

## DETERMINACIÓN DEL CAUDAL EN UNA VÁLVULA ESTRANGULADORA DENTRO DE UNA TUBERÍA DE PETRÓLEO

### DETERMINATION OF THE FLOW RATE IN A CHOKE VALVE INSIDE AN OIL PIPELINE

Tomás M. Zirollo<sup>a</sup>, Federico J. Orue<sup>b</sup> y Pablo A. Caron<sup>c</sup>

<sup>a</sup>*Departamento de Ingeniería, Moto Mecánica Argentina, Rio Pilcomayo 451, 1657 Loma Hermosa, Buenos Aires, Argentina, tzirollo@motomec.com.ar, <https://www.motomecanica.com/es/>*

<sup>b</sup>*Departamento de Ingeniería Aeroespacial, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Haedo, París 532, 1706 Haedo, Buenos Aires, Argentina, forue@frh.utn.edu.ar, <https://www.frh.utn.edu.ar>*

<sup>c</sup>*Grupo de Mecánica de Fluidos, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Haedo, París 532, 1706 Haedo, Buenos Aires, Argentina, pcaron@frh.utn.edu.ar, <https://www.frh.utn.edu.ar>*

**Palabras clave:** válvula de estrangulamiento, petróleo, mecánica de fluidos computacional, caudal, caída de presión

**Resumen.** Los sistemas de extracción de petróleo y gas utilizan conductos y válvulas con funciones específicas para cada zona, dentro de éstas se encuentran las denominadas choke valves que tienen la función de adecuar la presión para que el caudal producido sea óptimo. En el presente trabajo se estudió una válvula tipo jaula y camisa mediante un análisis de dinámica de fluidos computacional (CFD). El objetivo es obtener el caudal másico a través de la válvula cuando se fija la diferencia de presión y comparar el resultado con datos de un informe de producción. Para la simulación se asume que: a) la presencia del gas presente como despreciable; b) la mezcla es un único fluido homogéneo cuyas propiedades de interés fueron aproximadas mediante datos históricos de pozos similares; c) el flujo es estacionario. Se obtuvo un resultado del caudal másico con un error relativo de 9,7 %, por lo cual se considera que el valor es representativo de la realidad.

**Keywords:** Choke valve, Oil, Computational Fluid Dynamics, Flow, Pressure drop

**Abstract.** Oil and gas extraction systems use pipelines and valves with specific functions for each zone. Among the valves are the so-called choke valves, which adjust the pressure drop so that the flow is optimal. In the present work an adjustable orifice cage and sleeve type valve was studied by means of a computation fluid dynamics. The objective is to obtain the mass flow rate through the valve when the pressure differential is set and compare the result with data from a production report. For the simulation it is assumed that: a) The gas present is negligible; b) The mixture is a single homogeneous fluid whose properties were approximated by historical data from similar wells; c) The flow is stationary. A mass flow result was obtained with a relative error of 9,7 %, so the value is considered to be representative of reality.

## 1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de extracción y distribución en la industria del petróleo y gas utilizan una amplia gama de conductos y válvulas para el transporte de estos fluidos, su función puede ser de control de caudal o de presión. Una herramienta indispensable para regular la presión y controlar el flujo de petróleo-gas es la válvula estranguladora, o Choke, por su nombre en inglés. Si bien existen diferentes tipos, en el presente trabajo se estudió un Choke de orificio ajustable tipo jaula y camisa para luego realizar un análisis de dinámica de fluidos computacional a través del software ANSYS Fluent (ANSYS Inc., 2023).

El objeto de la simulación es, en primer lugar, determinar el caudal a la salida de la válvula y para un salto de presión fijo y, en segundo lugar, obtener la variación del coeficiente de pérdida en función del número de Reynolds (Re). Se espera un error no mayor al 10 % entre las simulaciones y los datos medidos.

Existen investigaciones previas de este tipo de fluido a través de válvulas tipo Choke, que incluyen simulaciones y ensayos experimentales. Malavasi y Messa (2014) realizaron simulaciones utilizando dinámica de fluidos computacional (CFD) para estudiar el campo de flujo de una válvula Choke, similar a la estudiada en el presente trabajo, en la situación más crítica, caracterizada por una disminución anómala del caudal para grandes aperturas de la válvula, acompañada de fuertes vibraciones. Existen otros estudios en este campo, (Nøkleberg y Søntvedt, 1998) estudia la erosión en este tipo de válvulas usando CFD, Guo et al. (2022) estudian la erosión cuando existe alta presión, Haugen et al. (1995) y Huser y Kvernfold (1998) se enfocan en el efecto de la erosión en la resistencia de los materiales, Nystad et al. (2010) analiza el efecto de la erosión en la vida útil de las válvulas, Nasriani y Kalantariasl (2011) estudia la performance con altos caudales de dos fases y Yang et al. (2011) realiza simulaciones sobre el apagado y reinicio seguro del sistema de tuberías. Naseri et al. (2016) desarrolló un método para determinar el coeficiente de pérdida de una válvula de tipo orificio. De la revisión bibliográfica solo Malavasi y Messa (2014) estudian una válvula Choke del tipo camisa-jaula, aunque, bajo condiciones de operación críticas.

En dichas investigaciones se observa que, para válvulas choke de otro tipo, las simulaciones arrojaron resultados con diferencias de hasta 10 % respecto de los datos experimentales.

En este trabajo se desarrolla un modelo que representa una mezcla petróleo-gas-agua y la variación del coeficiente de pérdida a través de la válvula en función del número de Reynolds.

Los ensayos experimentales presentan mediciones globales de caída de presión y caudal en la válvula, es decir que resulta complejo obtener información punto a punto. Por eso, es necesario realizar simulaciones del caso que permitan obtener los resultados buscados.

Además, por lo indicado por Yang et al. (2011), se adoptará el modelo de flujo de una sola fase y la obtención de las propiedades de esta mezcla, será indicada más adelante.

## 2. MODELO NUMÉRICO

### 2.1. Descripción de la válvula

Existen varios de válvulas tipo *Choke*, pueden ser del tipo fijo (*Fixed Choke*) o variable (*Adjustable Choke*). Estos últimos pueden encontrarse en distintas configuraciones, como puede ser del choke de aguja, de discos rotantes, de jaula y tapón y de jaula y camisa.

Este trabajo se enfoca en un *Choke* de jaula y camisa montado en un cuerpo en forma de *L*, como se muestran en la Fig. 1. Esta válvula trabaja permitiendo el pasaje de fluido a través de un cuerpo tubular perforado, denominado *Jaula*, cuyos orificios pueden ser tapados en mayor o menor medida por un cuerpo exterior deslizante denominado *camisa*, modificando así el área

efectiva de pasaje.

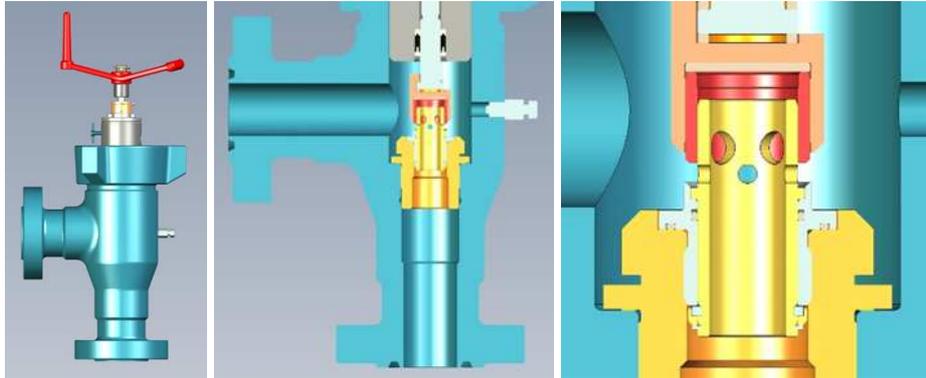


Figura 1: Válvula tipo Choke

Se dispuso para estos cálculos de datos de medición de un pozo petrolífero ubicado en Vaca Muerta, en el cual esta válvula fue utilizada (ver Tabla 1).

	ORIFICIO "	CAUDAL MÁSSICO <i>Kg/día</i>				PRESIONES <i>Kg/cm<sup>2</sup></i>	
		GAS <i>0,657kg/m<sup>3</sup></i>	OIL <i>760kg/m<sup>3</sup></i>	AGUA <i>1000kg/m<sup>3</sup></i>	CAUDAL TOTAL	Aguas Arriba	Aguas Abajo
1	14/64	2639	126130	158440	287208	335	187
2	14/64	2680	128881	155520	287080	333	185
3	14/64	2756	129618	152140	284514	332	187
4	14/64	27143	129755	150810	307708	330	174
5	14/64	2824	133220	146810	282855	325	183

Tabla 1: Datos de campo de Caudal, Presiones y Densidades

Entre los datos de interés se encuentran las proporciones de la mezcla (Petróleo-Agua-Gas), presiones aproximadas de operación, caudales mássicos promediados por día y estado de apertura de la válvula descrita en función del diámetro de un orificio equivalente de igual área de pasaje a la de la jaula perforada en dicha condición.

Los caudales mássicos se miden en kg de fluido producidos por día, por lo cual el caudal informado es un promedio del medido en todo el día. Por otro lado, las presiones medidas se miden al final del día, por lo cual es esperable que los resultados de las simulaciones difieran de los caudales informados en la Tabla 1 dado que, en pozos sin sistema de bombeo, la presión de pozo se reducirá lentamente a lo largo del tiempo, reduciendo el diferencial de presiones entre entrada y salida de la válvula y, por lo tanto, disminuyendo el caudal mássico a medida que progresa el día.

El fluido es una mezcla de petróleo y agua similares, con cantidades de gas que varían entre 1 y 9% del caudal mássico diario. Dada la complejidad de implementación de una simulación multifásica y considerando que el aporte del gas a la mezcla es comparativamente pequeño se decidió despreocuparse del efecto del gas y analizar el comportamiento de la mezcla petróleo-agua como un fluido homogéneo cuyas propiedades queden definidas por el comportamiento de la mezcla de los líquidos que lo componen.

## 2.2. Parámetros de la mezcla

### 2.2.1. Viscosidad

Es conocido que la interacción entre agua y petróleo puede resultar en una mezcla cuya viscosidad puede ser muy superior a la de sus componentes. [Yang et al. \(2011\)](#) estudió el comportamiento de esta combinación en un pozo de producción bajo distintas condiciones de cauda, llegando a la conclusión de que la viscosidad de la mezcla se comporta de forma similar al petróleo puro con bajos porcentajes de agua, aumentando a medida que el contenido de agua se acerca al 50 % y disminuyendo nuevamente hasta los niveles comunes para el agua al acercarse al 100 %. Por otro lado, el estudio determina que un aumento de  $10^{\circ}C$  en la temperatura de la mezcla puede disminuir su viscosidad a la mitad, por lo tanto, es importante tener en consideración las condiciones térmicas del pozo estudiado.

Tanto el petróleo de origen chino como el argentino tienen la misma clasificación del [American Petroleum Institute \(2021\)](#) de petróleo ligero dulce, por ello se puede considerar que ambos fluidos se comportarán de manera similar ante la presencia de agua. De esta manera, se establece una viscosidad de  $0,309 kg/ms$  para una mezcla de aproximadamente 52 % de contenido de agua a  $70^{\circ}C$ .

### 2.2.2. Densidad de mezcla

La densidad de mezcla utilizada se puede expresar en función de la fracción másica de agua en la mezcla:

$$\rho_{\text{mix}} = \rho_{\text{oil}}(1 - \phi) + \rho_{\text{water}}\phi \quad (1)$$

Como en la mezcla existe un 52 % agua, la densidad es de  $877 kg/m^3$ . Este valor se usó para todas las simulaciones.

### 2.2.3. Turbulencia y número de Reynolds

Al definir la turbulencia inicial (I) en la entrada, se aplica lo propuesto por [ANSYS Inc. \(2023\)](#):

$$I = 0,16 (\text{Re}_{DH})^{-\frac{1}{8}} \quad (2)$$

Donde  $\text{Re}_{DH}$  es el número de Reynolds del fluido calculado con el diámetro hidráulico. Utilizando el diámetro de tubería del cuerpo ( $2 - 9/16''$  o  $0,065$  m), la velocidad inicial es:

$$V = \frac{Q_m}{\frac{\rho D^2 \cdot \pi}{4}} \quad (3)$$

$$\text{Re}_{DH} = \frac{\rho V D}{\mu} \quad (4)$$

En este caso,  $Q_m$  es el caudal másico,  $\rho$  es la densidad,  $D$  es el diámetro de tubería y  $\mu$  es la viscosidad dinámica de la mezcla. El proceso se realiza para los 5 casos de estudio, resultando en un valor promedio de  $\text{Re}_{DH} = 207$ .

### 2.2.4. Hipótesis de simulación

Establecido el caso de estudio se determina la siguiente lista de hipótesis:

- El fluido es una mezcla homogénea incompresible de petróleo y agua.

- La apertura de la válvula no se modifica entre mediciones y el pozo representa una fuente infinita, por lo cual las condiciones iniciales de presión y temperatura se mantienen constantes.

## 2.3. Discretización y condiciones de contorno

### 2.3.1. Mallado

Se establece un volumen de fluido con simplificaciones (Fig. 2) para mejorar la calidad de malla y reducir el tiempo de simulación. Al volumen generado se le agrega una distancia de 6 diámetros desde la entrada hasta la jaula y 10 diámetros más hasta la salida para asegurar un correcto desarrollo del fluido.

De esta forma se establecen 3 zonas de mallado:

- *Zona general*: comprende las tuberías de entrada, salida y la región fuera de la jaula (Fig. 2).
- *Zona de mallado fino*: compuesta por la zona interior de la jaula donde se espera que la turbulencia sea máxima debido a la interacción entre jets de fluido de los distintos orificios distribuidos en el perímetro de la jaula (Fig. 3).
- *Zona de mallado ultrafino*: compuesta por los orificios y sus cercanías, donde el diámetro de pasaje es mínimo (Fig. 3).

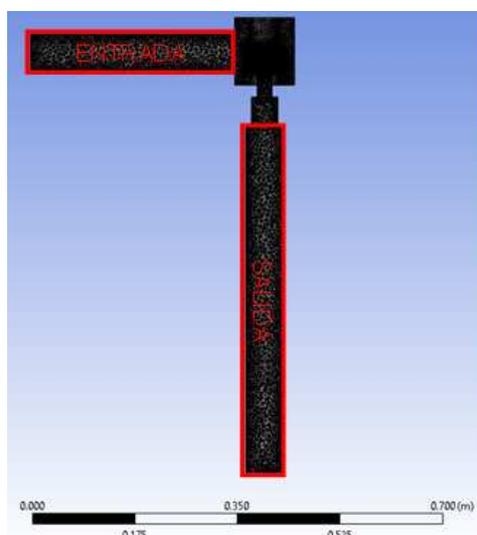


Figura 2: Mallado del volumen fluido, general

Se realizó un estudio de independencia de malla, comenzando por una malla de 600 000 elementos, concluyendo en una malla de 1.8 Millones de elementos a los cuales se le incluyó una capa de inflación compuesta por 10 capas de elementos, con un  $y^+$  de 3 en los orificios de 3.18 mm, según lo indicado por [Schlichting y Gersten \(1979\)](#). Se presentan a continuación los parámetros de mallado:

- Tamaño nominal de elemento: 5 mm.
- Tamaño de elemento Body of influence (BOI) 1: 1 mm.

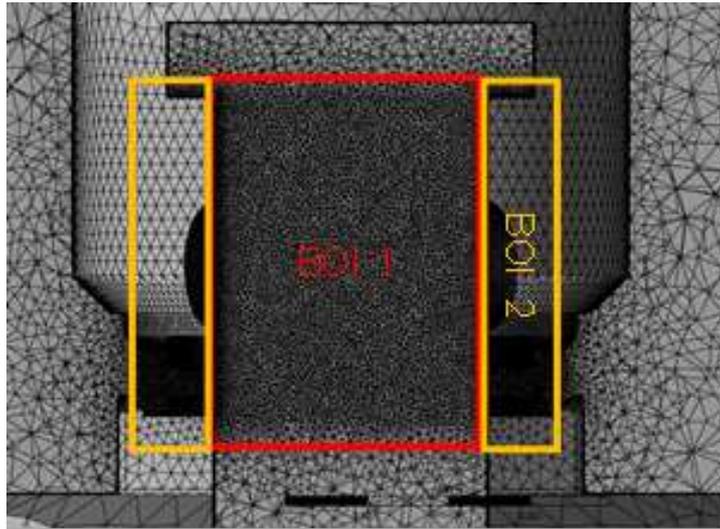


Figura 3: Detalle de regiones de refinamiento

- Tamaño de elemento BOI 2: 0.5 mm.
- Inflation Layer:
  - Espesor de primera capa: 0.02 mm.
  - Cantidad de capas: 10.
  - Tasa de crecimiento: 1.2.

El mallado se realizó en ANSYS Mesh con elementos tetraédricos y se postproceso en Fluent para convertir dichos elementos en poliedros (Fig. 4), permitiendo reducir el costo computacional sin perder calidad de resultados, derivando en resoluciones más rápidas.

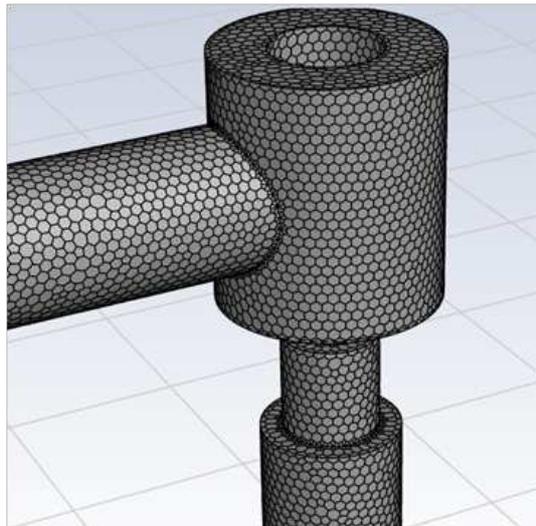


Figura 4: Mallado poliédrico

Las condiciones de contorno para la simulación son:

Entrada	
Definido por presión de entrada:	31870000 Pa (325 kg/cm <sup>2</sup> )
Diámetro hidráulico:	0,065 m
Intensidad turbulenta inicial:	8 %
Temperatura inicial:	72 °C
Salida	
Definido por presión de salida:	17917000 Pa (182,7 kg/cm <sup>2</sup> )
Pared	
Velocidad	Nula
Adicionalmente, se recuerdan los parámetros de interés del fluido analizado:	
Fluido: Oil-Water Mix.	
Densidad:	877 kg/m <sup>3</sup>
Viscosidad:	0,309 kg/ms

## 2.4. Parámetros de solución

La simulación se realizará en el software Ansys Fluent 2023 R2. Fluent es un solucionador comercial de volúmenes finitos. Cuenta con la ventaja de disponer de valores de referencia basados en datos bibliográficos de múltiples autores, permitiendo al usuario reducir la cantidad de parámetros que requieran modificación para realizar una simulación.

En este caso particular se utiliza un solver de flujos incompresibles estacionario (Pressure-based Steady solver) y un modelo viscoso k-omega SST utilizando las constantes predeterminadas de Ansys. Se monitorean las presiones de entrada y salida con el objetivo de verificar que las mismas no varíen del valor indicado y el caudal másico.

Se utiliza el método Coupled para la resolución de ecuaciones de presión-velocidad.

## 3. RESULTADOS

Como ejemplo se muestra el caso número 5 de la Tabla 1, donde se logra una oscilación del caudal de  $\pm 0,05 \text{ kg/s}$  con un valor promedio de  $2,95 \text{ kg/s}$  tras 400 iteraciones (Fig. 5). El tiempo de cómputo fue de aproximadamente 1,5 h por caso.

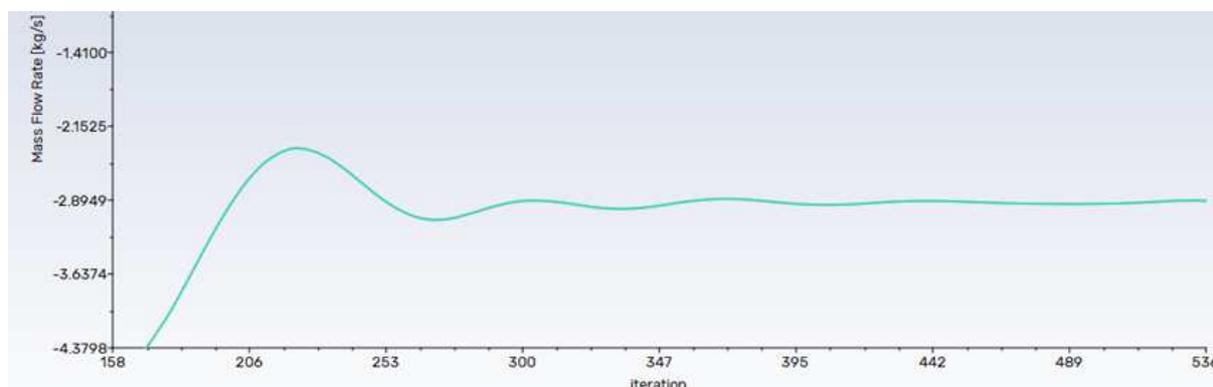


Figura 5: Resultados de caudal másico en kg/s (Mass flow Rate) con cada iteración.

Comparando el resultado simulado con los  $3,27 \text{ kg/s}$  del caso 5 mencionado antes, resulta en un error del 9,7%. Según lo planteado, se considera que este resultado es aceptable.

Para validar el modelo se simuló los 5 casos indicados en la Tabla 1. Luego de obtenida la validación, se simuló casos para diferentes pérdidas de carga y se determinó la constante

de pérdida  $K$  y el valor de Reynolds de cada caso. Se muestra en la Figura 8 cómo evoluciona la constante de pérdida  $K$  y se observa que la misma no depende del número de Reynolds para valores  $Re$  entre 50 y 400.

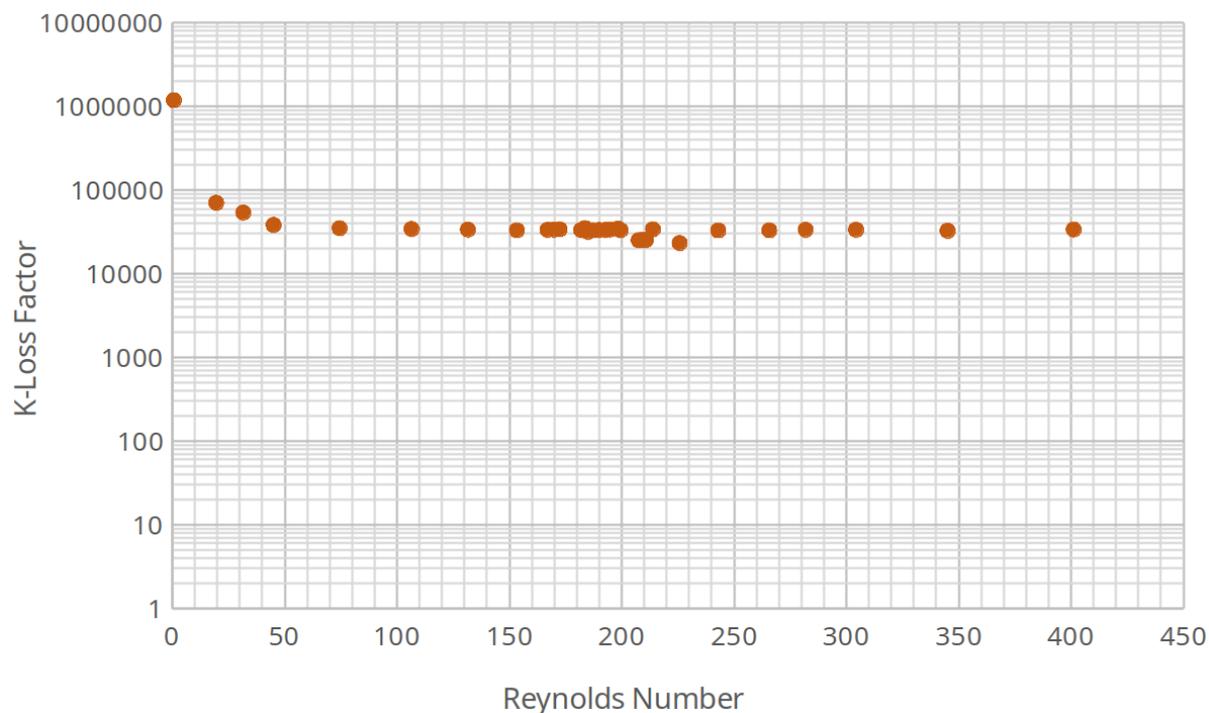


Figura 6: Factor de pérdida de carga  $K$  en función del número de Reynolds.

#### 4. CONCLUSIONES

Se ha corroborado mediante la herramienta CFD la capacidad de flujo másico de la válvula estudiada bajo las condiciones dadas.

Dadas las condiciones del caso, se debieron realizar ciertas simplificaciones para lograr un modelo fácilmente replicable en las simulaciones.

El modelo afecta al caudal de gas presente como despreciables y aproxima la mezcla restante como único fluido homogéneo cuyas propiedades de interés se aproximaron con datos históricos de pozos similares. Se obtuvo un resultado con un error de 9,7%, por lo que, según los requerimientos plantados al inicio del trabajo de un  $\pm 10\%$  de error como criterio de aceptación, los cálculos fueron exitosos y el valor obtenido de caudal másico representa la realidad.

El resultado simulado difiere del valor real medido por la forma en que se presentan los datos del pozo y su naturaleza. Un efecto de esto es que la presión de cabeza del pozo disminuye durante el día al no ser una fuente infinita de fluido. Este efecto disminuye el diferencial de presiones en la válvula y reduce el caudal másico según progresa el día.

Si se tuviesen datos de caudal en períodos menores a 24h. o un valor mejor ponderado de presiones, los resultados de la simulación se acercarían incluso más a la realidad. La pérdida de carga no depende del número de Reynolds para valores entre 50 y 400.

#### REFERENCIAS

American Petroleum Institute. *Manual of Petroleum Measurement Standards: Chapter 14—Na-*

- tural Gas Fluids Measurement, Section 10—Measurement of Flow to Flares*. American Petroleum Institute, Washington, D.C., 2nd edición, 2021.
- ANSYS Inc. *ANSYS Fluent User's Guide*. ANSYS Inc., Canonsburg, PA, USA, 2023.
- Guo L., Wang Y., Xu X., Gao H., Yang H., y Han G. Study on the erosion of choke valves in high-pressure, high-temperature gas wells. *Processes*, 10(10):2139, 2022.
- Haugen K., Kvernfold O., Ronold A., y Sandberg R. Sand erosion of wear-resistant materials: Erosion in choke valves. *Wear*, 186:179–188, 1995.
- Huser A. y Kvernfold O. Prediction of sand erosion in process and pipe components. En *North American conference on multiphase technology, Banff (Canada)*. 1998.
- Malavasi S. y Messa G.V. Cfd modelling of a choke valve under critical working conditions. En *Pressure Vessels and Piping Conference*, volumen 46018, página V004T04A057. American Society of Mechanical Engineers, 2014.
- Naseri S., Tatar A., y Shokrollahi A. Development of an accurate method to prognosticate choke flow coefficients for natural gas flow through nozzle and orifice type chokes. *Flow Measurement and Instrumentation*, 48:1–7, 2016.
- Nasriani H.R. y Kalantariasl A. Two-phase flow choke performance in high rate gas condensate wells. En *SPE Asia Pacific oil and gas conference and exhibition*, páginas SPE–145576. SPE, 2011.
- Nøkleberg L. y Søntvedt T. Erosion of oil&gas industry choke valves using computational fluid dynamics and experiment. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 19(6):636–643, 1998.
- Nystad B.H., Gola G., Hulsund J.E., y Roverso D. Technical condition assessment and remaining useful life estimation of choke valves subject to erosion. En *Annual conference of the PHM Society*, volumen 2. 2010.
- Schlichting H. y Gersten K. *Boundary-layer theory 7th ed*. McGraw-hill New York, 1979.
- Yang M., Jing J., Lei L., Tan J., y Chen J. Simulation testing on the shutdown and safe restart of crude oil pipelines. En *ICPTT 2011: Sustainable Solutions For Water, Sewer, Gas, And Oil Pipelines*, páginas 1454–1464. 2011.