

INVESTIGACIÓN NUMÉRICA DE FLUJO BIFÁSICO EN CODOS DE 90 GRADOS

Carlos Luis Moreno Negrin

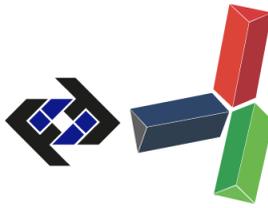
*Laboratorio de Fenómenos de Transporte, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas.
+58-906-3740*

carlosmoreno@usb.ve

RESUMEN

Es común encontrar la presencia de flujo bifásico en la industria petrolera, particularmente en la producción y transporte de crudo y gas natural. Los patrones de flujo horizontal más comunes son: estratificado suave, estratificado ondulado, burbuja alargada, Slug, anular, anular ondulado o flujo burbuja dispersa. Mientras que para el flujo vertical, los patrones de flujo más comunes son: burbuja, Slug, Churn y flujo anular. Es importante destacar que estos patrones de flujo se presentan en muchas aplicaciones de fluidos en todo el mundo. Por eso el área de flujo bifásico está siendo investigado hoy en día, y se están desarrollando modelos numéricos y teóricos. Como ya se sabe, el crudo, el gas o la combinación de ambos son transportados grandes distancias entre diferentes localizaciones. Sin embargo, la energía del crudo disminuye progresivamente en su movimiento. Por eso, es obligatorio el uso de estaciones de bombeo con el fin mantener la energía del flujo de aceite alta para el movimiento adecuado. Además, ese líquido es transportado a través de una red de tuberías donde hay accesorios, como codos, uniones "T", "Y", etc. En una red de tuberías, las pérdidas se pueden clasificar en dos grupos: grandes y localizadas. Las primeras consisten en pérdidas debido a la interacción del fluido con la rugosidad de la pared. Las segundas se relacionan con los accesorios, y es en la que se centra este estudio, en particular en las curvas de codo de 90 grados. El objetivo principal es simular el flujo de fluidos a través de estos elementos, utilizando varias relaciones de diámetro curvatura-radio, usando una mezcla de gas-petróleo como fluido de trabajo. Se le atribuye un coeficiente "K" de pérdida de flujo para cada codo. Se consideró que los dispositivos eran horizontales. El líquido es la fase continua, con la fase gaseosa como dispersa. Particularmente se consideraron tres grados API para el crudo, correspondientes a tres tipos principales de fase continua. Para el modelo numérico, se generaron varias mallas no estructuradas y se hizo la validación, utilizando agua como fluido de trabajo. A continuación, las simulaciones se llevaron a cabo, utilizando el modelo no homogéneo, con la combinación de petróleo y gas. Se evaluó la variación de la fracción volumétrica del gas, y el caudal volumétrico de la mezcla. Se utilizó el paquete comercial CFX para la ejecución de los cálculos numéricos. Para la validación de los resultados, se utilizó un modelo de literatura para comparar dos coeficientes de pérdida "K": resultantes de cálculos numéricos y de la bibliografía. Es importante destacar que estos resultados permitirían ayudar a disminuir las pérdidas de energía del líquido para la red de tuberías con fluido de dos fases gas-petróleo, sobre todo en codos de 90 grados lo cual representa gran ahorro económico. Por otra parte, el hecho de mitigar los valores de los coeficientes de pérdida, implicaría menos altura de bombeo, lo cual conlleva a ahorro energético para toda la red.

Palabras Clave: Codos, Flujo Bifásico, CFD, Coeficientes, Pérdida



ABSTRACT

It is very common to identify the presence of two-phase flow in petroleum industry, particularly on production and transportation of oil and natural gas. Frequently, for horizontal flow, the pattern corresponds to: Stratified Smooth, Stratified Wavy, Elongated Bubble, Slug, Annular, Wavy Annular or Dispersed Bubble Flow. And for vertical flow, common patterns are Bubble, Slug, Churn and Annular Flow. It is important to consider that these flow patterns take place on many fluid applications all over the world. For that reason two-phase flow is being nowadays investigated, and both numerical and theoretical models are being developed. It is also known that, each fluid is carried through pipes; oil, gas or the combination are moved long distances. However, the oil energy diminishes progressively when it is transported. Because of that, it is mandatory needed a pumping station for keeping the oil flow energy high for proper movement. Additionally, that fluid is transported through a network, so fittings are present, like elbows, “T”, “Y” junctions, and others. As known, on a piping network, the losses can be classified in two groups: large and localized. The former consists on losses due to Wall roughness-fluid interaction. The latter is related with fittings. This study is focused on 90 degrees elbow bends. The main purpose of this study is to simulate the fluid flow on these fittings, using several curvature radius-elbow diameter ratios, using gas-oil as the working fluid. The consideration of Non-Newtonian gas-oil mixture was taken into account. It can be attributed a “K” flow loss coefficient for each elbow. For the two-phase Flow, it was supposed a horizontal device. The liquid is the continuous phase, in which the gas phase is dispersed. Particularly three API Grades were considered for the oil, corresponding to three main types of continuous phase. For the numerical model, it was generated several non-structured grids for validation, using water as a fluid. Then the simulations were carried out, using non-homogenous model, with oil and gas combination, changing the gas void fraction, and volumetric flow. A commercial package (CFX) was used for numerical calculations. For validation of the results, a literature model was used for comparing both “K” loss coefficients: numerically and from the bibliography. It is important to highlight that these results, permit to evaluate a way of diminishing the fluid energy losses for two-phase gas-oil piping network, particularly in 90 degrees elbows which represents economically saving. It lies on the fact that diminishing the loss coefficient values, it implies less pump-head, and it means economical saving for the entire network system.

Keywords: Elbows, Two-Phase Flow, CFD, Coefficients, Loss

INTRODUCCIÓN

El área de Flujo bifásico ha sido objeto de análisis, debido a que se presenta muy comúnmente en varias aplicaciones. Ejemplo de ello son las industrias química, nuclear y petrolera. El tipo de combinación más común es gas-líquido. Los flujos bifásicos ocurren con mucha frecuencia, en la industria de petróleo y gas, y se pueden hallar en las instalaciones de producción y transporte de estos fluidos. En su comienzo, los patrones más comunes de flujo vertical eran burbuja, Slug, Churn y flujo anular. También, para flujo horizontal, los patrones más comunes son estratificado suave, estratificado ondulado, burbuja alargada, Slug, anular, anular ondulado y flujo burbuja dispersa. Se sabe también que después de la separación, cada mezcla se moviliza a través de tuberías, por lo

que el crudo se mueve a lo largo de grandes distancias. Sin embargo, la energía del petróleo se atenúa en su camino. Por ello, es menester la presencia de una estación de bombeo para mantener la energía del petróleo alta para su movimiento continuo. Además, la mezcla es transportada a través de una red donde hay accesorios como codos. En una red de tuberías, las pérdidas se pueden clasificar en dos grupos: grandes y localizadas. Las primeras consisten en pérdidas debido a la interacción del fluido con la rugosidad de la pared. Las segundas están relacionadas con accesorios y corresponden a este estudio, en particular en codos de 90 grados. El objetivo principal es simular el flujo a través de un codo de 90 grados, para una tubería de 0.05715 m diámetro, utilizando petróleo-gas como fluido de trabajo, considerando el patrón de burbuja dispersa. Se atribuye un coeficiente de pérdida "K" de flujo en la conexión correspondiente. Así pues, el líquido es la fase continua, y la fase gaseosa se presenta como burbujas discretas. Particularmente se consideraron tres valores diferentes de grado API para el petróleo, correspondientes a tres tipos principales de fase continua. Para la validación de los resultados, se utilizó un modelo de literatura para comparar el coeficiente de pérdida "K": numérico y bibliográfico. Es importante destacar que estos resultados, permiten analizar la disminución de las pérdidas de energía del líquido en una red de tuberías de petróleo-gas bifásico, particularmente en curvas de codo de 90 grados lo cual representa ahorro energético.

METODOLOGÍA

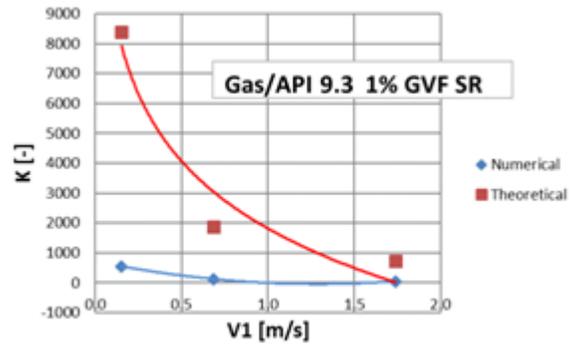
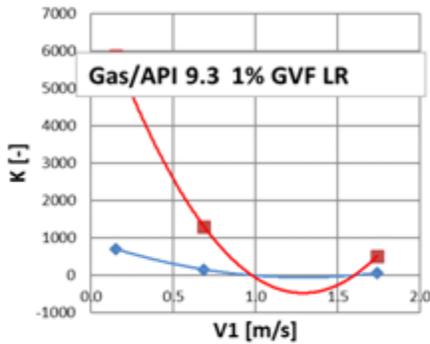
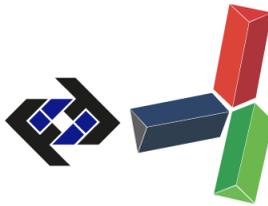
La metodología seguida fue la siguiente:

- Validación de las mallas de elementos y nodos a ser utilizadas en la simulación numérica con codos radio largo y radio corto.
- Suposición de las condiciones de borde. (Velocidad absoluta a la entrada y presión estática a la salida de cada codo).
- Simulación numérica empleando el software CFX. Los estudios de caso corresponden a combinaciones petróleo-gas, evaluando tres valores de grado API, las condiciones de borde (3 valores), la fracción volumétrica de gas (2 especificaciones) y el tipo de codo (radio largo y radio corto).
- Elaboración de gráficas y cálculo de errores comparando los resultados numéricos provenientes del CFX con la información correspondiente de la literatura.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

CFD Y COMPARACIÓN TEÓRICA

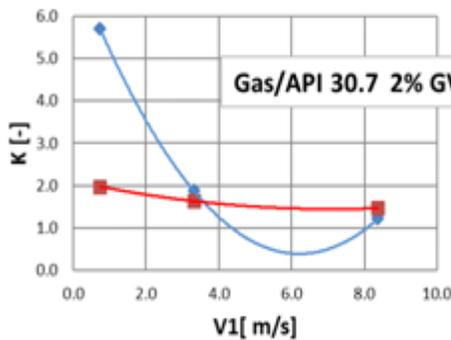
Se muestran parte de los resultados de "K" (Coeficiente de pérdida local) vs "V1" (Velocidad absoluta de entrada al codo de la mezcla), en el trabajo de investigación en Fig. 1 a 4.



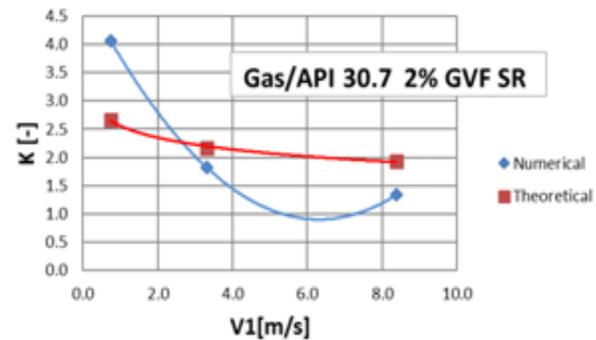
a)

b)

Figura 1 "K" comparación para GAS/API 9.3 con 1% GVF en a) radio largo codo contra "V1" y b) radio corto codo contra "V1"



a)



b)

Figura 2 "K" comparación para GAS/API 30.7 con 2% GVF en a) radio largo codo contra "V1" y b) radio corto codo contra "V1"

Los errores al comparar resultados numéricos y experimentales fluctúan entre 2.62% y 3498.98%, correspondiente a Gas/API 30.7 1% velocidad GVF 0.738 m/s, y Gas/API 9.3 2% GVF velocidad 1.740 m/s, respectivamente. Para altos valores API del crudo (30.7 API) hubo buena concordancia entre los valores de "K" teóricos y numéricos. Sin embargo, para bajos API de crudo (9.3 API) los resultados divergieron grandemente. Esto podría ser explicado como sigue: el aceite fue asumido como fluido newtoniano para todas las simulaciones. Se aprecia que cuanto mayor sea el grado API, se obtiene mejor concordancia entre los resultados teóricos y numéricos utilizando el mismo valor de "V1". Así pues, se recomienda incluir esta modificación en otros trabajos, así como a considerar la dependencia de la viscosidad, particularmente para crudos muy viscosos. También, para el caso de las figuras 1 b) y 2 b) correspondientes a codo de radio corto, el coeficiente de pérdida es mayor que el valor de "K" para el caso de radio largo, (ya que este último presenta un tamaño más pequeño de recirculación sobre la pared interna). Para flujo turbulento, un menor radio de curvatura implica mayores coeficientes de pérdidas (más turbulencia y recirculación tamaño están presentes). Por otro lado, para GAS/API 9.3 el flujo es laminar, y las "irreversibilidades" relacionadas con la capa límite son más importantes. Los efectos viscosos son más importantes que los inerciales para este caso. También, menor radio de curvatura implica mayores coeficientes de pérdidas ya que los cambios de dirección son más bruscos.

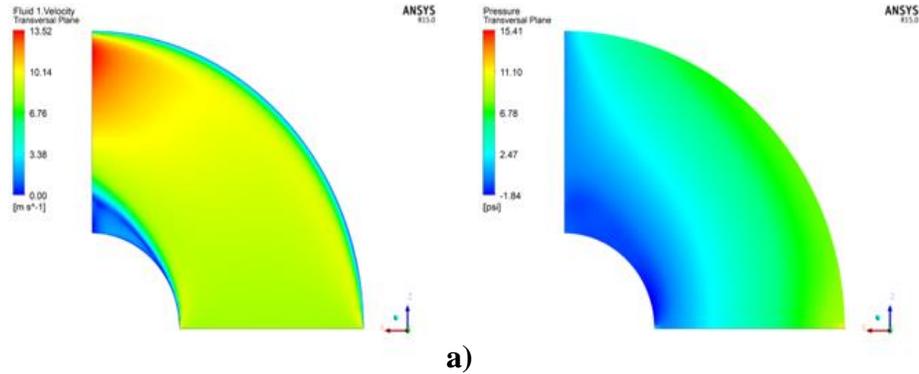


Figura 3 Perfil de a) velocidad y b) presión, para radio corto codo con GAS/API 30.7 1% GVF "V1" 8.376 m/s

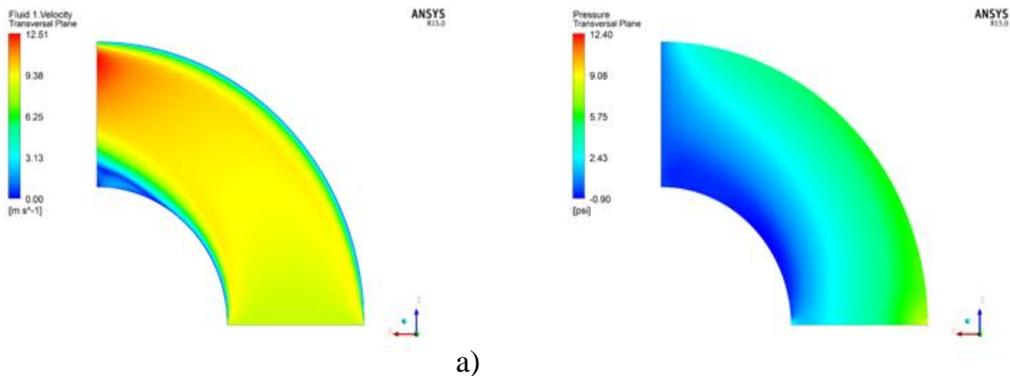


Figura 4 Perfil de a) velocidad y b) presión, para radio largo codo con GAS/API 30.7 1% GVF "V1" 8.376 m/s

Además, los resultados teóricos y numéricos de acuerdo mal (como se explicó antes), y la dependencia de la viscosidad debe tenerse en cuenta para futuras simulaciones. Además, para todos los cálculos numéricos, las diferencias de "K" entre 1% y 2% GVF son insignificantes. (Vea la figura 8 a 19).

Para crudos de API bajo, los coeficientes de pérdida son mayores que para crudos de API altos, porque en el primero, la capa límite es más apreciable.

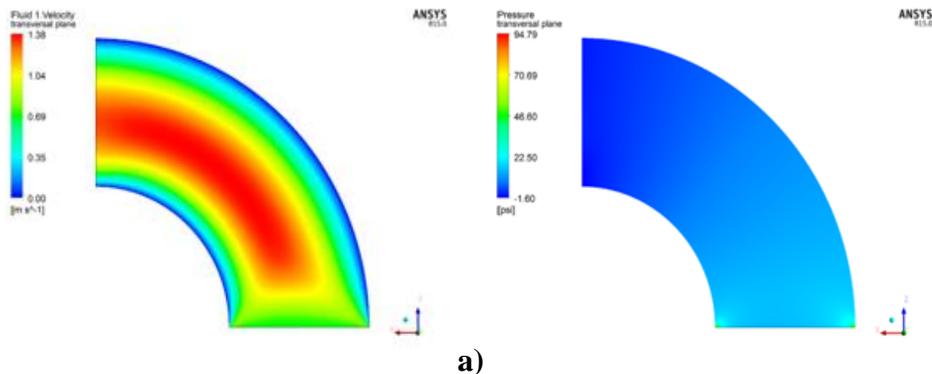


Figura 5 Perfil de a) velocidad y b) presión, para radio largo codo con GAS/API 9.3 1% GVF "V1" 0.688 m/s

En las gráficas desarrolladas en Excel, se evidencia la presencia de un punto nominal de mejor eficiencia de trabajo del codo, el cual aumenta al disminuir la viscosidad del crudo. Esto se debe a una mejor “sincronización” del desenvolvimiento del flujo a través del codo para estos valores de condición de borde de entrada de velocidad.

CONCLUSIONES

Se obtuvieron dos redes óptimas para codos radio largo y codos de radio corto de 90 grados con 0,05715 m de diámetro, y se hizo la validación con agua. Para el cálculo de los valores del coeficiente de pérdida, se emplearon tres combinaciones de fluido: Gas Natural/API 30.7, 16 API de Gas Natural y Gas Natural/API 9.3. Fueron empleadas tres velocidades de funcionamiento para cada caso. (También con 1% y 2% GVF). La mejor concordancia entre los resultados teóricos y numéricos correspondió a Gas Natural/API 30.7 combinación. (El líquido se comporta mejor como un fluido newtoniano). Para la combinación de Gas Natural/API 9.3 los valores del coeficiente de pérdida numérica aumentan bruscamente, principalmente para el codo de radio corto, comparado con el codo de radio largo. (En ambos casos el régimen es laminar). La diferencia en los valores de "K" entre 1% y 2% GVF por el mismo fluido y el valor de "V1" es insignificante. Para cada grafica de coeficiente de perdida vs velocidad de entrada correspondiente a cada codo, existe un punto nominal, el cual se traslada a la derecha al considerar menor viscosidad en el crudo.

REFERENCIAS

- [1] Spedding P., E. Benard y McNally G., 2005. "Dos y tres fases fluyen a través de una curva de 90 grados", dev Chem Ing. Mineral proceso. 13(5/6), págs. 719-730.
- [2] Spedding P., E. Benard, 2006. "Gas – líquido dos fase de flujo a través de una curva de codo Vertical de 90 grados", Experimental térmica y fluidos ciencia 31 págs. 761-769
- [3] Spedding P., E. Benard y Crawford N., 2007, "flujo de fluidos a través de Vertical a Horizontal 90 grados codo curva III flujo de fase tres", la ciencia Experimental de térmica y fluida 32 pp. 827-843
- [4] Mazumder, p., 2012. "Multifase y análisis CFD de solo fluyen características en codo", diario de multifase computacional flujos
- [5] Sánchez F., Luna J., Carvajal I., R. Tolentino, 2009. "Presión gota modelos evaluación de flujo bifásico en codos Horizontal 90 grados", Tecnología y Desarrollo de Ingeniería Mecánica.
- [6] Quamrul Mazumder de H. p. y Siddique, S., 2011. "Análisis CFD de características de flujo bifásico en un 90 grados de codo", diario de multifase computacional flujos
- [7] R. Adjei y Mohsinet A., 2014, "optimización de diseño basada en la simulación: un estudio de caso en una doble curva de codo de 90 grados", revista internacional de modelización y optimización, Vol. 4, nº 6.
- [8] Idel'Cik, 2011, "Memento des Pertes de carga", Ed. Eyrolles París.