual
- n : paso de tiempo anterior
- α_g^{n+1} : fracción de volumen de la celda al paso de tiempo $n + 1$
- α_g^n : fracción de volumen de la celda al paso de tiempo n
- $\alpha_{q,f}^{n+1}$: fracción volumétrica de la fase q en la cara f
- U_f^{n+1} : flujo de volumen en la cara f al paso de tiempo $n + 1$
- V : volumen de la celda

1.2.2. Ley de conservación del momento lineal

Con base en la definición de la densidad de la mezcla, ρ , se resuelve una única ecuación de momento para la “mezcla” en todo el dominio. El campo de velocidades resultante es común a ambas fases. No obstante, la ecuación de momento depende indirectamente de las fracciones volumétricas de las fases, a través de las propiedades físicas de densidad y viscosidad correspondientes.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\vec{v}) + \nabla \cdot (\rho\vec{v}\vec{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot [\mu(\nabla\vec{v} + \nabla\vec{v}^T)] + \alpha\rho\vec{g} + \vec{f} \quad (1.4)$$

donde:

- ρ : densidad
- \vec{v} : velocidad
- μ : viscosidad
- α : fracción volumétrica
- g : aceleración gravitacional
- f : fuerzas externas

La ecuación anterior se integra sobre un volumen de control (volúmenes finitos) y se discretiza respecto al tiempo:

$$\int_{V_P} \frac{\partial}{\partial t}(\rho\vec{v}) dV + \int_{V_P} \nabla \cdot (\rho\vec{v}\vec{v}) dV = - \int_{V_P} \nabla [\mu(\nabla\vec{v} + \nabla\vec{v}^T)] dV + \int_{V_P} \alpha\rho\vec{g} dV + \int_{V_P} \vec{f} dV \quad (1.5)$$

Los términos divergentes se transforman en flujos por las caras:

$$\int_{V_P} \nabla \cdot (\rho\vec{v}\vec{v}) dV = \sum_f (\rho\vec{v})_f (\vec{v}_f \cdot \vec{n}_f) A_f \quad (1.6)$$

$$- \int_{V_P} \nabla [\mu(\nabla\vec{v} + (\nabla\vec{v})^T)] dV = \sum_f \mu_f (\nabla\vec{v})_f \cdot \vec{n}_f A_f \quad (1.7)$$

Para la discretización temporal se emplea un esquema implícito de primer orden.

$$\int_{V_P} \frac{\partial(\rho\vec{v})}{\partial t} dV \approx \frac{(\rho\vec{v})_P^{n+1} - (\rho\vec{v})_P^n}{\Delta t} V_P \quad (1.8)$$

Se define el flujo másico a través de cada cara del volumen de control:

$$\dot{m} = \rho_f (\vec{v}_f \cdot \vec{n}_f) A_f \quad (1.9)$$

El gradiente de velocidad en la cara se aproxima como:

$$(\Delta \vec{v})_f \approx \frac{\vec{v}_N - \vec{v}_P}{d_{PN}} \quad (1.10)$$

Los términos fuente se reescriben como:

$$\int_{V_P} \alpha \rho \vec{g} dV = \alpha \rho_P \vec{g} V_P \quad (1.11)$$

$$\int_{V_P} \vec{f} dV = \vec{f}_P V_P \quad (1.12)$$

Por lo que la ecuación final queda de la forma:

$$\frac{(\rho \vec{v})_P^{n+1} - (\rho \vec{v})_P^n}{\Delta t} V_P + \sum_f \dot{m}_f \vec{v}_f = \sum_f \mu_f \frac{\vec{v}_N - \vec{v}_P}{d_{PN}} A_f + \alpha \rho_P \vec{g} V_P + \vec{f}_P V_P \quad (1.13)$$

La ecuación 1.13 es resuelta de manera implícita en cada paso de tiempo, generando un sistema de ecuaciones algebraicas que es solucionado iterativamente por el solver de ANSYS Fluent.

1.3. Propiedades físicas

1.3.1. Densidad de la mezcla

Las propiedades que aparecen en las ecuaciones de transporte están determinadas por la presencia de las fases existentes en cada volumen de control. En un sistema bifásico (con las fases representadas por g y w) donde la fracción de volumen de la fase secundaria es representada por α_w , la densidad de la “mezcla” en la celda se calcula por medio de

$$\rho = \alpha_w \rho_w + (1 - \alpha_w) \rho_g \quad (1.14)$$

1.3.2. Viscosidad

Para el cálculo de la viscosidad en una mezcla de glicerina y agua no es posible usar las ecuaciones comunes, pues este tipo de mezcla se comporta de manera distinta dependiendo

de la fracción de volumen y la temperatura. En la práctica, suele realizarse mediante correlaciones basadas en datos experimentales entre la viscosidad y otras propiedades del líquido. En esta investigación se recurre a la fórmula empírica específicamente propuesta por Cheng [2008] glicerina y agua, cuyas concentraciones máscas se encuentran en los intervalos 0-100 % y temperaturas de 0 a 100 [°C].

La fórmula para el cálculo de la viscosidad es la siguiente:

$$\mu = \mu_w^{\dot{\alpha}} \mu_g^{1-\dot{\alpha}} \quad (1.15)$$

los subíndices w y g se refieren al agua y a la glicerina, respectivamente.

El factor de ponderación $\dot{\alpha}$ es un parámetro que depende de los factores a y b , dependientes a su vez de la temperatura

$$\dot{\alpha} = 1 - C_m + \frac{abC_m(1 - C_m)}{aC_m + b(1 - C_m)} \quad (1.16)$$

cuyo valor varía entre 0 y 1. donde

$$a = 0.705 - 0.0017T \quad (1.17)$$

$$b = (4.9 + 0.036T)a^{2.5} \quad (1.18)$$

Capítulo 2

SIMULACIONES NUMÉRICAS

2.1. Método de volumen de fluido

El modelo numérico se realizó con el software de modelado y simulación ANSYS 2024 R1, aprovechando el módulo de mallado *Fluent Meshing*. Se utilizó el método volumen de fluido (o VOF, por sus siglas en inglés), que es utilizado en la dinámica de fluidos computacional para localizar la posición de la interfase entre dos o más fluidos inmiscibles en una malla. Generalmente, se utiliza en sistemas dependientes del tiempo.

Este método resuelve un único conjunto de ecuaciones de momento (ecuación 1.4), mientras registra la fracción volumétrica en el conjunto de celdas del dominio, asignando un valor correspondiente a cada fase (ecuación 1.3). En cada celda (volumen de control pequeño pero finito) las fracciones de volumen de todas las fases suman la unidad en función de la ley de conservación de la masa. Las variables y propiedades en cualquier celda son puramente representativas de una fase individual o de una mezcla de ambas fases, dependiendo de los valores de la fracción de volumen.

La figura 2.1 muestra una región típica del mallado donde se despliega el valor volumétrico asignado a cada celda en función de la fracción de ocupación de la fase principal. Evidentemente, 1 representa el 100 % de ocupación de dicha fase.

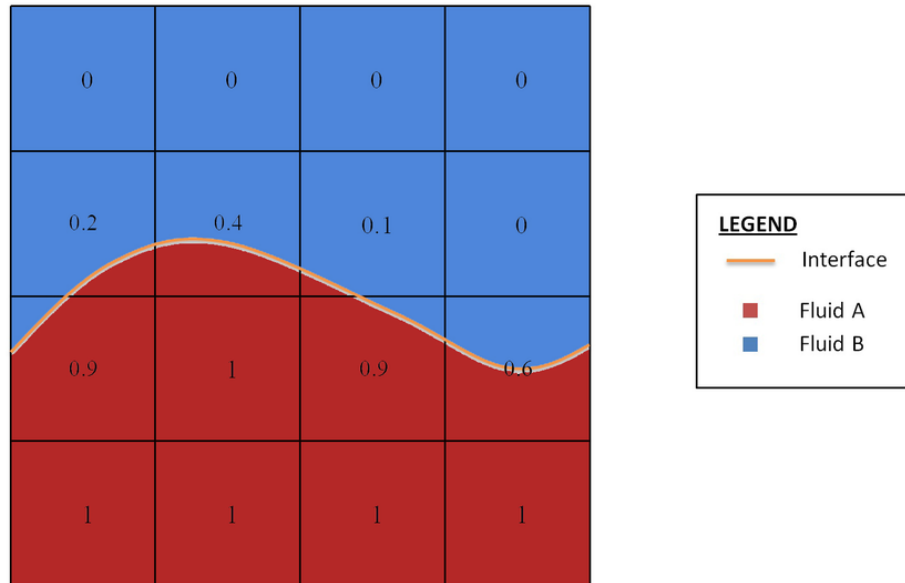


Figura 2.1: Representación del método VOF Haider [2013].

En resumen, para el sistema compuesto por agua y glicerina, tenemos:

V_g = fracción volumétrica de la glicerina

$V_g = 1$ celda completamente ocupada con glicerina

$V_g = 0$ celda completamente ocupada con agua

$0 < V_g < 1$ celda ocupada con una mezcla de agua y glicerina

La dinámica de la interfase que se observa en la figura está gobernada por la ley de conservación del momento lineal descrita en el capítulo 1. En este caso, el estado de esfuerzo interfacial tiene un papel preponderante, pues las fuerzas de tensión superficial establecen un “salto” en el gradiente de presión a ambos lados de la interfase.

2.2. Parámetros de modelado

Los diversos parámetros del modelo numérico se calibraron exactamente a los valores correspondientes a las condiciones en las que se realizó el experimento. A continuación, la Tabla 2.1 dichas condiciones y las características del dispositivo.

Tabla 2.1: Parámetros de modelado y condiciones del experimento expresados en Sistema Internacional (SI) y en unidades de campo.

Parámetro	SI	Unidades de Campo
Longitud de la tubería	2.0 m	78.74 in
Diámetro interno - entrada principal	0.05 m	2 in
Diámetro interno - entrada secundaria	0.0075 m	0.3 in
Densidad glicerina	1249.38 kg/m ³	77.98 lbm/ft ³
Densidad agua	1040.80 kg/m ³	64.96 lbm/ft ³
Viscosidad glicerina	0.5748 Pa·s	574.8 cP
Viscosidad agua	0.0018 Pa·s	1.8 cP
Velocidad - entrada principal	0.1 m/s	0.3609 ft/s
Velocidad - inyección	0.0395 m/s	0.1296 ft/s
Tiempo de inyección	10 s	10 s
Temperatura	23 °C	73.4 °F

2.3. Geometría y mallado

El dispositivo experimental consta de una tubería vertical que tiene una relación longitud/diámetro de $l/d \approx 40$. En un punto situado a 1 m de la base, el tubo vertical tiene cuatro puertos cilíndricos perpendiculares a través de los cuales se produce la inyección del agente reductor de arrastre. El diseño de esta geometría se realizó con el software de diseño asistido por computadora SpaceClaim. ANSYS Inc. [2025b].

Aprovechando la simetría geométrica de la tubería, se consideró únicamente la cuarta parte de la tubería (incluyendo uno de los puertos de inyección) con el fin de disminuir el tiempo de cálculo de las simulaciones. Para conservar las características tridimensionales del flujo, se aplicaron las condiciones de simetría para garantizar la periodicidad de la solución sobre los dos planos de corte axiales, tal como se muestra en la figura 2.4.

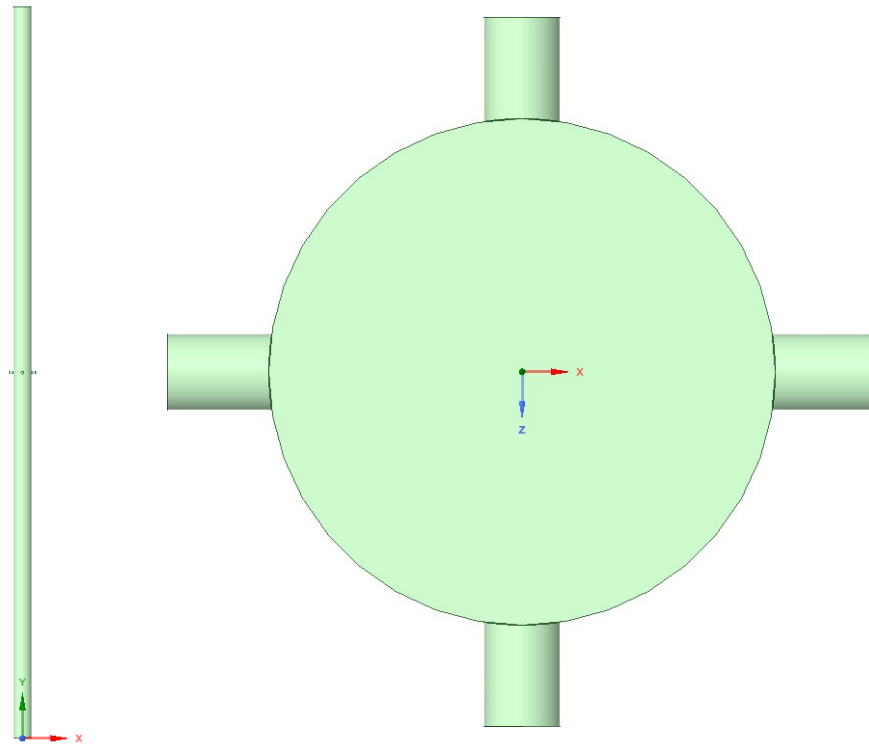


Figura 2.2: Geometría de la tubería. Elaboración propia mediante SpaceClaim.

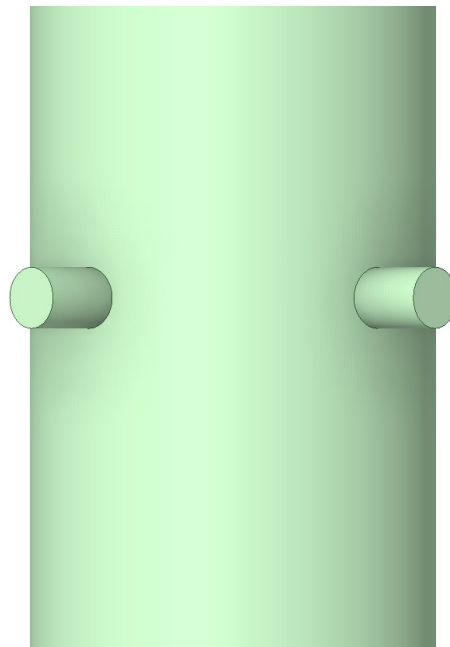


Figura 2.3: Acercamiento a las entradas secundarias de la tubería. Elaboración propia mediante SpaceClaim.

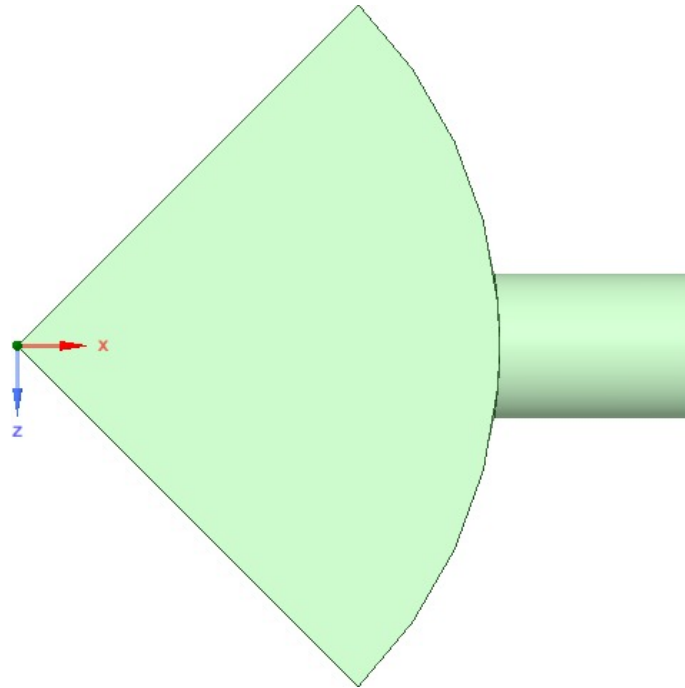


Figura 2.4: Geometría de la sección recortada de la tubería. Elaboración propia mediante SpaceClaim.

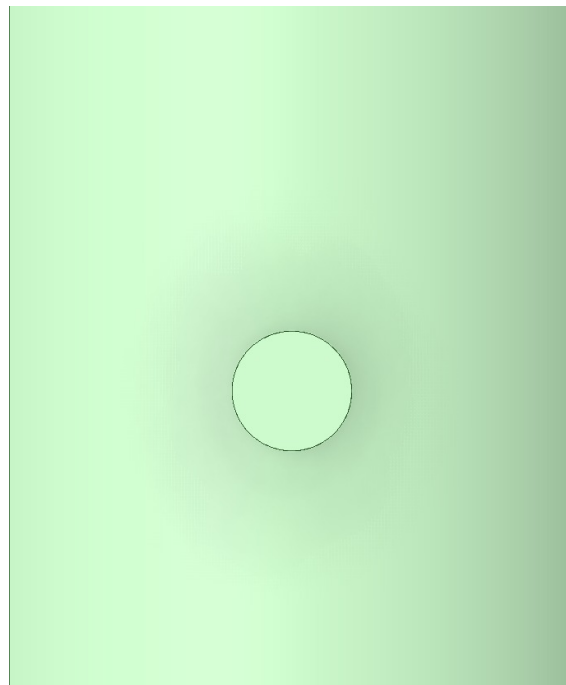


Figura 2.5: Geometría de la sección recortada - entrada secundaria. Elaboración propia mediante SpaceClaim.

La malla se realizó mediante el método *poly-hexcore*. Ese método genera poliedros en las paredes de la geometría, como se observa en la figura 2.7; mientras crea un núcleo de hexaedros, visibles en la figura 2.6. Este método permite un mejor ajuste del mallado en geometrías complejas y ofrece mayor exactitud en el cálculo.

Se añadieron 20 capas inflacionarias progresivas (*inflation layers*) para capturar con todo detalle los gradientes del perfil de velocidad en el interior de la capa límite. Esta estrategia es necesaria para asegurar que los efectos cerca de las paredes se reflejen de manera precisa, sin incrementar excesivamente el número total de elementos y el tiempo de cálculo correspondiente.

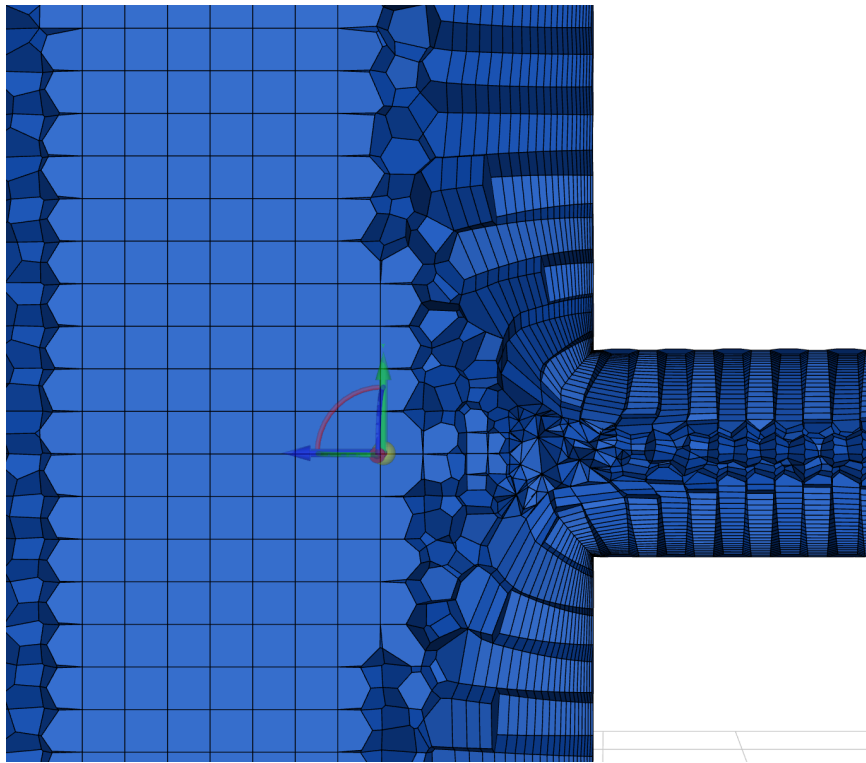


Figura 2.6: Parte interna de la malla. Elaboración propia mediante Fluent Meshing.

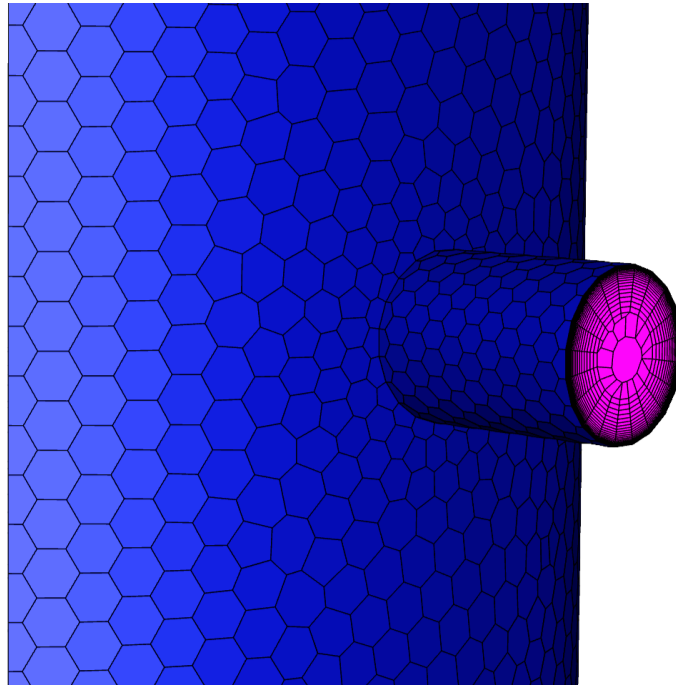


Figura 2.7: Parte externa de la malla. Elaboración propia mediante Fluent Meshing.

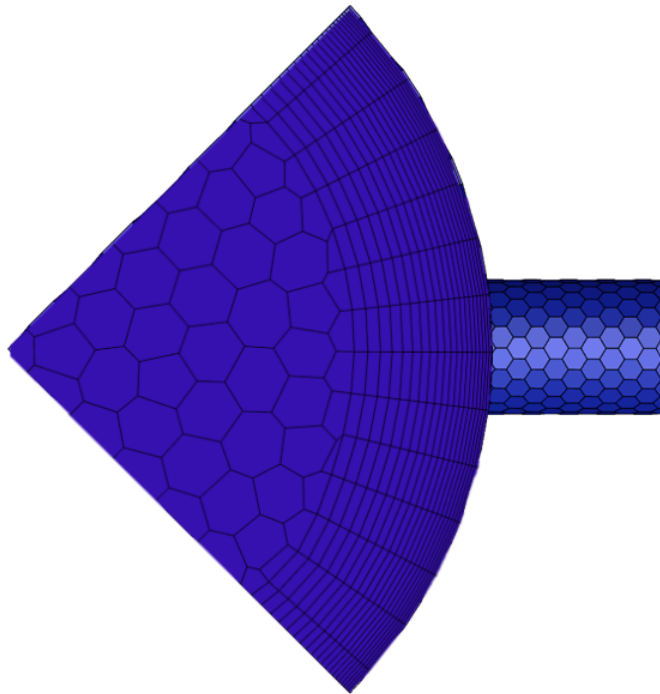


Figura 2.8: Parte externa de la malla. Vista superior. Elaboración propia mediante Fluent Meshing.

Posterior a la etapa de mallado siguió el control de calidad de la malla. Para cada caso, se verificaron los parámetros de ortogonalidad, relación de aspecto, suavidad del mallado (*smoothness*) y oblicuidad (*skewness*); los cuales son evaluados automáticamente con el software y comparados, a fin de asegurar que los elementos cumplan con los criterios recomendados para obtener convergencia en los resultados.

2.4. Condiciones de frontera

El plano de entrada del conducto se encuentra en la base del tubo vertical. Por este punto ingresa el flujo principal con gasto constante de glicerina. Las características son las indicadas en la tabla 2.1. El experimento inicia al abrir los puertos de inyección a través de los cuales ingresa el agente reductor. Previamente, estos puertos permanecen cerrados durante 10 segundos para garantizar que se ha establecido un flujo estacionario con el fluido primario. Los puertos se abren gradualmente y se produce una inyección de agua del 0.5 %V/V con respecto al flujo másico del fluido principal. A la salida de la tubería se establece una presión de referencia de 101,325 Pa (presión atmosférica).

Se realizaron dos casos principales variando el tiempo de inyección del agente reductor y manteniendo el volumen del agente reductor con una dosificación de 0.5 %V/V. Después de establecerse el estado estacionario, se abren los puertos de inyección durante 10 s y 20 s y se miden los parámetros correspondientes; posteriormente, se cierran los puertos y se extiende la simulación hasta recuperar nuevamente la condición de flujo estacionario.

Asimismo, se simularon otros casos de interés en los que se varió el flujo másico inyectando a 0.3 %V/V y a 1 %V/V. En ambos casos se mantuvo la inyección durante 20 s. Por otra parte, también se realizó una simulación con un flujo másico equivalente a una dosificación de 0.5 %V/V pero con un esquema de inyección intermitente. En este caso, se abrieron los puertos de inyección por 5 s de manera continua, y luego se mantuvieron cerrados por 5 s. Este proceso se repitió hasta producir una inyección por un tiempo total de 20 s. Estas simulaciones permitieron determinar la sensibilidad a las variaciones de los principales parámetros de flujo, con el objeto de establecer los valores adecuados asociados a una inyección óptima.

2.5. Configuración del solver

El método numérico se basa en la resolución de las ecuaciones de Navier-Stokes en volúmenes finitos. El cálculo requiere armonizar las presiones a través del conducto que son compatibles con los flujos másicos de entrada (principal y dosificado). Para el acoplamiento de presión-velocidad se utilizó el algoritmo SIMPLE¹. El método utiliza una relación entre las correcciones de velocidad y presión para reforzar el cálculo de la conservación de la masa y obtener el campo de presión.

Se eligió este algoritmo porque proporciona un equilibrio adecuado entre estabilidad numérica y costo computacional. Por ejemplo, el algoritmo SIMPLEC puede acelerar la convergencia en simulaciones laminares, pero tiende a presentar inestabilidades numéricas en mallas muy finas o en flujos transitorios. Mientras que, el algoritmo SIMPLER, aunque puede mejorar la estimación del campo de presión, introduce una ecuación adicional para su cálculo en cada iteración, lo que incrementa el costo computacional y el tiempo total de simulación.

SIMPLE se basa en un proceso iterativo en el cual se asume inicialmente un campo de presión, para resolver las ecuaciones de momento, obteniendo así un campo de velocidades provisional. A partir de dichas velocidades se evalúa el desbalance de masa en cada volumen de control, que posteriormente se emplea para corregir la presión y las velocidades. Este proceso se repite hasta alcanzar la convergencia con la que se garantice que el campo de velocidades final cumpla con las condiciones de continuidad.

¹SIMPLE es el acrónimo inglés para *Semi-Implicit Method for Pressure-Linked Equations* que se traduce aproximadamente como: Método semi-implícito para ecuaciones ligadas a través de la presión.

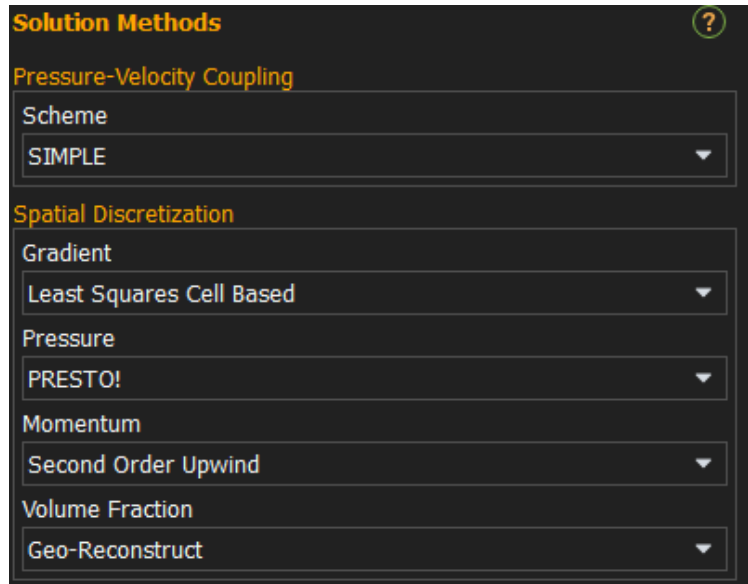


Figura 2.9: Configuración del solver

2.6. Independencia de malla y validación

Para validar el modelo y determinar las mejores condiciones del mallado, se realizó un análisis de independencia de malla, en el que se varían la fineza y calidad de los elementos que conforman la malla. La calidad de los resultados numéricos se corrobora por medio de una comparación de variables como la presión, la velocidad y la viscosidad, con respecto a la estimación analítica. Esto lleva a calcular el error porcentual por medio de la fórmula:

$$\%Error = \frac{\Delta p_{\text{simulación}} - \Delta p_{\text{analítica}}}{\Delta p_{\text{analítica}}} \times 100 \quad (2.1)$$

en donde, la caída de presión en el sistema se calcula con la siguiente ecuación, considerando las pérdidas por fricción del flujo y el efecto de la columna hidrostática del fluido:

$$\Delta p_{\text{analítica}} = f \frac{L}{D} \frac{\rho v^2}{2} + \rho g L \quad (2.2)$$

El análisis se llevó a cabo simulando un flujo monofásico estacionario de glicerina (por 20 segundos) y se tomó en cuenta el tiempo total de cálculo y la diferencia de presión en el fondo de la tubería para realizar la comparación. Los valores numéricos de este análisis están

condensados en la tabla 2.2, y las curvas que muestran el comportamiento como función del número de elementos se representan en la figura 2.10. Se busca comprobar que los resultados sean similares a los que se presentan en el modelo físico y también se busca determinar qué tamaño de mallado ofrece la mejor relación entre el tiempo de cálculo y la exactitud del resultado.

Tabla 2.2: Valores del análisis de independencia de malla.

# elementos	Min [m]	Max [m]	Presión [Pa]	% Error	t [m]
300 000	0.00075	0.003	27189.67	4.15	4
700 000	0.00075	0.002	26480.82	1.43	7
1 100 000	0.00075	0.0015	26533.90	1.63	12

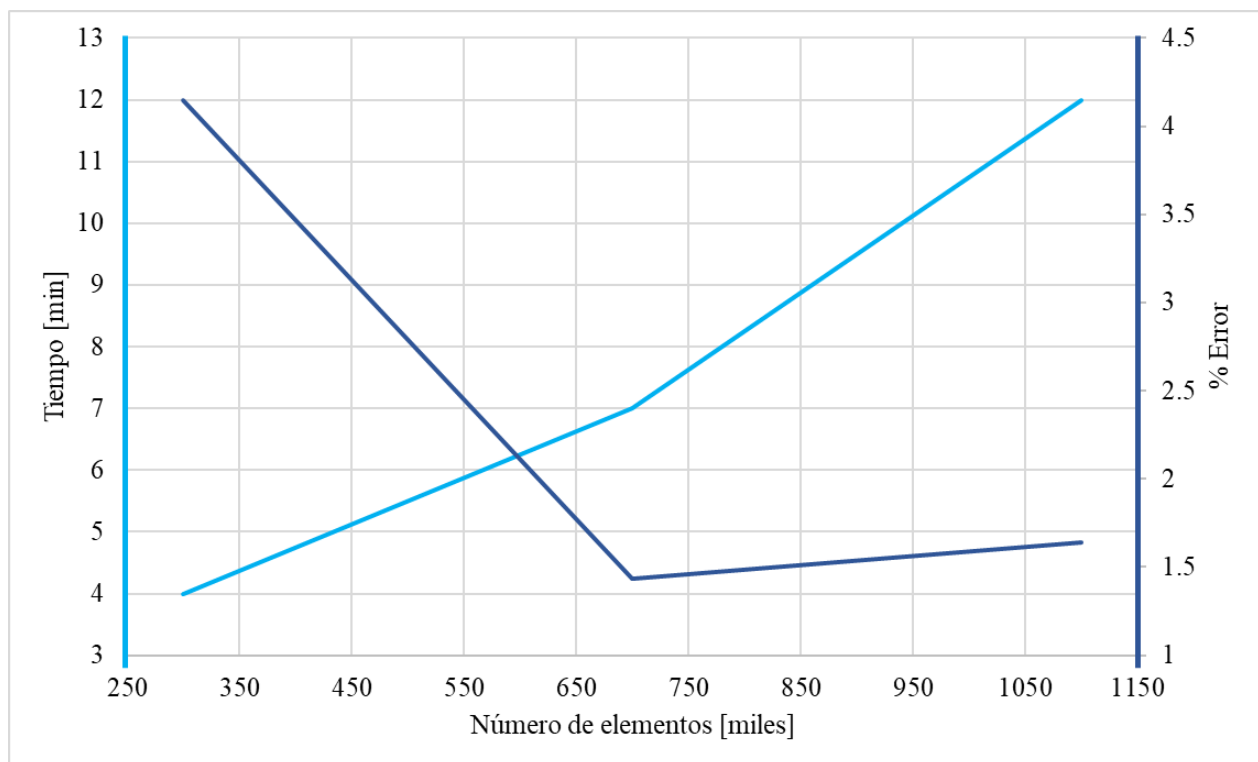


Figura 2.10: Independencia de malla. La curva azul claro representa el tiempo de cómputo y la curva azul oscuro representa el error relativo.

En la figura 2.10 se muestra, con una malla de aproximadamente 600,000 elementos, lo que podría considerarse un "Punto óptimo", donde se cruzan ambas líneas y se ofrece un

balance adecuado entre el tiempo de cálculo y el porcentaje de error. Sin embargo, también podemos observar que, aumentando la cantidad de elementos hasta 700,000, si bien aumenta ligeramente el tiempo de cálculo, también disminuye considerablemente el valor del porcentaje de error de los resultados obtenidos. Por lo tanto, se considera conveniente seleccionar este grado de refinamiento de la malla para las simulaciones.

Los resultados del refinamiento de la malla pueden ser comparados con los del modelo preliminar previamente desarrollado por el grupo de trabajo en Canadá durante la fase experimental. Las siguientes figuras muestran una comparación del mallado utilizado en dichas simulaciones (2.11) con el mallado utilizado en este trabajo (2.12).

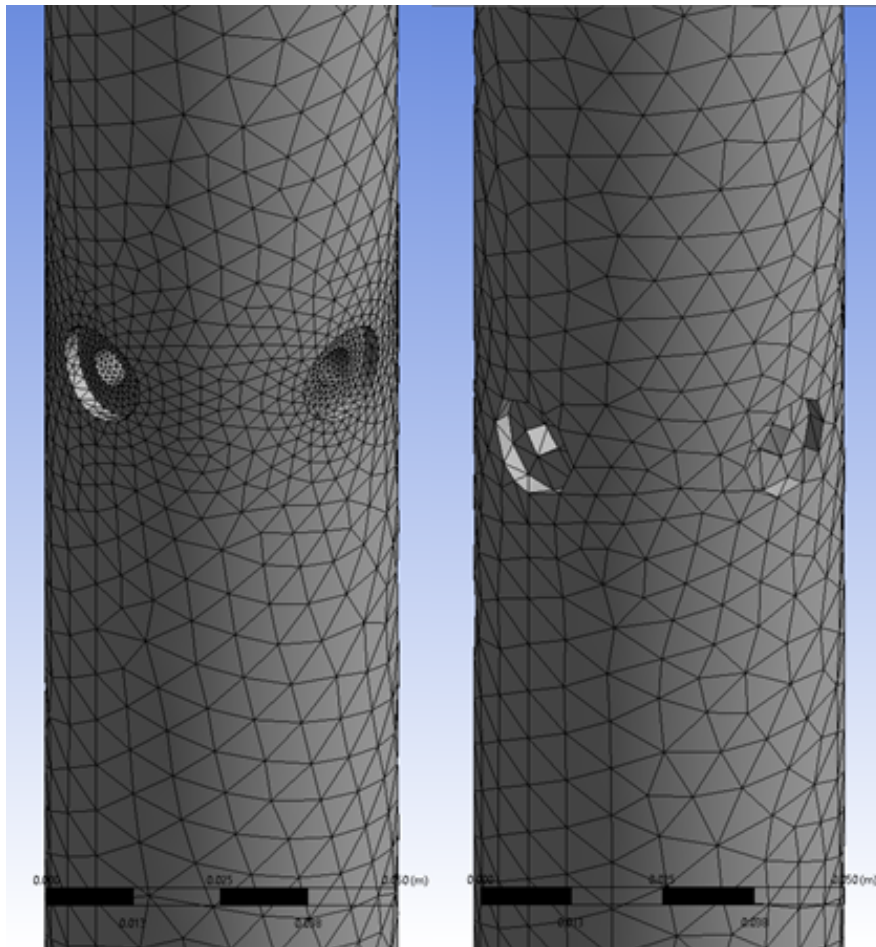


Figura 2.11: Mallado utilizado en las simulaciones preliminares.

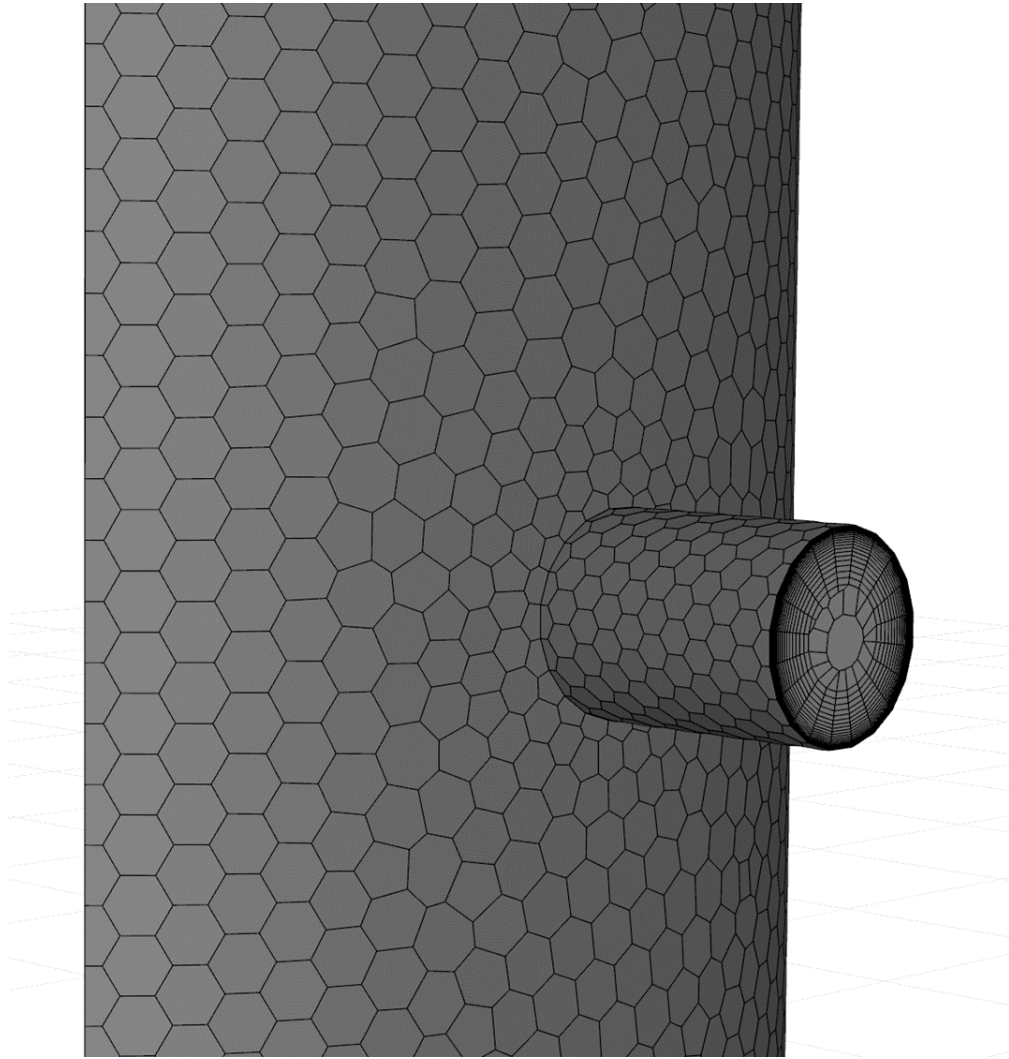


Figura 2.12: Malla utilizada en este trabajo.

Las características geométricas de la malla hexaédrica se distinguen con toda claridad en la imagen. En particular, cabe resaltar el empalme del puerto de inyección cuya regularidad en los bordes ofrece grandes ventajas en relación con el refinamiento de la malla de la pared. Esta transición gradual de la malla en la región próxima a la pared permite calcular con precisión los gradientes de la velocidad en el interior de la capa límite.

Capítulo 3

RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1. Comparación con datos experimentales

Tanto en la simulación, como en el experimento físico realizado en el laboratorio, se midió la diferencia de presión en puntos situados a 0.4 m y a 1.9 m de la base de la tubería. En principio, los resultados numéricos difieren de los experimentales por un factor constante atribuido a la presión hidrostática causada por diversos elementos de control de flujo instalados en el sistema experimental. Por esta razón fue necesario realizar un ajuste de los resultados de la simulación.

Para ajustar los valores numéricos, se restó el valor promedio de la presión estacionaria experimental de la presión promedio en estado estacionario de la simulación. El valor resultante es el “factor de ajuste” constante que se resta a todos los valores de presión calculados. De este modo se establece una referencia común para los estados estacionarios de ambas series de datos y se garantiza que los efectos calculados sean presentados sobre la misma base racional con respecto a los valores experimentales. Este procedimiento se efectuó de la misma manera con los resultados de todas las simulaciones.

3.2. Evolución del flujo

La figura 3.1 muestra la distribución de las fases en la vecindad del puerto de inyección para diferentes tiempos. La figura de la izquierda corresponde a los primeros 10 segundos del proceso, unos instantes después de iniciada la inyección. Se puede ver que al principio el agua no se adhiere totalmente a la pared de la tubería de producción, y que una pequeña fracción de glicerina permanece “atrapada” entre el fluido dosificado y la pared del tubo. Esta es una condición indeseable porque no se logra el efecto de lubricación esperado. No obstante, conforme transcurre el tiempo, el fluido atrapado es progresivamente desalojado de esa zona y el agua (agente reductor) lo reemplaza adhiriéndose totalmente a la pared. Se puede concluir que en este momento se produce el efecto de lubricación que incrementa la producción, y que perdura mientras se mantenga la dosificación del agente reductor. En la figura del extremo derecho se ve que la capa de lubricación se pierde momentos después del corte de la inyección. En este caso, se pierde totalmente el efecto de lubricación con el consiguiente incremento de la pérdida de carga.

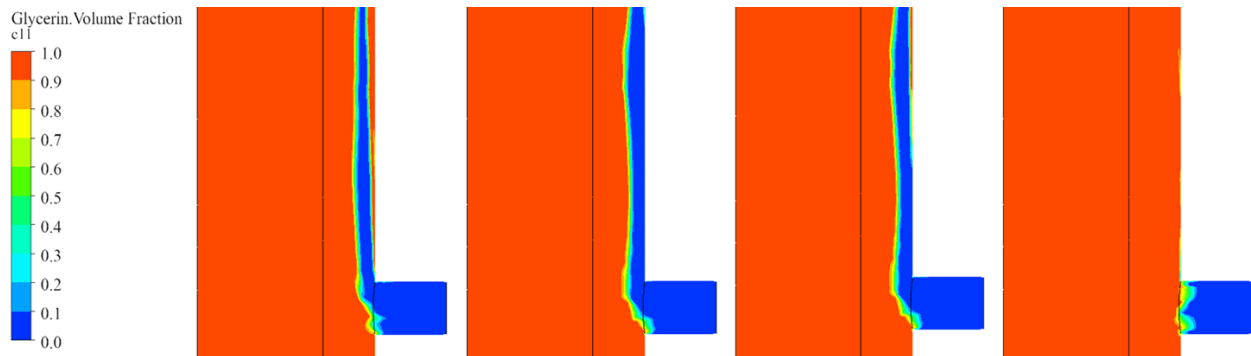


Figura 3.1: Contorno de fases a 10 s, 20 s, 30 s y 40 s de simulación

En las figuras 3.2, 3.3, 3.4, y 3.5 se muestra el desarrollo de la capa de lubricación con todo detalle. La secuencia corresponde a momentos sucesivos del proceso de inyección.

Antes de que se comience la inyección del reductor de arrastre (agua), se puede observar la interfase en la que ambas fases se mezclan por efectos difusivos. Al comenzar la inyección, el agente reductor penetra en el fluido primario de alta viscosidad (glicerina) formando una pluma que se adelgaza por efectos del arrastre con el fluido primario. Progresivamente se forma la película de lubricación delgada que se adhiere a la pared de la tubería hasta alcanzar

el estado mostrado en la figura 3.5.

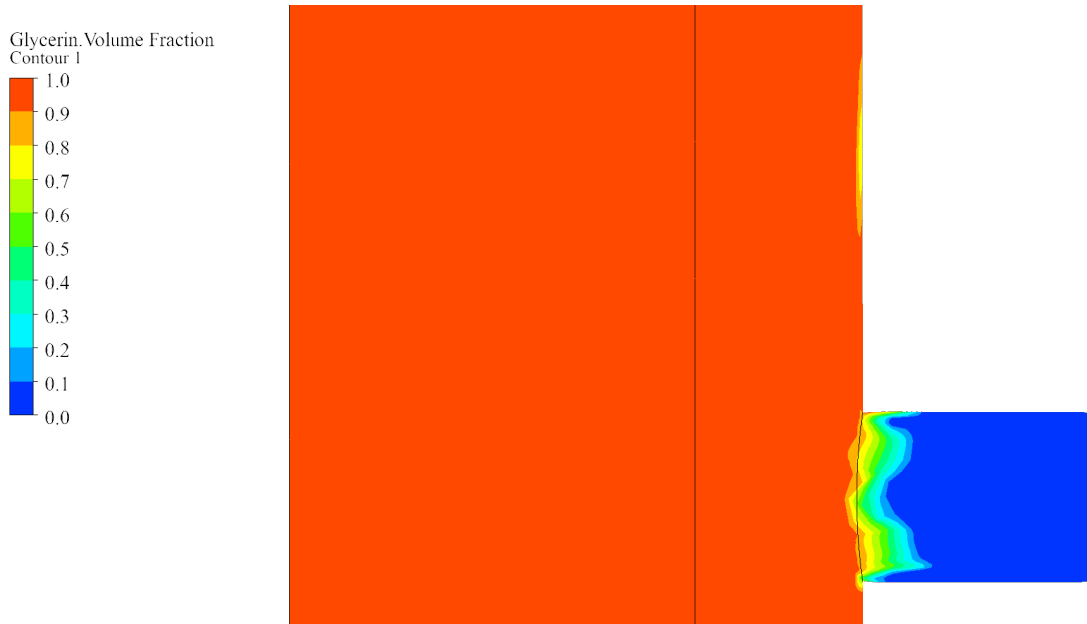


Figura 3.2: Contorno de fases antes de iniciar inyección a $t=0$ s. Elaboración propia resultado de las simulaciones en ANSYS Fluent.

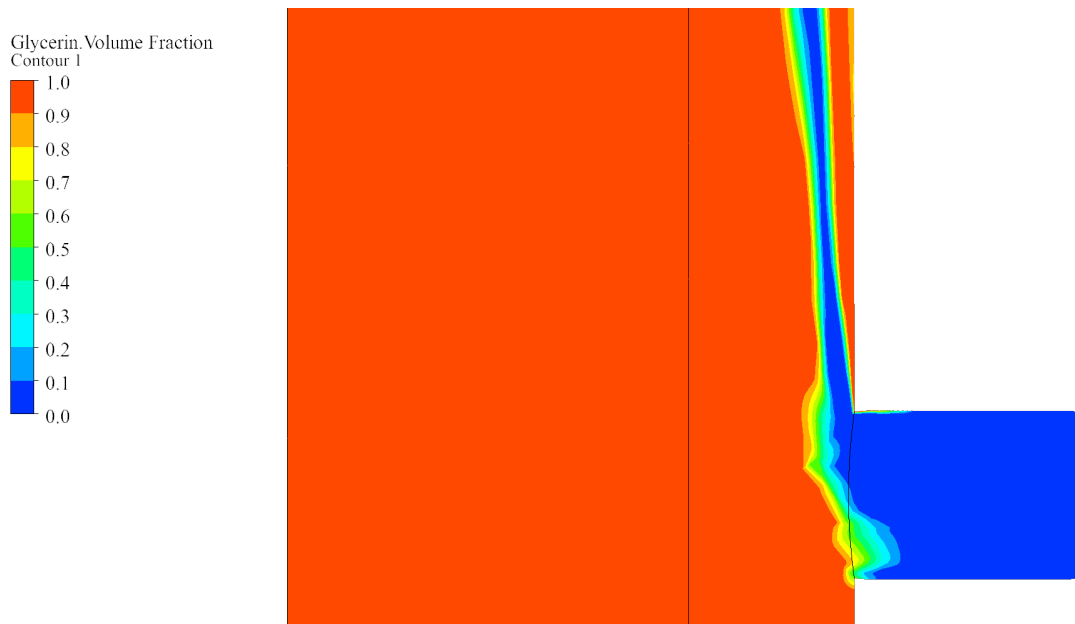


Figura 3.3: Contorno de fases al inicio de la inyección a $t=5$ s. Elaboración propia resultado de las simulaciones en ANSYS Fluent.

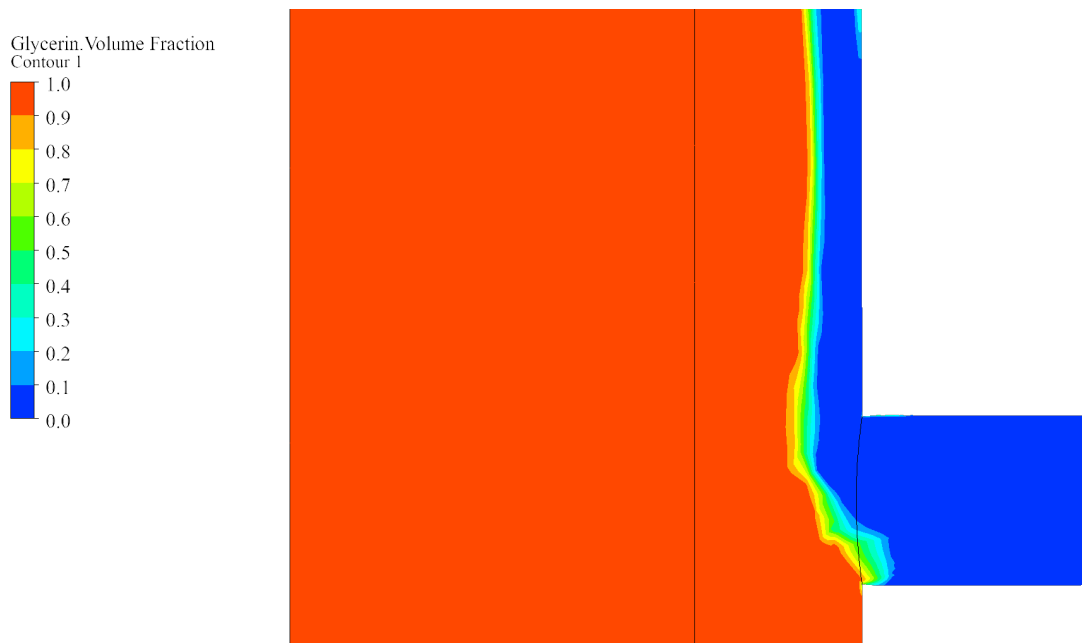


Figura 3.4: Contorno de fases a 10 segundos de inyección. Elaboración propia resultado de las simulaciones en ANSYS Fluent.

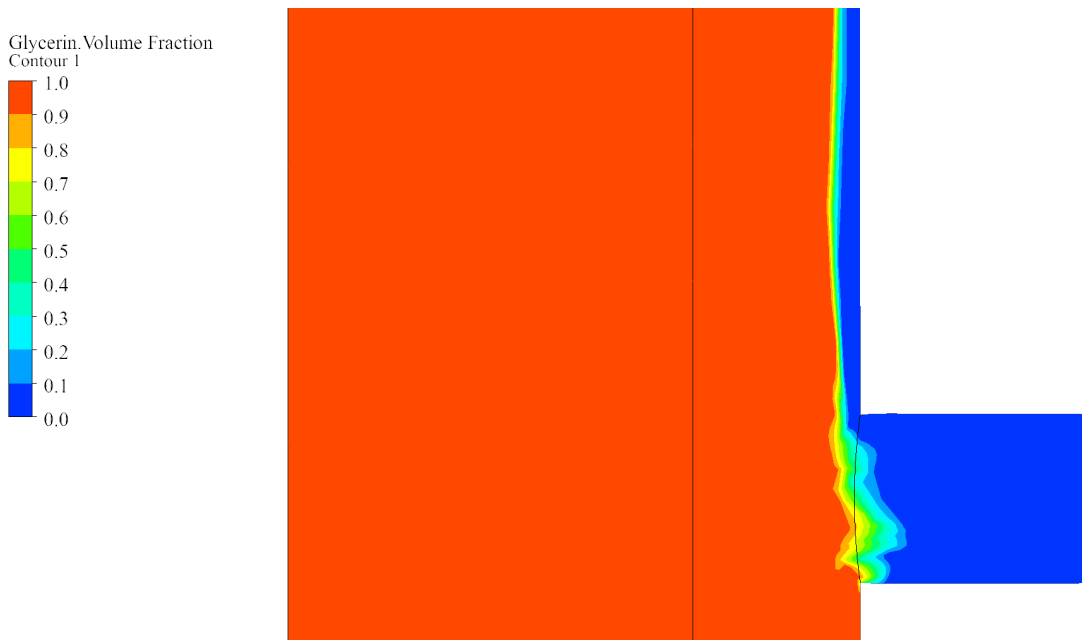


Figura 3.5: Contorno de fases al finalizar la inyección a $t=20$ s. Elaboración propia resultado de las simulaciones en ANSYS Fluent.

Los contornos anteriores del volumen de agua que se inyecta en la tubería se pueden comparar con las imágenes del modelo experimental 3.6. En color rojo se observa la pluma del reductor de arrastre que permite distinguir el proceso de adherencia a la pared de la tubería.

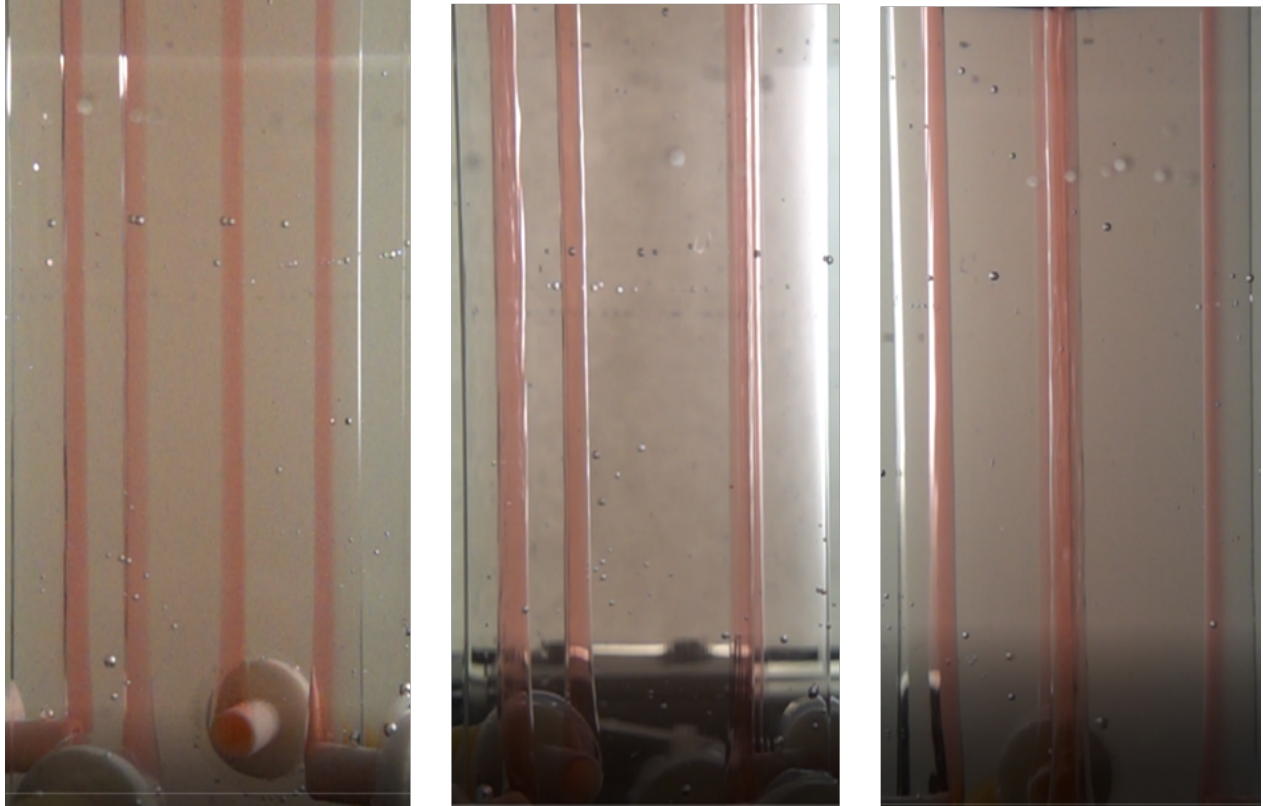


Figura 3.6: Demostración de la inyección de agua (en color rojo) en los experimentos, visto desde diferentes ángulos de la tubería.

En la figura 3.7 se muestran los valores de la fracción de volumen de glicerina. Estos fueron medidos en una sección transversal a la tubería a 10 centímetros de la entrada de agua al finalizar la inyección. Con este perfil se busca definir el espesor de la capa límite, es decir, la región de la interfase donde las condiciones del flujo cambian repentinamente. Las mediciones permitieron establecer un espesor aproximado de la capa límite de 4 milímetros.

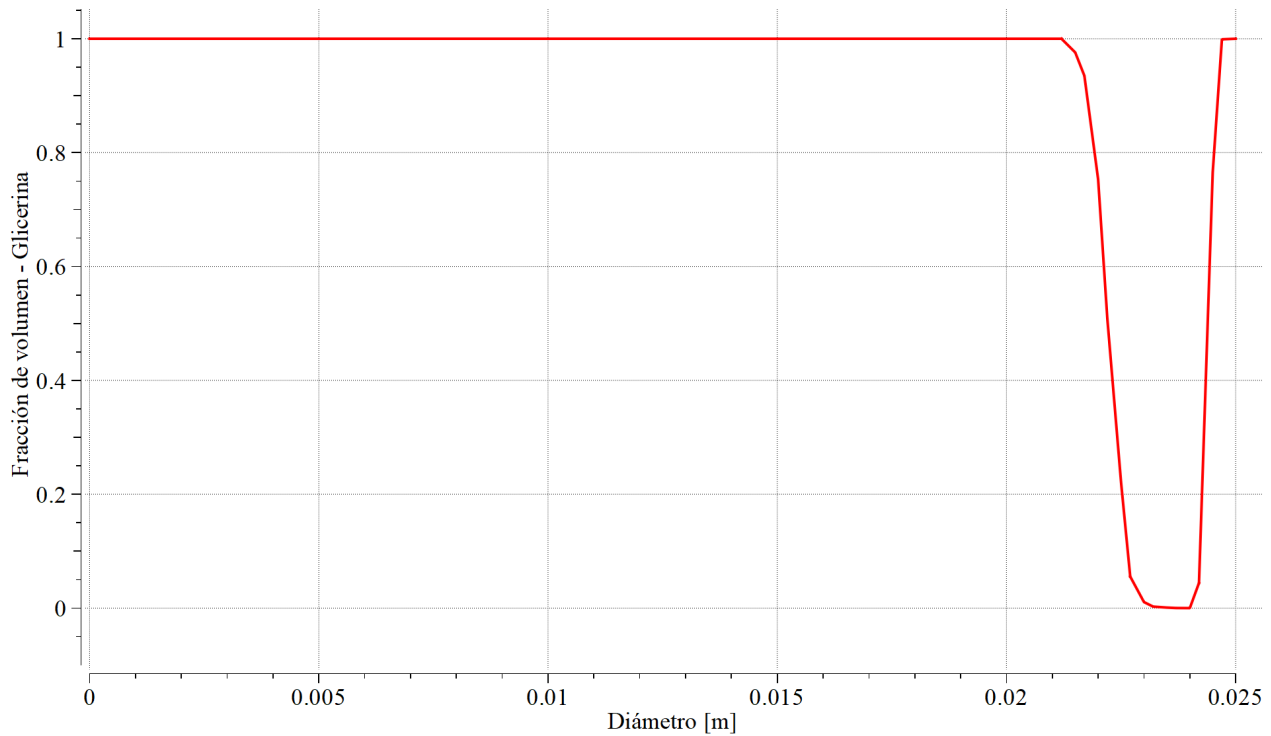


Figura 3.7: Fracción volumétrica de glicerina medida en el laboratorio.

3.3. Presión

Los resultados centrales de este trabajo se refieren a la presión. Concretamente, el interés está en determinar el grado de reducción de las pérdidas de carga debidas al efecto de lubricación. En la figura 3.8 se presentan, conjuntamente, el comportamiento de la presión medida en el experimento, así como los resultados numéricos arrojados por las simulaciones para 10 s y 20 s. También se observa el comportamiento de la presión predicho por una simulación en la que se mantiene una inyección constante. En el eje de las abscisas se registra el tiempo en segundos y en el eje de las ordenadas la presión normalizada (respecto a los valores máximos).

Cabe notar que tanto en los resultados experimentales como en las simulaciones numéricas, la evolución de la presión presenta un comportamiento similar. Durante los primeros 8 segundos previos a la inyección la presión se mantiene en el nivel constante que corresponde a la condición del flujo estacionario. Al iniciar la inyección del agente reductor en $t = 10$

s, se produce la disminución progresiva de la presión en el conducto. La reducción mínima alcanzada está entre el 18 % y el 20 % con una inyección de 20 s. Posteriormente, con el cierre de los puertos de inyección, la presión experimenta un incremento similar al que se observa experimentalmente. Lo cuál la lleva a recuperar el nivel del estado estacionario inicial en un tiempo similar al medido en el laboratorio. Resulta interesante que en la simulación con inyección constante (línea amarilla) la presión continúa disminuyendo asintóticamente con el tiempo. En este caso, cabe esperar que con un mayor tiempo de simulación se podría alcanzar un nuevo estado estacionario con un mínimo próximo al 19 %. No obstante, se trata de un comportamiento peculiar que puede deberse a un desarrollo poco favorable de la pluma de lubricación.

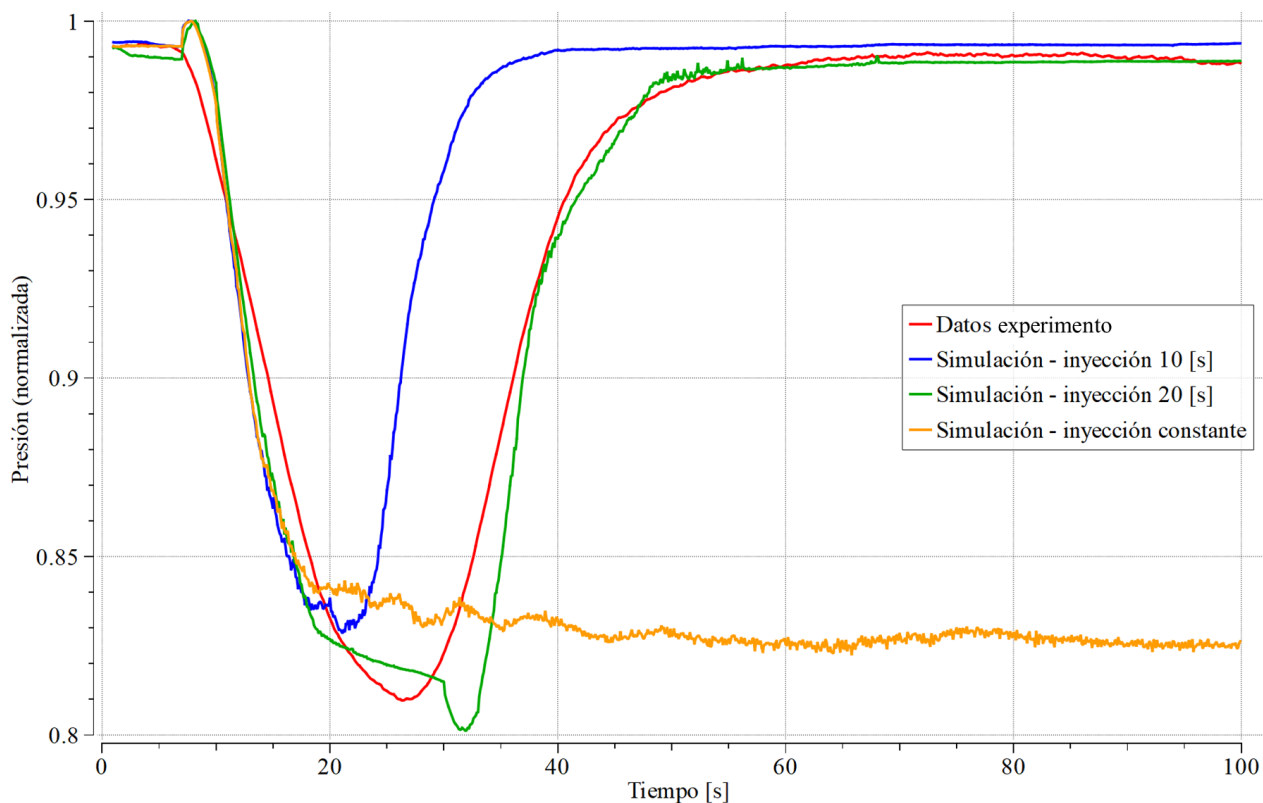


Figura 3.8: Disminución de la presión

Aunque durante el experimento la inyección reportada fue de 10 s, se observa que los resultados que más se ajustan a los datos experimentales son los de la simulación de una inyección de 20 s. Estos resultados se asemejan tanto en el comportamiento de las pendientes como en la disminución de la presión, ya que en el experimento la presión alcanza una

disminución del 18.5 %.

Los picos repentinos que se muestran al abrir y cerrar las entradas se deben a la respuesta del sistema ante cambios en el flujo de inyección. Al modificarse rápidamente el flujo másico en el puerto de inyección, el campo de presión se ajusta para satisfacer la conservación de la masa, generando variaciones transitorias de presión y velocidad. Este comportamiento es consistente con los resultados experimentales, donde también se observan transitorios breves asociados al inicio y cese de la inyección, aunque las curvas fueron suavizadas en el procesamiento de datos. Adicionalmente, en la simulación estos picos pueden amplificarse debido a la forma en que se implementa el cambio en la condición de frontera, ya que una variación abrupta del flujo requiere un ajuste inmediato del campo de presión en el esquema numérico.

Tabla 3.1: Diferencia de presión (con una inyección de 0.5 %V/V)

Datos	P mínima	P máxima	ΔP
Experimento	775.66	952.17	176.51
Iny 10 [s]	792.76	950.87	158.12
Iny 20 [s]	767.88	949.16	181.28
Iny Constante	788.17	951.31	163.14

En la figura 3.9 se muestra una comparación del gasto producido (en litros por segundo) con los valores de presión. De los 10 a los 30 segundos que corresponden a la ventana de inyección, se observa un aumento en los valores del gasto producido en forma simultánea a la disminución en la presión. Al finalizar la inyección, la presión aumenta hasta recuperar los valores iniciales con el consiguiente decremento en la producción.

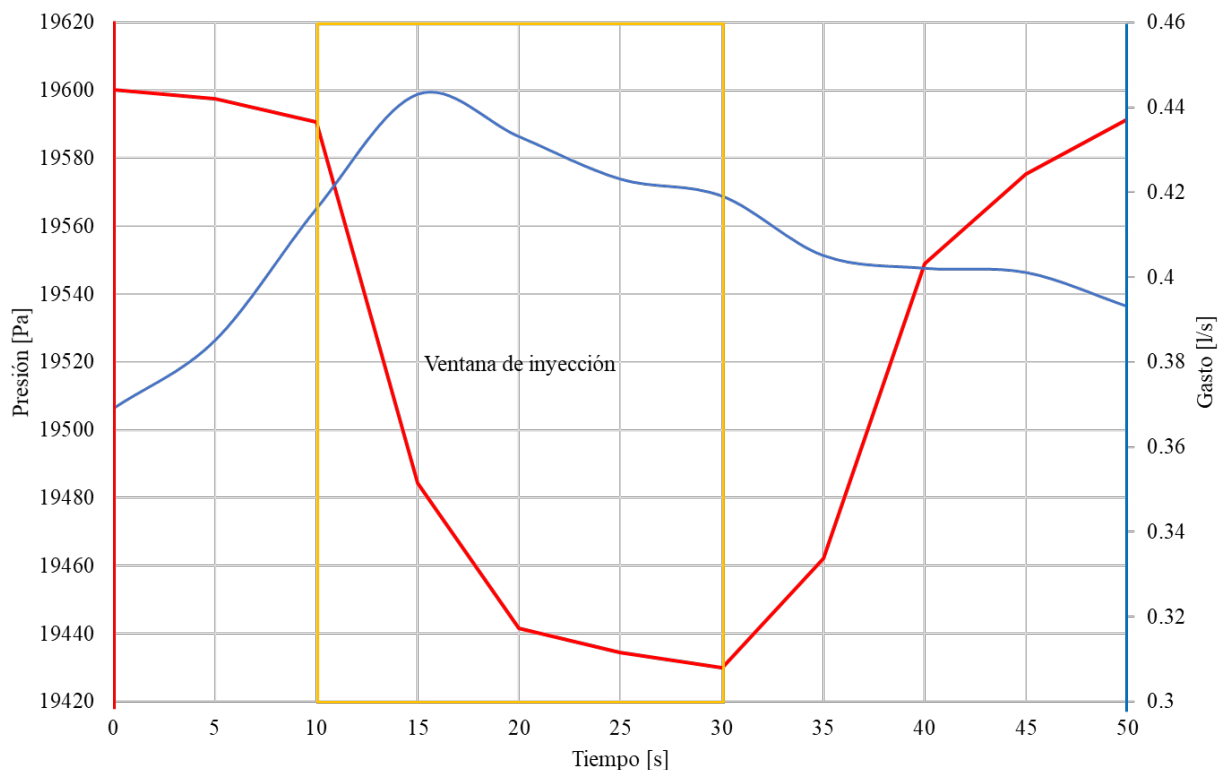


Figura 3.9: Comparación de la disminución de la presión con el volumen de producción.

3.4. Velocidad

A 10 centímetros sobre la entrada de agua, se midió el perfil de velocidad al finalizar la inyección. El resultado se muestra en la figura 3.10. Se puede observar cómo en el centro de la tubería se alcanza una velocidad de 0.19 [m/s] , la cual disminuye conforme el flujo se aproxima a la pared. Sin embargo, al acercarse a la zona de lubricación se recupera velocidad y aumenta ligeramente hasta los 0.14 [m/s] . Esto es un claro indicativo de que la capa de lubricación funciona como se espera, pues el fluido de alta viscosidad deja casi la totalidad del trabajo de deformación al fluido lubricante de baja viscosidad.

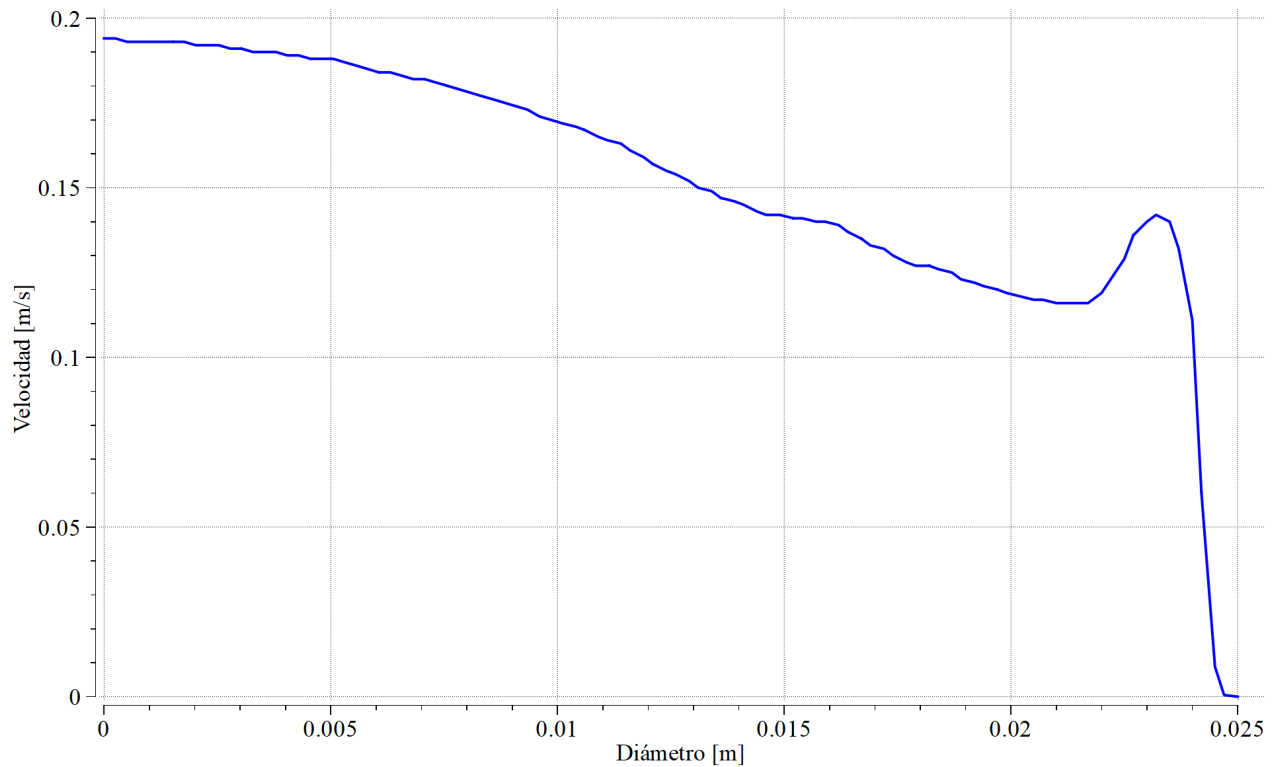


Figura 3.10: Perfil de velocidad al finalizar la inyección

En la figura 3.11 se muestra una comparación del perfil de velocidad antes y después de la inyección. Queda claro que la velocidad máxima es menor después de la inyección, pero la velocidad promedio es mayor debido al aumento del perfil en la vecindad de la pared. Se concluye que la lubricación efectivamente incrementa la producción promedio de un fluido de alta viscosidad, tal como se confirmó bajo condiciones controladas de laboratorio.

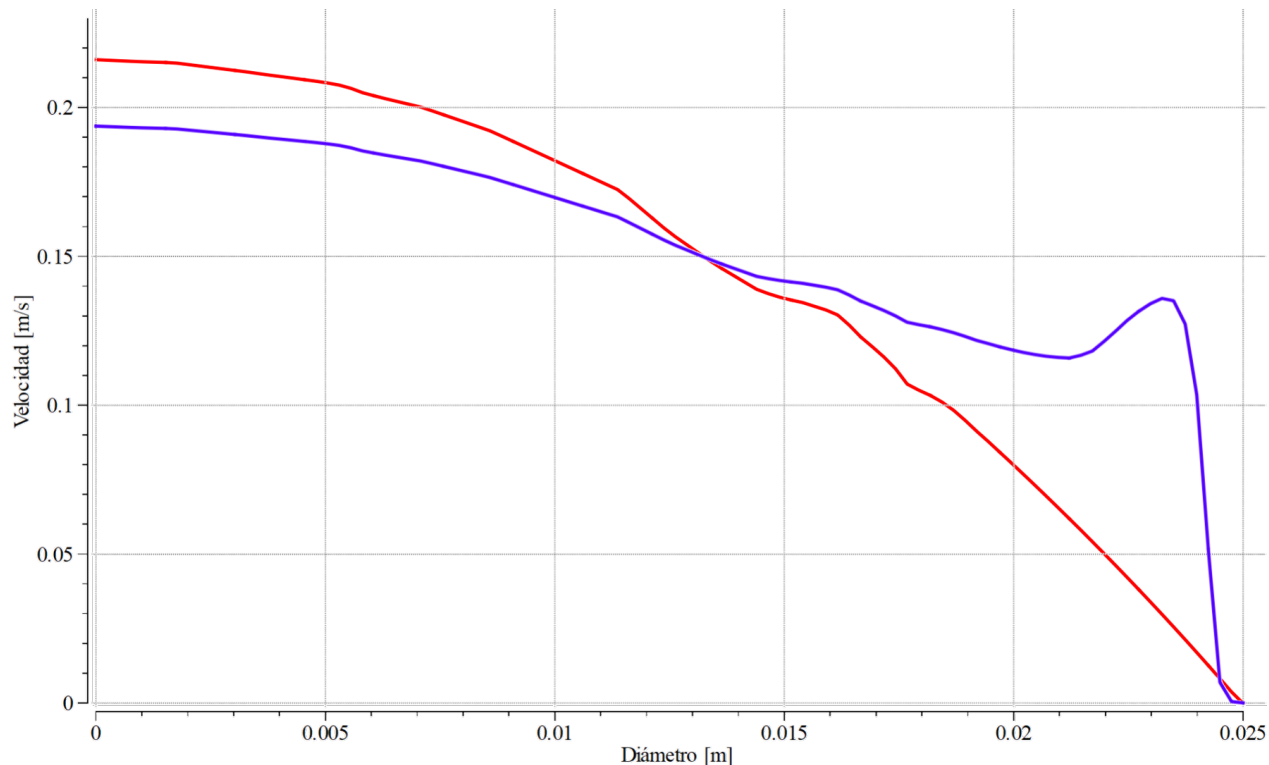


Figura 3.11: Perfil de velocidad antes (en rojo) y después de la inyección(en azul).

3.5. Efecto de la inyección por lotes (bacheo)

Se simuló también una inyección a intervalos¹. En este esquema la inyección se mantiene a una fracción constante de 0.5 %V/V; los puertos de inyección se abrieron durante 5 segundos, seguido de una interrupción de la inyección por otros 5 segundos. Este patrón de inyección se repitió hasta conseguir un total de 20 segundos totales de inyección. Los resultados se muestran en la figura 3.12.

¹Esta técnica se conoce como “bacheo” en la ingeniería petrolera, especialmente en las aplicaciones de campo.

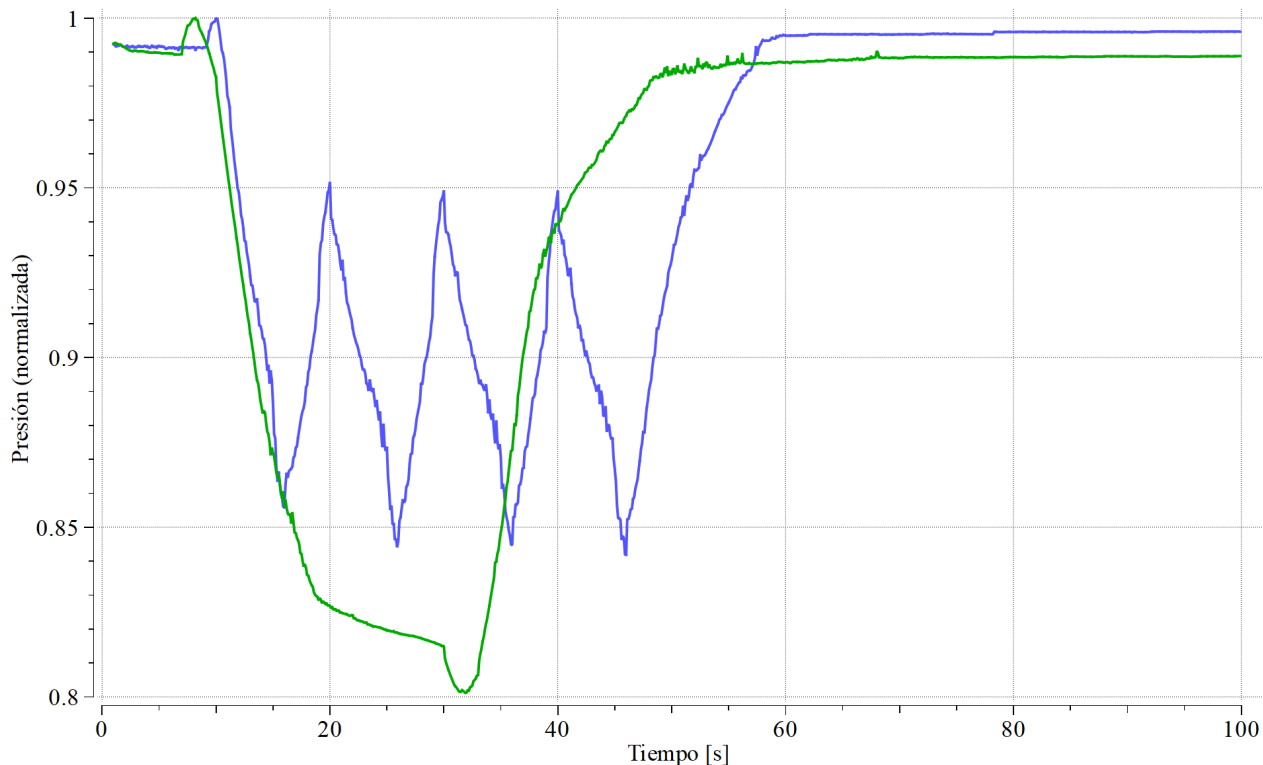


Figura 3.12: Comparación de inyección continua vs intermitente.

Se demuestra nuevamente que, en promedio, la disminución de presión es favorable e incrementa la producción. La línea verde representa la inyección continua, mientras que la línea azul representa la inyección intermitente. Aunque se debe reconocer que la inyección por intervalos es menos efectiva en términos absolutos con respecto a la disminución total la presión, tiene la singular ventaja de que mantiene, en promedio, valores menores por un tiempo de producción más prolongado. Esto confirma también que la técnica de inyección por lotes es atractiva para la operación en campo.

3.6. Efecto del cambio de volumen de inyección

Se realizaron simulaciones adicionales de 20 s con porcentajes de dosificación del 0.3 %V/V y 1 %V/V. Los resultados de estas simulaciones se compararon con los resultados de la simulación de inyección del 0.5 %V/V en la siguiente figura 3.13.

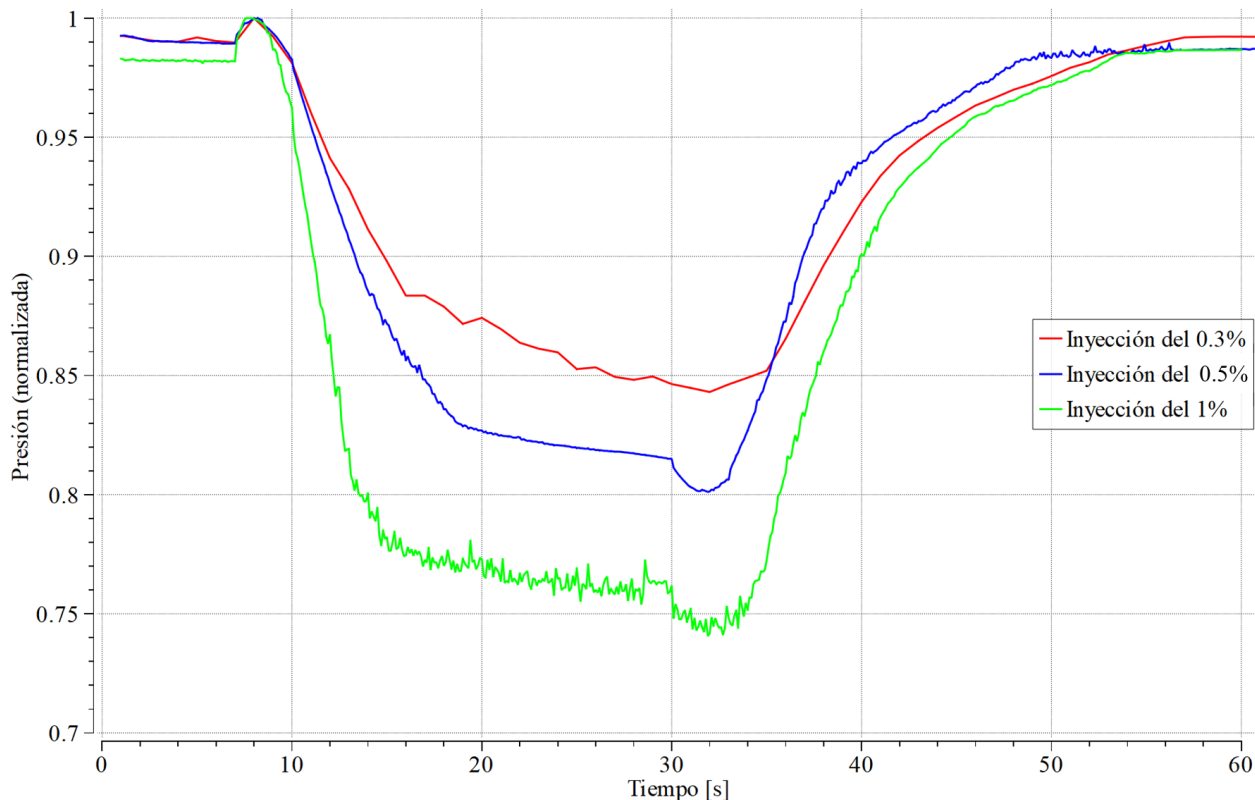


Figura 3.13: Disminución de la presión con inyecciones de diferente porcentaje del flujo másico.

Como se muestra en la figura 3.13, a medida que aumenta el porcentaje de inyección se presenta una mayor disminución de la presión, lo que se traduce en un incremento de la producción. La inyección del 1%V/V es la que genera la mayor disminución de la presión; sin embargo, aunque este comportamiento puede resultar más atractivo desde el punto de vista de la producción, también se implican mayores costos y mayores dificultades operativas asociadas al aumento del volumen de inyección.

Por otro lado, la inyección del 0.5%V/V muestra un comportamiento más consistente, con menores fluctuaciones en los valores de presión. Por su parte, la inyección del 0.3%V/V muestra una disminución de presión menor, pero también representa una opción con menores requerimientos operativos y costos asociados, lo que puede resultar favorable en yacimientos con restricciones técnicas o económicas. Por ello, la selección del porcentaje de inyección en cada caso debe evaluarse considerando las propiedades petrofísicas, condiciones de operación y limitaciones técnicas y económicas.

Conclusiones

En este trabajo se creó un modelo numérico para simular el efecto sobre un flujo de alta viscosidad, debido a la inyección de agentes reductores de arrastre. En particular, el modelo propuesto debía ser capaz de calcular con exactitud las características de la capa de lubricación producida por un flujo secundario inyectado lateralmente a través de puertos de inyección diseñados para tal efecto. El efecto global de la lubricación fue el de disminuir la presión en el fondo del pozo e incrementar el flujo hacia la superficie. El objetivo último de este trabajo es contribuir al desarrollo de un método eficiente para incrementar la producción de los hidrocarburos pesados y extrapesados.

- Los resultados obtenidos mostraron una buena concordancia con los datos experimentales obtenidos en el Laboratorio de Ingeniería de Ductos de la U. de Calgary. En general, el comportamiento pronosticado por las simulaciones coincide con lo observado durante el experimento.
- Se encontró que, efectivamente, la inyección de un fluido de menor viscosidad (agente reductor de arrastre) crea una película que se adhiere a las paredes de la tubería creando un efecto de lubricación que reduce la pérdida de carga por fricción del fluido de alta viscosidad (fluido primario) en aproximadamente un 17%. La velocidad del flujo aumentó considerablemente durante el proceso con el consiguiente aumento de la producción, tal como cabía esperar.
- Se encontró que, cuanto mayor es la fracción volumétrica del fluido lubricante, mayor es la reducción de la presión.
- Se demostró que la operación continua del sistema de producción con una inyección menor al 1% es posible.

Estos resultados permiten concluir que este es un método efectivo para la estimulación de la producción durante las fases de recuperación primaria y secundaria. El método podría considerarse como una alternativa práctica y económicamente viable a los métodos que se basan en el bombeo electrocentrífugo (BEC) y el bombeo neumático (BNC).

3.7. Contribuciones

1. Elaboración de un modelo numérico capaz de representar de forma realista la interacción de un fluido lubricante con un crudo altamente viscoso. Se implementaron condiciones transitorias, aperturas y cierres programados en la entrada, así como variaciones de las condiciones de frontera.
2. Evaluación de una alternativa de producción segura, económica, y de fácil implementación en campo, que puede ser adaptada a las necesidades actuales de la industria petrolera en México.
3. Generación de resultados que permiten comprender mejor el modelo físico y el comportamiento del fluido al mostrar su distribución dentro de la tubería y la variación de parámetros clave, como la presión o la velocidad.

3.8. Recomendaciones y trabajo futuro

Como trabajo futuro:

- Se recomienda ampliar el alcance de las pruebas experimentales, así como complementar el estudio con simulaciones más representativas de condiciones reales y a la escala de pozos petroleros.
- Desarrollar una prueba piloto para evaluar la técnica propuesta en condiciones de operación realistas en México. Se pueden considerar pozos que ya cuenten con válvulas de inyección y aprovecharlas para la inyección del agente lubricante.

- Emplear la técnica propuesta como apoyo para la selección de esquemas de inyección, evaluando su impacto en el desempeño del sistema de producción bajo diferentes condiciones de operación.
- Extender el uso de la técnica propuesta al estudio de distintos escenarios operativos y características del crudo, trabajando bajo las distintas variaciones en las propiedades del fluido y condiciones de operación, para establecer criterios que orienten su aplicación en yacimientos con problemáticas similares.
- Mejoras al modelo numérico para incrementar la resolución de la malla en la vecindad de la pared.
- Investigar experimentalmente y numéricamente las propiedades de estabilidad de la capa de lubricación.

Bibliografía

- Tarek Ahmed. *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing, Boston, 2010.
- ANSYS Inc. Ansys fluent theory guide, 2025a. URL https://ansyshelp.ansys.com/public/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v251/en/flu_th/flu_th.html.
- ANSYS Inc. Ansys fluent user's guide, 2025b. URL https://ansyshelp.ansys.com/public/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v251/en/flu_ug/flu_ug.html.
- R. Byron Bird, Warren E. Stewart, and Edwin N. Lightfoot. *Transport Phenomena*. John Wiley & Sons, New York, 2nd edition, 2002.
- Ken E. Brown. *The Technology of Artificial Lift Methods*. Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
- Nian-Sheng Cheng. Formula for the viscosity of a glycerol-water mixture. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 47(9), 2008. doi: 10.1021/ie071349z.
- CNH. Características del crudo. <https://www.gob.mx/cnh>, 2022.
- Gaceta UNAM. El hidrocarburo ya no es pilar de la economía en México; representa sólo el 3.7% del PIB, March 2025. URL <https://www.gaceta.unam.mx/el-hidrocarburo-ya-no-es-pilar-de-la-economia-en-mexico-representa-solo-el-3-7-del-PIB/>.
- Jibrán Haider. *Numerical Modelling of Evaporation and Condensation Phenomena*. PhD thesis, Universität Stuttgart, 2013.
- PEMEX. Evaluación de reservas de hidrocarburos, October 2024. URL https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/evaluacion_reservas_2024.pdf.

PEMEX. Estadísticas petroleras, July 2025. URL <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/indicador.pdf>.

Schlumberger. Energy glossary, 2025. URL <https://glossary.slb.com/es/>.

Emad Soliman. Flow of heavy oils at low temperatures: Potential challenges and solutions. In Ramasamy Marappa Gounder, editor, *Processing of Heavy Crude Oils: Challenges and Opportunities*, chapter 8. IntechOpen, London, 2019. doi: 10.5772/intechopen.82286.

B. A. Toms. Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large reynolds numbers. *Proceedings of the First International Congress on Rheology*, 1948.