

**ESTUDIO DE LA RESPUESTA REOLÓGICA DE CRUDOS PARAFÍNICOS DE
CAMPO ESCUELA COLORADO ANTE UN CAMPO MAGNÉTICO**

JOHANNA ALMEYDA RAMÍREZ

ANDRÉS SEBASTIÁN RAMÍREZ BELTRÁN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA

**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA

2013

**ESTUDIO DE LA RESPUESTA REOLÓGICA DE CRUDOS PARAFÍNICOS DE
CAMPO ESCUELA COLORADO ANTE UN CAMPO MAGNÉTICO**

**JOHANNA ALMEYDA RAMÍREZ
ANDRÉS SEBASTIÁN RAMÍREZ BELTRÁN**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero
Químico e Ingeniero Electrónico**

Director

Ph.D. ARLEX CHAVES GUERRERO

Codirector

Ph.D. HERMANN RAÚL VARGAS TORRES

M.Sc. EMILIANO ARIZA LEÓN

Ing. CRISTIAN CAMILO JIMÉNEZ LEIVA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA

**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA

2013

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Al profesor Arlex Chaves por su completa disposición y apoyo durante todo el desarrollo de la investigación.

A los técnicos del Laboratorio de Procesos de Ingeniería Química, Don Eduardo y Wilson, quienes con su experiencia nos orientaron para el diseño y construcción de los equipos de una forma práctica, ambiental y económica.

Al profesor Emiliano Ariza y Hermann Raúl Vargas, por sus valiosos y acertados aportes.

Al técnico del Laboratorio de Lodos y Cementos Alexander Beltrán, por su colaboración y confianza.

Al Ingeniero Cristian Jiménez por la oportunidad de trabajar en esta investigación.

A nuestros compañeros y amigos de laboratorio, John, Jerson, Angela y Sergio, por acompañarnos y lograr que cada momento fuera inolvidable.

Al Ingeniero Guillermo Acelas y Nathalia Bedoya, por su tiempo y colaboración.

Y por supuesto a Campo Escuela Colorado por permitirnos avanzar en este proceso académico y personal.

DEDICATORIA

A Dios

Al amor y apoyo de mis padres Maria Nelly Beltran Vargas y Jorge E. Ramírez Goyeneche

A la amistad y ejemplo de mis hermanos Libardo, Jorge, Ruth, Camila y Laurita

A los sabios consejos de mi abuela Betty

Gracias por acompañarme en este importante logro

ANDRES SEBASTIAN RAMIREZ BELTRAN

A Dios por su infinito amor,
a mi mami por todo su amor y esfuerzo, brindándome la oportunidad de
lograr llegar hasta donde lo he hecho;
a mi novio y mejor amigo por estar siempre a mi lado, por enseñarme a
caminar, no con él sino junto a él y por todo el cariño que siempre me
ofrece;
al Padre Gerardo por su bendición;
a mis amigos que adoro con el alma, Willy Prieto, Isa Gutiérrez, Adri
Aparicio, Fernando Pinzón, Edwin Ariza, Juliancho Gómez, El Gordo
Estupiñan, Andreita Rojas, Edna Mendez, Liss Duarte, Uri Cabana, Gio's y
a todas aquellas personas que durante esta etapa de mi vida me
acompañaron y apoyaron, ayudándome a crecer como persona y como
profesional.
Y por supuesto a mi compañero y amigo de trabajo Andresito, por su grata
compañía.

“Fé, Fortaleza y Entendimiento”.

Joha Almeyda R.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. MARCO TEÓRICO	23
1.1 PARAFINA Y CRUDOS PARAFÍNICOS.....	23
1.2 REOLOGÍA Y CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS.....	23
1.2.1 Viscosidad absoluta o dinámica	23
1.2.2 Gravedad API.....	24
1.2.3 Punto de nube.....	24
1.2.4 Punto de fluidez.....	24
1.3 MAGNETISMO Y CAMPO MAGNÉTICO EN MATERIALES.....	24
1.4 ANTECEDENTES.....	25
2. METODOLOGÍA	30
2.1 MUESTREO Y CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO	31
2.2 SELECCIÓN Y DISEÑO DEL VISCOSÍMETRO.....	31
2.2.1 Calibración de viscosímetro propuesto empleando un viscosímetro capilar Cannon Fenske Rutine	32
2.3 DISEÑO DEL MEDIDOR DE FLUJO MÁSIKO	32
2.4 DISEÑO DE LOS DISPOSITIVOS GENERADORES DEL CM Y ADAPTACIÓN AL VISCOSÍMETRO Y MEDIDOR DE FLUJO MÁSIKO	33
2.4.1 Fuente generadora de campo magnético 1 – electroimán	34
2.4.2 Fuente generadora de campo magnético 2 – imanes de neodimio (Nd).....	34
2.4.3 Caracterización de los dispositivos generadores de CM.....	35
2.5 PRUEBAS DE FLUJO MÁSIKO Y VISCOSIDAD, SIN Y CON CM	35
2.5.1 Pruebas de flujo másico	35
2.5.2 Pruebas de viscosidad	35
3. RESULTADOS	36
3.1 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO.....	36
3.2 CALIBRACIÓN DEL VISCOSÍMETRO	36

3.3	CARACTERIZACIÓN HERRAMIENTAS MAGNÉTICAS.....	37
3.4	PRUEBAS EN EL EQUIPO MEDIDOR DE FLUJO MÁSIKO	38
3.4.1	Aplicación de campo magnético a un fluido magnetoreológico.....	38
3.4.2	Selección del sentido de aplicación del campo magnético.....	39
3.4.3	Aplicación de campo magnético al crudo Col 36 a diferentes tiempos de exposición	40
3.4.4	Aplicación de campo magnético a tres muestras modificadas de crudo.....	41
3.5	PRUEBAS DE VISCOSIDAD.....	42
4.	CONCLUSIONES	45
5.	RECOMENDACIONES	46
	BIBLIOGRAFÍA	47
	ANEXOS	45

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Reducción y duración mínima de diferentes tratamientos a Col 25 modificado.....	26
Tabla 2. Caracterización de muestras	36
Tabla 3. Efecto del CM en el flujo másico de una muestra de FMR	39
Tabla 4. Comportamiento de la viscosidad sin y con tratamiento magnético (rango de viscosidad menor).....	43
Tabla 5. Comportamiento de la viscosidad sin y con tratamiento magnético (rango de viscosidad mayor)	43

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tuberías de Campo Escuela taponadas por precipitación de parafinas.	22
Figura 2. Desarrollo de la metodología	30
Figura 3. Viscosímetro propuesto tipo Saybolt.....	32
Figura 4. Medidor de flujo másico.	33
Figura 5. Fuente generadora de campo magnético 1 – electroimán	34
Figura 6. Fuente generadora de campo magnético 2 – imanes de neodimio	34
Figura 7. Adaptación del CM para el equipo medidor de flujo y viscosímetro tipo Saybolt.....	34
Figura 8. Medición de viscosidad muestra patrón en el viscosímetro Cannon Fenske No. 50 y Cannon Fenske No. 100	37
Figura 9. Medición de viscosidad equipo propuesto tipo Saybolt. Rango menor y Rango mayor	37
Figura 10. Densidad CM del electroimán en función de la intensidad de corriente aplicada.	38
Figura 11. Densidad de CM del electroimán e imanes de neodimio	38
Figura 12. Cambio del flujo másico del FMR a diferentes densidades de CM	39
Figura 13. Implementación del CM en el medidor de flujo y Selección de sentido del campo magnético.....	40
Figura 14. Cambio del flujo másico de Col 36 para dos tiempos de exposición. Aguja 0.9 mm y aguja 1.1 mm	41
Figura 15. Comportamiento del flujo másico con tratamiento magnético. Col 36 con 2% (p/p) de parafina sólida y Col 36 con 10% (v/v) de agua destilada	42
Figura 16. Comportamiento del flujo másico con tratamiento magnético de Col 36 con 30% (v/v) de crudo pesado	42
Figura 17. Termograma de la muestra Col 36 con 2% (p/p) de parafina sólida, sin y con CM.....	44

Figura 18. Termograma de la muestra Col 25, sin y con CM.....	44
Figura 19. Localización Campo Escuela Colorado.....	52
Figura 20. Panorámica de pozos Campo Escuela Colorado.....	53
Figura 21. Características viscosímetro propuesto tipo Saybolt.....	54
Figura 22. Características medidor de flujo másico.	55
Figura 23. Dimensiones físicas herramienta tipo electroimán y tipo imanes permanentes.....	56

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Campo Escuela Colorado.....	52
ANEXO B. Características del viscosímetro propuesto tipo Saybolt	54
ANEXO C. Características del equipo medidor de flujo másico.....	55
ANEXO D. Dimensiones físicas de herramientas magnéticas.....	56

GLOSARIO

AGLOMERACIÓN: En este mecanismo se unen los cristales ya formados dando lugar a redes cristalinas rígidas. Se presenta cuando el producto en enfriado a una temperatura más baja que el punto de nube, modificando las propiedades reológicas de la solución.

ASFALTENOS: Son macromoléculas insaturadas heterocíclicas que contienen principalmente carbono, hidrógeno y componentes menores como el azufre, oxígeno, nitrógeno y varios metales pesados. El contenido de asfaltenos en el petróleo generalmente disminuye al aumentar la gravedad API.

BOBINADO: Conjunto de bobinas que forman parte de un circuito eléctrico.

CALORIMETRÍA DIFERENCIAL DE BARRIDO (DSC): Es una técnica termoanalítica en la que se sigue la evolución del flujo de calor intercambiado entre la muestra y el calorímetro en función de la temperatura (o el tiempo). Con esta técnica es posible determinar el punto de nube en una muestra de crudo debido a que permite detectar la cristalización de parafina como un cambio de fase exotérmico.

CRUDOS ASFÁLTICOS: También conocidos como nafténicos. Son crudos pesados, viscosos, mal olientes y de color negro. Casi siempre están contaminados por compuestos orgánicos e inorgánicos, en cantidades relativamente altas.

CRUDO DESHIDRATADO: Crudo al cual se le separa el agua ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1% de agua.

CRUDOS INTERMEDIOS: Son aquellos en donde los grados API están entre 20y 30.

CRUDOS LIVIANOS: Son aquellos que tienen más de 30 grados API.

CRUDOS PARAFÍNICOS: Se presenta cuando los hidrocarburos están en cantidades mayores del 75%.

CRUDO PESADO: Son aquellos crudos densos que tienen menos de 20 grados API.

DIAMAGNETISMO: Propiedad de un material que tiene menor permeabilidad magnética que el vacío, y es repelido por la acción de un fuerte imán.

DEPOSITACIÓN: Si el crudo continúa en el proceso de enfriamiento se forman redes de cristales que si encuentran un área propicia se sitúan, lo cual puede presentarse en fondo de pozo, en la tubería, en equipos o líneas de superficie.

ENTREHIERRO: Es el espacio comprendido entre el centro y las piezas polares.

FERROMAGNETISMO: Propiedad de los materiales que, como el hierro, tienen muy alta permeabilidad magnética, se imantan y pueden llegar a la saturación.

FLUIDO MAGNETOREOLÓGICO: Fluidos compuestos por partículas ferromagnéticas, de tamaño nano o micrométricas, dispersas en un líquido portador, que poseen propiedades viscoelásticas controlables mediante campos magnéticos externos.

FLUJO MÁSSICO: Es la magnitud que expresa la variación de la masa en el tiempo.

GRAVEDAD API: Es una escala arbitraria de valores para indicar la densidad del crudo, se da en grados y aumenta en sentido contrario a la densidad o gravedad específica. Varía de un crudo a otro (entre 11 y 45°API). El conocimiento de esta propiedad tiene un importante valor comercial ya que la cotización del crudo depende en gran parte de esta propiedad.

MAGNETISMO: Propiedad de los imanes y las corrientes eléctricas de ejercer acciones a distancia, tales como atracciones y repulsiones mutuas, imanación por influencia y producción de corrientes eléctricas inducidas.

NEODIMIO: Metal de las tierras raras, se encuentra muy disperso y siempre asociado a otros lantánidos. Se usa puro o aleado, en metalurgia. Los imanes de neodimio son de gran potencia, aproximadamente seis veces más que la ferrita anisotrópica. Están especialmente diseñados para reducir dimensiones y aumentar potencia.

NUCLEACIÓN: Ocurre cuando los primeros núcleos cristalinos aparecen y la temperatura de solución disminuye hasta el punto de nube, causando que las fuerzas intermoleculares lleguen a un punto donde las interacciones solvente-parafina se hacen más grandes.

PARAFINAS: Son una mezcla de hidrocarburos de cadenas lineales y ramificados, en mayor proporción son alcanos, cuyo número de carbonos van de C18 a C60.

PARAMAGNETISMO: Propiedad de los materiales que tienen mayor permeabilidad magnética que el vacío y es ligeramente atraído por los imanes.

PRECIPITACIÓN: Es un fenómeno que se presenta cuando hay alteración del equilibrio de la solución y la parafina (solute) inicia su desprendimiento formando el primer cristal.

PUNTO DE FLUIDEZ: Es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir.

PUNTO DE NUBE: Es la temperatura a la cual aparece el primer cristal de parafina en el crudo, cuando es enfriado bajo ciertas condiciones previstas.

REOLOGÍA: Estudio de los principios físicos que regulan el movimiento de los fluidos.

TERMOGRAMA: Representación gráfica de una variación de la energía de un material con la temperatura.

TIEMPO DE EXPOSICIÓN: Es el tiempo durante el cual el crudo atraviesa el campo magnético.

VISCOSIDAD: Propiedad de los fluidos que caracteriza su resistencia a fluir, debida al rozamiento entre sus moléculas.

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE LA RESPUESTA REOLÓGICA DE CRUDOS PARAFÍNICOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO ANTE UN CAMPO MAGNÉTICO*

AUTORES: Johanna Almeyda Ramírez **, Andrés Sebastián Ramírez Beltrán ***.

PALABRAS CLAVES: Crudo parafínico, precipitación de parafinas, punto de nube, viscosidad, campo magnético, reología, fluido magnetoreológico.

DESCRIPCIÓN:

En la industria del petróleo, la precipitación de ceras parafínicas es uno de los inconvenientes que más se presenta ocasionando pérdidas en la producción y aumento en los costos de mantenimiento. Este fenómeno se da principalmente por el descenso de la temperatura por debajo del punto de nube, posibilitando la obstrucción del paso del aceite y posterior taponamiento en la cara de la formación, oleoductos y líneas de superficie.

El propósito de este proyecto es estudiar la respuesta reológica de los pozos Col 25 y Col 36 de Campo Escuela Colorado ante un campo magnético (CM) en condiciones de laboratorio. Para este fin, se diseñaron y construyeron dos herramientas generadoras de CM, una empleando imanes de neodimio y otra tipo electroimán, un medidor de flujo másico y un viscosímetro capilar.

Se estudiaron los crudos parafínicos con adición de parafina sólida, agua destilada y crudo pesado a diferentes tiempos de exposición e intensidades de CM. Los resultados obtenidos manifiestan que para la muestra Col 36 con 10% (v/v) de crudo pesado presentó una reducción de flujo másico y aumento de viscosidad; mientras la muestra de crudo Col 25 presentó una disminución en la viscosidad. Por otra parte, se observó que el punto de nube de la muestra Col 36 con 2% (p/p) de parafina sólida y Col 25 puede ser modificado por la aplicación de un CM.

Con la presente investigación se concluye que el CM afecta el comportamiento reológico y la cinética de cristalización de parafinas para los pozos estudiados.

* Proyecto de Grado: Modalidad Investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Dr. Arlex Chaves Guerrero.

*** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Dr. Arlex Chaves Guerrero.

ABSTRACT

TITLE: RHEOLOGIC REPLY STUDY OF PARAFFIN CRUDE OILS FROM CAMPO ESCUELA COLORADO UNDER MAGNETIC FIELD*

AUTHORS: Johanna Almeyda Ramírez **, Andrés Sebastián Beltrán Ramírez ***

KEYWORDS: Paraffin crude oil, paraffin, cloud point, viscosity, magnetic field, rheology, magnetorheologic fluid.

DESCRIPTION:

The paraffin compounds precipitation at oil industry is a common drawback which thwarts the production rate and increases crude oil treatment. The paraffin precipitation phenomena are highly caused by temperature decrease below paraffin cloud point. It hampered fluid flow from wellbore, pipeline and surface facilities.

The main purpose to this study is to determine the paraffin crude oil rheologic reply of Col 25 and Col 36 Campo Escuela Colorado oil wells under magnetic field (MF) considering laboratory conditions. For MF application the design of magnetic field tools were required. One of those tools was a neodymium made up magnet and the another one considered was an electromagnet tool, until capillary viscometer and mass flow gauges.

Solid paraffin at crude oils beside distilled water and BH2 heavy oil sample from Jazmin field were analyzed. They were exposed to a different MF intensity and random exposure time. The results finally showed the viscosity change value above usual and mass flow rate decrease for Col 36 with 10% (v/v) of heavy oil sample. Meanwhile, Col 25 crude oil sample viscosity decreased instead. However the cloud point of Col 36 crude oil sample can be modified by magnetic field stimulation.

In conclusion the rheologic reply of paraffin crude oil and paraffin kinetics crystallization for laboratory samples oil wells are affected by MF instead.

* Work Degree

** Physical-Chemistry Engineering Faculty. Chemical Engineering School. Director: Arlex Chaves Guerrero.

*** Physical-Mechanical Engineering Faculty. Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering School. Director: Arlex Chaves Guerrero.

INTRODUCCIÓN

Industrialmente, la precipitación de ceras parafínicas es uno de los principales inconvenientes que tiene el sector petrolero a nivel mundial, ya que generan el taponamiento de pozos y tuberías generando altos costos de producción e incluso en algunos casos, el abandono del pozo.

La precipitación de parafinas puede ocurrir dentro del yacimiento, en la cara del pozo, en las facilidades de producción o durante el transporte del crudo por oleoductos [1].

Se sabe que dentro de los factores que controlan la precipitación de parafinas están: la temperatura (mayor influencia), la presión, el peso molecular, el punto de fusión, la relación solvente/soluto (crudo sin parafinas/parafinas) y la presencia y cantidad de materiales como agua, resinas, metales, productos de corrosión, material asfáltico coloidal, arena y arcilla entre otros, que actúan como centro de nucleación de las parafinas [32].

La formación de cristales de parafinas se lleva a cabo mediante tres procesos: nucleación, crecimiento y aglomeración de los cristales [19]. Estos cristales crecen a medida que disminuye la temperatura, creando redes cristalinas que posteriormente se pueden precipitar y depositar en los poros de la formación, bloqueando los canales y causando restricción del flujo (Figura 1) [2].

Con el tiempo se han desarrollado varias metodologías para el control e inhibición de depósitos parafínicos, con el principal propósito de mejorar la movilidad del crudo; entre los métodos más investigados se encuentran: inhibición química, tratamientos térmicos, tubería recubierta por vacío, tratamientos microbiológicos, cubrimiento de la tubería e inhibición magnética [10].

Este último tratamiento ha suscitado un gran interés en el ámbito internacional y ha sido aplicado a muchos pozos, sin embargo, se ha observado que es efectivo solo en algunos yacimientos e inclusive se da el caso que funciona sólo en algunos pozos dentro de un mismo yacimiento. Esta situación pone de manifiesto

el hecho que aún no se conoce con certeza el mecanismo físico y/o químico por el cual el campo magnético inhibe la precipitación de las parafinas, asumiendo que el efecto es sobre estas.

El Campo Escuela Colorado no es ajeno al taponamiento de tuberías por precipitación de parafinas. Por tal razón, para el campo se han realizado varios trabajos de investigación a nivel de laboratorio enfocados a determinar la efectividad de diferentes métodos de inhibición de parafinas como son el químico, el magnético y una combinación de ambos [10, 16, 26] los cuales han sido realizados utilizando crudo de los pozos Col 25 y Col 63 (muestras de crudo modificadas, crudo con 2% p/p de parafina sólida).



Figura 1. Tuberías de Campo Escuela taponadas por precipitación de parafinas. **Fuente:** Autores

De acuerdo con lo anterior, este trabajo de investigación alineado con trabajos precedentes [3, 27] tiene como objetivo determinar si los crudos parafínicos de los pozos Col 36 y Col 25 del Campo Escuela Colorado responden reológicamente (cambio en viscosidad y flujo másico) ante la presencia de un campo magnético externo y estacionario. Con tal fin, se construyó un viscosímetro capilar adaptado con una fuente de campo magnético que permita determinar si dichos crudos son perturbados ante un campo magnético.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 PARAFINA Y CRUDOS PARAFÍNICOS

Las parafinas son productos cerosos derivados del petróleo, son un material inerte y muy estable. Se caracterizan por tener longitudes de carbonos de C18 hasta C60, además presentan consistencia sólida a temperatura ambiente y su naturaleza magnética es de tipo diamagnético [5].

Los crudos parafínicos o de base parafínica son livianos, inoloros y de colores claros (verdes, anaranjados, rojizos, etc.). Dan un alto rendimiento de productos livianos (gasolinas, disolventes y querosenes) y aceites lubricantes de buena calidad, por lo que tienen mayor valor comercial. Este tipo de crudos ocasionan mayor problema cuando su cera parafínica es de tipo macrocristalina, ya que aumenta la viscosidad por la aglomeración de grandes cristales causando el taponamiento de la tubería, caso contrario ocurre con la cera parafínica microcristalina ya que no tiende a aglomerarse [4].

La aglomeración de cristales de cera parafínica presente en el crudo depende de factores como la temperatura, presión, tasa de flujo, pérdida de componentes volátiles, y otros.

1.2 REOLOGÍA Y CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS

La reología es la ciencia del flujo y la deformación de los materiales y por lo tanto este estudio puede ser enmarcado dentro de este campo. Con el fin de determinar la afectación del flujo del crudo parafínico por un CM se evaluaron las propiedades que se describen brevemente a continuación [1]:

1.2.1 Viscosidad absoluta o dinámica: La viscosidad de un líquido indica su resistencia a fluir o a cambiar de forma física, o desde el punto de vista molecular es un coeficiente de transporte que mide la transferencia de momento en la dirección de disminución de la velocidad. En el caso de crudos la viscosidad varía entre 0,4 cP para crudos livianos y miles de cP para crudos pesados [5].

1.2.2 Gravedad API: Es una escala arbitraria de valores para indicar la densidad del crudo y aumenta en sentido contrario a la densidad o gravedad específica [5]. Los crudos livianos son los que tienen más de 30 grados API, son los de mejor calidad, los intermedios se sitúan entre 20° y 30° API y los pesados por debajo de 20° API [27].

1.2.3 Punto de nube: Temperatura a la cual en el crudo muerto (crudo sin gas en solución) precipita el primer cristal a presión atmosférica [1]. Éste parámetro se puede medir mediante un análisis de Calorimetría Diferencial de Barrido (DSC por sus siglas en inglés) [14,18].

1.2.4 Punto de fluidez: Es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir y se realiza al crudo muerto. Si la temperatura de punto de fluidez es cercana al punto de cristalización, significa que el problema de precipitación y depositación de parafinas es severo [1]. Cuando alcanza esta temperatura, el crudo no se encuentra en estado sólido, lo que sucede es que las parafinas presentes se cristalizan dando inicio a la formación de redes y entrecruzamientos de los cristales. El enrejado que se forma, envuelve la mayor parte del crudo que se encuentra en estado líquido dentro de su estructura y no permite el movimiento del crudo atrapado [3].

1.3 MAGNETISMO Y CAMPO MAGNÉTICO EN MATERIALES

El campo magnético es una región del espacio en la cual existe una fuerza que ocasiona fenómenos de atracción o repulsión sobre otros materiales [15]. Tiene su origen en una corriente eléctrica macro o microscópica. Así pues, para establecer un campo magnético, bastaría la utilización de imanes o hacer circular una corriente eléctrica por un conductor ubicado adecuadamente en el espacio. La forma más habitual de situar ese conductor en el espacio sería de forma circular dando vueltas sobre un soporte, dando lugar así a un solenoide [22].

Los campos creados por los materiales magnéticos surgen de dos fuentes atómicas: los momentos angulares orbitales y de espín de los electrones, que al estar en movimiento continuo en el material experimenta fuerzas ante un campo

magnético aplicado. Por lo tanto, las características magnéticas de un material pueden cambiar por aleación con otros elementos, donde se modifican por las interacciones atómicas. También puede adquirir estas propiedades mediante trabajo mecánico u otra fuente de tensiones que modifique la geometría de la red cristalina [15,27].

1.4 ANTECEDENTES

El efecto de un campo magnético sobre la viscosidad del crudo es muy controversial ya que se han observado diferentes comportamientos de la viscosidad como respuesta al campo magnético. Por ejemplo, en algunos experimentos se ha observado que el CM puede incrementar la viscosidad del crudo, mientras que en otros ha disminuido y frecuentemente no se ha detectado ningún efecto sobre la viscosidad, ni en propiedades como la fluidez o el punto de nube de estos. Básicamente en los experimentos que sí han encontrado algún efecto (incremento o disminución de la viscosidad) éste ha sido dependiente de la amplitud del campo magnético, la orientación del campo respecto a la dirección del flujo del crudo y el tiempo de exposición del crudo al campo. Según Marques *et al.* [13] otros factores que podrían ser influyentes en la eficiencia del tratamiento magnético son microcomponentes del crudo, salinidad del agua de la formación, velocidad del flujo a través del CM, y la geometría del CM.

Adicionalmente, en la literatura se ha reportado el desarrollo de técnicas combinadas para la inhibición de la precipitación de parafinas en crudos como el trabajo desarrollado por Badillo y Gómez [3], quienes experimentaron sobre la efectividad de combinar los tratamientos magnético y químico. Para ello, estudiaron el efecto de cada uno de los tratamientos por separado y combinado, teniendo cuidado del orden en que estos son aplicados, es decir, magnético-químico o químico-magnético. Las pruebas fueron realizadas en un crudo del pozo Col 25 del Campo Escuela Colorado en un *loop* cerrado de tubería al cual adaptaron una fuente de CM dispuesto en forma perpendicular a la dirección del flujo. Básicamente, ellos encontraron que la viscosidad disminuye cuando ambos

tratamientos fueron aplicados por separado y en forma combinada; los resultados son resumidos en la Tabla 1. Adicionalmente, se encontró que el efecto del CM sobre la viscosidad no es permanente, el crudo tiende a incrementar su viscosidad a medida que transcurre el tiempo desde la aplicación del tratamiento.

Tabla 1. Reducción y duración mínima de diferentes tratamientos a Col 25 modificado. **Fuente:** Autores

	Tratamiento magnético	Tratamiento químico	Tratamiento combinado
Reducción de viscosidad (%)	70 a 20	48 a 37	Superior a 75
Duración mínima del tratamiento (h)	72	87	66

Los autores Chow *et al.* [17] partieron de la idea que la presencia de un campo magnético puede alterar la cinética de la precipitación de los cristales de parafina en el crudo. No obstante, ellos no observaron ninguna afectación de propiedades como el punto de nube y la solubilidad de la cera en el crudo cuando era expuesto al CM. Sin embargo, ellos observaron en varios experimentos, particularmente en los que se realizan cerca al punto de nube, que la viscosidad aumentó en aproximadamente 20%, resultado que es contrario a las observaciones de otros investigadores como Wang y Dong [29], Tao y Xu [20], Nguyen *et al.* [23], Villabona y González [27], Badillo y Gómez [3] en donde se observó una disminución de la viscosidad.

Por otro lado, también se ha especulado sobre la posibilidad que el CM actúa sobre ciertos elementos o moléculas particulares con características diamagnéticas o paramagnéticas y que dependiendo de su concentración en el crudo se produciría, respuesta reológica del crudo ante el CM. Con este precepto Oliviera Rocha *et al.* [18] realizaron un estudio sobre cinco muestras de crudos: dos de petróleo de pozos con problemas de precipitación con contenido de parafinas de 25% y 6% en peso y que registraron puntos de nube de 35 y 20°C, respectivamente. La tercera muestra, fue una mezcla de parafinas con una composición de 96% de n-alcanos y 4% de iso-alcanos además de compuestos nafténicos, con punto de nube de 33°C; y las dos muestras restantes consideradas

como de referencia (30% p/p), una de n-octacosano ($C_{28}H_{58}$) y otra de n-tricosano ($C_{23}H_{48}$) dispersas en n-heptano. En los resultados se reporta que no existe ninguna alteración en el punto de nube y punto de fluidez en las muestras de crudo y mezclas de parafinas con el CM, esto a diferentes temperaturas y amplitudes de CM. Para el crudo no se presenta alteración en la viscosidad a temperaturas por encima del punto de nube y por debajo de éste, existe una leve disminución de la viscosidad (la reducción es mayor en el crudo que tiene mayor concentración de parafinas).

No obstante, a pesar de los resultados contradictorios se han desarrollado herramientas magnéticas comerciales las cuales han sido usadas con éxitos en campos de China, como por ejemplo, el caso de éxito reportado por Wang y Dong [29], quienes afirman que se han instalado estas herramientas en 4475 pozos de bombeo del campo Oil Field Daqin en China, usando una magnitud del campo entre aproximadamente 150 y 250 mT lo que ha permitido que el período de tiempo de lavado térmico se alargue de 31 a 150 días en promedio. Por otro lado, estos investigadores han encontrado que crudos con un contenido de cera inferior al 30% y cortes de agua superiores al 50% dan un mejor resultado de inhibición con el método magnético. Sin embargo, aseguran que el efecto magnético no es ideal para los crudos con contenido de cera de más de un 40% y un punto de fluidez más alto que 45°C.

Así mismo, Nguyen *et al.* [23] concluyen a partir de sus estudios que los componentes determinantes en la reducción de la viscosidad, en algunos crudos, son resinas y asfaltenos en contenidos bajos.

Recientemente, Goncalves *et al.* [8] evaluaron el comportamiento reológico de tres muestras con diferentes contenidos de parafina bajo un CM de 1,3 T. Estas muestras presentaron un comportamiento diamagnético bajo la influencia de altos campos magnéticos, lo cual significa una débil interacción entre el crudo y éste, en comparación con las sustancias paramagnéticas y ferromagnéticas. Como resultado se obtuvo que, en la muestra 1 (11% w/w parafina), la WAT (Wax

Appearance Temperature o punto de nube) antes del tratamiento es 45°C y tratada es de 41°C (cambio fuerte de 4°C), y la viscosidad pasó de 66 a 39 cP con tratamiento magnético; en la muestra 2 (6% w/w parafina), no hubo ninguna alteración significativa observada en la viscosidad, y finalmente la muestra 3 (11% w/w parafina), tampoco presentó ningún cambio en la viscosidad, pese a que tiene el mismo contenido de parafinas de la muestra 1 que sí presentó disminución en la viscosidad al ser tratada de la misma forma.

Así mismo, Golcalves *et al.* [9], estudiaron 6 muestras con diferentes contenidos de parafina y agua, concluyendo cómo sólo una de estas muestras se ve afectada por la influencia de un campo magnético, indicando que el contenido de parafinas no es el principal factor influyente en la precipitación, sino la presencia de otros compuestos como iones de Mg^+ contenidos en el crudo.

De otra parte, Yu V. Loskutova y V. N Yudina [30], realizaron un estudio del comportamiento reológico de crudos usando un viscosímetro tipo Couette y un viscosímetro capilar. Las muestras de crudo difieren en el contenido de resinas ácidas. En los dos primeros crudos con mayor fracción de resinas ácidas se presentó un aumento en la viscosidad dinámica y en los otros dos crudos (con menor fracción en resinas ácidas) una disminución en la viscosidad. Basados en los resultados de estudio del tratamiento magnético de crudo con alto contenido de parafinas, concluyen que el tratamiento magnético afecta significativamente las propiedades reológicas brindándole una especial importancia al valor de la amplitud del campo magnético del activador, el régimen de flujo y el tiempo o tasa volumétrica de tratamiento magnético.

En la investigación realizada por Tao y Xu [20], determinaron que la aplicación de un adecuado pulso de campo magnético o pulso de campo eléctrico puede reducir significativamente la viscosidad del petróleo crudo durante varias horas. Específicamente, para el crudo de base parafínica, se puede utilizar un pulso de campo magnético para reducir su viscosidad, mientras que para el crudo de base asfáltica o el crudo de base mixta, se puede hacer lo mismo con un pulso de

campo eléctrico. Este método de reducción de viscosidad no cambia la temperatura del aceite crudo, sino que produce la agregación de las partículas de parafina o partículas de asfaltenos temporalmente en el interior del crudo en gran medida. La agregación de partículas cambia las propiedades reológicas del crudo y conduce a la reducción de la viscosidad; aunque esta reducción de la viscosidad no es permanente, dura varias horas y es repetible.

Así mismo, Zhang Weiwei *et al.* [31] plantearon una metodología de tratamiento magnético que consiste en poder agregar partículas de parafinas dentro del crudo por reorientación de moléculas parafínicas. La reorientación incrementará el tamaño de partícula y se llevará a cabo la reducción de la viscosidad del crudo. El tratamiento es realizado por activadores de campo magnético instalados en las tuberías, los cuales son seguros y fáciles de adoptar para aplicaciones prácticas. Esta metodología es adoptada para el transporte de crudos de alta viscosidad y alto contenido de parafinas, especialmente para el transporte de tuberías bajo el agua. Los resultados demuestran que especialmente a 120 mT, el crudo fluye sin necesidad de aplicar calentamiento, que es otra técnica utilizada para inhibir la depositación de parafinas en tuberías pero que requiere de grandes cantidades de agua caliente o electricidad, razón por la que se busca el desarrollo de una alternativa de ahorro de energía.

Los dos estudios anteriormente mencionados fueron refutados por Evdokimov y Kornishin [11] quienes afirman que el nuevo mecanismo físico de reducción de viscosidad mediante agregación de partículas (parafinas) al crudo, ha traído confusión en cuanto a los efectos que tiene el campo magnético sobre éste. Concluyendo, con base en experimentos y evidencia teórica, que este nuevo mecanismo podría no existir.

2. METODOLOGÍA

La metodología empleada para lograr el objetivo de la investigación, puede ser dividida en seis pasos, 1) muestreo y caracterización del crudo, 2) selección y diseño del viscosímetro, 3) diseño del medidor de flujo másico, 4) diseño del dispositivo generador del CM y adaptación al viscosímetro y al medidor de flujo másico, 5) pruebas de viscosidad y flujo másico, con y sin CM y finalmente, 6) análisis y discusión de resultados. La Figura 2, muestra en forma esquemática la metodología, proceso que se explica con detalle en las siguientes secciones.

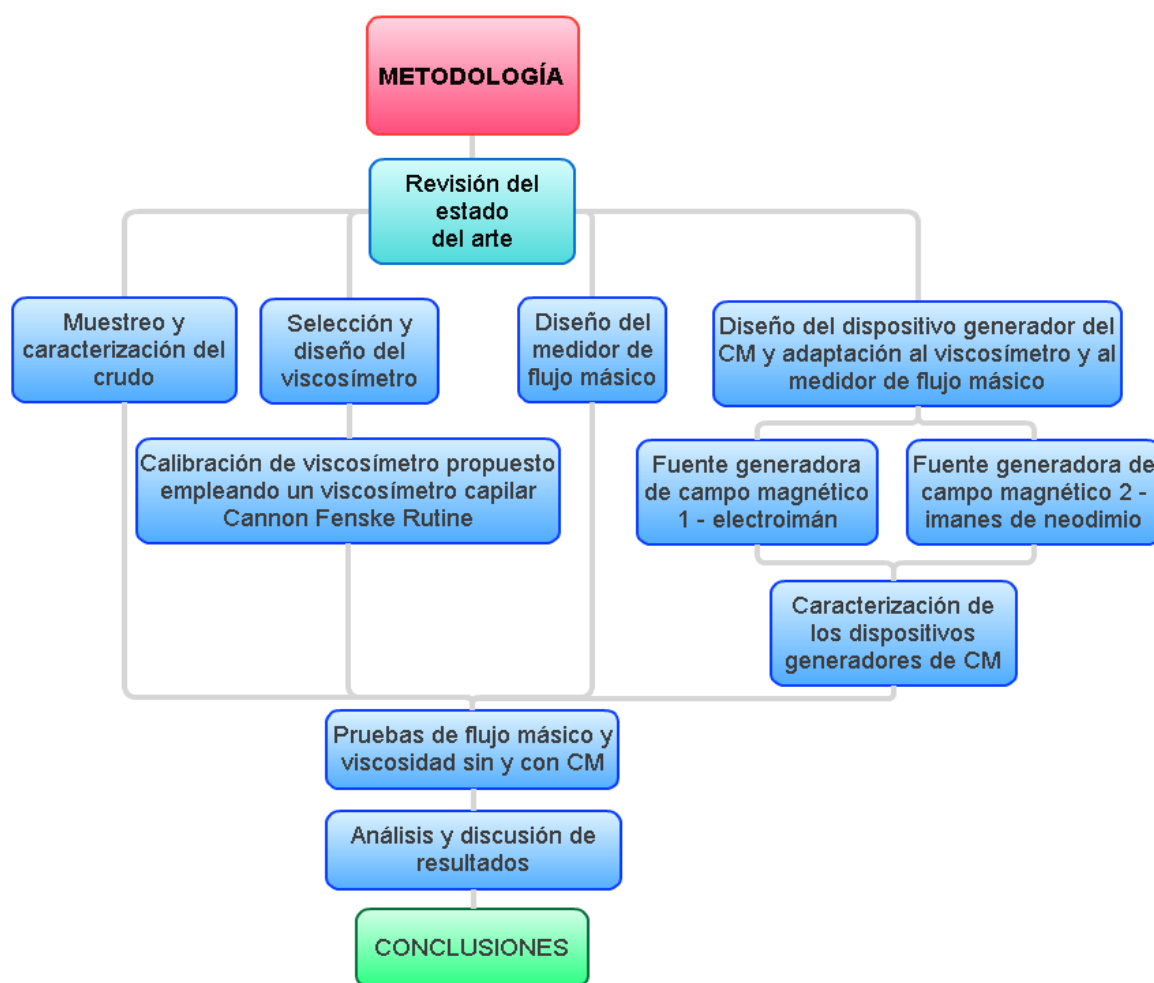


Figura 2. Desarrollo de la metodología. **Fuente:** Autores

2.1 MUESTREO Y CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

Fueron obtenidas varias muestras de crudo parafínico de los pozos Colorado 36 y 25 del Campo Escuela Colorado (Anexo A). A estas muestras se les retiró el agua libre por decantación y posteriormente fueron sometidas a ensayos de laboratorio para determinar su viscosidad siguiendo la norma ASTM D445, densidad según norma ASTM D854, punto de fluidez según norma ASTM D5853 y punto de nube siguiendo la norma ASTM D4419-90 de 2010, estos dos últimos se realizaron a muestras de crudo deshidratado.

Estas pruebas fueron realizadas con el fin de obtener información de las muestras sin tratamiento magnético para su posterior comparación y también para las consideraciones de diseño de los instrumentos de medición de viscosidad y de flujo másico.

Adicionalmente, se ensayaron muestras de crudo Col 36 y Col 25 con diferentes concentraciones de parafina adicionando parafina sólida proveniente del mismo pozo, muestras con diferente concentración de agua destilada y finalmente se preparó una muestra de crudo con la adición de una fracción de crudo pesado del Campo Jazmín pozo BH2.

2.2 SELECCIÓN Y DISEÑO DEL VISCOSÍMETRO

Inicialmente se consideró usar un viscosímetro Brookfield DVII sin embargo, las bajas viscosidades de los crudos del Campo Escuela Colorado estudiados no permitieron su uso, además que los ejes de estos cilindros son metálicos lo que genera interferencias del campo magnético con la parte electrónica de éste. Por tal razón, se decidió implementar un viscosímetro tipo Saybolt, el cual es usado ampliamente en la industria del petróleo, además que permite adaptar más fácilmente el dispositivo generador del CM (ver Figura 3).

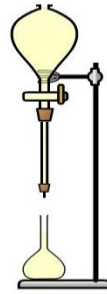


Figura 3. Viscosímetro propuesto tipo Saybolt. **Fuente:** Autores

El viscosímetro propuesto consta de un embudo de decantación, un capilar de vidrio, una aguja hipodérmica usada como orificio de calibración y un balón aforado como contenedor del volumen patrón.

2.2.1 Calibración de viscosímetro propuesto empleando un viscosímetro capilar Cannon Fenske Rutine

Para la calibración del viscosímetro Saybolt se utilizaron soluciones de agua y azúcar a diferentes concentraciones, a las cuales se les midió la densidad y viscosidad cinemática usando un viscosímetro Cannon Fenske Rutine previamente calibrado.

Posteriormente, se usaron las soluciones en el viscosímetro Saybolt para medir el tiempo que tardaba en llenarse un balón aforado de 100 ml. Usando este procedimiento para cada una de las soluciones se obtuvo la curva de calibración para el viscosímetro propuesto. Las medidas de viscosidad fueron hechas por triplicado en ambos viscosímetros. Las características técnicas del viscosímetro propuesto tipo Saybolt calibrado se muestran en el Anexo B.

2.3 DISEÑO DEL MEDIDOR DE FLUJO MÁSSICO

Este equipo consta de un recipiente de PET (tereftalato de polietileno o botella de plástico), un capilar de vidrio y una aguja hipodérmica. Con el propósito de cambiar el flujo mássico y por ende el tiempo de exposición al CM, se utilizaron agujas de diferentes diámetros. El equipo lo completa, una balanza de precisión Ohaus Adventurer AV812 y un vaso de precipitado dispuestos como se observa en la Figura 4.

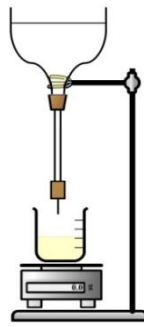


Figura 4. Medidor de flujo másico. **Fuente:** Autores

EL procedimiento para medir el flujo másico fue el siguiente:

- Se llenó con la muestra el recipiente PET a un nivel de 1000 ml.
- Se dejó fluir la muestra durante un determinado tiempo.
- Mientras fluía, la muestra se iba recolectando en un vaso de precipitado ubicado sobre una balanza electrónica con conexión serial a un computador, esto, para medir y registrar la masa evacuada en función del tiempo.

Las características técnicas del medidor de flujo másico se muestra en el Anexo E.

2.4 DISEÑO DE LOS DISPOSITIVOS GENERADORES DEL CM Y ADAPTACIÓN AL VISCOSÍMETRO Y MEDIDOR DE FLUJO MÁSSICO

Como propuesta de construcción de la herramienta generadora del CM se seleccionaron los circuitos presentados en las Figuras 5 y 6, los cuales permiten la aplicación de diferentes intensidades del campo en forma perpendicular a la dirección de flujo [7], y que además permite un mayor aprovechamiento de la fuerza magnetomotriz empleada. La adaptación del CM se muestra en la Figura 7. Dadas las condiciones del circuito magnético que considera un entrehierro largo [7] que es descrito por un sistema no lineal de ecuaciones de compleja solución analítica, se optó por utilizar el software Vizimag 3.193 (versión de prueba) para describir el CM generado por la herramienta. Una mayor explicación de las capacidades del software puede ser obtenida en la referencia [28].

Las dimensiones físicas de los dispositivos generadores de CM se pueden apreciar en el Anexo D.

2.4.1 Fuente generadora de campo magnético 1 – electroimán

La herramienta consta de un núcleo de hierro laminado de acero al silicio en forma de “G” y además un embobinado de 1000 vueltas de alambre de cobre esmaltado AWG 18 (Figura 5).

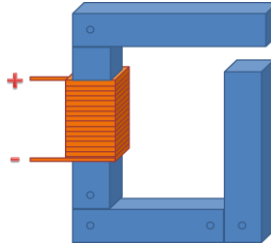


Figura 5. Fuente generadora de campo magnético 1 – electroimán. **Fuente:** Autores

2.4.2 Fuente generadora de campo magnético 2 – imanes de neodimio (Nd)

Esta fuente, consiste de un conjunto de imanes de neodimio que permite obtener campos magnéticos de mayor intensidad modificando la distancia de separación por medio de la inclusión de láminas de PET en el entrehierro de la herramienta, Figura 6.

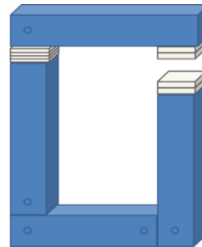


Figura 6. Fuente generadora de campo magnético 2 – imanes de neodimio. **Fuente:** Autores

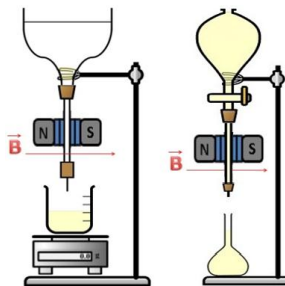


Figura 7. Adaptación del CM para el equipo medidor de flujo (izquierda) y viscosímetro tipo Saybolt (derecha). **Fuente:** Autores

2.4.3 Caracterización de los dispositivos generadores de CM

Se utilizó un equipo medidor de densidad de campo magnético Universelles Messinstrument Physik 531 835, el cual usa una sonda de medición que permite determinar la intensidad del CM alrededor del equipo generador.

Particularmente, para la herramienta magnética tipo electroimán fue necesaria la medición de corriente aplicada a la bobina generadora y el CM establecido, esto con el fin de encontrar un modelo matemático para estimar el CM en posteriores pruebas experimentales.

2.5 PRUEBAS DE FLUJO MÁSSICO Y VISCOSIDAD, SIN Y CON CM

2.5.1 Pruebas de flujo másico

Se realizaron diferentes pruebas con el propósito de determinar si existe algún efecto del CM sobre el flujo másico del crudo, y cuáles condiciones harían este efecto mayor. Para esto se tuvo en cuenta la orientación del CM respecto la dirección del flujo, la intensidad del campo, el tiempo de exposición del crudo al campo aplicado y la composición del crudo. Las pruebas realizadas fueron:

- Aplicación de CM a una muestra de fluido magnetoreológico para validar el equipo experimental.
- Selección del sentido de aplicación del CM (perpendicular o paralelo al flujo másico).
- Aplicación de CM al crudo Col 36 a diferentes tiempos de exposición.
- Aplicación de CM a tres muestras modificadas de crudo Col 36. La primera con 2% (p/p) de parafina sólida, la segunda con 10% (v/v) de agua destilada y por último se realizó una muestra de 30% (v/v) con crudo pesado.

2.5.2 Pruebas de viscosidad

Se realizó la medición de viscosidad a las diferentes muestras de crudo con y sin tratamiento magnético, utilizando el equipo propuesto calibrado previamente.

3. RESULTADOS

3.1 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO

En la Tabla 2 se muestran los resultados de la caracterización de las muestras de crudo tomadas en un rango de temperatura de 24 a 24,9°C.

La gravedad API de los crudos Col 25 y Col 36 fue estimada en 36,1° y 37,7° respectivamente por lo que se consideran como crudos livianos, mientras la gravedad API del crudo Jazmín BH2 es de 11,5 grados, por lo que se considera como un crudo pesado¹.

Tabla 2. Caracterización de muestras. *Fuente:* Autores

Muestra	Densidad (g/ml) a T _{experimento} (°C)	Viscosidad (cP) a T _{experimento} (°C)	Punto de fluidez (°C)	Punto de nube (°C)
Col 36	0,812 @ 24°C	2,45 @ 24°C	-3	22,24
Col 36 + 2% (p/p) de parafina sólida	0,828 @ 24°C	3,03 @ 24°C	3	40,04
Col 36 + 10% (v/v) de agua destilada	0,864 @ 24,7°C	3,09 @ 24,7°C	--	--
Col 36 + 30% (v/v) de crudo pesado	0,84 @ 24,51°C	5,01 @ 24,4	--	--
Col 25	0,852 @ 24,6°C	10,41 @ 24,3	-24	23,67
Col 25 + 2% (p/p) de parafina sólida	0,8682 @ 24,7°C	10,86 @ 24	--	--

3.2 CALIBRACIÓN DEL VISCOSÍMETRO

Se determinó la viscosidad de soluciones de diferentes concentraciones de azúcar (muestra patrón) en los viscosímetros Cannon Fenske Rutine (No. 50 y No. 100) como se muestra en la Figura 8.

El viscosímetro propuesto se calibró para dos rangos de medición, el primero de 0,8 a 4 cSt y el segundo en un rango de 3 a 15 cSt como se muestra en la Figura 9. Esto se realizó debido a que las muestras de crudo presentan viscosidades entre 2 y 11 cSt.

¹ El crudo pesado BH2 presentó cantidades de agua superiores al 1% (v/v).

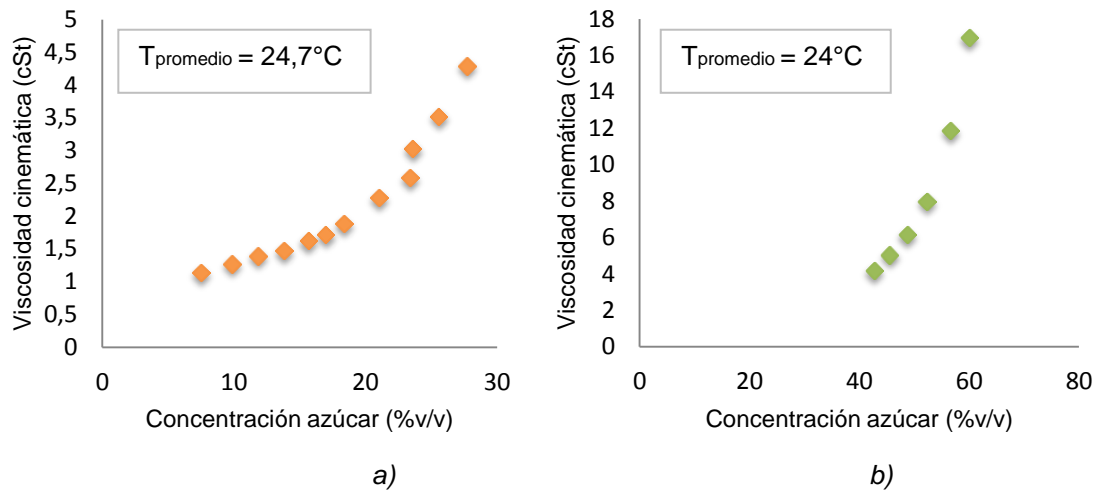


Figura 8. Medición de viscosidad muestra patrón en el viscosímetro Cannon Fenske. a) Cannon Fenske No. 50. b) Cannon Fenske No. 100. **Fuente:** Autores

Los rangos de medición se obtuvieron a partir de las soluciones de agua y azúcar a diferentes concentraciones.

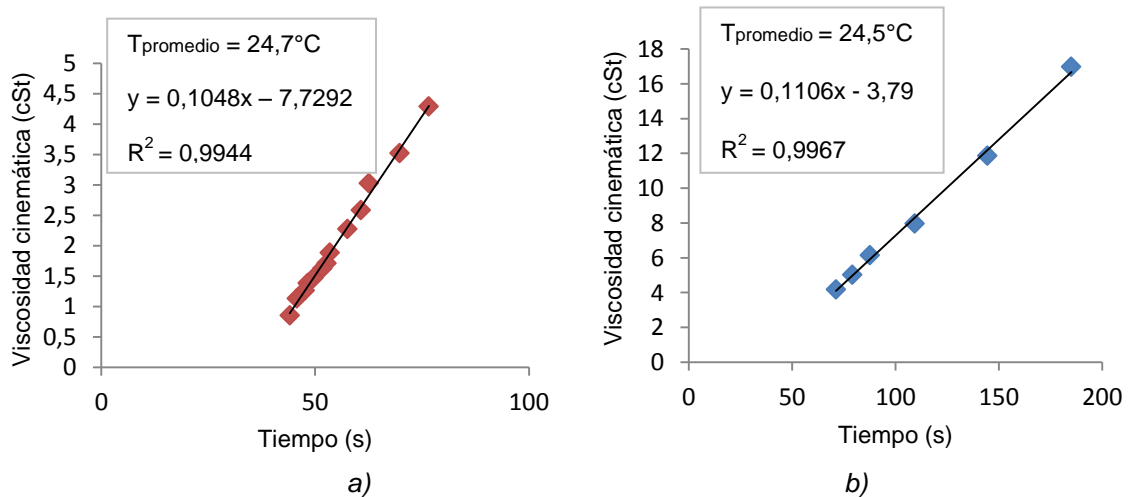


Figura 9. Medición de viscosidad equipo propuesto tipo Saybolt. a) Rango menor. b) Rango mayor. **Fuente:** Autores

3.3 CARACTERIZACIÓN HERRAMIENTAS MAGNÉTICAS

Para la herramienta magnética tipo electroimán se realizó la medición de intensidad de corriente aplicada y la densidad de campo magnético generada en el centro del entrehierro, esto con el fin de encontrar una función que relacionara estas dos variables (ver Figura 10).

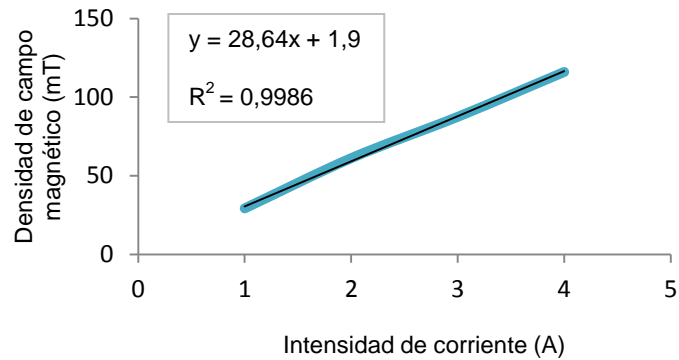


Figura 10. Densidad CM del electroimán en función de la intensidad de corriente aplicada.
Fuente: Autores

El nivel de intensidad de campo magnético alcanzado con la herramienta magnética tipo electroimán en la región donde se ubica la muestra fue de 110 mT y para la herramienta tipo imanes permanentes de neodimio fue de 320 mT. Esta diferencia de intensidades de campo magnético se observan en la Figura 11, donde la región de menor intensidad se ve reflejada por el color negro y la mayor, por el color naranja.

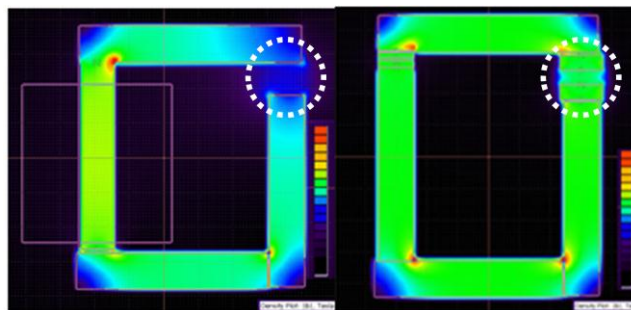


Figura 11. Densidad de CM del electroimán (izquierda) e imanes de neodimio (derecha).
Fuente: Autores

3.4 PRUEBAS EN EL EQUIPO MEDIDOR DE FLUJO MÁSIKO

3.4.1 Aplicación de campo magnético a un fluido magnetoreológico

Con el fin de validar el equipo experimental para determinar la influencia del CM sobre el flujo másico, se preparó un fluido magnetoreológico (FMR) [6,21,25] y se sometió al CM generado por el electroimán, ya que esta herramienta es la que generó el CM de menor intensidad. Los resultados de estas pruebas se pueden apreciar en la Figura 12.

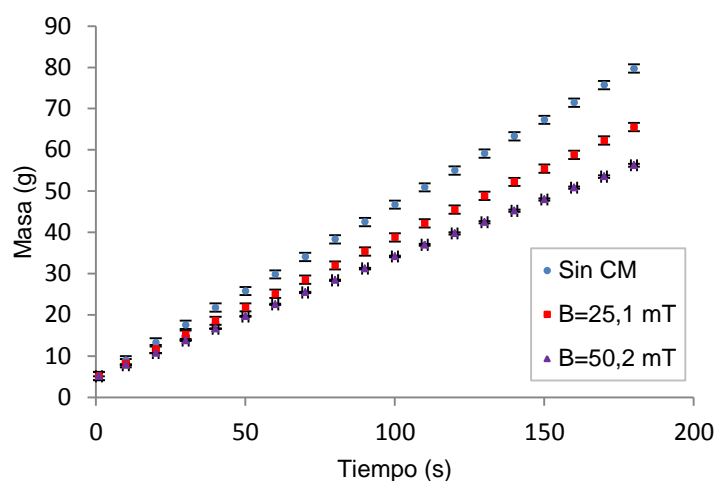


Figura 12. Cambio del flujo másico del FMR a diferentes densidades de CM. **Fuente:** Autores

El cambio de flujo másico y masa total de fluido magnetoreológico recolectado para la muestra sin CM y con CM de dos diferentes intensidades se presenta en la Tabla 3, en donde se puede observar, acorde con la literatura, una disminución del flujo másico o lo que es lo mismo, un incremento de la viscosidad efectiva con aumento de la intensidad del CM.

Tabla 3. Efecto del CM en el flujo másico de una muestra de FMR. **Fuente:** Autores

Densidad de campo magnético (mT)	Flujo másico promedio (g/s)	Masa total recolectada (g) en un tiempo de 3 min
0	0,4162	79,72
25,1	0,3371	65,52
50,2	0,2854	56,26

3.4.2 Selección del sentido de aplicación del campo magnético

En procura de encontrar la disposición de aplicación del CM (perpendicular o paralelo al flujo másico) de mayor efecto sobre el flujo másico, se realizaron dos pruebas con estas disposiciones sobre una muestra de crudo Col 36, las cuales se muestran en la Figura 13.

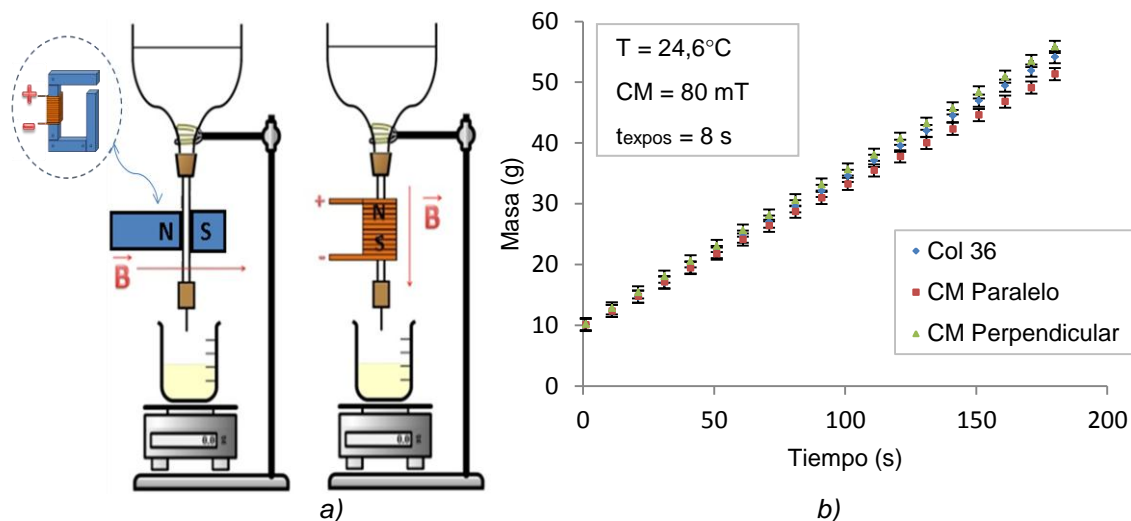


Figura 13. a) Implementación del CM en el medidor de flujo. b) Selección de sentido del campo magnético **Fuente:** Autores

El campo magnético paralelo fue generado solamente con el embobinado de la herramienta tipo electroimán, arrollado sobre el capilar de vidrio, mientras que el CM perpendicular fue obtenido con la herramienta electroimán completa (ver Figura 13a). Las pruebas fueron realizadas a un tiempo de exposición al campo de 8 s y un CM de 80 mT, siendo éste el máximo valor alcanzado por el electroimán debido a que se trata de un solenoide con núcleo de aire.

De la Figura 13b se puede observar que a 80 mT de densidad de campo magnético no hubo efecto significativo, por tanto se escogió la aplicación de la herramienta magnética perpendicular al flujo másico ya que físicamente fue más viable incrementar la densidad de campo magnético de ésta.

3.4.3 Aplicación de campo magnético al crudo Col 36 a diferentes tiempos de exposición

Para estudiar la influencia del tiempo de exposición del campo magnético sobre la muestra, se realizaron pruebas con diámetros de aguja de 0,9 mm y 1,1 mm que generan tiempos de exposición de 8,1 y 4,7 s (ver Figura 14).

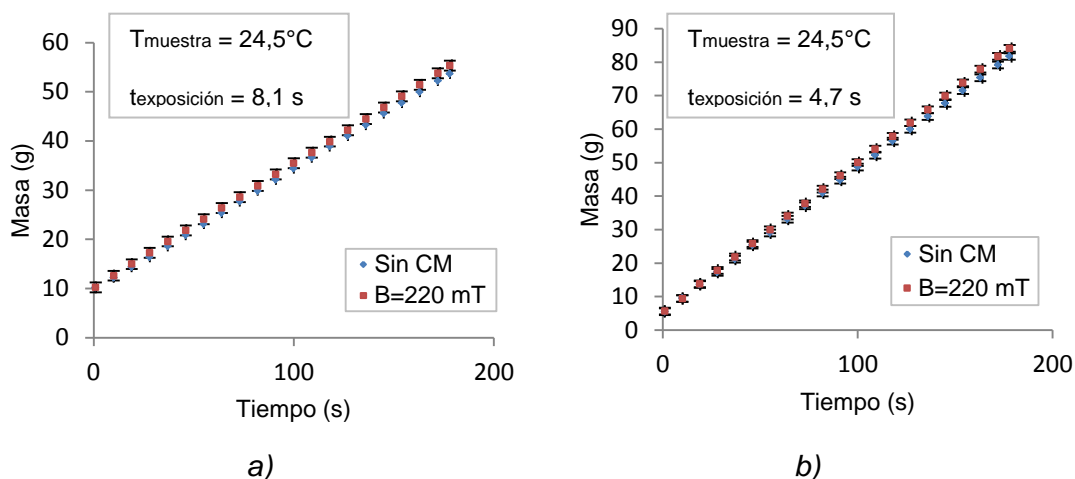


Figura 14. Cambio del flujo másico de Col 36 para dos tiempos de exposición. a) Aguja 0.9 mm y b) aguja 1.1 mm. **Fuente:** Autores

Como se puede ver en la Figura 14, no se encontró ninguna incidencia del tiempo de exposición de campo magnético para las condiciones de prueba dadas.

3.4.4 Aplicación de campo magnético a tres muestras modificadas de crudo

Con el fin de estudiar el efecto del campo magnético sobre otras composiciones tomando como base el crudo Col 36, se prepararon tres muestras diferentes; la primera adicionando al crudo 2% (p/p) de parafina sólida, la segunda con 10% (v/v) de agua destilada y por último, se realizó una muestra de 30% (v/v) con crudo pesado a las cuales se aplicó una densidad de CM de 220 mT.

Los datos obtenidos arrojaron que no hubo un efecto en el cambio de flujo másico con la aplicación de campo magnético para las muestras correspondientes a Col 36 con 2% (p/p) de parafina sólida y Col 36 con 10% (v/v) de agua destilada como se puede observar en la Figura 15.

Sin embargo, para la muestra de Col 36 con 30% (v/v) de crudo pesado se observó un cambio de flujo másico promedio de 0,849 g/s a 0,8077 g/s equivalente a 4,86%, y un cambio de masa total de 157,11 g a 148,75 g que corresponde a 5,32% al tratarlo magnéticamente (ver Figura 16) lo que demuestra que el campo afecta el flujo sin embargo, no cumple con el objetivo de mejorar la movilidad del crudo. Estas mediciones tienen un error máximo de 0,6% (Anexo C).

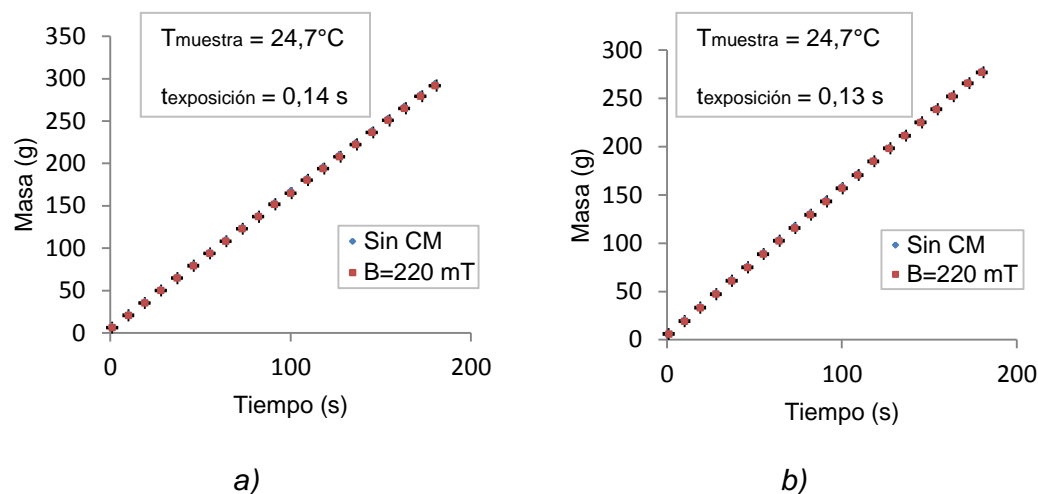


Figura 15. Comportamiento del flujo másico con tratamiento magnético. a) Col 36 con 2% (p/p) de parafina sólida y b) Col 36 con 10% (v/v) de agua destilada. **Fuente:** Autores

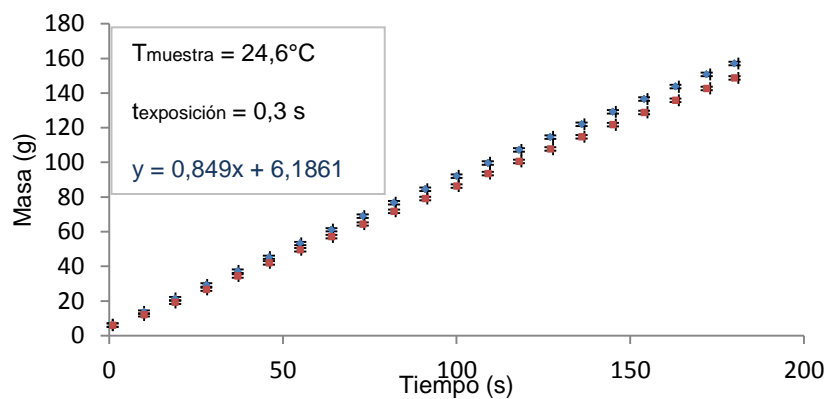


Figura 16. Comportamiento del flujo másico con tratamiento magnético de Col 36 con 30% (v/v) de crudo pesado. **Fuente:** Autores

3.5 PRUEBAS DE VISCOSIDAD

Los resultados de viscosidad obtenidos se pueden apreciar en la Tabla 4 y 5. En las medidas realizadas con el viscosímetro propuesto a las diferentes muestras de crudo, se encontró que hubo un efecto del tratamiento magnético (320 mT) sobre la muestra de Col 36 con 30% (v/v) de crudo pesado, correspondiente a un aumento de viscosidad de 0,14 cP que equivale a 2,79% (coherente con la disminución del flujo másico del ítem anterior). Estos resultados son similares a los

obtenidos por Chow *et al.* [17] quienes encontraron más efectivo el tratamiento magnético en muestras de crudos pesados.

Además, se observó una pequeña disminución de 0,21 cP (2,40%) sobre la muestra de Col 25 (ver Tabla 5). En la muestra Col 25 con 2% (p/p) de parafina sólida, no hubo efecto, resultado contradictorio al reportado por Badillo y Gómez [3], quienes lograron una reducción de viscosidad de 70 a 20 % al agregar parafina (2% p/p) a una muestra de Col 25 y aplicarle CM. Sin embargo, se resalta que las viscosidades reportadas en su investigación sin y con tratamiento magnético, no pudieron ser reproducidas en la presente investigación.

Las mediciones realizadas tienen un error máximo de 0,4% (Anexo B).

Tabla 4. Comportamiento de la viscosidad sin y con tratamiento magnético (rango de viscosidad menor). **Fuente:** Autores

Muestra	Viscosidad (cP) sin tratamiento magnético a T _{experimento} (°C)	Viscosidad (cP) con tratamiento magnético a T _{experimento} (°C)
Col 36	2,45 @ 24	2,49 @ 24,2
Col 36 + 2% (p/p) de parafina sólida	3,03 @ 24	3,03 @ 24
Col 36 + 10% (v/v) de agua destilada	3,09 @ 24,7	3,04 @ 24,7

Tabla 5. Comportamiento de la viscosidad sin y con tratamiento magnético (rango de viscosidad mayor). **Fuente:** Autores

Muestra	Viscosidad (cP) sin tratamiento magnético a T _{experimento} (°C)	Viscosidad (cP) con tratamiento magnético a T _{experimento} (°C)
Col 36 + 30% (v/v) de crudo pesado	5,01 @ 24,4	5,15 @ 24,3
Col 25	10,41 @ 24,3	10,20 @ 24,4
Col 25 + 2% (p/p) de parafina sólida	10,86 @ 24	10,89 @ 24

Con el propósito de profundizar en el comportamiento de las muestras de Col 36 y Col 25 bajo la influencia de un CM, se realizaron pruebas de punto de nube mediante Calorimetría Diferencial de Barrido (DSC por sus siglas en inglés), las muestras que presentaron mayor efecto se observan en las Figuras 17 y 18.

De acuerdo a la Figura 17, el punto de nube de la muestra Col 36 con 2% (p/p) de parafina sólida antes del tratamiento magnético fue 40,04°C y después de aplicarle

320 mT, aumentó a 49,85°C. Estos resultados implican que el tratamiento magnético podría ser desfavorable para este pozo en particular, pues la precipitación de parafinas se iniciaría más rápido que sin la aplicación del CM.

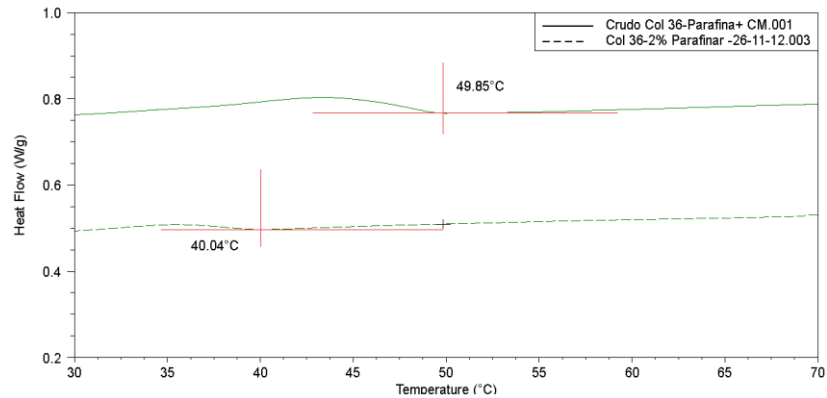


Figura 17. Termograma de la muestra Col 36 con 2% (p/p) de parafina sólida, sin y con CM. **Fuente:** Autores

Por otra parte, en la muestra Col 25 se obtuvo una disminución de 7,46°C en el punto de nube después del tratamiento magnético (ver Figura 18). Una situación similar fue observada por Goncalves *et al.* [8] quienes encontraron una reducción de 4°C a una muestra de crudo bajo el efecto de un CM de 1,3 T durante 1 minuto de exposición, concluyendo que un CM superior a 0,3 T puede modificar el proceso de cristalización de parafinas. Este resultado también concuerda con la investigación realizada por Villabona y González [27], quienes obtuvieron una reducción de 5,3°C en esta propiedad para una muestra de crudo modificada de Col 25.

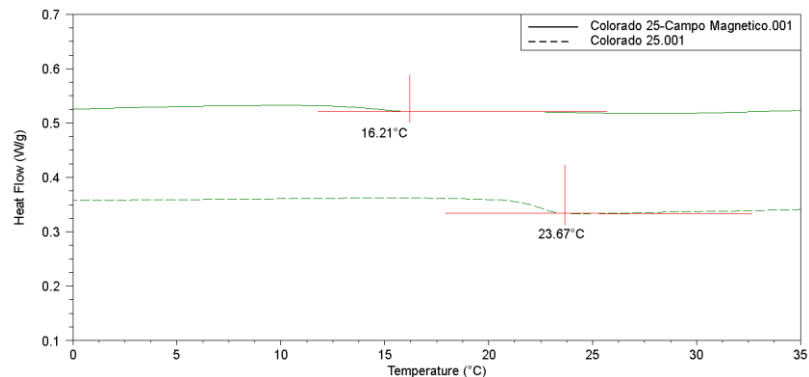


Figura 18. Termograma de la muestra Col 25, sin y con CM. **Fuente:** Autores

4. CONCLUSIONES

La revisión del estado del arte muestra que no hay un consenso en la comunidad científica sobre el mecanismo físico o químico que causa que en algunos crudos aumente o disminuya su viscosidad cuando son expuestos a un campo magnético o eléctrico.

- Los experimentos realizados no mostraron efecto alguno de un CM estático de amplitud 220 mT sobre el flujo másico para las muestras del crudo del pozo Col 36 con 2% (p/p) de parafina sólida y Col 36 con 10% (v/v) de agua destilada, no obstante, hubo una reducción de 4,86% de flujo másico para la muestra Col 36 con 30% (v/v) de crudo pesado del pozo BH2 del Campo Jazmín.
- La viscosidad de la muestra del pozo Col 36 con 30% (v/v) de crudo pesado expuesta a un CM de 320 mT de intensidad, presentó un aumento de 2,79% (acorde con el cambio de flujo másico en esta muestra). Sin embargo, las muestras Col 36 de superficie, Col 36 con 2% (p/p) de parafina sólida y Col 36 con 10% (v/v) de agua destilada, no se vieron afectadas con el tratamiento magnético. Por otra parte, el crudo del pozo Col 25 presentó una disminución de viscosidad de 2,4%, efecto que no se repitió en la muestra Col 25 con 2% (p/p) de parafina al realizarle el mismo tratamiento.
- El punto de nube del crudo Col 36 con 2% (p/p) de parafina sólida aumentó 9,81°C mientras que el del crudo Col 25 disminuyó 7,46°C. En el primer caso, esto implica que el tratamiento magnético podría no ser favorable para este pozo mientras que en el segundo caso, el tratamiento magnético podría modificar el proceso de cristalización de parafinas, como ya se ha mencionado en otras investigaciones.

5. RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas con disposición del tratamiento magnético, tanto paralelo como perpendicular al flujo másico de diferentes crudos de Campo Escuela Colorado a densidades de campo magnético más altos.
- Hacer un estudio más detallado del efecto de campo magnético sobre la cinética de precipitación de parafinas.
- Se requiere del uso de equipos especializados como un magneto reómetro y pruebas de caracterización magnética de crudos con el fin de obtener resultados más concluyentes.
- Se recomienda realizar un estudio similar enfocado a crudos pesados.
- Caracterizar los crudos evaluados en esta investigación utilizando técnicas modernas como RMN (Resonancia Magnética Nuclear) y FTIR (Fourier Transform Infrared Spectroscopy, por sus siglas en inglés) a fin de analizar a qué se debe que haya efecto del CM en algunos de ellos. Probar con muestras de crudos de otros pozos del Campo Escuela Colorado, para evaluar la factibilidad de la implementación de éste método de control de parafinas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ARIZA, L., Emiliano. “De la Caracterización de Crudos qué es Clave para Diagnosticar la Precipitación de Parafinas”. Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol. 9. No. 1 de 2011, pp 33-39.
- [2] ARIZA L., Emiliano. “Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado”. Universidad Industrial de Santander. 2008.
- [3] BADILLO, Jesús. GÓMEZ, Johana. “Efecto del Tratamiento Electromagnético y Químico sobre la Inhibición en la Formación de Cristales de Parafinas en Crudos de Alto Punto de Fluidez”. Tesis de Grado. UIS. Bucaramanga 2011.
- [4] CANDELO, Andrés. CARVAJAL, Benjamín. “Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo Colorado”. Tesis de Grado. UIS. Bucaramanga, 2010.
- [5] CRISTANCHO, Diana. HOYOS, Jorge. “Procedimientos Metodológicos para la Caracterización de Fluidos de Campos Maduros. Aplicación a los Fluidos del Campo Colorado”. Tesis de Grado. UIS. Bucaramanga, 2008.
- [6] DONADO, F. MENDOZA, C.Y. VALENCIA, R. SANTIAGO, G., J.A. “Estudio Experimental de la Viscosidad de un Fluido Magnetoreológico a base de Magnetita Mineral”. Revista Mexicana de Física, E 53, pp 31-40. 2007.
- [7] E.E Staff del MIT. “Circuitos Magnéticos y Transformadores”. Editorial Reverté. ISBN: 9788429190243
- [8] GONCALVES, José L. BOMBARD, Antonio J. F. SOARES, Demetrio A. W. ALCANTARA, Gláucia B. “Reduction of Paraffin Precipitation and Viscosity of Brazilian Crude Oil Exposed to Magnetic Fields”. Energy & Fuels 2010, 24, 3144-3149.

- [9] GONCALVES, José L. BOMBARD, Antonio J. F. SOARES, Demetrio A. W. CARVALHO, Ricardo D. M. NASCIMENTO, Andreas. SILVA, Manoel R. ALCANTARA, Gláucia B. PELEGRINI, Fernando. VIEIRA, Ernanni D. PIROTA, Kleber R. BUENO, Maria I. M. LUCAS, Gloria M. S. ROCHA, Nelson O. "Study of the Factors Responsible for the Reology Change of a Brazilian Crude Oil under Magnetic Fields". Energy & Fuels 2011.
- [10] GONZÁLEZ, G., Diana. VILLABONA, C., César. VARGAS, T., Hermann. ARIZA, L., Emiliano. ROA, D., Carlos. BARAJAS, F., Crisóstomo. "Métodos para el Control e Inhibición de la Acumulación de Depósitos Parafínicos". Revista UIS Ingenierías. Vol. 9, No. 2, pp 193-206. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, UIS. 2010.
- [11] IGOR, N., Evdokimov, KONSTANTIN, A., Kornishin. "Apparent Disaggregation of Colloids in a Magnetically Treated Crude Oil". Energy & Fuels, pp 4016-4020. 2009.
- [12] LACHE, A. MELÉNDEZ CORREA. ORREGO, J. MEJÍA, E. PACHÓN, Z. CABANZO, R. "Predicción del Análisis Sara de Crudos Colombianos por Métodos Quimiométricos utilizando Espectroscopía Infrarroja-ATR". Revista Colombiana de Física, Vol. 43, No. 3 de 2011.
- [13] MARQUES, L.C.C. ROCHA, N.O. MACHADO, A.L.C. NEVES, G.B.M. VIEIRA, L.C. DITZ, C.H. Petrobras Research Center. RJ. "Study of Paraffin Crystallization Process Under the Influence of Magnetic Fields and Chemicals". SPE 38990.
- [14] MARTOS, C. COTO, C. ESPADA, J. ROBUSTILLO, M. PEÑA, J. MERINO, D. "Characterization of Brazilian Crude Oil Samples to Improve the Prediction of Wax Precipitation in Flow Assurance Problems". Energy&Fuels. pp 2221-2226. 2010.

- [15] N. Guarín, A. Velásquez. “Caracterización de Imanes para Aplicación en Sistemas de Sensado de Posición”. Revista Colombiana de Física 01/2009; 42:804-808.
- [16] OCHOA, L., Ismael. LÓPEZ, A., Sergio. ARIZA, L., Emiliano. BARAJAS, F., Crisóstomo. BOTTÍA, Hernando. “Evaluación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafinas del Crudo Campo Colorado”. Revista Ión. pp 55-61. Bucaramanga, Colombia. 2011.
- [17] R. Chow, R. Sawatzky , D. Henry, A. Babchin, Y. Wang, L. Cherney (Alberta Research Council); R. Humphreys (Hydroworld International Canada Inc). “Precipitation of Wax from Crude Oil Under the Influence of a Magnetic Field”. Paper 1998.
- [18] ROCHA, Nelson. GONZÁLEZ, Gaspar, VAITSMAN, Delmo Santiago. “Efeito do Campo Magnético na Precipitacao de Parafinas”. Petrobras, Universidad Federal do Rio de Janeiro. 1997
- [19] RODRÍGUEZ, L. CASTAÑEDA, M. “Estudio de los Fenómenos de Cristalización de Parafinas en el Comportamiento Fluido-Dinámico de Crudos Parafínicos (Fase 1)”. CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol. 2. 2001.[En línea]. [Consultado junio 13 de 2012]. Disponible en: http://www.sci.unal.edu.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832001000100006&lng=en&nrm=iso
- [20] R. Tao, X. Xu. “Reducing the Viscosity of Crude Oil by Pulsed Electric and Magnetic Field”. Energy & Fuels 2006, 20, 2046-2051.
- [21] SANDOVAL, U. CARRILLO, J. DONADO, F. “Fluido Magneto-reológico bajo Perturbaciones Magnéticas”. Revista Mexicana de Física, pp. 123-133. Junio 2010.
- [22] SERWAY, Raymond A., JEWETT, John W. “Física para ciencias e ingeniería”. 7ª ed. México: Cengage Learning, 2009. 2 v. ISBN: 9789706868220.

- [23] TUNG Nguyen P., VUONG Nguyen V., KHANH Bui Q., VINH Ngo Q., HUNG Pham V., HUE Vu T., and PETRO V. HOE Le D. "Studying the Mechanism of Magnetic Field Influence on Paraffin Crude Oil Viscosity and Wax Deposition Reductions". SPE 68749, April 2001.
- [24] Universidad Industrial de Santander. Campo Escuela Colorado Convenio UIS-Ecopetrol S.A. [en línea] <<http://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/documentos/primerSimposio/campoEscuela.pdf>> [citado 18 de Octubre de 2012].
- [25] URQUIJO, J. P. MORALES, A. L. CASANOVA, H. GARCES, J. "Preparación y Caracterización de un Ferrofluido". Revista Colombiana de Física, Vol. 41, No. 1, Enero 2009.
- [26] VILLABONA, C., César. GONZÁLEZ, G., Diana. "Inhibición Magnética de la Acumulación de Depósitos Parafínicos". Universidad Industrial de Santander. 2009.
- [27] VILLABONA, César. GONZÁLEZ, Diana. "Mejora de la Movilidad del Crudo Parafínico mediante Campos Magnéticos". Tesis de Grado. UIS. Bucaramanga 2009.
- [28] Vizimag © 2010 by J Beeteson, Inc. *Version 3.193*. 1999-2010. [En línea] <<http://www.vizimag.com/>>. [Citado en Septiembre de 2012].
- [29] WANG, Biao. DONG, Lijian. "Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oil in China and the Methods of Paraffin Removal and Inhibition". SPE 29954, November 1995.
- [30] YU, V., Loskutova. N.Y., Yudina. "Effect of Constant Magnetic Field on the Rheological Properties of High-Paraffinicity Oils". Colloid Journal, Vol. 65 No. 4, pp 469-73. 2003.

- [31] ZHANG, Weiwei. ZHANG, Guangyu. DONG, Huijuan. "The Effect of Magnetic Radiation on Pipeline Transportation of Crude Oil". International Conference on Digital Manufacturing & Automation. IEEE Computer Society. pp 676-678. 2010.
- [32] ZHU, Tao. WALKER, Jack. LIANG, J. "Evaluation of Wax Deposition and Its Control During Production of Alaska North Slope Oils". DOE Award No.: DE-FC26-01NT41248. 2008.

ANEXO A. Campo Escuela Colorado

El Campo Escuela Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sur este del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira-Infantas entre las coordenadas $X=1'036.000-1'040.500$ Este y $Y=1'238.000-1'247.500$ Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares (Figura 19) [5].

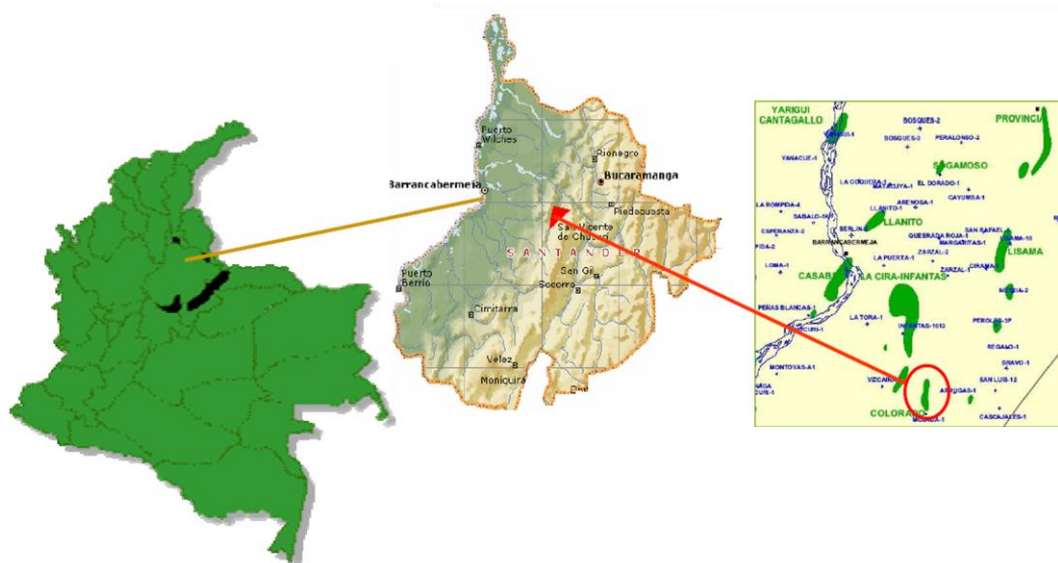


Figura 19. Localización Campo Escuela Colorado. [24]

Se maneja un modelo geológico que el campo está dividido por 7 fallas formando 6 bloques. Existen 75 pozos perforados, de los cuales solo 56 reportan algún tipo de producción, siendo muy pobre la producción acumulada por el campo, solamente Colorado 38, ha producido más de 500.000 BBL y únicamente 20 pozos han producido más de 200.000 BBL.

Las principales arenas productoras en el campo se han denominado como “Arenas B” y “Arenas C”. También se tiene como horizontes productores las “Arenas D” y las “Arenas E” pero con muy bajas producciones [2].

Protocolo de muestreo de crudo en cabeza de pozo

Cuando se requiere muestrear crudo en la cabeza de pozo (Figura 20), se sigue el siguiente procedimiento, el cual ha sido estructurado por el laboratorio de fluidos de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y aplicado en muchos campos de Colombia [5]:

- ✓ Verifique que el recipiente “toma muestras” se encuentre limpio y seco. Utilice contenedores de 5 galones de máxima capacidad y que tengan tapa de seguridad.
- ✓ Prepare un recipiente de boca lo suficientemente ancha y aproximadamente de 10 litros de capacidad (“balde”) para realizar las operaciones de purga de la tubería.
- ✓ Coloque el recipiente de drenaje unos centímetros debajo de la válvula toma muestras del pozo. Abra la válvula lentamente y permita que salga fluido por el espacio de cinco segundos, cierre y realice de nuevo la operación de apertura de la válvula hasta $\frac{3}{4}$ de su máxima capacidad y purga por otros quince segundos, tiempo en el cual se espera se hayan removido de sólidos cercanos a la válvula (posiblemente parafinas) al igual que los asentamientos de líquidos densos como el agua.
- ✓ Sin cerrar la válvula haga el cambio de recipiente, de drenaje al de toma de muestra. Llene el recipiente hasta el 75% de su máxima capacidad.
- ✓ Cierre la válvula y tape herméticamente el contenedor, límpielo y rotúlelo debidamente.



Figura 20. Panorámica de pozos Campo Escuela Colorado. **Fuente:** Autores

ANEXO B. Características del viscosímetro propuesto tipo Saybolt

En la Figura 21 se puede apreciar las dimensiones del viscosímetro propuesto tipo Saybolt y sus principales características técnicas.

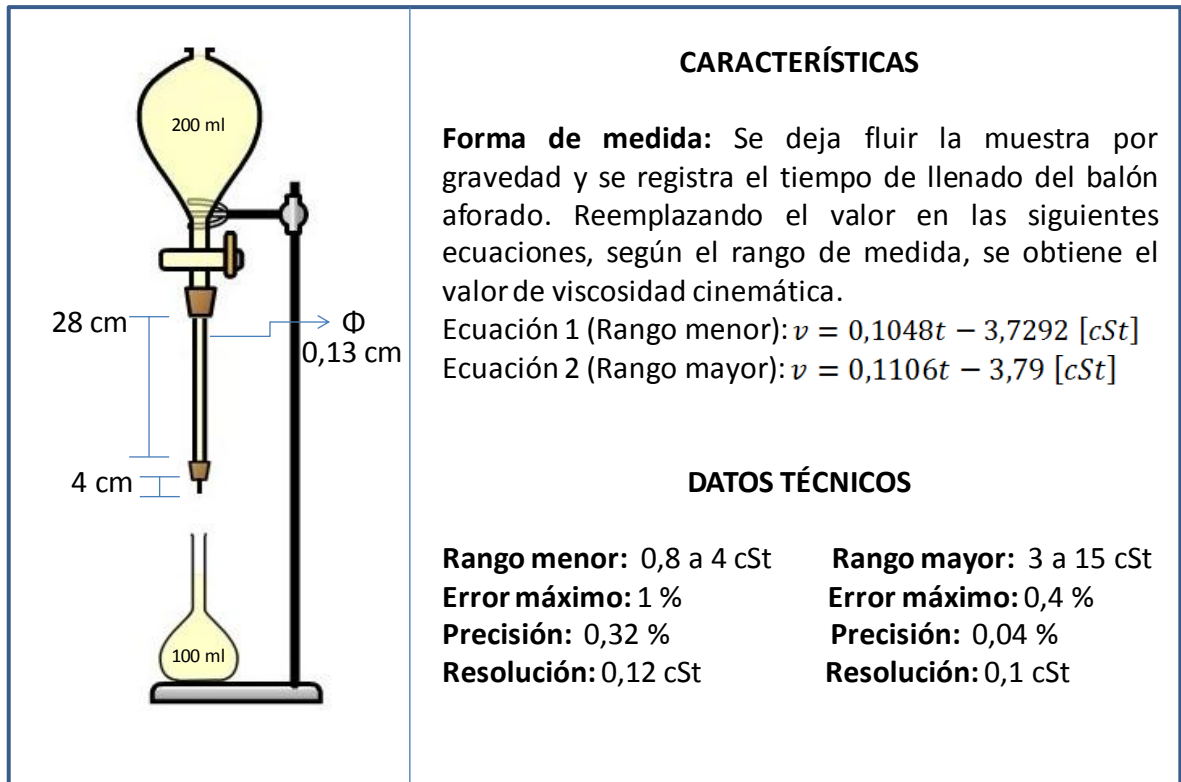


Figura 21. Características viscosímetro propuesto tipo Saybolt.

Fuente: Autores

ANEXO C. Características del equipo medidor de flujo másico

En la Figura 22 se observa las dimensiones del equipo medidor de flujo másico y sus principales características técnicas.

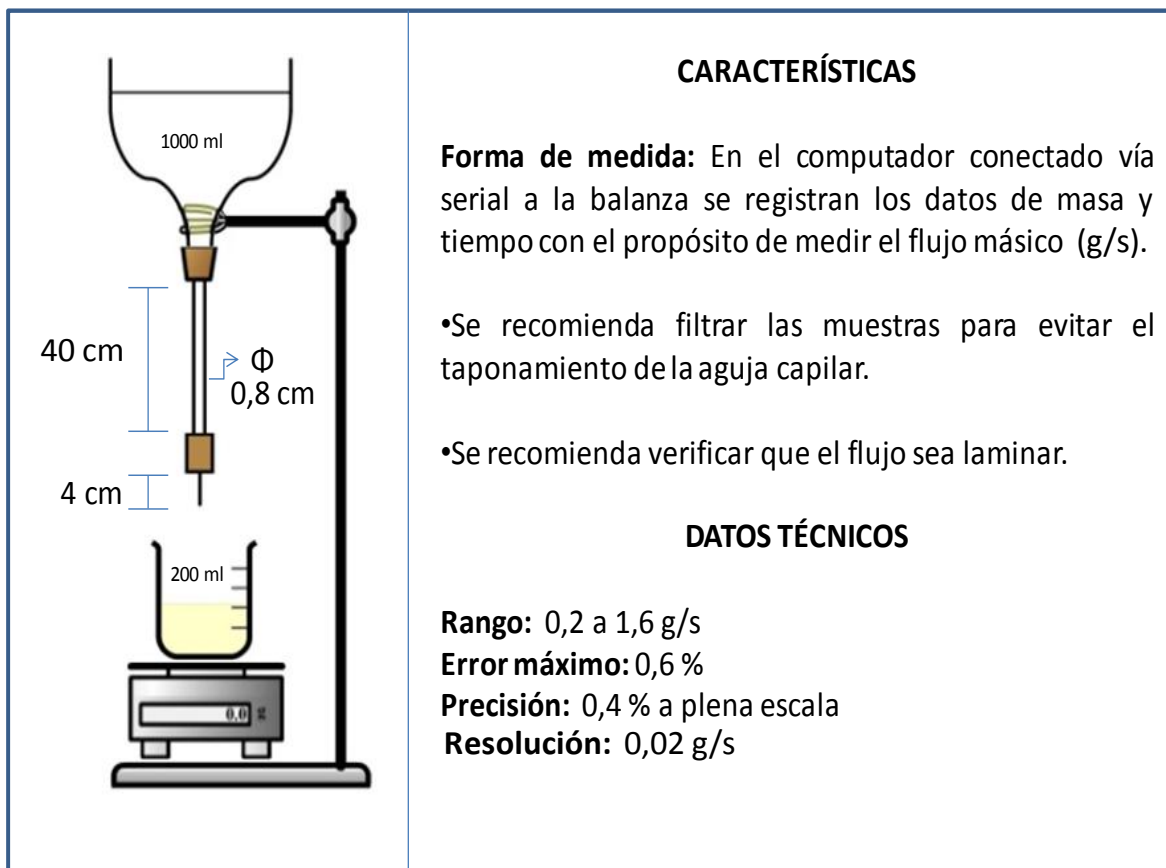


Figura 22. Características medidor de flujo másico.

Fuente: Autores

ANEXO D. Dimensiones físicas de herramientas magnéticas

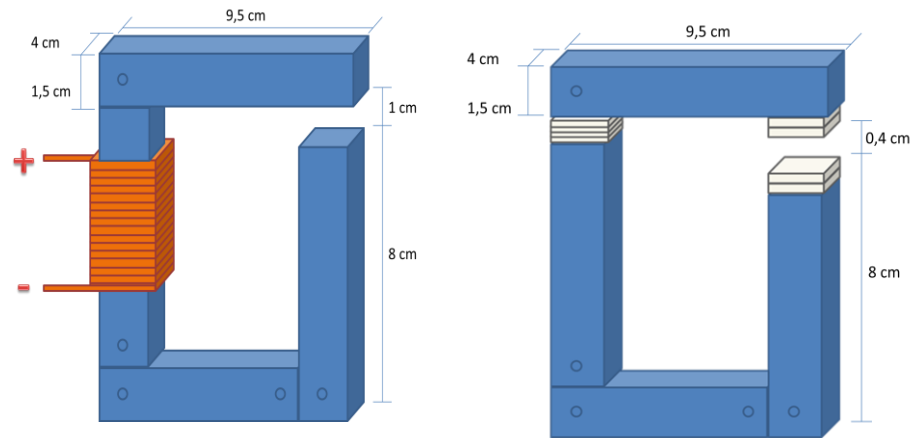


Figura 23. Dimensiones físicas herramienta tipo electroimán (izquierda) y tipo imanes permanentes (derecha).

Fuente: Autores