

# Aseguramiento de flujo en el transporte de petróleo pesado – disminución de caudal

---

**Zambrano Armijos Mónica Alexandra**

Universidad Central del Ecuador, Facultad de Ingeniería, Ciencias Físicas y Matemática,  
Instituto de Investigación y Posgrado, Quito, Ecuador  
e-mail: kavmony@hotmail.com

Información del artículo

Recibido: Junio 2015 – Aceptado: Agosto 2015

---

## Resumen

La investigación demanda para su estudio el análisis de los diferentes caudales de producción de petróleo pesado con diferentes calidades API, por lo que para tal efecto se considera condiciones actuales de transporte de fluido por el oleoducto. El análisis se fundamenta en las simulaciones de estado dinámico. Para el caso base, motivo de estudio, se nota la presencia de una baja desviación en los parámetros simulados y se lo considera representativo, debido a las condiciones de frontera del oleoducto, las composiciones del fluido y su ajuste a las diferentes calidades API, datos de la tubería, condiciones ambientales y la máxima presión de operación del oleoducto.

El estudio y las simulaciones llevadas a cabo, permiten concluir que el aseguramiento de flujo en el oleoducto en condiciones actuales de operación es de un caudal mayor a 14.000 bopd (barriles de petróleo por día) para no superar las presiones de operación permisibles, en tanto que para transportar flujos menores es necesario considerar otras alternativas de manejo de flujo: inyección de diluyente, mejoradores de flujo o puntos de calentamiento adicionales a lo largo del oleoducto.

**Palabras clave:** aseguramiento flujo, petróleo, petróleo pesado, caudal, transporte petróleo.

## Abstract

The investigation demanded an analysis of different heavy oil flows production with several API degrees, the current conditions of fluid transport through pipeline was used; this analysis is based on simulations of dynamic state.

For the base case there are simulated parameters with low deviation, this case is considered representative, due to boundary conditions for pipeline, fluid characterization and several qualities API, pipeline conditions, ambient conditions and the maximum operation pressure of the pipeline. The conclusion for this study is that the flow assurance in the pipeline in current operating conditions is greater than flow of 14,000 bopd (barrels oil per day) for not to exceed to allowable operating pressures, whereas for transporting low flow is necessary to consider other flow alternatives management: diluent injection, flow improvers or additional heating points along the pipeline.

**Keywords:** flow assurance, oil, heavy, oil, flux, oil transportation.

## Introducción

La investigación describe un sistema de transporte de petróleo pesado con disminución de caudal. Se desea obtener, mediante un estudio, el posible caudal óptimo que permita el aseguramiento de transporte de petróleo pesado por el oleoducto.

De esta manera se busca mantener las estrategias de producción, operación, monitoreo, control durante la producción de petróleo pesado, enfatizando la necesidad del monitoreo y el uso de herramientas tecnológicas como simulaciones para lograr identificar y optimizar el sistemas de transporte de crudo pesado y altamente viscoso [1].

El transporte de crudos pesados a través de oleoductos es muy difícil debido a su alta viscosidad y baja movilidad. En las últimas dos décadas, los crudos pesados y extra pesados están siendo visualizados como una fuente de energía alterna, debido a la declinación en la producción de crudos livianos y al incremento en la demanda de energía. Los crudos pesados son los considerados de baja gravedad API menor a 20° API, y alta viscosidad. Lo que caracteriza a este tipo de crudos pesados es la baja proporción relativa de componentes de bajo peso molecular y fracciones livianas [2].

Los crudos pesados se han producido con éxito durante varias décadas en varios lugares alrededor del mundo. La rentabilidad de la producción de aceites pesados está directamente relacionada con el precio del petróleo. En entornos de alto precio, la producción de estos yacimientos de petróleo pesado puede ser relativamente rentable, pero en entornos de bajo precio puede ser marginal o no económico. El alto costo de producción de aceites pesados se atribuye a sus cualidades intrínsecas que se caracterizan por una baja gravedad API (por lo general menos de 20), de alta viscosidad, bajo punto de fluidez e índice de acidez alta. Cada uno de los factores anteriormente mencionados conduce a un alto costo de producción de cada barril de petróleo pesado.

### *Propiedades de los crudos pesados*

Las propiedades de flujo de los crudos pesados se han estudiado en términos de su composición y temperatura. Un trabajo experimental mostró que la alta viscosidad de los petróleos pesados se puede atribuir a la superposición de sus asfaltenos. Se ha demostrado que sin resinas, la

viscosidad sería aún mayor y que a medida que disminuye la temperatura, no solo aumenta la viscosidad, sino que también el comportamiento reológico de los aceites pesados se convierte en no newtoniano. En tales condiciones, las diluciones todavía parece ser un tratamiento adecuado ya que disminuye fuertemente la viscosidad y el comportamiento no newtoniano [3].

La viscosidad de un líquido se define como la propiedad de un fluido que ofrece resistencia al movimiento relativo de sus moléculas. La pérdida de energía debida a la fricción en un líquido que fluye se debe a su viscosidad. Aunque es muy viscoso, los crudos pesados se comportan como fluidos newtonianos, donde la viscosidad es una función solamente de la temperatura [4].

### *Aseguramiento de flujo*

El aseguramiento de flujo se deriva como una directriz operacional, que permite como resultados las recomendaciones de cómo operar el sistema, cuáles son las restricciones, cómo manejarlas y cuál es el impacto de esta información a lo largo del transporte. Identificando las operaciones de riesgo [5].

El aseguramiento de flujo requiere la aplicación de múltiples disciplinas, en particular, una combinación de la química de la producción (caracterización del fluido), la hidrodinámica de múltiples fases, la termodinámica y la ciencia de materiales. A esto se añade la necesidad de tener una sólida comprensión de las limitaciones operativas, y queda claro por qué la experiencia en el aseguramiento del flujo sigue siendo valorado en la industria. El aseguramiento de flujo aborda desde el proceso de extracción de petróleo hasta su entrega en la disposición final. Donde se debe incluir varios aspectos claves de la mecánica de fluidos, transferencia de calor, química yacimiento de petróleo, y la instrumentación de procesos y control. Es importante que se pueda predecir la presión y la temperatura del fluido como una función del comportamiento del oleoducto en el transporte. Además se debe gestionar la corrosión, erosión, deposición de cera, la deposición de incrustaciones, y la formación de hidratos. El efecto de flujo inestable en la estabilidad de los controles y equipos de proceso continúa para limitar el rango de operación [6].

Comprender fundamentalmente los simuladores ya que se han desarrollado permitiendo un avance significativo en la discusión y diseño

de ingeniería. La ciencia es fundamental para la simulación, la simulación es fundamental para la ingeniería y la ingeniería es fundamental para la ejecución y operación. El aseguramiento de flujo es exitoso cuando las operaciones generan un flujo fiable, manejable y rentable de los fluidos desde el proceso de extracción hasta el punto de venta. La disciplina de aseguramiento de flujo impulsa una nueva perspectiva, un nuevo enfoque en las operaciones de producción fiables, desde el diseño conceptual de las operaciones [7].

En cada fase del desarrollo de un campo de petróleo, se emplean modelos computacionales para calcular la producción o costos. Sin embargo, las decisiones se basan en los resultados de estos modelos. Algunos ejemplos son la caracterización del campo y el pronóstico (forecast) de producción [8].

### Capacidad máxima de transporte

La capacidad máxima de transporte de los oleoductos está definida como el caudal máximo de fluido de una densidad y viscosidad dada que puede transportarse, sin que la presión interna sobrepase la máxima presión de operación (MPO) en ningún punto a lo largo de la tubería. Esta variable se determina haciendo uso de la teoría de flujo de fluidos por tubería.

### Materiales y métodos

El modelamiento dinámico del transporte de petróleo pesado se describe desde el punto de entrega del petróleo y su recorrido a lo largo del oleoducto hasta llegar hasta su punto de entrega final. A manera de ejemplificación se emplea un modelo de simulación dinámica que evidencia el análisis hidráulico del comportamiento del oleoducto que va desde la estación de bombeo (A), pasando por la estación de bombeo (B) y (C) hasta llegar al punto de entrega (E), como se visualiza en el esquema del oleoducto en la figura 1.



Figura 1. Esquema del oleoducto.

La simulación, considera los parámetros de fluido, caracterización del crudo pesado con ajustes de densidad y viscosidad y parámetros de campo: perfil topográfico, enterramiento, diámetros internos y materiales, presiones y temperaturas.

### Condiciones de frontera

En el punto de salida (A) la temperatura se considera en 162°F y con una fuente de masa de 18.98 GPM (27,331 bopd). En el punto de llegada (E) la temperatura es de 98°F con una presión de 50 psig y un corte de agua de 0.05%.

### Composición del fluido

Se genera una composición para cada fluido de diferente densidad API basándose en la curva TBP (True Boiling Point) curvas de temperatura real de ebullición. Posteriormente, se obtiene los otros fluidos necesarios, para los cuales se realiza ajustes de densidad y viscosidad. En la figura 2 se muestra el ejemplo de ajuste de viscosidad para el fluido de 15.3 °API.

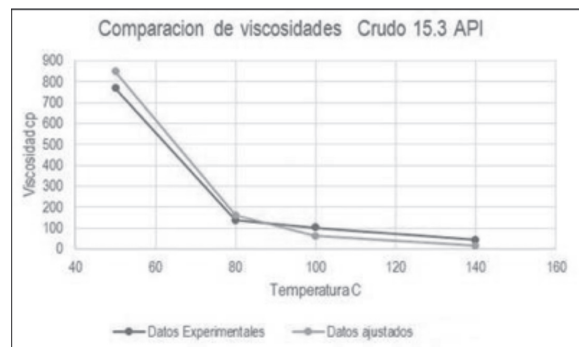


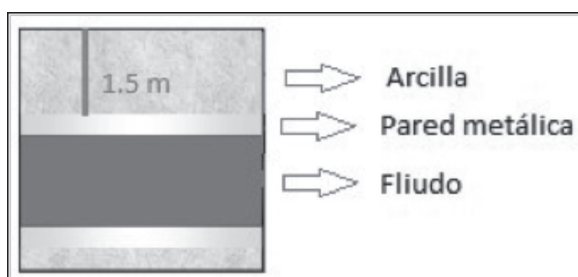
Figura 2. Ajuste de viscosidad experimental del fluido de 15.3 °API (Resultados de prueba de campo).

Se generan las tablas de propiedades del fluido para las diferentes calidades API: 14.5, 14.4, 14.3, 14.1, 13.8, 13.5, 13.0, 12.9 °API, manteniendo como referencia los ajustes de las viscosidades anteriores. La composición del fluido se satura en condiciones estándar Temperatura = 60 °F y Presión 14.7 psi.

*Datos de tubería*

La tubería tiene un tramo de 134 km de longitud con diámetro nominal de 16 pulgadas y un tramo de 9 km de longitud con diámetro nominal de 24 pulgadas. El esquema aproximado del oleoducto se muestra en la figura 1.

La profundidad de enterramiento es aproximadamente 1.5 m. Se calcula el espesor equivalente para este enterramiento cuando se modela como capas concéntricas siendo 3.19 m para la tubería de 16 in y 3.28 m para la tubería de 24 in. En la figura 3 se muestra el enterramiento de la tubería y su distribución.



**Figura 3.** Enterramiento de la tubería.

*Condiciones ambientales*

Se supone una temperatura ambiente de 80°F.

*Otras consideraciones*

Se dispone de transmisores indicadores de presión en ciertos tramos del oleoducto lo que permite mediante la simulación contrastar los valores reales con los calculados en la simulación y conocer el porcentaje de desviación de los parámetros en la simulación desarrollada. Con todas estas consideraciones se podrá obtener los perfiles de presión en el transporte de petróleo pesado y se evalúa diversos flujos y diferentes densidades API.

Es necesario tomar en cuenta que la máxima presión de operación del oleoducto en las condiciones actuales es 1,350 psi.

En la tabla 1, se muestran los caudales con sus diferentes densidades API que se tienen pro-

nosticados como producción de petróleo pesado (Forecast Petróleo).

**Tabla 1.** Forecast petróleo

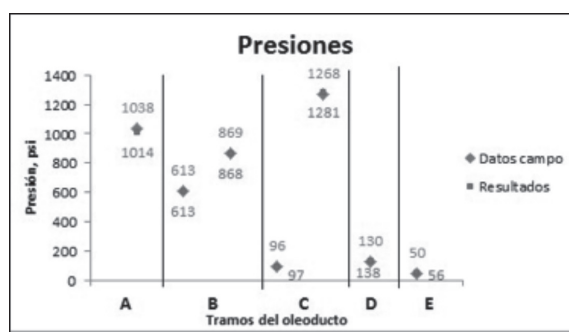
Flujo bopd	Densidad °API
25363	14.5
21057	14.1
17065	14.3
14077	13.8
11399	13.5
9209	12.9
7382	13.0
5680	13.5

*Nota:* Resultados de prueba de campo.

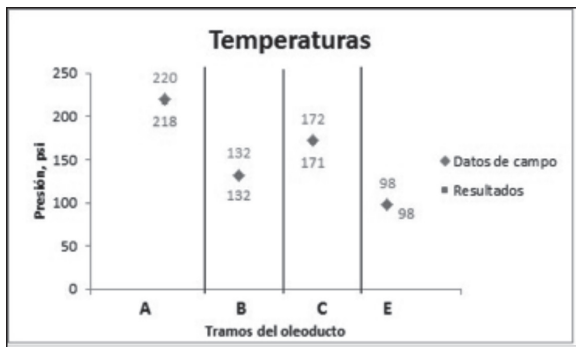
**Resultados y discusión**

Con respecto a la caracterización del fluido los resultados y ajustes obtenidos, se obtiene una desviación en las viscosidades del crudo del rango del 10 al 20% dentro de las temperaturas de operación del oleoducto. Estas desviaciones son normales ya que el crudo manifiesta una alta complejidad en lo que al comportamiento de la viscosidad se refiere.

En la figura 4 y figura 5 se muestran los resultados de las presiones y temperaturas del caso base.



**Figura 4.** Presiones del caso base del oleoducto (Resultados de prueba de campo).



**Figura 5.** Temperaturas del caso base del oleoducto (Resultados de prueba de campo).

En la tabla 2 se muestran los resultados del caso base de acuerdo a los datos de operación del campo. Como se puede observar los resultados y los datos de campo (presión y temperatura) están dentro del 12% de desviación en cuanto se refiere a la presión; en tanto que los valores para la temperatura muestran una diferencia no mayor al 1% de desviación.

En referencia con estos resultados, el modelo de simulación es concebido como representativo para realizar el análisis de los diferentes caudales descritos en la tabla 1, desde la estación (A) hasta el punto de entrega final (E).

**Tabla 2.** Resultados Case base Oleoducto

Localización	Descripción	Datos campo	Resultados	Desviación
A	P-Lanz., psig	1038	1014	2.3%
	T-Lanz., °F	220	218	0.9%
B	P-Recib., psig	613	613	0.0%
	P-Lanz., psig	869	868	0.1%
C	T-Lanz., °F	132	132	0.0%
	P-Recib., psig	96	97	-1.0%
D	P-Lanz., psig	1268	1281	-1.0%
	T-Lanz., °F	172	171	0.6%
E	P-Recib., psig	130	138	-6.2%
	P-Recib., psig	50	56	-12.0%
	-Lanz., °F	T98	98	0.0%

*Nota:* P-Lanz.= es la presión en el lanzador, P-Recib.= es la presión en el receptor, T\_Lanz. = es la temperatura en el lanzador. (Resultados de prueba de campo).

Se evalúan las disminuciones de caudal y diferentes densidades API (tabla 1) y los resultados se muestran en la tabla 3, los valores no reportados para los flujos de 9,200 bopd y flujos menores

se debe a que exceden la presión de 2500 psi y no muestran estabilidad.

**Tabla 3.** Resultados del comportamiento del oleoducto con disminución de caudal

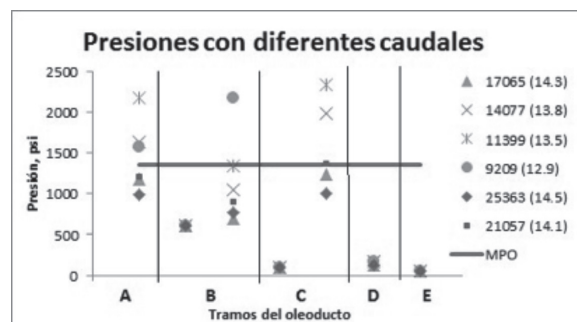
Flujo (API) bopd (°API)	Presión de Lanzador, psi		
	Presión A	Presión B	Presión C
25363 (14.5)	990	763	1003
21057 (14.1)	1213	900	1369
17065 (14.3)	1176	702	1231
14077 (13.8)	1628	1044	1980
11399 (13.5)	2173	1343	2332
9209 (12.9)	1580	2170	-
7382 (13.0)	-	-	-
5680 (13.5)	-	-	-

Flujo (API) bopd (°API)	Presión de receptor, psi			
	Presión B	Presión C	Presión D	Presión E
25363 (14.5)	613	96	122	50
21057 (14.1)	613	96	144	50
17065 (14.3)	613	96	131	50
14077 (13.8)	613	96	164	50
11399 (13.5)	613	96	167	50
9209 (12.9)	613	96	166	50
7382 (13.0)	613	96	-	50
5680 (13.5)	613	96	-	50

*Nota:* Resultados de prueba de campo.

De los resultados de la tabla 3, se puede observar en la figura 6, que no es posible manejar flujos menores a 14,000 bopd (13.8 °API) debido a que la máxima presión permisible del oleoducto estaría excedida (1350 psi).



**Figura 6.** Presiones con diferentes caudales (Resultados de prueba de campo).

## Conclusiones

Los datos actuales permiten desarrollar un modelo de simulación que representa adecuadamente las condiciones operativas del oleoducto de transporte que va desde la estación de bombeo (A) hasta el punto de entrega final (E). La desviación entre los valores reportados en campo y el modelo de simulación no son mayores al 12 %.

Los diferentes flujos y densidades API permiten evaluar el comportamiento de las estaciones de bombeo en los puntos (A), (B) y (C), así como el comportamiento en las líneas de transporte en los puntos (D) y (E). Este análisis muestra que cuando se fluye a 14,000 Bpd y 13.8 de densidad API, la presión máxima de operación del oleoducto de (A) ha (B) se excede en 300 psi, en el

tramo de (C) ha (D) la presión máxima permisible del ducto se ve excedida por 600 psi.

Flujos menores de 14,000 bopd mostraron requerimientos mayores de presión a diferentes densidades API. Estos cambios tan drásticos en la presión se deben al incremento de la viscosidad en el fluido a temperaturas más bajas. Ya que la viscosidad muestra grandes variaciones con la densidad API y temperatura, se recomienda tomar muestras de las viscosidades con las densidades API más típicas que se pudieran manejar en este oleoducto para eliminar las incertidumbres.

Para flujos menores a 14,000 bopd se debe considerar la inclusión de diluyentes, mejoradores de flujo u otros sistemas que permitan asegurar el flujo de petróleo hasta su punto de entrega.

## Bibliografía

- [1] Reyes, O., Gómez J. & Martínez N. (Febrero, 2005). Aseguramiento del flujo en sistemas de aceite pesado en México, CIPM. Artículo presentado en la tercera E\_Extlep 2005, celebrada en Veracruz, México.
- [2] Díaz, J., Martínez, R., Patiño, E. & Barrero, R. (2013). Estudio experimental sobre la eficiencia de un tratamiento de ultrasonido en un sistema de flujo continuo para la reducción de viscosidad de crudo pesado. *Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos*. 26(2), 47-63.
- [3] Henaut, I, Argillier J-F, Pierre C. & Moan M. (Mayo, 2003). Thermal Flow Properties of Heavy Oils. Offshore Technology Conference OTC 15278. Este documento fue preparado para su presentación en la OTC 2003 celebrada en Houston, Texas.
- [4] Mott R. (1996). *Mecánica de fluidos aplicada*. Recuperado de [https://books.google.com.ec/books?hl=es&lr=&id=xU\\_avR0u66PEC&oi=fnd&pg=PA23&dq=Mecanica+de+fluidos+viscosidad&ots=wPCpCFNwJV&sig=eOT4Z\\_MNb-0q1xT5d78b7gXYoqPMI#v=onepage&q=Mecanica%20de%20fluidos%20viscosidad&f=false](https://books.google.com.ec/books?hl=es&lr=&id=xU_avR0u66PEC&oi=fnd&pg=PA23&dq=Mecanica+de+fluidos+viscosidad&ots=wPCpCFNwJV&sig=eOT4Z_MNb-0q1xT5d78b7gXYoqPMI#v=onepage&q=Mecanica%20de%20fluidos%20viscosidad&f=false).
- [5] Wolfgang, B., & Belfroid, S. (2013). Flow Assurance Study. *Energy Procedia*, 37(1), 3018-3030. doi:10.1016/j.egypro.2013.06.188
- [6] McMullen N.D. (Mayo, 2006). Flow-Assurance Field Solutions (Keynote). OTC Offshore Technology Conference OTC 18381. Este documento fue preparado para la presentación en la Offshore Technology Conference 2006 celebrada en Houston, Texas, U.S.A.
- [7] Brown, L. (Mayo, 2002). Flow Assurance: A  $\pi^3$  Discipline. OTC Offshore Technology Conference OTC 14010. Este documento fue preparado para su presentación en la Offshore Technology Conference 2002 celebrado en Houston, Texas USA.
- [8] Twerda, A. & Omrani P. (Diciembre, 2015). Parametric Analysis and Uncertainty Quantification for Flow Assurance. IPTC International Petroleum Technology Conference IPTC-18376-MS. Este documento fue preparado para su presentación en la Conferencia Internacional de la Tecnología del Petróleo celebrada en Doha, Qatar.
- [9] Brito, A., Cabello, R., Mendoza, L., Salazar H. & Trujillo J. (2013). Heavy oil transportation as a slurry. *BHR Group 2013 Multiphase* 16. 95-104.

## Normas para publicar en la revista Ingenio

Los artículos enviados a la revista Ingenio deben ajustarse a los siguientes criterios:

### Aspectos generales

1. Podrán ser publicados todos los trabajos realizados por investigadores nacionales o extranjeros, una vez que cumplan los criterios de calidad científica requeridos.
2. La revista Ingenio publica artículos relacionados con investigaciones culminadas, revisiones bibliográficas, informes de desarrollo tecnológico, ensayos científicos, propuestas de modelos e innovaciones, productos de la elaboración de tesis de grado siempre que sean un aporte para el campo de la ciencia y tecnología.
3. La revista Ingenio publica trabajos originales e inéditos en español e inglés; es decir, no pueden haber sido publicados a través de ningún medio impreso ni electrónico.
4. Todo artículo será sometido a un riguroso proceso de arbitraje; la evaluación del artículo se hará conforme a criterios de originalidad, pertinencia, actualidad, aportes, rigurosidad científica y cumplimiento de las normas editoriales establecidas.
5. Por tratarse de una publicación arbitrada, el Consejo Editorial aprueba su publicación en base al concepto de pares especializados. La recepción de un documento no implica compromiso de publicación.
6. Es indispensable presentar una carta dirigida al Consejo Editorial autorizando a la revista Ingenio la publicación de la investigación, dando fe de la originalidad y de ser autor de la misma. Además, debe consignar constancia o credencial que conforme la adscripción a la Universidad o Centro de Investigación, tal como firma el artículo.
7. Como reconocimiento a su aporte, a cada autor se le remitirán dos ejemplares de la edición en la cual se publica el artículo.
8. El artículo propuesto se debe remitir a: [vicedecanat.fing@uce.edu.ec](mailto:vicedecanat.fing@uce.edu.ec)

### Requerimientos técnicos

9. Los artículos pueden estar escritos sobre Microsoft Word (.doc o .docx) o LATEX (.tex). Las plantillas a ser utilizadas pueden ser descargadas del sitio web de la revista (próximo a ser abierto).
10. Las ilustraciones y tablas deberán estar numeradas secuencialmente incluyendo una descripción explicativa para cada una. Las ecuaciones incluidas en el artículo deberán también estar numeradas.
11. Cuando presente el artículo, no intente diseñar el manuscrito. Use un tamaño de letra de 12 puntos en todo el manuscrito. No justifique el margen derecho.
12. Use espacio después de punto, comas y signos de interrogación.
13. Use doble "enter" al final de cada párrafo, título encabezamiento. No use "enter" en ningún otro lugar, deje al programa procesador de palabras romper automáticamente las líneas.
14. No centre encabezamientos o subencabezamientos y déjelos estar alineados a la izquierda.

15. Las tablas deben estar creadas en el mismo programa usado para el cuerpo del documento, pero deben estar guardadas en un archivo separado. Use tabuladores, no espacios, para crear columnas. Recuerde que el tamaño final de las páginas impresas será aproximadamente de 21 x 28 cm, entonces sus tablas deben estar diseñadas para ajustarse al espacio de la impresión final.

### **Instrucciones para preparación de manuscritos**

16. El manuscrito no debe tener más de 5.000 palabras de extensión e incluir algunos o todos los siguientes elementos:

#### Encabezamiento

- Título
- Autores y su adscripción institucional con referencia al final de la primera hoja
- Resumen en español e inglés
- Palabras clave en español e inglés

#### Cuerpo del trabajo

- Introducción
- Fundamentación
- Definiciones
- Revisión de literatura
- Formulación de objetivos y establecimiento de hipótesis
- Materiales, fuentes y métodos
- Recopilación de datos
- Tratamiento de las variables
- Análisis estadístico
- Resultados
- Discusión
- Conclusiones
- Referencias bibliográficas
- Referencias
- Material adicional
- Elementos gráficos
- Tablas
- Agradecimientos

17. El artículo debe incluir en el encabezado: el “Título”, y a continuación se debe informar los datos de cada uno de los autores con nombre completo, y con referencia al final de la página el título universitario de pregrado y el de postgrado más alto obtenido, cargo e institución donde labora, números telefónicos (convencional y celular), la dirección y correo electrónico.

Si hay más de un autor, indicar el autor a quién se debe enviar la correspondencia.

18. El ‘Resumen’ y el “Abstract” deben ser en español e inglés, respectivamente en todos los manuscritos; deben ser de un solo párrafo, corto y conciso (máximo de 250 palabras) y resumir los resultados del artículo. Deben ser informativos no indicativos.
19. Las palabras clave serán de tres a seis y representarán los principales temas del artículo y deberán ser colocadas al final del resumen.



20. Las secciones de “Introducción”, “Materiales y Métodos”, “Resultados”, “Discusión” y “Conclusiones” del artículo pueden estructurarse divididas en diferente forma. Si el artículo describe un estudio efectuado en un área particular, ésta debe ser escrita en subencabezamientos bajo “Materiales y Métodos”.
21. Los “Resultados”, “Discusión” y “Conclusiones”, pueden ser en algunos casos combinados.
22. Los “Agradecimientos” deben ser cortos, no deben exceder de un párrafo y se colocan al final del artículo.
23. Para la integración de citas dentro del artículo, debe usarse un corchete con un número en el interior, el mismo que hará referencia al documento de citación que debe constar en la bibliografía, y se irá colocando de forma ascendente. Cuando se trata de citas textuales se escribirá entre comillas con el texto en cursiva y a continuación se debe colocar el corchete con el número que corresponda siguiendo el formato de la IEEE. Información disponible en url <http://normas-ieee.com/>
24. Las “Referencias Bibliográficas” se colocan al final del texto, luego de la sección de conclusiones.
25. Las “Referencias Bibliográficas” se colocan ordenadas en orden de citación
26. Se debe verificar con cuidado que todas las citas colocadas en el texto, aparezcan en la lista de “Referencias Bibliográficas”. En la lista sólo deben aparecer las referencias que fueron utilizadas en el texto principal del trabajo, en las tablas o en las figuras, esto implica que no deben aparecer otras referencias aunque el autor las haya consultado durante la preparación del artículo.
27. La sección de “Referencias Bibliográficas” deberá incluirse en un archivo aparte sobre LATEX, proporcionando un archivo de información bibliográfica (.bib); o si el artículo está escrito sobre Microsoft Word u otro procesador de texto, añadir una tabla en Microsoft Excel (.xls o .xlsx). De esta manera el formato de la revista para las referencias se coloca automáticamente.

### **Arbitraje**

27. El Comité Editorial remitirá al autor acuse de recibo de su trabajo en un plazo no mayor de cinco días luego de cerrada la convocatoria, y en un mes (que podría ampliarse en circunstancias extraordinarias hasta mes y medio) le remitirá la resolución final sobre el mismo.
28. Para ser publicado en la revista Ingenio, todo artículo será sometido a una fase de selección y a un proceso de dictamen. En la primera fase, el Comité Editorial seleccionará los artículos que correspondan a las áreas temáticas tratadas en la revista y que cumplan con los requisitos académicos indispensables de un artículo científico.
29. Las contribuciones serán sometidas al dictamen de dos especialistas en la materia correspondiente. Si existe contradicción entre ambos dictámenes, se procederá a una tercera evaluación que se considerará definitiva. El proceso de dictaminación será secreto y no se dará información nominal respecto a éste. Una vez emitidas las evaluaciones de los árbitros consultados, se enviará a los autores el acta de dictamen, y éstos tendrán un plazo no mayor de cinco días para entregar la versión final del artículo con las correcciones pertinentes si las hubiere.
30. El Comité Editorial de la revista verificará la versión final con base en los dictámenes e informará a los autores en qué número de la revista será publicado su trabajo. Las colaboraciones aceptadas se someterán a corrección de estilo y su publicación estará sujeta a la disponibilidad de espacio en cada número.