

**EVALUACIÓN A NIVEL DE LABORATORIO DE LA MOVILIDAD DEL CRUDO
DEL CAMPO ESCUELA COLORADO BAJO LA INFLUENCIA DE UN CAMPO
MAGNÉTICO EXTERNO**

**PAOLA ANDREA OSORIO POLO
LUDIM OBREGÓN GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**EVALUACIÓN A NIVEL DE LABORATORIO DE LA MOVILIDAD DEL CRUDO
DEL CAMPO ESCUELA COLORADO BAJO LA INFLUENCIA DE UN CAMPO
MAGNÉTICO EXTERNO**

**PAOLA ANDREA OSORIO POLO
LUDIM OBREGON GÓMEZ**

**Trabajo de grado presentado para obtener el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

Dr. (c) EMILIANO ARIZA LEÓN

Codirector

Dr. (c). CRISTIAN CAMILO JIMÉNEZ LEIVA

Codirector

Dr. ARLEX CHAVES GUERRERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

- Nuestro director Emiliano Ariza y nuestros codirectores Cristian Camilo y Arlex Chaves Guerrero, por ser nuestros guías, por su exigencia y su apoyo.
- Al Ing Guillermo Acero y el Ing. Felix Arenas por su colaboración en la realización de los ensayos de laboratorio.
- Al Dr. Daniel Molina, por brindarnos un espacio en Guatiguará.
- Al ing. Nicolás Santos Santos y el Ing. Hernando Buendía.
- Al Campo Escuela Colorado, por el respaldo económico y brindarnos la oportunidad de trabajar para ellos.

DEDICATORIA

Principalmente a Dios por permitirme llegar a este punto.

A mis padres por su apoyo diario para poder cumplir esta meta ya que sin ellos esto no sería posible.

A mis hermanos, tíos.

A mi compañero y amigo Ludim, fue un camino largo y dificultoso pero logramos salir adelante.

A mi amiga de carrera y cómplice Flow, por sus consejos y estar ahí cuando necesite de su apoyo.

Y a mis amigos y parche de la u, Carlos, Chato, Marce, Isma, Choco, Achury, Jose Iván, Flow, Ludim y José Chajin.

Paola Osorio

DEDICATORIA

Principalmente a Dios todo poderoso por darme la Capacidad y sabiduría para en todo momento estar enfocado.

A mis amados padres que estuvieron apoyándome de principio a fin en lo anímico y en lo económico.

A toda mi familia por todos los consejos dados en pro del éxito.

A mi novia por el apoyo incondicional que siempre he recibido

A mi compañera Paola Osorio por su compromiso y dedicación en la realización de este trabajo.

A Martha iglesias un ser al cual estimo demasiado que siempre estuvo pendiente de mi carrera universitaria.

A mi combo de amigos de universidad: Jose Luis Gómez Chajin, Jose Iván Gómez Ríos, Paola Osorio Polo, Raúl Andres Martinez, Álvaro Jose Molina por todos los momentos divertidos.

Ludim Obregón G.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. NATURALEZA Y CONSECUENCIAS DE LOS DEPÓSITOS ORGÁNICOS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO	18
1.1. Parafinas.....	24
1.1.1 Precipitación de parafinas:	26
1.1.2. Propiedades de las parafinas:.....	27
1.1.3. Factores que afectan la precipitación de parafinas	29
1.1.4. Mecanismos de depositación de parafinas:.....	34
1.1.5. Envoltente de cristalización de parafinas:.....	37
1.1.6. Consecuencias de la depositación de parafinas:.....	37
2. IMPLEMENTACIÓN DEL TRATAMIENTO MAGNÉTICO COMO TÉCNICA DE INHIBICIÓN DE LA FORMACIÓN DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS	39
2.1. Campo magnético	40
2.2. Campo magnético estacionario.....	42
2.3. Flujo magnético.....	43
2.4. Reluctancia.....	46
2.5. Método magnético para evitar la formación de los cristales de parafina.....	46
2.5.1. Fundamento teórico:	46
2.5.2. Efecto del tratamiento magnético en crudos parafínicos:.....	49
2.6. Antecedentes	50
2.6.1. Antecedentes internacionales sobre la aplicación de campos magnéticos a fluidos hidrocarburos	50
2.1.1. Antecedentes en Colombia sobre la aplicación de campos magnéticos a fluidos hidrocarburos	56
3. DISEÑO Y EJECUCIÓN DE MUESTREO EN CAMPO ESCUELA COLORADO	60
3.2. Diseño de muestreo	61
3.2.1. Tipos de muestreo:	61

3.2.2. Limitaciones de muestreo:.....	65
3.2.3. Análisis estadístico para la selección de muestras de crudo de Campo Escuela Colorado:	65
3.2.4. Parámetros de estudio en la selección de los pozos a muestrear:.....	70
3.2.5. Elección de pozos de muestreo:.....	75
3.2.6. Ejecución de muestreo:.....	76
4. DISEÑO EXPERIMENTAL.....	77
4.1. Tipo de diseño experimental.....	78
4.2 Banco de pruebas	79
4.3. Niveles de las variables para el tratamiento	80
4.3.1 Campo magnético:	81
4.3.2. Tasa de flujo:	83
4.4. Metodología para el desarrollo de las pruebas de tratamiento	83
4.5. Cálculo del tiempo de exposición al campo magnético.....	86
5. ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	90
5.1. Estabilidad de experimentación	91
5.2. Punto de fluidez	93
5.3. Punto de nube.....	96
5.4. Viscosidad	97
5.5. Análisis estadístico.....	99
6. CONCLUSIONES	108
7. RECOMENDACIONES.....	109
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	111
ANEXOS.....	115

LISTA DE TABLAS

Pág.

<i>Tabla 1. Resultados de pruebas experimentales de R. Tao et al.</i>	52
<i>Tabla 2. Especificaciones de las condiciones de prueba de L.C.C. Marqués</i>	53
<i>Tabla 3. Resultados del trabajo de Nguyen Phuong Tung et al.</i>	54
<i>Tabla 4. Resultados de pruebas experimentales de Goncalves et al.</i>	55
<i>Tabla 5. Resultados de las pruebas realizadas por Badillo y Gómez.</i>	56
<i>Tabla 6. Resultado de las pruebas de Cesar V. y Diana G.</i>	58
<i>Tabla 7. Caracterización de muestras.</i>	58
<i>Tabla 8. Resultados del trabajo de Johana y Sebastián</i>	59
<i>Tabla 9. Propiedades de las Zonas B y C-Formación Mugrosa</i>	66
<i>Tabla 10. Relación de Bloques y pozos a muestrear en Campo Colorado</i>	70
<i>Tabla 11. Estado actual de los pozos de Campo Escuela Colorado</i>	72
<i>Tabla 12. Propiedades pozos de Campo Escuela Colorado</i>	74
<i>Tabla 13. Pozos preseleccionados para realizar tratamiento magnético.</i>	75
<i>Tabla 14. Características de los pozos seleccionados para realizar el tratamiento magnético</i>	76
<i>Tabla 15. Pruebas de laboratorio a realizar con su respectivo método/equipo</i>	78
<i>Tabla 16. Configuración de los parámetros de estudio</i>	79
<i>Tabla 17. Niveles del campo magnético</i>	81
<i>Tabla 18. Niveles de tasa de flujo</i>	83
<i>Tabla 19. Tiempos de operación de la herramienta magnética</i>	89
<i>Tabla 20. Parámetros de trabajo para la ejecución de las pruebas</i>	91
<i>Tabla 21. Pruebas en blanco</i>	91
<i>Tabla 22. Resultados punto de fluidez después del tratamiento</i>	94
<i>Tabla 23. Repetibilidad pruebas punto de fluidez Col 36,74 y 76.</i>	95
<i>Tabla 24. Resultados de punto de nube</i>	96
<i>Tabla 25. Resultados de viscosidad</i>	98
<i>Tabla 26. Factores y niveles del diseño experimental</i>	99
<i>Tabla 27. Matriz del diseño experimental</i>	99
<i>Tabla 28. Grados de Libertad para los pozos Col 36, 74 y 76</i>	100

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<i>Figura 1. Consumo mundial de crudo</i>	19
<i>Figura 2. Clasificación general de los hidrocarburos.</i>	19
<i>Figura 3. Estructura de los anillos aromáticos.....</i>	20
<i>Figura 4. Esquema de las distintas fracciones del crudo.....</i>	22
<i>Figura 5. Depósitos orgánicos en tuberías de producción.</i>	23
<i>Figura 6. Estructura lineal y ramificada de las n-parafinas e iso-parafinas</i>	24
<i>Figura 7. Representación de parafinas microcristalinas y macrocristalinas.....</i>	26
<i>Figura 8. Efecto de la temperatura sobre la solubilidad de la parafina en el crudo</i>	30
<i>Figura 9. Puntos de cambios súbitos de temperatura en el sistema de producción.....</i>	31
<i>Figura 10. Efecto de la presión sobre la solubilidad de la parafina en el crudo.....</i>	32
<i>Figura 11. Depositación de parafinas por difusión molecular</i>	35
<i>Figura 12. Depositación de parafinas por corteo esfuerzo de cizalla</i>	35
<i>Figura 13. Depositación de parafinas por movimiento Browniano</i>	36
<i>Figura 14. Envoltorio de la precipitación de parafinas.....</i>	38
<i>Figura 15. Flujo magnético. Las líneas azules son líneas de campo que impactan la superficie y las líneas naranjas son líneas de campo que salen de la superficie</i>	44
<i>Figura 16. El flujo magnético a través de una superficie depende de su inclinación con respecto al vector.</i>	45
<i>Figura 17. Diseño tipo no probabilístico</i>	62
<i>Figura 18. Clasificación de muestreo probabilístico</i>	64
<i>Figura 19. Mapa de estado de producción de los pozos.....</i>	67
<i>Figura 20. Fotografía banco de pruebas.....</i>	80
<i>Figura 21. Metodología para ejecutar las pruebas experimentales con tratamiento magnético.</i>	85
<i>Figura 22. Repetibilidad de prueba de punto de fluidez</i>	92
<i>Figura 23. Equipo refrigeración para punto de fluidez</i>	93
<i>Figura 24. Equipo de Calorimetría de Barrido Diferencial (DSC).....</i>	97
<i>Figura 25. Viscosímetro Brookfield</i>	97
<i>Figura 26. Diagrama de Pareto.....</i>	100
<i>Figura 27. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM</i>	101
<i>Figura 28. Diagrama de Pareto.....</i>	102
<i>Figura 29. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM</i>	103
<i>Figura 30. Diagrama de Pareto.....</i>	103
<i>Figura 31. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM</i>	104
<i>Figura 32. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM</i>	105
<i>Figura 33. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM</i>	106
<i>Figura 34. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM</i>	107

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN A NIVEL DE LABORATORIO DE LA MOVILIDAD DEL CRUDO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO BAJO LA INFLUENCIA DE UN CAMPO MAGNÉTICO EXTERNO¹.

**AUTORES: PAOLA ANDREA OSORIO POLO
LUDIM OBREGÓN GÓMEZ².**

PALABRAS CLAVES: Parafinas, movilidad, reología, campo magnético.

CONTENIDO. En las operaciones de producción y transporte de hidrocarburos usualmente los fluidos transportados experimentan cambios de temperatura, cuando ésta es inferior al punto de cristalización del fluido se presenta el fenómeno de precipitación de compuestos orgánicos saturados que sin el debido tratamiento dará lugar a la depositación de los mismos, por ello se han implementado varios métodos de inhibición y corrección que entre los más comunes se encuentran las técnicas de remoción mecánica, prevención química, métodos térmicos.

En este proyecto de investigación se evalúan los resultados obtenidos en muestras de crudo de Campo Escuela Colorado, observando los cambios en las propiedades reológicas (viscosidad, punto de cristalización y punto de fluidez) que afectan directamente la movilidad del fluido. El tratamiento magnético se fundamenta en la interacción que ocurre entre las líneas de campo magnético y las moléculas de parafina debido a su carácter diamagnético, pues sobre dichas partículas se opone una fuerza magnética que perturba la atracción entre ellas y por consiguiente el resultado sea mantenerse dispersas en el mismo fluido.

Para la realización de este proyecto fue necesario trabajar en el banco de pruebas el cual se encuentra ubicado en el Laboratorio 106 del Parque tecnológico de Guatiguará, como también el equipo de punto de fluidez ubicado en el Laboratorio de Resonancia Magnética Nuclear y las pruebas de punto de nube y viscosidad en el Laboratorio de la Escuela de Ingeniería Química.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León.
Codirectores: Cristian Camilo Jiménez Leiva. Arlex Chaves Guerrero.

ABSTRACT

TITLE: LABORATORY ASSESSMENT LEVEL OF THE MOBILITY OF CRUDES OF CAMPO ESCUELA COLORADO UNDER THE INFLUENCE OF AN EXTERNAL FIELD MAGNETIC³

AUTHORS: PAOLA ANDREA OSORIO POLO

LUDIM OBREGÓN GOMEZ⁴.

KEYWORDS: Paraffin, mobility, rheology, magnetic field.

CONTENT: In production operations and transportation of hydrocarbons usually transported fluids experience changes in temperature when it is below the crystallization point of the fluid the phenomenon of precipitation of organic compounds saturated without proper treatment will result in the deposition of presents they therefore have implemented various methods of inhibition and correction among the most common techniques are mechanical removal, chemical prevention, thermal methods.

In this research project the results of oil samples Campo Escuela Colorado, are evaluated, observing the changes in rheological properties (viscosity, crystallization point and pour point) that directly affect the mobility of the fluid are evaluated. The magnetic treatment is based on the interaction that occurs between the magnetic field lines and paraffin molecules due to its diamagnetic character, for on these particles a magnetic force that disrupts the attraction between them and therefore the result is kept dispersed opposes in the same fluid.

To carry out this project it was necessary to work on the test bench which is located in the Laboratory 106 Guatiguará Technology Park, as well as the pour point equipment located in the Nuclear Magnetic Resonance Laboratory testing and Point cloud and viscosity in the Laboratory School of Chemical Engineering.

³ Thesis Degree

⁴ Pysicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineerng School. Director: Emiliano Ariza León.
Codirectores: Cristian Camilo Jiménez Leiva. Arlex Chaves Guerrero.

INTRODUCCIÓN

Desde hace décadas, el petróleo crudo ha sido considerado como el principal recurso energético en el mundo el cual es indispensable para la estrategia de desarrollo industrial de un país. Los beneficios que este recurso orgánico ha impartido desde su descubrimiento a la fecha, han sido múltiples y muy evidentes, pero detrás de cuantiosos logros también existen diversos problemas y de distintas magnitudes, uno de ellos muy frecuente en la ingeniería de transporte y producción de hidrocarburos es la precipitación y posterior depositación de compuestos orgánicos, responsable de la disminución en la eficiencia de sus operaciones, afectando significativamente la movilidad del fluido.

En Campo Escuela Colorado la declinación de la producción no solo se debe a la caída de presión del yacimiento, sino también a problemas de precipitación de orgánicos principalmente, la depositación de parafinas; este fenómeno se presenta cuando el crudo se somete a cambios de temperatura “enfriamiento”, es decir, cuando su temperatura es menor que la temperatura de cristalización propia de dicho fluido; ocasionando pérdidas en la producción así como elevados costos de operación.

Para tratar este problema existen diversos métodos conocidos y aplicados en la industria como lo son: métodos térmicos, químicos, mecánicos y magnéticos, este último ha sido fortalecido globalmente debido a los buenos resultados que ha mostrado, además de sus costos de implementación; el empleo de esta tecnología reposa sobre resultados empíricos desconociendo la relación fisicoquímica entre el efecto de los campos magnéticos y el comportamiento de las fases de los compuestos parafínicos, lo que hace necesario estudiar a cada pozo en particular.

De acuerdo a lo anterior, el objetivo principal de este proyecto es evaluar a escala de laboratorio el efecto que tiene el campo magnético sobre la movilidad en

muestras de crudo representativas de los pozos Colorados 36-33-76-45-49-74, los resultados obtenidos serán de gran ayuda al momento de querer implementar la técnica a escala de campo (prueba piloto).

En el capítulo 1 se revela el comportamiento y naturaleza de las parafinas y los problemas usuales en los procesos de producción y manipulación de los fluidos, en el capítulo 2 se estudia el comportamiento magnético de los materiales, sus conceptos y antecedentes relacionados a la inhibición de la precipitación de parafinas. Seguido de esto, en el capítulo 3 se analizan las condiciones del Campo Escuela Colorado y se diseña un plan de muestreo acorde con las necesidades del proyecto, para posteriormente en el capítulo 4 plantear una metodología de ejecución de las pruebas de laboratorio fundamentado en los conceptos de un diseño experimental tipo factorial. Por último, en el capítulo 5 se evidencian, analizan y concluyen los resultados obtenidos.

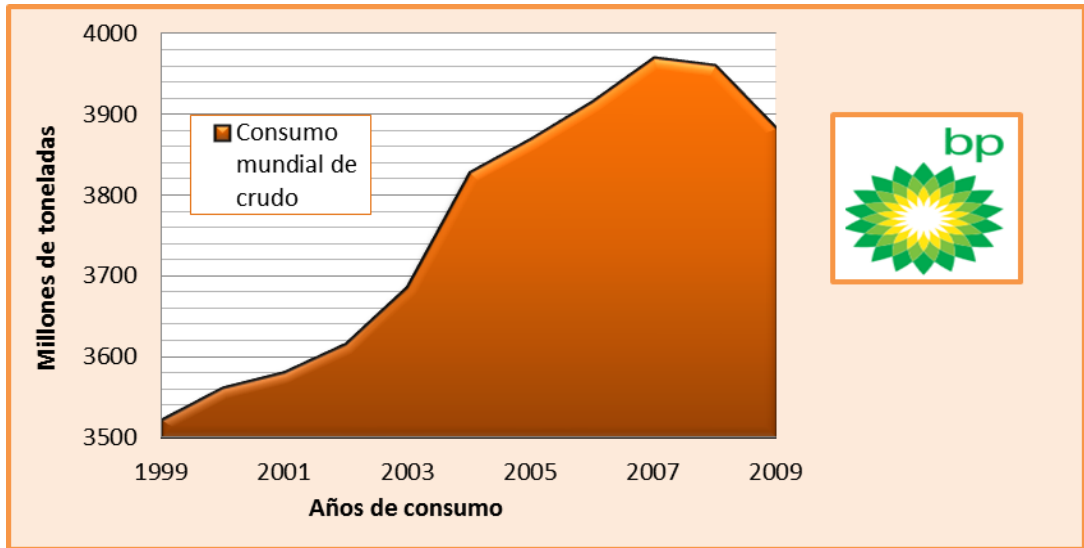
Capítulo 1.

1. NATURALEZA Y CONSECUENCIAS DE LOS DEPÓSITOS ORGÁNICOS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO



El desarrollo industrial tiene su razón de ser en la energía que utiliza para fortalecer su crecimiento, y la misma materia prima “material de proceso” utilizada para transformarla en los distintos productos de interés comercial, esta descripción se debe a la necesidad del hombre de subsistir en mejores condiciones quien en últimas es el principal consumidor. La energía necesaria para el desarrollo generalmente es de distinta naturaleza dependiendo del fin para lo cual se utilice, sobresalen la energía de origen hidroeléctrico, nuclear y de origen fósil. El consumo mundial de energía primaria continúa en aumento y el petróleo crudo forma parte esencial de este portafolio energético global, ocupando el primer lugar de la demanda total (figura 1). Este último ha tomado gran importancia a nivel mundial y es porque detrás de este recurso energético hay una fuente de materia prima vital para el desarrollo de distintas áreas industriales.

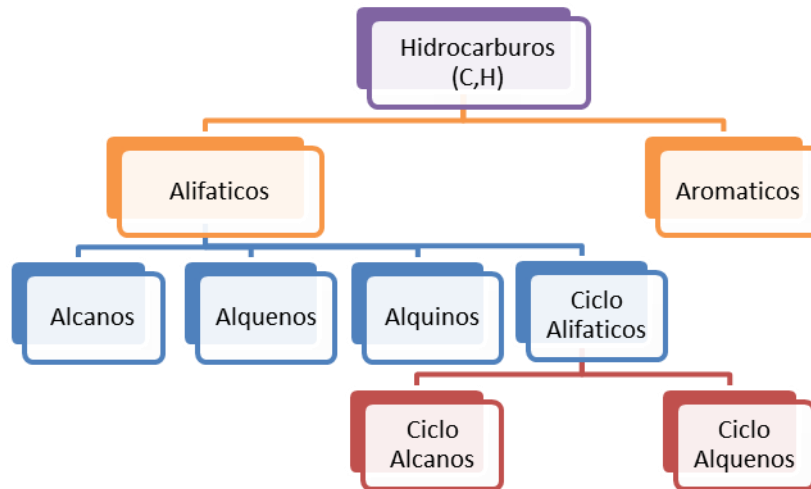
Figura 1. Consumo mundial de crudo



Fuente: Datos tomados de BP Statistical Review of World Energy June 2010

En general los hidrocarburos de acuerdo a su composición se clasifican en aromáticos y alifáticos. (Figura 2)

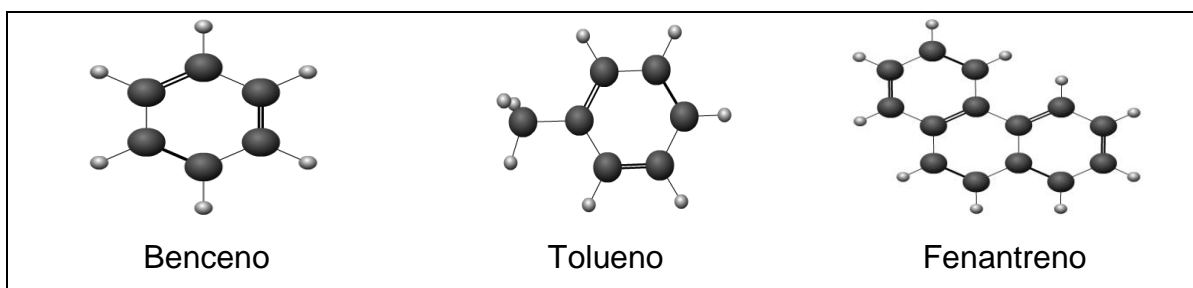
Figura 2. Clasificación general de los hidrocarburos.



Fuente: Mc Cain, William. Properties of petroleum fluids. Penwell Books. Second edition. Tulsa Oklahoma. 1990

Los hidrocarburos aromáticos abarcan en su mayoría compuestos aromáticos e hidrocarburos de cadenas cíclicas y policíclicas. Los hidrocarburos aromáticos son los que tienen al menos un anillo aromático aparte de otros tipos de enlaces (figura 3). Las características fundamentales de este grupo de hidrocarburos sin contar con su aromaticidad, es su gran estabilidad, la dificultad de romper los enlaces entre sus carbonos y además presentan excelentes atributos como solvente, tanto así que son considerados como los solventes universales en la mayoría de los procesos industriales donde el agua no tiene lugar.

Figura 3. Estructura de los anillos aromáticos



Fuente: Tomado de <http://www.educaplus.org/moleculas3d/aromaticos.html>

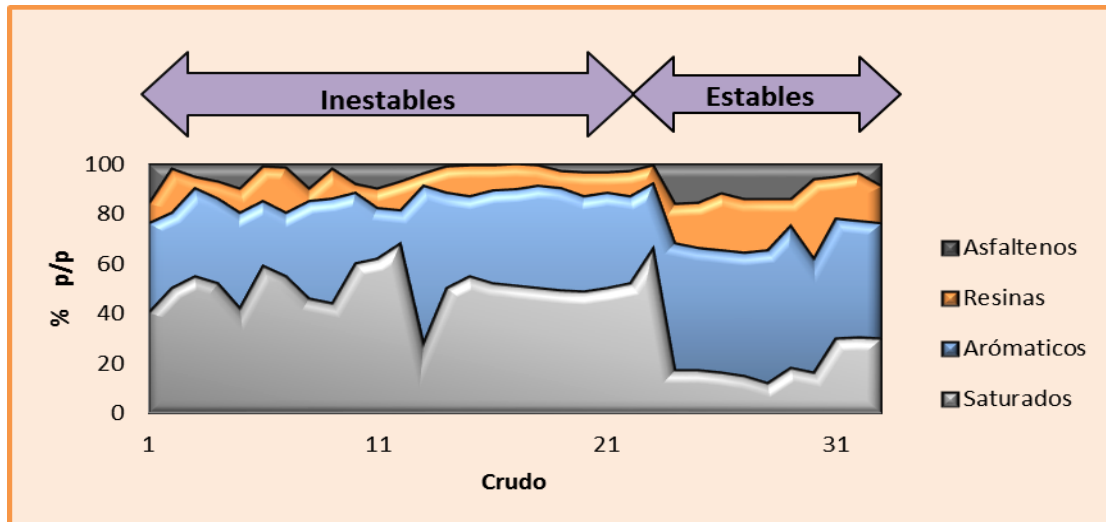
Por otra parte, los hidrocarburos alifáticos tienen considerables proporciones de compuestos alifáticos que en su marco general son no polares, tales moléculas pueden ser lineales o ramificadas de cadena abierta saturada o insaturada adquiriendo cierta nomenclatura: - alcanos (parafinas) que relaciona a los componentes saturados y se distinguen por su fórmula general C_nH_{2n+2} . Cuando el crudo muestra altos porcentajes de estos compuestos, específicamente se consideran crudos parafínicos; - los alquenos (olefinas) que hacen referencia a los compuestos insaturados los cuales en su estructura contienen enlaces dobles y se distinguen por su fórmula general C_nH_{2n} estos se encuentran en bajas proporciones en el petróleo y finalmente los - alquinos (acetilenos) que también son compuestos insaturados y en su estructura molecular poseen una o más conexiones entre sus átomos por enlaces triples y su fórmula general es C_nH_{2n-2} . ; Estos compuestos no se encuentran en crudos si no se obtienen a partir de productos de refinación.

En el petróleo convencional los compuestos saturados en la mayoría de los casos son los más abundantes dándole así un valor comercial a este fluido, pues poseen características que los hacen atractivos para el uso industrial: excelentes combustibles, lubricantes, disolventes entre otros.

Los constituyentes de esta compleja mezcla tienen una clasificación general que resulta muy útil como base para el análisis de los fluidos, estos pueden agruparse en cuatro fracciones o grupos orgánicos bien definidos: saturados (S), aromáticos (A), resinas (R) y asfaltenos (A); a este conjunto se le conoce como ANÁLISIS SARA⁵. Los datos que representan cada fracción resultan de tal prueba composicional “ANÁLISIS SARA” que se desarrolla en base a la polaridad y solubilidad del crudo, cada una de estas fracciones pueden ser separadas debido a características exclusivas para fines de estudios y caracterización, así mismo determinar la influencia de las diferentes fracciones del petróleo sobre la estabilidad del mismo (figura 4) lo que permite clasificar el fluido en términos generales un crudo ya sea de base parafínica, asfáltica o de base mixta, además de ser el primer paso para la obtención de propiedades utilizadas en cálculos de propiedades termodinámicas y equilibrio de fases.

⁵ 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.

Figura 4. Esquema de las distintas fracciones del crudo.



Fuente: Alí, J., Betancourt, J., Avila, C., "A Methodology for Asphaltene Control In Production Facilities in North of Monagas, Venezuela", paper SPE 56572, Texas, 1999.

El crudo no solo se distingue por las diferentes proporciones que pueda poseer de las distintas fracciones anteriormente establecidas en el conjunto SARA, sino también porque tienen distintas proporciones de azufre, nitrógeno y pequeñas cantidades de diversos metales, que tienen mucha importancia cuando se piensa en la calidad del fluido, pues esto implica procesos más rigurosos en su tratamiento.

Los beneficios que este recurso orgánico ha impartido desde su descubrimiento a la fecha han sido múltiples y muy evidentes, pero también existen diversos problemas y de distintas magnitudes, entre ellos uno frecuente en la ingeniería de transporte y producción de hidrocarburos el cual es la precipitación y posterior depositación de compuestos orgánicos, señalada como responsable de la disminución en la eficiencia de las operaciones pertinentes a este sector, afectando significativamente la movilidad del fluido.

El petróleo crudo, puede presentar precipitación de componentes orgánicos y posterior depositación bajo ciertas condiciones de cambio de temperatura, presión y/o composición y de otro tipo son alcanzadas. La precipitación de orgánicos se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo bajo ciertas condiciones termodinámicas (presión y temperatura) en conjunto con determinada composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase insoluble, de menor tamaño constituida principalmente por asfaltenos o parafinas⁶. Este fenómeno se refleja claramente en los bajos índices de producción e inclusive puede llegar a ser tan delicado el problema que en algunos casos la producción se paraliza por completo, generando así posibles problemas adicionales. Todo esto deja cierta inconformidad y preocupación por parte de las empresas operadoras, por ello es necesario abordar la problemática con total disposición y conocer muy bien los detalles que implica la acumulación de orgánicos.

En la figura se muestran los depósitos orgánicos más comunes en la industria de los hidrocarburos, ambos ocasionan problemas similares pero su naturaleza es muy distinta.

Figura 5. Depósitos orgánicos en tuberías de producción.



(a) Deposito parafínico



(b) Deposito asfaltenico

Fuente: Tomado de <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-57/issue-3/departments/technology-focus/deepwater-challenges-paraffins.html>

⁶ Díez, Pablo Galán Obtención de datos de equilibrio en la precipitación de asfaltenos de crudos de petróleo. Universidad Rey Juan Carlos. 2008.

1.1. Parafinas

Las parafinas desde el punto de vista estructural es la clase más simple de los compuestos orgánicos, pertenecen a la familia de los alcanos, su nombre proviene del latín “parum affinis” lo cual significa que tienen poca afinidad, por la poca reactividad que presentan, esto se debe a que son materiales inertes y muy estables. Su estructura molecular generalmente está compuesta de cadenas entre C_{16} y C_{60} , son hidrocarburos saturados, su peso molecular oscila entre 320 y 800 g/mol, presentan consistencia sólida a temperatura ambiente y registran una temperatura de fusión entre $64^{\circ}F$ y $211^{\circ}F$. A medida que aumenta el número de átomos de Carbono en la molécula aumenta el peso molecular, la densidad y el punto de ebullición. En la figura 6 se observa la estructura molecular que diferencia a las n-parafinas de las iso-parafinas.

Figura 6. Estructura lineal y ramificada de las n-parafinas e iso-parafinas



Fuente: Tomado de http://www.educaplus.org/moleculas3d/alcanos_lin.html

Según su estructura molecular y el número de carbonos que posean, las parafinas se pueden clasificar en parafinas con estructuras microcristalinas y parafinas con estructura macrocristalinas, como se observa en la figura 7.

Los petróleos de tipo parafínico son de color claro, muy fluidos y de baja densidad (0,75 a 0,85 g/mL). Estos contienen más del 50% de hidrocarburos saturados. De éstos se extrae gran cantidad de gasolina, queroseno y aceites lubricantes.

Ceras macrocristalinas

Son ceras parafínicas que constituyen del 40% al 60% de los depósitos procedentes del crudo, este tipo de ceras contiene entre 18 y 30 átomos de carbono en su cadena lineal. Su nombre está asociado a la estructura molecular que se forma, éstas poseen forma de agujas las cuales debido a un aumento en la viscosidad se aglomeran hasta formar depósitos mayores ocasionando problemas en la tubería y en la formación.

Ceras microcristalinas

Estas ceras poseen un peso molecular entre 450 y 800 y se encuentran en las parafinas que contienen entre 30 a 60 átomos de carbono. El tamaño de sus partículas son la principal diferencia con las ceras macrocristalinas pues estas al ser más pequeñas no tienden a aglomerarse por lo que generalmente permanecen dispersas en el fluido y no tienen tendencia a formar depósitos. Si se llegan a depositar en la formación generan problemas como la reducción de la permeabilidad debido a su tendencia a adherirse a la superficie de los granos, no generan problema alguno en las líneas de producción⁷.

⁷ Candelo, Andrés y Carvajal, Benjamín. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas Para aplicación en el campo colorado. Tesis de grado. Bucaramanga. 2010.

Figura 7. Representación de parafinas microcristalinas y macrocristalinas



Fuente: C. Martos, B. Coto, J. J. Espada, M. D. Robustillo, S. G. and J. L. Peña. *Experimental Determination and Characterization of Wax Fractions Precipitated as a Function of Temperature. Energy & Fuels. Vol 22, (2008).*

1.1.1 Precipitación de parafinas: A medida que el crudo es llevado desde yacimiento hasta superficie éste presenta cambios fisicoquímicos los cuales están asociados a las condiciones de operación, estos cambios principalmente son el cambio de fase del fluido lo que conlleva a la depositación y segregación de las parafinas en el crudo, trayendo así efectos negativos como obstrucción en las líneas de producción y por consiguiente pérdidas en la producción.

Para que la precipitación de parafinas no se presente en los procesos de extracción y demás, es de vital importancia mantener la solubilidad de ellas en el crudo y esto se logra si se opera con una temperatura mayor a su temperatura de cristalización.

Las consecuencias de la precipitación y posterior depositación de parafinas depende del sitio en el cual se presente. Cuando se presenta en el yacimiento, reduce el diámetro de la garganta del poro, causando así una disminución significativa en la producción; otro problema es la reducción en la permeabilidad del yacimiento; si se presenta cerca del pozo ocasiona daños a la formación y obstruye los orificios cañoneados; y si se presenta en las líneas de producción

reduce el radio efectivo de la tubería lo que genera una disminución en la producción.

1.1.2. Propiedades de las parafinas: Es importante conocer las propiedades de las parafinas para poder determinar el método de tratamiento o inhibición que más se ajuste a las condiciones en las cuales se encuentra el crudo. La temperatura es el factor más importante en el comportamiento de las parafinas y por ello existen cuatro conceptos de temperatura los cuales se consideran como propiedades de las parafinas y permiten describir acertadamente el fenómeno de precipitación y posterior depositación de estos orgánicos, dichas temperaturas son: el punto de cristalización o punto de nube, el punto de fluidez, punto de fusión y punto de gel. Además de estos parámetros de caracterización la viscosidad siendo una variable muy general, contribuye en su análisis perfilándose como un indicador del grado de precipitación de orgánicos.

- **Viscosidad**

La viscosidad se define como, una medida que se relaciona directamente con la resistencia interna propia del mismo fluido para impedir su libre movimiento, esta resistencia se debe principalmente a fuerzas de atracción que existe entre sus moléculas.

Esta variable es de mucha importancia en varias disciplinas como lo es: el transporte de hidrocarburos, el proceso de producción y por supuesto en el control de precipitación de orgánicos tipo parafínicos que pueden tomar lugar tanto en el transporte como en el proceso de producción. Esta propiedad está relacionada directamente con el tipo y tamaño de los compuestos que constituyen el fluido. Las viscosidades de líquidos que se componen en su mayoría por moléculas grandes y con estructuras complejas serán mucho más altas que las viscosidades de líquidos compuestas por moléculas más pequeñas. La viscosidad es una variable que se ve afectada significativamente con desequilibrios termodinámicos y

fisicoquímicos, un incremento en la temperatura causa una disminución en la viscosidad hasta cierto límite a partir del cual se muestra un comportamiento opuesto en el fluido y en general una disminución en la presión causa una disminución en la viscosidad y es porque solo se tiene en cuenta que el único efecto que ejerce la presión sobre la muestra de líquido sea la de comprimirlo. Un tercer parámetro y muy influyente sobre esta variable es la cantidad de gas en solución el cual está asociado a las variaciones termodinámicas de hecho la cantidad de gas disuelto es función directa de la presión, una disminución en la cantidad de gas disuelto causa un incremento en la viscosidad. A nivel de yacimiento, si este está inicialmente subsaturado, es decir, por encima del punto de burbuja, a medida que la presión disminuye la viscosidad del aceite disminuirá debido a su expansión, esto continuará hasta que la presión de saturación es alcanzada, punto en el cual se presentará el valor mínimo de viscosidad. Al seguir disminuyendo la presión, la liberación de gas de la solución incrementará la densidad y consecuentemente la viscosidad del aceite. Este cambio continuará a medida que el gas es liberado de la solución dando una viscosidad máxima a la presión atmosférica. La solubilidad de las n-parafinas se ve afectada cuando esta variable es relativamente alta y se debe a que la naturaleza del fluido no puede mantener dispersas a estas moléculas.⁸ Según Zhan Fushen⁹ la viscosidad de un crudo se origina principalmente a partir de la interacción de enlaces de hidrogeno y las reacciones de solapamiento mutuo de los anillos aromáticos condensados de resina y los asfaltenos por tanto si se desea reducir la viscosidad se debe destruir los enlaces de hidrogeno originales.

- **Punto de cristalización**

Es la temperatura a la cual se forma el primer cristal de parafinas a una presión determinada en un crudo vivo, esto ocurre a condiciones de yacimiento. El punto de cristalización para cada crudo depende de la temperatura de saturación de sus

⁸ Pineda, César. Guía de laboratorio de fluidos. Práctica # 2. Determinación de la viscosidad. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2009

⁹ Zhang Fusheng, Wang Blao: "Development of a Complex Type of Pour Point - Viscosity Depressant and Infrared Spectrum Research", SPE 029011, Feb. 1995.

componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se somete la mezcla de hidrocarburos¹⁰.

- **Punto de nube**

Es la temperatura a la cual se comienzan a formar los primeros cristales de parafina en el crudo muerto, es decir es una temperatura de cristalización a presión atmosférica.

- **Punto de fluidez**

Es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir, debido al aumento de la viscosidad producto de la parafina precipitada a medida que se enfría. El punto de fluidez de un crudo refleja la capacidad de la parafina dentro del crudo para desarrollar una red cristalina lo suficientemente resistente para retener e inmovilizar la fase aceite.

- **Punto de fusión**

Es la temperatura a la cual una sustancia pura sólida se funde o se convierte en líquido. Para una sustancia pura el punto de fusión y de cristalización o de nube son iguales, pero para mezclas son ligeramente diferentes, en el caso de las parafinas existe un punto inicial de fusión y otro final que es el punto de cristalización.

- **Punto de gel**

Es la temperatura a la cual se inicia la formación de una red cristalina cuando el fluido está en reposo la fase sólida (parafina precipitada) es la fase continua y el resto del crudo es la fase dispersa. Generalmente es una temperatura mayor que la de fluidez.

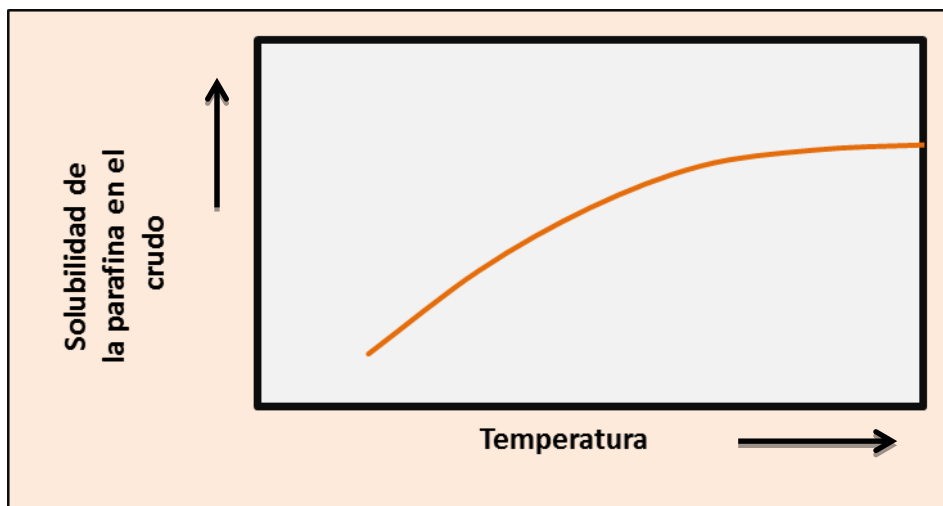
1.1.3. Factores que afectan la precipitación de parafinas

¹⁰ Chavarria, Sandra. Niño, Angélica. "Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el Campo Colorado". Tesis de grado. Bucaramanga. 2010

- **Temperatura**

Es el factor más importante al momento de presentarse la precipitación de parafinas. La temperatura de los hidrocarburos dependen de la profundidad en la cual este se encuentre, es por esto que a medida que el fluido es llevado a superficie la temperatura va disminuyendo, es decir, éste se va enfriando, lo cual favorece en algunos casos a que se presente dicho fenómeno. Como se observa en la Figura 8, la temperatura tiene gran influencia sobre la solubilidad de la parafina (solute) dentro del solvente (crudo sin parafina); estas dos son inversamente proporcionales.

Figura 8. Efecto de la temperatura sobre la solubilidad de la parafina en el crudo



Fuente: Mendoza, Carlos Aguas. *Depósitos de parafinas y asfaltos en campos petroleros.* Universidad Autónoma del Carmen. México.

Respecto a la temperatura del aceite crudo se pueden presentar tres diferentes situaciones de precipitación de parafinas¹¹.

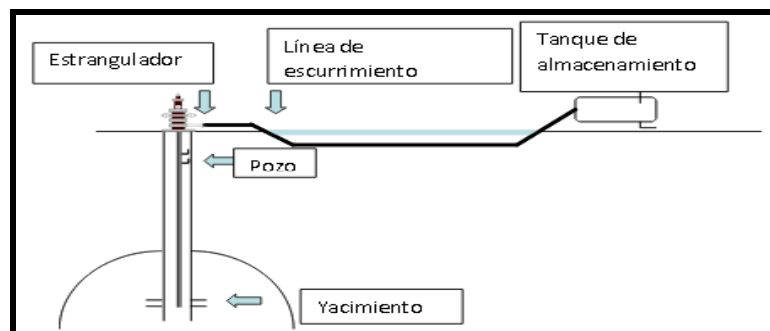
¹¹ Acevedo, Verónica. "Predicción de envoltorios de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales." Tesis de grado. México. 2010

- Si la temperatura del aceite y de la tubería son mayores que la temperatura de punto de cristalización, teóricamente no es posible que ocurra el fenómeno de precipitación.
- Si la temperatura del aceite es mayor que la temperatura del punto de nube, pero la temperatura de la tubería es menor a la temperatura del punto de nube, la precipitación será ligera por lo que los cristales van a ser arrastrados con el flujo.
- Si la temperatura del crudo y la temperatura de la tubería son menores que la temperatura del punto de nube, se va a presentar la precipitación y puede presentarse una depositación severa.

Los factores que producen cambios de temperatura son:

- Liberación del gas en el yacimiento, es decir disminución de la solubilidad.
- Radiación de calor del yacimiento a las formaciones vecinas.
- Liberación del gas y los compuestos livianos del crudo en su viaje de yacimiento a superficie.
- Cambio de la temperatura por intrusión de agua u otro por temperaturas externas bajas (en cabeza de pozo)

Figura 9. Puntos de cambios súbitos de temperatura en el sistema de producción

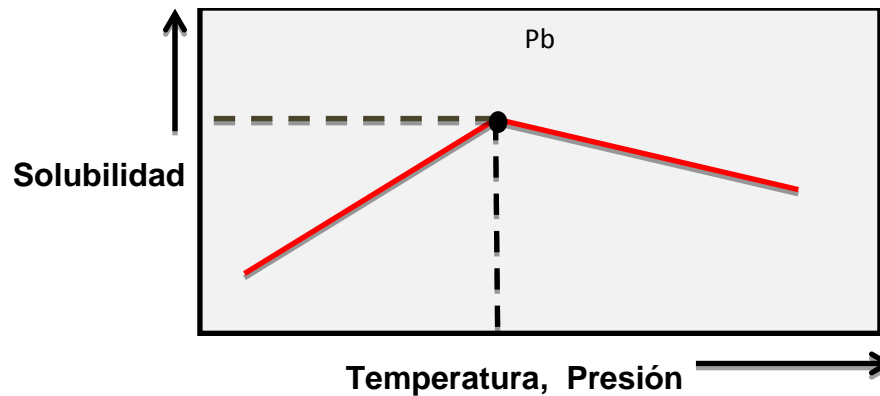


Fuente: Acevedo, Verónica. "Predicción de envoltantes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales." Tesis de grado. México. 2010

- **Presión**

La precipitación de parafina es a menudo estudiada para crudos muertos, pero el efecto de la presión y la composición del crudo no es muy claro. La presión mantiene los gases y componentes volátiles en solución y ayuda a mantener el fluido a la temperatura de formación. Obviamente, es imposible producir el crudo sin tener una caída de presión considerable; y como se puede observar en la Figura 10, la solubilidad de la parafina se ve alterada significativamente en el crudo, puesto que a presiones muy altas o muy bajas la solubilidad disminuye.

Figura 10. Efecto de la presión sobre la solubilidad de la parafina en el crudo



Fuente: Mendoza, Carlos Aguas. Depósitos de parafinas y asfaltenos en campos petroleros. Universidad Autónoma del Carmen. México.

- **Peso molecular y punto de fusión de la parafina**

A una temperatura constante, el peso molecular de la parafina y el punto de fusión aumentan, lo cual hace que la solubilidad en los solventes disminuya. La precipitación de parafinas se retarda cuando el peso molecular aparente de la solución y la temperatura del punto de cristalización disminuyen.

- **Agua de formación**

El agua no afecta la solubilidad de la parafina, ya que esta es inmisible en el crudo, sin embargo se ha comprobado que es posible reducir el problema de precipitación de parafinas cuando el pozo comienza a producir una cantidad

importante de agua, esto se debe a que el agua tiene una mayor capacidad calórica que los hidrocarburos y gracias a ello le transfiere calor al mismo, y de esta manera contribuye a la reducción del fenómeno de precipitación de parafinas.

- **Proporción relativa del solvente-soluto**

Se denomina soluto a las parafinas que precipitan, se cristalizan y forman una fase sólida y solvente a los demás componentes del crudo que no cristalizan. Si la concentración del soluto en la solución aumenta el punto de cristalización también lo hará. Cuando existe presencia de gas este tiende a actuar como solvente lo que hace que el punto de cristalización en el crudo disminuya, también reduce el esfuerzo de gel del crudo muerto debido a que crea una barrera que ayuda a evitar la atracción entre moléculas durante la etapa de cristalización de la parafina. Cuando la presión disminuye las moléculas de gas en solución ocupan un espacio entre las moléculas de parafina evitando así su unión.

- **Efecto de la naturaleza de la solución**

Al hablar de la naturaleza de la solución se hace referencia a la composición física y química de la misma, en este caso del crudo. La composición física indica la presencia y cantidad de algunos materiales como: agua, resinas, metales, productos de corrosión, material asfáltico coloidal, arena y arcilla entre otros que actúan como centros de nucleación de los pequeños cristales de parafina que se encuentran suspendidos en el crudo, convirtiéndolos en partículas más grandes las cuales tenderán a separarse más fácilmente del crudo. Se cree que la presencia de asfaltenos ayuda a que no se presente el fenómeno de depositación de parafinas debido a su naturaleza amorfa.

A parte de los factores ya mencionados que influyen en la depositación de parafinas existen otros como el esfuerzo de corte y la tasa de flujo. Generalmente los crudos que contienen ceras parafínicas por encima del punto de cristalización tienen un comportamiento newtoniano, a temperaturas entre el punto de cristalización y el punto de fluidez presentan un comportamiento pseudoplástico y

por debajo del punto de fluidez el comportamiento es pseudoplástico pero con esfuerzo inicial.

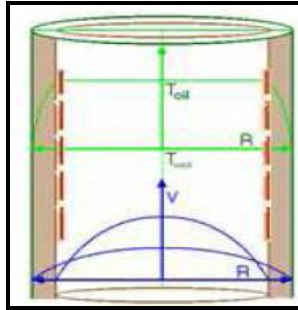
1.1.4. Mecanismos de deposición de parafinas: En yacimientos donde la temperatura está por encima del punto de cristalización, el punto crítico para poder llevarse a cabo la precipitación y deposición de parafina es la tubería de producción, ya que en esta se presenta una fuerte liberación de presión y caída de temperatura al igual que en las instalaciones de tratamiento y almacenaje del crudo. A nivel de yacimiento la cristalización de las parafinas puede deberse al enfriamiento que ocurre durante la migración del petróleo entre el yacimiento y el wellbore o por la pérdida de livianos.

La deposición de parafinas ocurre debido a fuerzas o mecanismos como la difusión molecular, dispersión corte y movimiento Browniano. A medida que el crudo se enfría, un gradiente de concentración conlleva al transporte y deposición de las parafinas sobre la superficie por difusión molecular. Los cristales de parafina que previamente se han depositado son transportados lateralmente por difusión Browniana y dispersión por corte.

- **Difusión molecular**

Cuando el crudo está por encima del punto de cristalización este es el mecanismo que predomina, principalmente se presenta con mayor fuerza dentro de la tubería de producción debido al cambio de temperatura que presenta el crudo a medida que es transportado hacia superficie; sometándose a una transferencia de calor con las paredes de la tubería (región flujo laminar) que forma un perfil de temperatura en el que cuando la temperatura disminuye y alcanza la temperatura de equilibrio en medio de la fase sólida y líquida comienzan a precipitarse los cristales de parafina formando partículas sólidas que dan lugar a la difusión.

Figura 11. Deposición de parafinas por difusión molecular

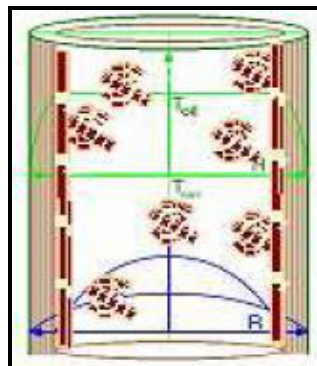


Fuente: Modificada por Ariza León Emiliano. Tesis de Maestría. 2008 de paraffin/ wax and waxy crude oil.

- **Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla**

Se presenta cuando el crudo tiene temperatura inferior al punto de cristalización. Los cristales dispersos en el crudo son llevados por esfuerzos de corte a las paredes de la tubería en donde se agrupan con las capas de cristales ya formadas por difusión molecular. En el yacimiento el depósito se produce por la disminución natural de la presión y la pérdida de solubilidad de los componentes livianos en el crudo. Dependiendo del tamaño de los cristales formados, se depositará sobre la superficie del poro, o continuarán suspendidas en el crudo, con un aumento en la viscosidad.

Figura 12. Deposición de parafinas por corteo esfuerzo de cizalla

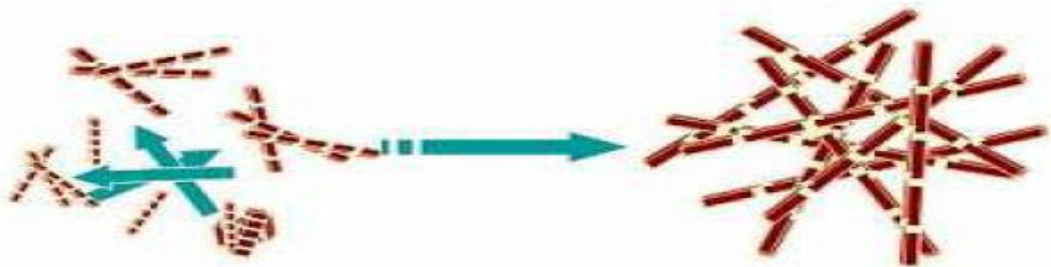


Fuente: Modificada por Ariza León Emiliano. Tesis de Maestría. 2008 de paraffin/ wax and waxy crude oil.

- **Movimiento browniano**

Cuando comienzan a precipitarse los cristales de parafina, se genera un transporte lateral de estas partículas. Dependiendo de la velocidad de enfriamiento y la velocidad de flujo, se forman pequeños cristales con forma específica, que se desplazan de al azar y forman depósitos que presentan un grado de consistencia específico.

Figura 13. *Deposición de parafinas por movimiento Browniano*



Fuente: *Modificada de paraffin/Wax and wax y crude oil*

<http://tigger.uic.edu/wax.and.waxy.crude>

1.1.5. Envoltente de cristalización de parafinas: La envoltente de precipitación de parafinas es un esquema conocido con las siglas (EDP), que revela la unión de todos los puntos termodinámicos en un diagrama de fase P-T-X en el cual se muestra el inicio de la cristalización de parafinas. La precipitación de la parafina en el aceite es considerado un fenómeno termodinámico de saturación molecular¹², pues la hipótesis que considera tal apreciación supone que las moléculas de parafina inicialmente se encuentran disueltas en el fluido en un estado molecular caótico y pues llegada una determinada condición termodinámica, el fluido se satura con moléculas de parafina, las cuales al fluido le queda prácticamente imposible mantenerlas en suspensión.

La precipitación de la parafina se presenta cuando cambian las condiciones termodinámicas del sistema; por tal razón se debe construir un diagrama para saber a qué condiciones de presión y temperatura la parafina se precipitará. Esta curva se le da el nombre de Envoltente de Precipitación de Parafina; el límite superior de la envoltente tiene usualmente una pendiente positiva, pero también puede tener la pendiente negativa, claro está que para un fluido dado las ceras parafínicas precipitan sólo en algunos estados termodinámicos, lo que indica que hay un espacio que está delimitado por fronteras a partir de las cuales ocurre la precipitación¹³. En la figura 14 se puede apreciar un esquema sencillo de este comportamiento.

1.1.6. Consecuencias de la deposición de parafinas: Son muchos los problemas que pueden generarse a partir de la precipitación de parafinas entre los más usuales se encuentran¹⁴.

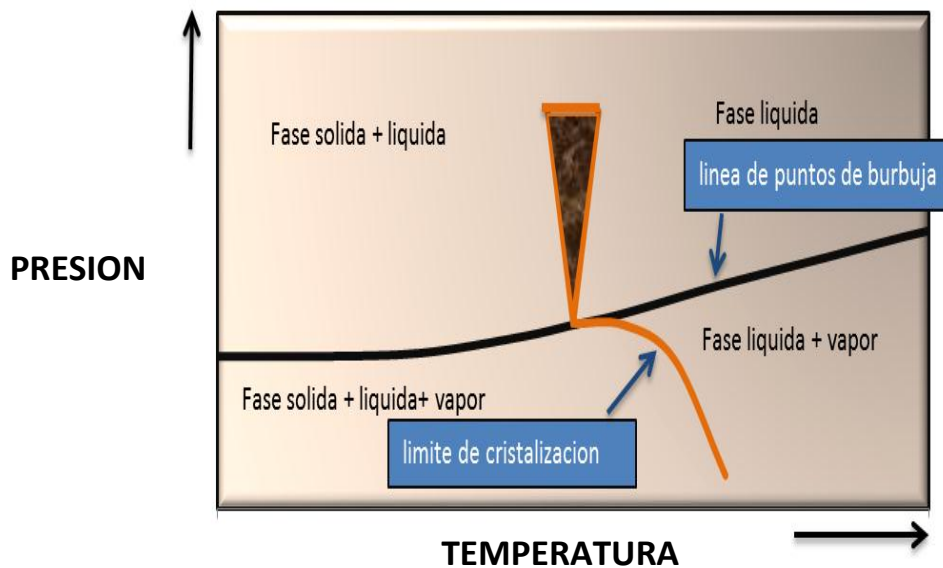
¹² Acevedo, Verónica. "Predicción de envoltentes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales." Tesis de grado. México. 2010

¹³ 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

¹⁴ *ibid.*

- Si se presenta precipitación en el yacimiento, posiblemente puede ocurrir depositación causando puenteo y bloqueo e incidir en el daño a la formación.
- Cambios en las características reológicas del crudo.
- Requerimiento de potencia extra para asegurar el flujo de los fluidos.
- Reducción de la producción de hidrocarburos por obstrucción del área de flujo dentro de la tubería de producción y en superficie.
- Falla en equipos de subsuelo y superficie.
- Cierre de los pozos.
- Incremento en el mantenimiento de los equipos.
- Aumento en los costos de prevención y tratamiento del problema.

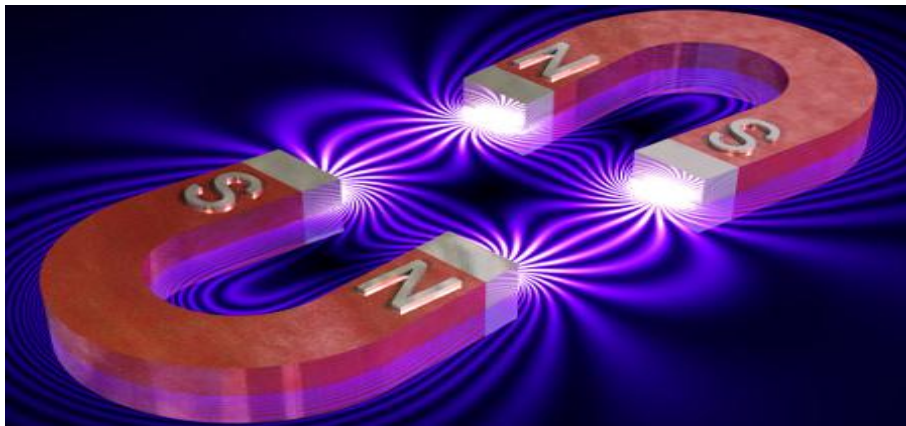
Figura 14. Envoltorio de la precipitación de parafinas



Fuente: Leontaritis, Kosta. *The asphaltene and Wax Deposition Envelope.*

Capítulo 2

2. IMPLEMENTACIÓN DEL TRATAMIENTO MAGNÉTICO COMO TÉCNICA DE INHIBICIÓN DE LA FORMACIÓN DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS



El magnetismo hasta la fecha ha sido una fuente de alto potencial para desarrollar tecnología que aplica a todo tipo de problema y en muchos casos se ajusta a las condiciones técnico-económico-ambientales con el mejor de los beneficios; por ello la industria petrolera y minero-energética son los usuarios más fieles a esta innovación.

El aseguramiento de flujo en los procesos de producción y transporte de hidrocarburos es un tema de vital importancia, que requiere de los procesos más sofisticados y de recursos humanos altamente competentes, y por ello el

magnetismo ha tomado lugar en este problema, proporcionando diferentes prototipos de acondicionadores magnéticos como una herramienta novedosa de apoyo en la producción argumentando su operación en fenómenos físicos estudiados y casos históricos en los que se han logrado análisis muy importantes.

Para entender o tener una mejor perspectiva del asunto a continuación se exponen los conceptos claves que identifican la naturaleza del magnetismo, que es el origen de donde surgen las técnicas de tratamientos magnéticos útiles para la inhibición de la precipitación y posterior depositación de compuestos orgánicos e inorgánicos, pero es de resaltar que este proyecto está enfocado hacia la inhibición de la precipitación de compuestos parafínicos ya que es el fenómeno más común en Campo Escuela Colorado debido a la naturaleza del crudo.

El magnetismo es un fenómeno físico que despierta mucha admiración y curiosidad por el ser humano quizás por el hecho que es una fuerza invisible a sus ojos. Teóricamente el magnetismo se define como la 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. Esta repulsión o atracción depende de los polos magnéticos que estén en juego, los cuales funcionan según la famosa lógica de “los polos opuestos se atraen”¹⁵.

2.1. Campo magnético¹⁶¹⁷

El campo magnético es una región acotada del espacio en la cual existe una fuerza que es capaz de ocasionar en los materiales un efecto repulsivo o de atracción. Teóricamente una zona magnetizada tiene su origen en una corriente eléctrica macro o microscópica de otra manera será por la naturaleza ferromagnética que tenga un material el cual es capaz de producir constantemente

¹⁵ La Real Academia Española brinda la anterior definición de magnetismo

¹⁶ Sears, Zemansky, Young, Freedman Física Universitaria Ed. PEARSON. México 2005

¹⁷ Gabriel A. Jaramillo Morales, Alfonso A. Alvarado Castellanos. Alvarado Castellanos. Electricidad y magnetismo. Ed. Trillas. México 2003

fuerzas magnéticas alrededor de su configuración geométrica. Experimentalmente se observa que al variar la dirección de la velocidad de una carga o del campo magnético la carga se ve afectada por fuerzas diferentes (en dirección y magnitud). Además la dirección de la fuerza es siempre perpendicular a la dirección de la velocidad, lo que significa que el campo magnético tiene carácter vectorial. Por ello se deduce la ecuación (2), que indica que la fuerza de campo magnético es proporcional al producto de dos magnitudes vectoriales y dicho producto resulta en una cantidad vectorial.

$$\vec{F}_m = q\vec{v} \times \vec{B} \quad (2)$$

Dónde:

\vec{F}_m : Vector fuerza magnetomotriz (fuerza magnética).

\vec{B} : Vector Campo magnético.

\vec{v} : Vector velocidad de la carga

q : Carga en movimiento.

La magnitud de la fuerza magnética se puede definir como:

$$F_m = qvB \sin(\alpha) \quad (2.1)$$

Dónde:

α : Es el ángulo existente entre la dirección de los vectores velocidad y campo magnético.

A partir de esta ecuación se puede encontrar las unidades físicas que adquiere el campo magnético, despejando la magnitud del campo magnético.

$$B = \frac{F_m}{qv \sin(\alpha)} \quad (2.2)$$

$$B = \frac{F_m}{qv \sin(\alpha)} \left[\frac{N}{c * \frac{m}{s}} * \frac{m}{m} \right] = \left[\frac{N * m * s}{c * m^2} \right] = \left[\frac{J * s}{c * m^2} \right] = \left[\frac{V * s}{m^2} \right] = 1 T \quad (2.3)$$

En esta instancia ya comprendido el origen de un campo magnético se dispone a conocer los conceptos más importantes manejados en el magnetismo.

2.2. Campo magnético estacionario¹⁸

Es aquel que no es variable con el tiempo, puede denominarse un campo magnético constante, este puede obtenerse de un imán permanente o de una corriente directa que viaja en un conductor. La ley básica que describe la manera en que se genera un campo magnético es la ley de Amper.

Establece que la integral de la línea de campo magnético simbolizada, \vec{H} en la trayectoria cerrada del conductor es igual a la corriente transportada por el mismo

$$\oint_c \vec{H} * dl = I_c \quad (2.4)$$

Entonces si se conoce la corriente eléctrica que circula por una línea conductora y la longitud de ella se puede determinar el campo magnético originado por dichas corrientes.

¹⁸ Ibid.

2.3. Flujo magnético¹⁹

El flujo magnético (φ_m) corresponde al número de líneas de campo magnético que atraviesan una superficie arbitraria. La ecuación (2.5) modela el comportamiento del flujo magnético.

$$\varphi_m = \oint \vec{B} \cdot \vec{dS} \quad (2.5)$$

La magnitud del flujo magnético se rige bajo la siguiente ecuación:

$$\varphi_m = BA \cos(\theta) \quad (2.6)$$

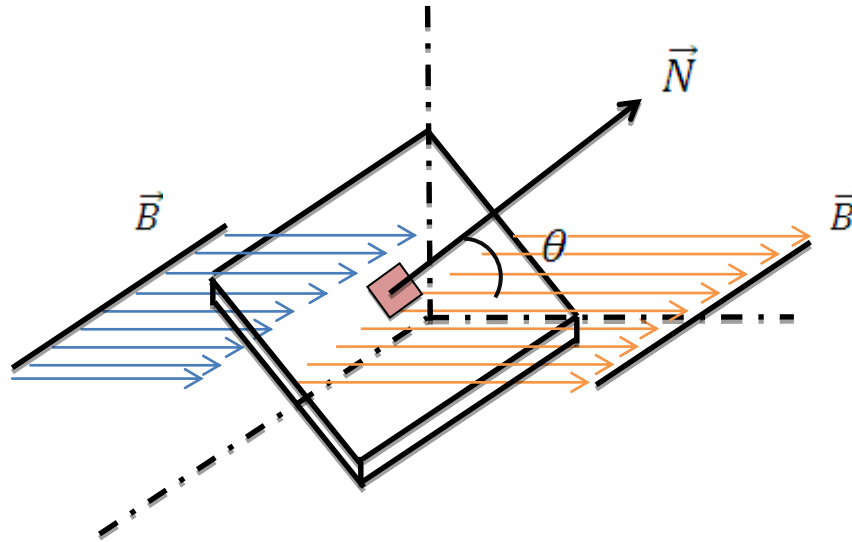
El flujo magnético es producido por la proyección del campo magnético sobre la perpendicular al área A (\vec{N}). Para que no haya mal entendido la densidad de flujo magnético, visualmente denotada como B, es el flujo magnético por unidad de área de una sección normal a la dirección del flujo, y es igual a la intensidad del campo magnético. Matemáticamente se define como:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0}{4\pi} \left[\frac{q\vec{v} \times \vec{\mu}_r}{r^2} \right] = \oint \left[\frac{(I\vec{dl}) \times \vec{\mu}_r}{r^3} \right] \quad (2.7)$$

En la figura 15 se pueden identificar las líneas de flujo que entran, las que salen y el ángulo que forman con respecto al plano que es atravesado.

¹⁹ Ibid

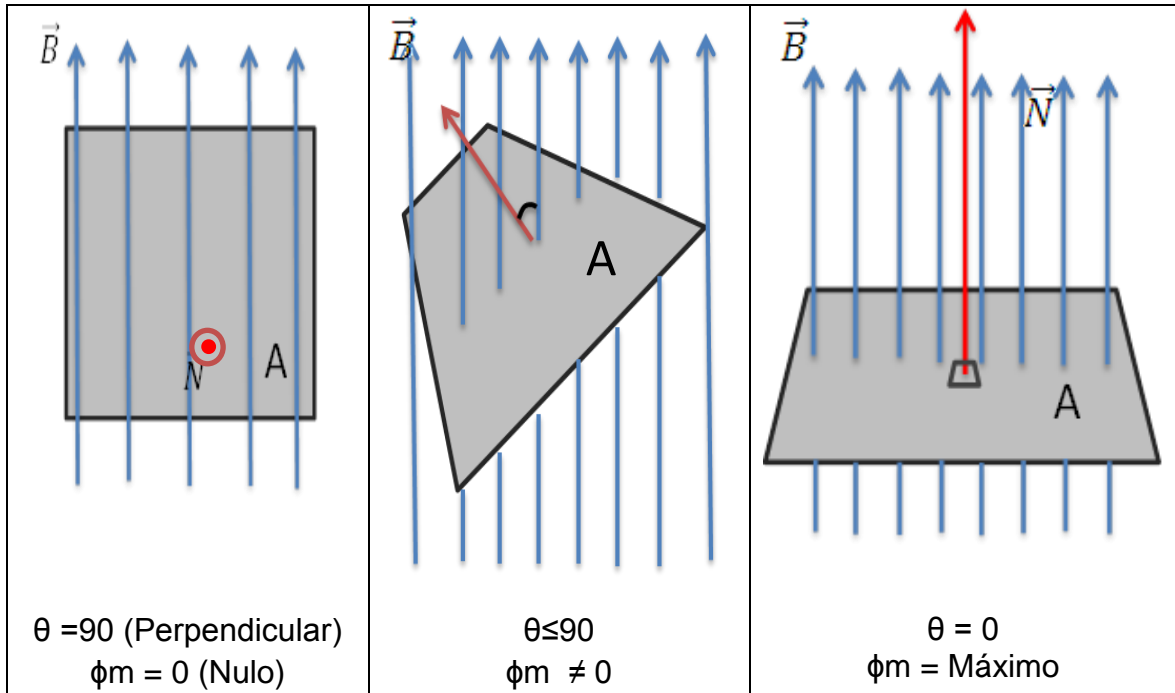
Figura 15. Flujo magnético. Las líneas azules son líneas de campo que impactan la superficie y las líneas naranjas son líneas de campo que salen de la superficie



Fuente: Sears, Zemansky. Física Universitaria con física moderna. Vol 2.

Si las líneas de campo magnético son paralelas a la superficie (y perpendiculares a \vec{N}), entonces el flujo es nulo. El valor del flujo aumenta a medida que el ángulo θ decrece, alcanzando su máximo valor cuando el campo es perpendicular a la superficie, (ver figura 16).

Figura 16. El flujo magnético a través de una superficie depende de su inclinación con respecto al vector.



Fuente: Sears, Zemansky. Física Universitaria con física moderna. Vol 2.

$$\Phi = B * S \quad (2.8)$$

\vec{B} Se le conoce como densidad de flujo magnético, y significa la cantidad de líneas por unidad de área en una sección de área perpendicular a la dirección de flujo.

El campo magnético también es descrito de la siguiente manera:

$$\vec{B} = \mu * \vec{H} \quad (2.9)$$

\vec{H} Describe cuan intenso es el campo en la zona afectada y se entiende como la capacidad que tienen un campo magnético de producir magnetismo por inducción. Una distinción muy particular que suele decirse entre \vec{H} y \vec{B} es que \vec{H} se refiere al campo en función de sus fuentes (corrientes eléctricas) y \vec{B} al campo en función de sus efectos (fuerzas sobre las cargas) y se relacionan de la siguiente

manera²⁰: μ Representa la permeabilidad magnética absoluta del medio en el que se desarrolla el campo magnético, esta hace referencia a la capacidad de un material para atraer y hacer pasar a través de sí los campos magnéticos.

2.4. Reluctancia

El concepto de reluctancia es análogo al concepto de resistencia eléctrica, pero este se opone al flujo magnético, la reluctancia de un material está sujeta a las características intrínsecas del material y a sus dimensiones que se consideran constantes. Entonces se dice que las líneas de campo magnético fluyen a través del camino con menor reluctancia en un material.

2.5. Método magnético para evitar la formación de los cristales de parafina.

2.5.1. Fundamento teórico: Más conocido como tratamiento magnético en la industria, es una técnica relativamente nueva en los diferentes programas de prevención e inhibición de la precipitación de orgánicos. Se compone por líneas imaginarias de fuerza con dirección constante que forma un circuito muy completo, a tales líneas se les denomina flujo magnético y a la densidad de esas líneas se les conoce como intensidad de campo magnético. Su fundamento se basa en la combinación de los principios de termodinámica con ecuaciones de hidrodinámica y electromagnetismo²¹

Esta técnica ha sido de gran virtud en la consecución de buenos resultados referentes al control de la movilidad de los fluidos hidrocarburo, en China²² se ha

²⁰ VILLABONA, César. GONZÁLEZ, Diana. "Mejora de la movilidad del crudo Parafínico mediante campos magnéticos". Tesis de Grado. Bucaramanga 2009.

²¹ Gustavo, Cabeza Sanjuán. "Aplicaciones del campo magnético en la prevención de emulsiones y precipitación de componentes orgánicos". Trabajo de grado. universidad del Zulia. 2006

²² Wang Biao y Dong Lijian. Paraffin characteristics of wax crude oils in china and the methods of paraffin removal and inhibition

implementado en cientos de pozos y en la mayoría de ellos ha demostrado cierta eficiencia considerable con respecto a los otros métodos de inhibición, pues representa menores costos de implementación, los riesgos son drásticamente reducidos si los comparamos con los métodos químicos, que con un mal manejo pueden ocasionar imprevistos en el mismo yacimiento daños a la formación. Además esta técnica recientemente descubierta tiene una gran ventaja y es que permite al sistema de producción tener un control continuo en la precipitación de parafinas.

- **Magnetismo en los materiales**

Los materiales adquieren cierta clasificación de acuerdo a como es su respuesta cuando se exponen a un campo magnético externo. Pues está claro que todo material reacciona ante la presencia de campos magnéticos por que los electrones de una muestra de cualquier tipo de material atómico, en sus orbitales constituyen pequeños circuitos con corrientes sometidos a esfuerzos y a torques. A nivel atómico normalmente existen momentos magnéticos \vec{m} . Cuando hay exposición a un campo magnético \vec{B} esos momentos magnéticos están sometidos a torques que tienden a alinearlos con el campo magnético. Ahora dependiendo del material este tendrá una respuesta en su momento magnético al ser influenciado por el campo. Un momento magnético en términos simples puede definirse como una representación vectorial con dirección perpendicular al circuito (orbital) de corriente en relación al área de circulación de esa corriente²³.

El movimiento de los electrones que forman un material hace que se induzcan pequeños campos magnéticos y en función de cómo se orienten estos pequeños campos magnéticos en presencia de un campo magnético externo los materiales presentan estas propiedades: diamagnetismo, paramagnetismo y ferromagnetismo

²³ CORDERO,Patricio. Capítulo 5: Propiedades magnéticas de la materia. 5 de Junio de 2007.

En resumidas cuentas el comportamiento de los materiales frente a los campos magnéticos depende de la estructura interna del material²⁴..

Los materiales diamagnéticos se caracterizan así porque la base de su comportamiento se explica en torno a su momento magnético nulo. Esto significa que sus electrones naturalmente no se mueven o sea no hay circuitos de corriente. Una vez un campo magnético externo influya en este tipo de materiales Inducirá una corriente eléctrica en los orbitales y por ende también un campo magnético interno pero con la particularidad de que este se opone al campo magnético externo por esa razón ($\vec{B}_{int} < \vec{B}_{ext}$). Esos materiales no son tan amigables con el magnetismo. La gran mayoría de las sustancias que existen en la naturaleza son de este tipo: por ejemplo bismuto, cobre, carbón, mercurio, oro, plata entre otros.

- **Materiales paramagnéticos**

Estos materiales son ligeramente magnéticos, caracterizados porque su grado de magnetización en respuesta a un campo magnético (susceptibilidad magnética) es pequeño pero positivo comparado con los materiales diamagnéticos en los cuales son negativos, la temperatura ocasiona un efecto invertido en la susceptibilidad magnética debido a que estas dos variables son inversamente proporcionales. Los materiales paramagnéticos se distinguen por que cuentan con un momento magnético no nulo a pesar que haya ausencia de un campo magnético externo y por su débil interacción magnética entre sus átomos. Normalmente sus átomos están distribuidos al azar pero cuando se aplica un campo magnético externo estos tienden a alinearse paralelamente a la dirección del campo, esta alineación es una tendencia que se opone a su agitación

²⁴ Unidad Didáctica nº4 Electrotecnia con ordenador, Trabajo realizado en la convocatoria de proyectos de innovación, promovida por el Programa de Nuevas Tecnologías de la Educación del Gobierno de Navarra España, para el curso escolar 2003-2004.

térmica²⁵. Como resultado de esta interacción el campo magnético interno a nivel atómico de estos materiales es mayor que el aplicado externamente, ejemplos comunes de estos materiales son: el aluminio, manganeso, oxígeno, sodio, titanio, tungsteno entre otros.

- **Materiales ferromagnéticos**

Los llamados materiales ferromagnéticos tales como lo es el hierro, el níquel y cromo tienen susceptibilidades magnéticas positivas y relativamente altas. En ausencia de campo magnético externo los momentos magnéticos de los átomos de estos materiales se conglomeran colectivamente en grupos de átomos conocidos como dominios. Estos materiales pueden lograr un estado de imantación espontáneo y consistente además de todo, los imanes son ejemplo de este comportamiento. Muchos materiales paramagnéticos suelen transformarse en ferromagnéticos a temperaturas muy bajas.

2.5.2. Efecto del tratamiento magnético en crudos parafínicos: Cuando el crudo fluye en un adecuado campo magnético las moléculas de parafina debido a su carácter diamagnético tienden a alinear sus polos con los del campo magnético externo, la acción que se ejerce sobre esas moléculas hace que cambie el patrón de rotación de los electrones y translación en sus orbitales. Esta interacción que sucede internamente se refleja en términos técnicos de ingeniería como una perturbación en el proceso de aglomeración de los cristales de parafina, debido a fuerzas de repulsión entre ellas mismas lo que les impide unirse y posteriormente precipitarse. Es así como se altera la morfología y reología del crudo mirándolo desde un perfil teórico.

²⁵ Ibid.

2.6. Antecedentes

Toda investigación debe ser respaldada por resultados previos y mediante ellos poder definir nuevas bases de estudio las cuales conlleven a resultados aceptables, por tanto ha sido necesario realizar una recopilación bibliográfica, para reunir los aspectos más relevantes y recomendaciones que han concluido diferentes autores en sus trabajos referentes a la aplicación de campos magnéticos a fluidos hidrocarburos. Entre los más destacados podemos encontrar algunos trabajos de popularidad internacional, e inclusive en un segundo plano pero no menos importante; algunos trabajos realizados aquí en Colombia especialmente por la universidad industrial de Santander.

2.6.1. Antecedentes internacionales sobre la aplicación de campos magnéticos a fluidos hidrocarburos

TÍTULO	AUTORES	DESCRIPCIÓN
Paraffin characteristics of wax crude oils in china and the methods of paraffin removal and inhibition	Wang Biao y Dong Lijian. Publicado en International Meeting on Petroleum Engineering in Beijing, PR China, 14-17 November 1995.	Desarrollan un método alternativo el cual se aplicó en la Republica China consiguiendo excelentes resultados, así como algunos aspectos influyentes en dichos resultados tales como: el corte de agua y la distribución de carbonos, pues de forma muy empírica se dedujo que para pozos con cortes de agua superiores al 50% la aplicación magnética es rentable y justificable. La aplicación del dispositivo magnético se hace en fondo de pozo a profundidades de: 1900ft-3100ft. Dicen que cuando el crudo fluye a través del magnetizador e interactúa con el campo magnético (para este caso, 150-250 mT) se genera un efecto el cual perturba y destruye la orientación momentánea de los polos magnéticos de las moléculas de parafina además de debilitar las fuerzas de dispersión cromática impidiendo así el crecimiento y coagulación de los cristales. Sugieren que no es conveniente aplicar esta técnica en crudos donde el contenido de cera es superior al 30 % p/p y con puntos de fluidez mayores a 40°C.

**Reducing
the Viscosity
of Crude Oil
by Pulsed
Electric or
Magnetic
Field**

R. Tao y X. Xu.
Publicado en
Energy & Fuels
2006, 20, 2046-
2051

Trabajan acerca de la aplicación adecuada de pulsos magnéticos para crudos de base parafínica y pulsos eléctricos para el caso de crudos base asfáltica. Agregan que el contenido de partículas parafínicas o asfálticas, el tamaño y la forma de estas pueden alterar las propiedades reológicas que conllevan a una disminución de la viscosidad. Observaron que la reducción de viscosidad no es permanente pero al menos dura varias horas, es repetible y muy económico

Partiendo de la hipótesis que establece que la viscosidad efectiva depende de cuanta libertad tienen las partículas en suspensión en una mezcla, cuanto menos libertad halla para dichas partículas más rápido se disipa la energía y más alta será la viscosidad efectiva. De acuerdo a esto ellos asumieron que la permeabilidad magnética de las partículas (μ_{mp}) debe ser diferente a la permeabilidad magnética de la base del fluido (μ_{mf}) y pues para facilitar el cálculo en sus modelos requiere que $\mu_{mp} > \mu_{mf}$. En un campo magnético las partículas son polarizadas a lo largo de la dirección de las líneas del campo además si las partículas son uniformes y esféricas de radio "a" formularon una expresión para describir el momento dipolar. Ver tabla 1.

Si la interacción con el campo magnético es muy fuerte las partículas se agregan en cadenas o columnas, posteriormente atascan el líquido y por ende la viscosidad aumenta; ahora, si el CM es en tal caso un pulso corto tanto, la interacción dipolar no tiene suficiente tiempo para afectar a las partículas y tampoco hay resultados. Este método es más útil en suspensiones densas que en diluidas.

Mediante sus análisis matemáticos calcularon el mínimo campo magnético que debe ser aplicado y el mínimo tiempo de interacción para conseguir cambios en las propiedades reológicas. Además de estas ecuaciones la tabla 1 revela los resultados de las pruebas experimentales en las cuales se trabajó 7 °C por debajo de su punto de cristalización para asegurar la existencia de partículas parafínicas dentro del crudo, donde se aprecia el cambio de viscosidad aproximadamente del 19,2 % en la reducción; el efecto duro cerca de 8 horas. Luego de todo ello intentaron aplicar campos eléctricos a crudos parafínicos y encontraron que un adecuado campo eléctrico también puede reducir significativamente la viscosidad de un crudo Parafínico ya que esta herramienta se conoce que es efectiva en crudos de base asfáltica.

Tabla 1. Resultados de pruebas experimentales de R. Tao et al.

$$\bar{m} = H * a^2 (\mu_{mp} - \mu_{mf}) (\mu_{mp} + 2\mu_{mf})$$

$$H_c = [k_B T / (n \mu_{mf})]^{1/2} [(\mu_{mp} + 2\mu_{mf}) / a^2 (\mu_{mp} - \mu_{mf})]$$

$$\tau = \frac{n^{-1/3}}{v} = \pi \eta_0 \frac{(\mu_{mp} + 2\mu_{mf})^2}{[\mu_{mf} n^{5/3} a^5 (\mu_{mp} - \mu_{mf})^2 H^2]}$$

Dónde: \bar{m} es el momento dipolar magnético k_B es la constante de boltzman, T es la temperatura absoluta, η_0 es la viscosidad aparente inicial, H_c la intensidad mínima de campo magnético, τ es el tiempo del pulso mínimo.

Resultado para muestra de crudo base parafina

Punto de cristalización @ 1 atmosfera (°C)	Temperatura de experimento (°C)	Intensidad de campo magnético (T)	Viscosidad Sin tratamiento @ 10 (°C) (cP)	Viscosidad Con tratamiento @ 10 (°C) durante 50 segundos (cP)
17	10	1,33	40,97	33,1

Fuente: Autores

<p>Wettability effect of coatings on drag reduction in paraffin deposition prevention in oil</p>	<p>Zhang, Xuejun <i>et al.</i></p>	<p>Luego de la ejecución de su trabajo, concluyo de forma muy general que cuando un crudo fluye a través de un campo magnético adecuado, sus propiedades químicas permanecen invariables pero sus propiedades físicas si se ven afectadas, reduciendo la viscosidad y el punto de fluidez. Sin embargo la técnica según Zhan, tiene algunas desventajas y una de ellas es que el diseño de sus equipos y forma a realizar depende de la composición del crudo, tasa de flujo, temperatura de operación, tamaño de tubería e interferencia de vibración y pulsación en el medio</p>
<p>Study Of Paraffin Crystalization Process Under The Influences Of Magnetic Fields And Chemicals</p>	<p>L.C.C: Marqués <i>et al.</i> presentado en <i>Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition held in Rio de</i></p>	<p>Emplearon 3 muestras sintéticas y una muestra de crudo, a las cuales se les aplicó diferentes configuraciones en intensidades de CM hasta 0.83T Los resultados mostraron una reversibilidad en la viscosidad en función del tiempo con una duración de al menos de 10 horas. . Los perfiles de viscosidad vs. Temperatura revelaron para las muestras sintéticas que un mayor tiempo de exposición produce mejores resultados en la reducción de la viscosidad @ 0.83T y 40°C, contrario a lo que sucede en las muestras de crudo pues a menor tiempo de exposición se obtienen mejores resultados, aunque este efecto solo se observa claramente a temperaturas</p>

	<i>Janeiro, Brazil, 30 August–3 September 1997.</i>	menores de 40°C @0.6T. Como recomendación a este trabajo se plantea evaluar otros parámetros tales como: microcomponentes del crudo, formaciones de aguas salinas, velocidad del fluido y posibles geometrías entre las líneas del campo magnético y la dirección del fluido. Ver tabla 2
--	---	---

Tabla 2. Especificaciones de las condiciones de prueba de L.C.C. Marqués

Intensidad de la herramienta: 0.23T-0.6T-0.83T			
Tiempos de exposición: 9.3s-13.3s-18.6s			
Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4
Mezcla industrial de parafina C16-C38, con un 95% de n-parafina y 5% de iso-parafina cíclica.	Octosano C24-C56 en n-heptano, 33%wt.	N-tricoseno C23-C48.	Crudo, 25%wt de parafina.
Fuente: Autores			

Efeito Do Campo Magnético Na Precipitação De Parafinas	<i>Rocha et al. 1998</i>	Replicó el procedimiento anterior (0.23T, 0.6T y 0.83T, variando el tiempo de exposición entre 9.28s, 12.38s y 18.56s) para determinar la influencia del campo magnético sobre las propiedades fisicoquímicas en dos muestras de crudo, uno de la Cuenca Reconcavo Baiano (Bahia) y otro de la Cuenca de Campos (Río de Janeiro) con un 25% p/p de parafina a una temperatura de yacimiento entre 60°C y 80°C. de lo cual se concluyó: -el punto de fluidez no registra cambios importantes, -por encima de la temperatura de cristalización no se registran cambios, caso contrario a cuando se evaluó por debajo cristalización de esta donde se observó un disminución leve de la viscosidad principalmente en la muestra de crudo debido a su mayor cantidad de parafinas.
Precipitation of Wax from Crude Oil Under the Influence of a Magnetic Field	<i>Chow et al. presentado en 49th Annual Technical Meeting of The Petroleum Society in Calgary, Alberta, Canada, June 8 - 10, 1998.</i>	Partidarios de la idea que la precipitación de parafinas puede ser modificada por la influencia de un CM, realizaron un trabajo investigativo donde no se obtuvo ningún cambio en propiedades como el punto de nube y la solubilidad de la cera en el crudo durante la exposición al CM. Sin embargo, es de tener en cuenta que en experimentos donde la temperatura se acerca al punto de nube la viscosidad aumento cerca del 20%, resultado que genera discrepancia con los realizados con otros autores.

<p>Perspective For Using Nd-Fe-B Magnets As A Tool For The Improvement Of The Production And Transportation Of Vietnamese Crude Oil With High Paraffin Content</p>	<p>N. P Thung <i>et al.</i> <i>Paper Physica B</i> 327 (2003) 443–447</p>	<p>Investigaron experimentalmente los efectos que pueden tener los imanes de Nd-Fe-B en el flujo de crudo a fin de establecer las condiciones óptimas de los instrumentos magnéticos que podrían construirse y aplicarse para el control de depósito de parafinas. Emplearon dos muestras de crudo de Vietnam, (White Tiger y el dragon con un punto de fluidez entre (30°C-34°C), (28°C-30°C) respectivamente. Después de ser tratadas térmicamente a 45°C durante 15 min, se bombearon permanentemente en las líneas de flujo de un banco de pruebas construido para este experimento durante 5 horas @0.85T. Los resultados muestran que a mayor intensidad magnética se da una mayor reducción de la viscosidad; el efecto del campo magnético sobre las muestras duró de 6 a 8 horas para este tipo. Finalmente concluyen que un alto contenido de salmuera en el crudo hace que el efecto magnético sea más eficaz.</p>
<p>Studying The Mechanisms Of Crude Oil Pour Point And Viscosity Reductions When Developing Chemical Additives With The Use Of Advanced Analytical Tools</p>	<p>Nguyen Phuong Tung <i>et al.</i> presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 17–19 April 2001.</p>	<p>Expresan que a condiciones óptimas de temperatura, campo magnético y tiempo de exposición se puede obtener resultados aceptables en los parámetros de movilidad (viscosidad y punto de fluidez) en la muestra de crudo tratada. Como recomendación hace referencia a la temperatura del crudo para llevar a cabo el tratamiento magnético la cual debería ser 10°C más que la temperatura del punto de fluidez del mismo. Para realizar su experimento emplean una intensidad de campo magnético de 0.43 T, con la cual obtienen una reducción en la viscosidad de dichos crudos de 20-25%. Los resultados se aprecian claramente en la tabla 3. De esta manera concluyen que factores como la concentración de resinas y asfaltenos en el crudo son determinantes en la reducción de la viscosidad de este a condiciones óptimas de campo magnético, ya que dichos componentes tienen una tendencia a adherirse a los cristales de parafina.</p>

Tabla 3. Resultados del trabajo de Nguyen Phuong Tung et al.

MUESTRAS DE CRUDO	RATA DE FLUJO (ML/S)	SIN TRATAMIENTO			CON TRATAMIENTO			
		PESO (g)	VISCOSIDAD PLÁSTICA, (cP)	STRES POR CEDENCIA (d/cm2) (75°C)	PESO (g)	% PROTECCIÓN	VISCOSIDAD PLÁSTICA, (cP)	STRES POR CEDENCIA (d/cm2) (75°C)
RP1	1,9	3,1	18.3	5,0	2.7	22.5	12.6	3.51
WT-CTP2	4,8	6,4	17,8	1,06	4.9	23.43	10.8	0.66
WT-801/8	4,8	5,6	8.0	1	4.5	19.6	20.9	0.6

Fuente: Tomado y modificado de *Studying the mechanism of magnetic field influence on paraffin oil viscosity and wax deposition reductions. Nguyen Phuong Tung et al.*

<p style="text-align: center;">Reduction of Paraffin Precipitation and Viscosity of Brazilian Crude Oil Exposed to Magnetic Fields</p>	<p style="text-align: center;"><i>Goncalves et al.</i> Publicado el 05/04/2010</p>	<p>Utilizaron tres muestras de crudo cuya composición se aprecia en la tabla 3, intensidades de CM de 1,3T y 0,3T con las cuales se pudo modificar el proceso de cristalización de las muestra manteniendo la temperatura constante y cercana a la temperatura de punto de nube. Se empleó un minuto de exposición al CM y se analizó la viscosidad antes y después del tratamiento. En los resultados se obtuvieron curvas de magnetización para las tres muestras lo cual evidencia que las muestras tratadas tienen un comportamiento diamagnético a altas intensidades de campo magnético; aun así existe una interferencia del campo magnético en la formación de los cristales. Para corroborar la premisa “la reducción de la viscosidad en algunos crudos es causada por la presencia de parafinas en el mismo y entre más contenido tenga éste más fuerte es la interacción entre el campo magnético y la muestra”. De acuerdo a sus resultados (ver Tabla 4) concluyeron que las parafinas no son el factor responsable en la reducción de la viscosidad, puesto que las muestras 1 y 3 a pesar de tener el mismo contenido en parafinas no presenta resultados similares por ello se fundamentaron en la prueba de NMR donde se pudo observar picos en los que identifican la presencia de agua (10% v/v) como factor de influencia en la muestra 1 la cual mostro cambios favorables</p>
---	--	---

Tabla 4. Resultados de pruebas experimentales de Goncalves et al.

MUESTRA	SIN TRATAMIENTO		CON TRATAMIENTO @1,3T - 1 min		
	PTO. DE CRISTALIZACIÓN (°C)	VISCOSIDAD (cP)	PTO. DE CRISTALIZACIÓN (°C)	VISCOSIDAD (cP)	
Muestra 1 (11% p/p) parafina)	45	66	41	INMEDIATAMENTE DESPUÉS	t=150 min DESPUÉS
				39	46
Muestra 2 (6% p/p) parafina)		215		215 @28°C	
Muestra 3 (11% p/p) parafina (1% natural del crudo y el 10% restante fue adicionado (75% alifático y 25% ramificado) con CN ²⁶ (C ₁₅ C ₅₈))	39	25		25	

Fuente: Tomado y modificado de “Reduction of Paraffin Precipitation and Viscosity of Brazilian Crude Oil Exposed to Magnetic Fields”

²⁶ CN: Número de distribución de carbonos de una mezcla de hidrocarburos

2.1.1. Antecedentes en Colombia sobre la aplicación de campos magnéticos a fluidos hidrocarburos

TÍTULO	AUTORES	DESCRIPCIÓN	
Efecto del Tratamiento Electromagnético y Químico sobre la Inhibición en la Formación de Cristales de Parafinas en Crudos de Alto Punto de Fluidez	Jesús Badillo y Johana Gomez	Experimenta sobre la efectividad de combinar el tratamiento magnético y químico en el crudo de Campo Escuela Colorado, analizó el comportamiento de cada uno por separado y luego combinado teniendo en cuenta el orden en que estos eran aplicados. Emplearon un circuito cerrado de tubería donde aplicaron un campo magnético perpendicular a la dirección de flujo. Los resultados de su trabajo se aprecian en la tabla 5, donde observaron que la viscosidad disminuye con la aplicación de cada tratamiento por separado y en forma combinada. Los mejores resultados surgieron al aplicar el orden (magnético-químico), al cual se le aplicó una intensidad de campo de 865 mT para tiempos de exposición de 1,6 s. de flujo, temperatura de operación, tamaño de tubería e interferencia de vibración y pulsación en el medio.	
Tabla 5. Resultados de las pruebas realizadas por Badillo y Gómez.			
	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
Fuente: Tomado y modificado de "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. Bucaramanga 2011.			
Influencia De Tratamiento Magnético En Las Propiedades De Flujo De Crudos Parafínicos	Luis Peña y J. Francisco Sarmiento ²⁷ .	En 1994, probaron dos configuraciones de campo magnético, una radial y la otra axial, en crudos de los pozos Payoa 1, Payoa 2, Lisama, Gasoleo y Suria, donde consiguen una disminución de 8°C en el punto de nube, entre 6 y 25 °C en el punto de fluidez y desde 9,1% a 69,5% en reducción de la viscosidad. La intensidad de campo con la que se consiguió la mejor respuesta en relación al punto de fluidez para las muestras de crudo de Payoa 1, Payoa 2 y Lisama fueron 6600 gauss lo equivalente aproximadamente a 660 mT y para las	

²⁷ Peña, Luis. Sarmiento, Juan Francisco. Influencia de tratamiento magnético en las propiedades de flujo de crudos parafínicos. Tesis. 1994

		<p>muestras de crudo de Gasoleo y Suria fue 1 T lo que es decir 1000 mT, de esta manera concluyen que el efecto principal del tratamiento magnético sobre las muestras de crudo parafínico es indiscutiblemente la reducción en la precipitación de parafinas y como agregado afirman que cualquier intensidad de campo magnético produce un efecto en las propiedades de flujo, por tanto el tratamiento magnético mejora las condiciones de bombeo de crudos parafínicos ya que reduce las pérdidas de presión por fricción.</p>
<p>Control Magnético De Parafinas En El Campo Lisama</p>	<p>Sandoval y Suarez</p>	<p>Sandoval y Suarez, también realizaron tratamiento magnético al crudo del campo Lisama, donde concluyeron que el campo magnético reduce considerablemente el punto de fluidez de los crudos parafínicos cuando son sometidos a bajos tiempos de exposición, encontraron que al aumentar ese tiempo de exposición, manteniendo la tasa de flujo y la intensidad de campo constante, el punto de fluidez disminuye lentamente hasta alcanzar un tiempo por encima del cual permanece constante.</p>
<p>Mejora de la Movilidad del Crudo Parafínicos mediante Campos Magnéticos</p>	<p>Diana Gonzales y Cesar Villabona</p>	<p>Evaluaron en pruebas dinámicas el efecto que podría ocasionar el tiempo de exposición al campo y la misma variación de intensidad de campo magnético, en 2 muestras de crudo de Campo Escuela Colorado, encontraron que el tiempo más favorable para llevar a cabo eficientemente el tratamiento magnético en el crudo col-25 era de 17,24s con un nivel de intensidad de 0,335 T condiciones con las cuales se consigue un punto de fluidez mínimo de -34°C, y las condiciones para el crudo col-63 respectivas fueron de 12,37s y una intensidad de CM de 0,336T. En ambos casos se consigue una reducción muy similar en el punto de nube de 5,3 y 5,2 respectivamente. Finalmente concluyeron que una reducción en el punto de nube y punto de fluidez se logra aplicando campos magnéticos, manteniendo el fluido a una temperatura por encima a la del punto de nube, de lo contrario el efecto podría ser inverso.</p>

Tabla 6. Resultado de las pruebas de Cesar V. y Diana G.				
MUESTRAS	INTENSIDAD DE CM (T)	TIEMPO FAVORABLE DE EXPOSICION (seg)	% REDUCCION EN EL PUNTO DE FLUIDEZ	% REDUCCION EN EL PUNTO DE NUBE
COL 25	0,335	17,24	18	5,3
COL 63	0,336	12,37	9	5,2

Fuente: Gonzales Diana y Villabona Cesar. "Mejora de la movilidad del crudo parafínicos mediante campos magnéticos". Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2009

Estudio De La Respuesta Reológica De Crudos Parafínicos De Campo Escuela Colorado Ante Un Campo Magnético	Johanna Almeyda Ramírez y Andrés Sebastián Ramírez Beltrán	<p>Estudiaron crudos parafínicos con adición de parafina sólida, agua destilada y crudo pesado a diferentes tiempos de exposición e intensidades de campo magnético en un arreglo perpendicular al flujo del fluido, los resultados obtenidos muestran que para la muestra Col 36 con 10% (v/v) de crudo pesado presentó una reducción de flujo másico lo que significa un aumento de viscosidad; mientras la muestra de crudo Col 25 presentó una disminución en la viscosidad, y esto es se hace evidente al comparar las condiciones iniciales del crudo en la tabla 7 y los resultados ya mencionados mejor expresados en la tabla 8. Allí mismo, se observó el punto de nube de la muestra Col36 con 2 % (p/p) de parafina sólida y del Col 25 las cuales reportaron algún cambio significativo, sin embargo ambos resultados no son coherentes el uno con el otro pues en la muestra de col36 + 2% (p/p) de parafina solida el cambio es negativo de acuerdo a los interese de esa investigación.</p>
--	--	---

Tabla 7. Caracterización de muestras.				
Muestra	Densidad (g/ml) a Texperimento (°C)	Viscosidad (cP) a Texperimento (°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	--	--

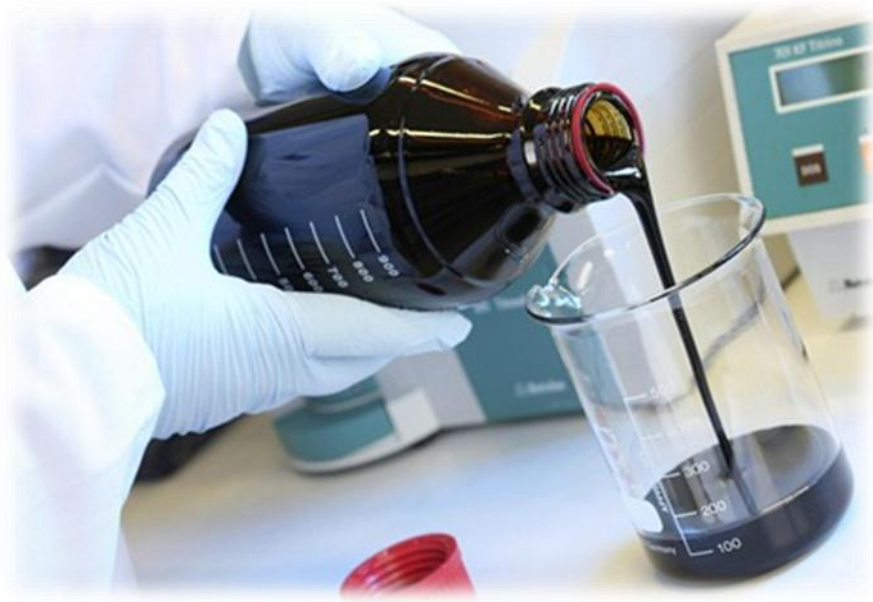
Tabla 8. Resultados del trabajo de Johana y Sebastián

Muestra	Viscosidad (cP) sin tratamiento magnético a T _{experimento} (°C)	Viscosidad (cP) con tratamiento magnético a T _{experimento} (°C)	Punto de nube sin tratamiento magnético (°C)	Punto de nube con tratamiento magnético (°C)
Col 36	2,45 @ 24	2,49 @ 24,2		
Col 36 + 2% (p/p) de parafina sólida	3,03 @ 24	3,03 @ 24	40,04	49,85@ 320mT
Col 36 + 10% (v/v) de agua destilada	3,09 @ 24,7	3,04 @ 24,7		
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	23,67	16,21
Col 25 + 2% (p/p) de parafina sólida	10,86 @ 24	10,89 @ 24		

Fuente: Tomado y modificado de "Estudio de la respuesta reológica de crudos parafínicos de Campo Escuela Colorado ante un campo magnético". Tesis de grado. Bucaramanga 2012

Capítulo 3

3. DISEÑO Y EJECUCIÓN DE MUESTREO EN CAMPO ESCUELA COLORADO



Esta sección de la investigación es importante, ya que la estructura del procedimiento de muestreo sustenta la selección de los pozos a los cuales se les tomará muestras de crudo para realizar las respectivas pruebas de tratamiento magnético.

3.2. Diseño de muestreo

El diseño de muestreo es el proceso mediante el cual se pueden identificar los pozos que cumplen los requerimientos de esta investigación, y el protocolo a seguir es el siguiente:

- Análisis estadístico de la población a muestrear
- Ajustar el diseño de acuerdo al contexto, aplicando criterios ingenieriles.
- Realizar los procedimientos estandarizados para la recolección de muestras (NORMA API RP 44).

Inicialmente se determina el número de pozos a muestrear “N” realizando un análisis estadístico. Posteriormente a este se adecúa teniendo en cuenta entre otros aspectos las facilidades de acceso, productividad del pozo y otros para finalmente seleccionar los pozos.

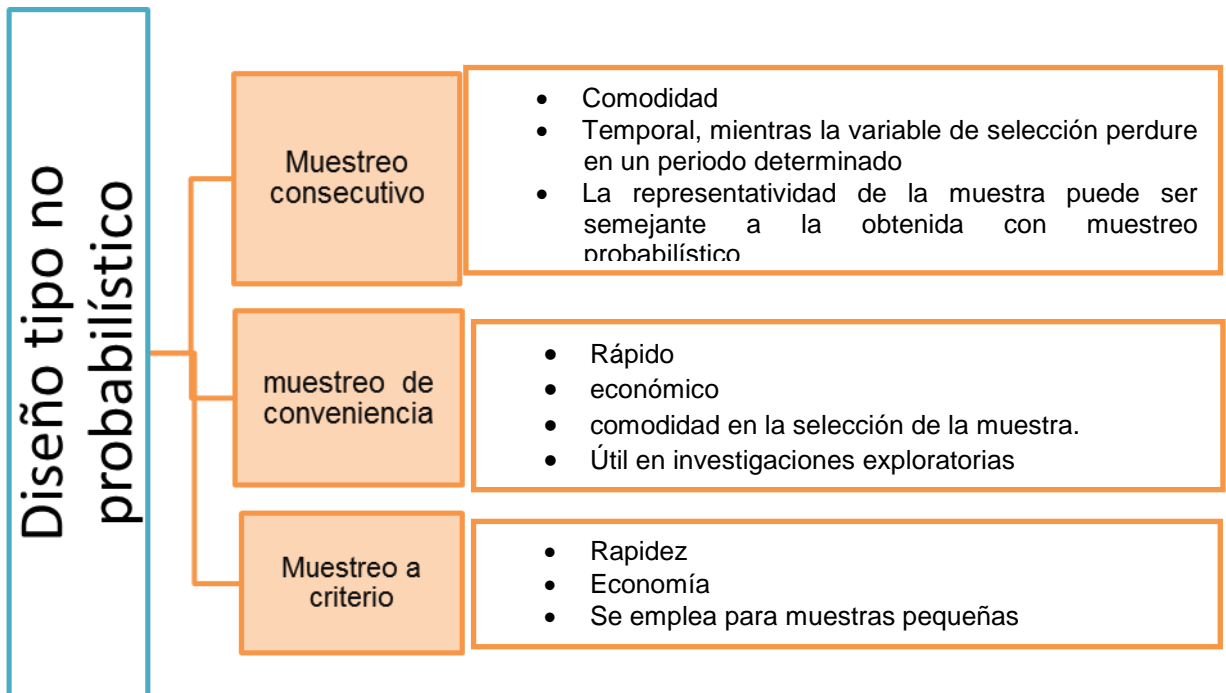
3.2.1. Tipos de muestreo: La clasificación general de los distintos métodos para ejecutar un diseño de muestreo se divide en muestreo no probabilístico y muestreo probabilístico.

En el **muestreo no probabilístico** no todos los sujetos tienen la misma posibilidad de ser seleccionados para la investigación, a consecuencia de esto no se puede garantizar que la muestra sea representativa. En la clasificación de este tipo de muestreo se pueden destacar.

- **Muestreo consecutivo:** es el muestreo no probabilístico más utilizado. Este consiste en elegir a todos los elementos que cumplan con los criterios de selección previamente planteados. Si se realiza de una forma adecuada la representatividad de la muestra puede ser muy semejante a una obtenida por muestreo probabilístico.

- **Muestreo de conveniencia:** Este tipo de muestreo consiste en seleccionar los sujetos más fácilmente accesibles.
 - **Muestreo a criterio:** También conocido como muestreo intencional, en este tipo de muestreo el investigador selecciona los sujetos que crea más conveniente para su estudio. En algunas ocasiones los métodos estadísticos sirven para resolver problemas de representatividad aun cuando se utilizan los tipos de muestreo no probabilístico, donde los caso no son seleccionados aleatoriamente. Este muestreo se hace útil cuando:
 - Se quiere cualificar, todos los casos no tienen la misma posibilidad de ser seleccionados para la muestra
 - Se requiere un conocimiento elevado de la población y permite hacer inferencias lógicas.
- En la figura 17 se observa algunas ventajas del muestro tipo no probabilístico.

Figura 17. Diseño tipo no probabilístico



Fuente: Tomado y modificado de *Fundamentos y técnicas de investigación comercial*, Grande Ildefonso Abascal Elena, 2009

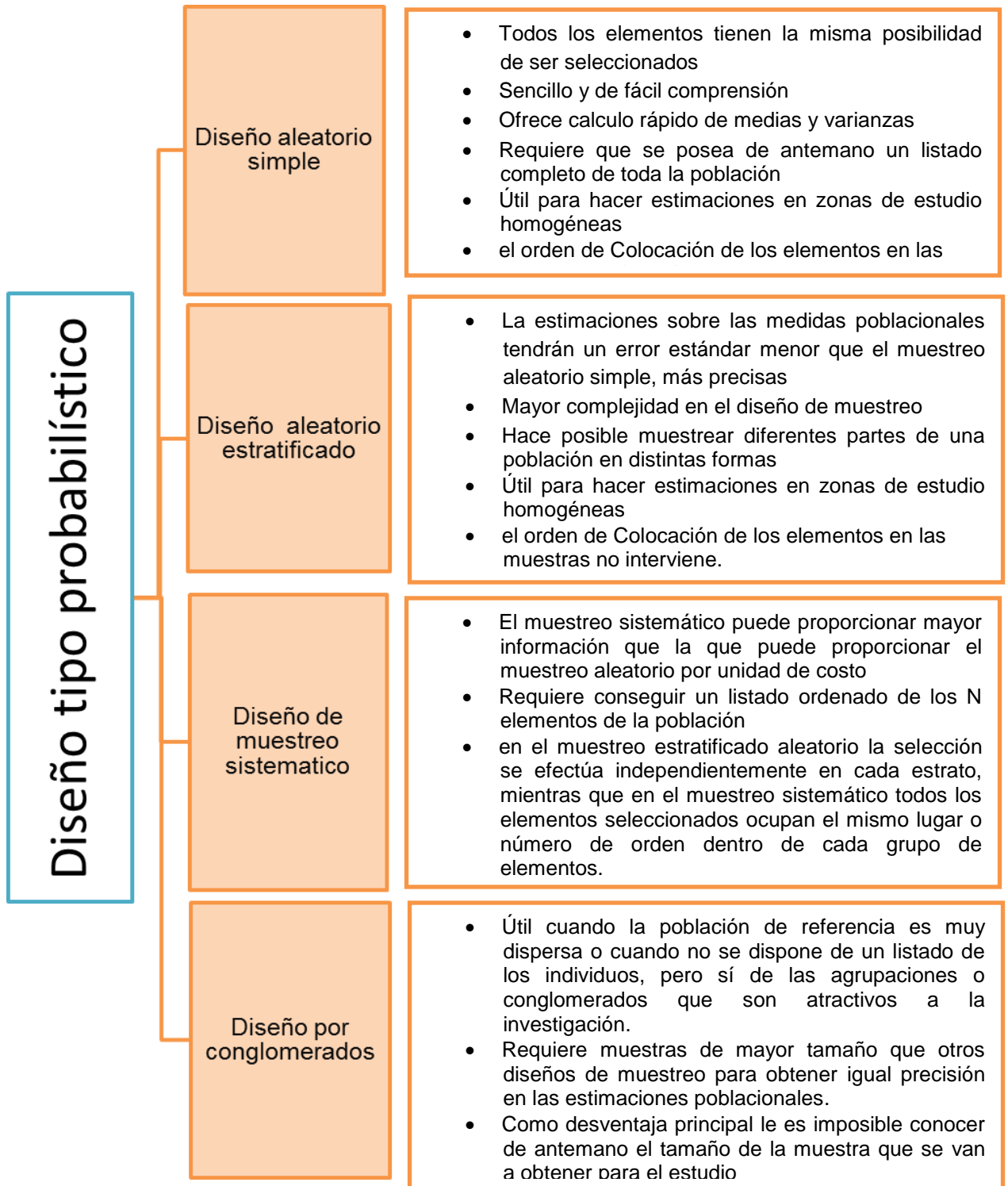
Por otra parte, en el **muestreo probabilístico** todos los sujetos a estudiar tienen la misma posibilidad de ser seleccionados para hacer parte del estudio, la selección se hace al azar; entre los cuales se pueden destacar.

- **Muestreo aleatorio simple:** De manera formal, este diseño básico o técnica de muestreo se define de la siguiente manera. Si se selecciona un tamaño de muestra n de una población de tamaño N de tal manera que cada muestra posible de tamaño n tenga la misma probabilidad de ser seleccionada, el procedimiento de muestreo se denomina muestreo aleatorio simple.
- **Muestreo aleatorio estratificado:** Es un diseño de muestreo probabilístico en el que se divide la población en subgrupos o estratos. La estratificación puede basarse en una amplia variedad de atributos o características de la investigación.
- **Muestreo sistemático:** una muestra sistemática se obtiene cuando los sujetos de la población de estudio son seleccionados de una manera ordenada. El primero sujeto de la muestra se escoge al azar.
- **Muestro por conglomerados:** Es un diseño de muestreo probabilístico cuya principal característica es dividir a la población en agrupaciones que dan credibilidad al trabajo que se esté desarrollando y posterior a ello seleccionar una porción de los grupos sea al azar o por medio de un método sistemático de la cual será obtenida la muestra.

Este tipo de muestreo define un método para obtener una muestra que será representativa de la zona o población de estudio en cuanto concierne a la característica o características de particular interés, para la consecución de tales muestras es necesario que la aleatoriedad en el proceso de selección sea totalmente explícita y además que permita dejar al descubierto la probabilidad que tiene un elemento particular o grupo de miembros de ser incluidos en la muestra de estudio.

En la figura 18 se observa algunas ventajas del muestro tipo probabilístico.

Figura 18. Clasificación de muestreo probabilístico



Fuente: Tomado y modificado de *Fundamentos y técnicas de investigación comercial*, Grande Ildefonso Abascal Elena, 2009

3.2.2. Limitaciones de muestreo: Los métodos de muestreo tipo probabilístico ofrecen mejores resultados de representatividad de las muestras en comparación a los métodos de muestreo tipo no probabilístico, sin embargo, estos poseen algunas limitaciones técnicas e ingenieriles las cuales dificultan la selección de las muestras y hacen que sea necesario recurrir a los métodos de muestreo no probabilístico; Pues un ejemplo claro de estas limitaciones en el sector petrolífero se da en caso de que se requiera hacer estimaciones sobre todo un yacimiento ya que por lo general no es posible obtener muestras de fluidos de todos los pozos lo cual le otorgaría mayor representatividad al muestreo. En estos casos se deben descartar algunos pozos lo cuales posiblemente presenten problemas técnicos tales como:

- Limitaciones para el uso de herramientas para la operación de muestreo
- Mal estado de las facilidades de superficie
- Pozo no fluye en superficie
- Taponamiento por deposición de orgánicos en el pozo o en superficie
- Limitaciones económicas por uso de herramientas especiales para el muestreo
- Acceso difícil al punto de muestreo

3.2.3. Análisis estadístico para la selección de muestras de crudo de Campo Escuela Colorado: Tras considerar los distintos tipos de muestreo y las principales características que los identifican, es necesario determinar la cantidad de pozos a muestrear.

La descripción de la geología estructural del yacimiento es un dato muy importante que limita la facilidad de realización de un muestreo representativo del mismo, pues la obtención de una muestra que reúna las características de estudio de alguna zona está sujeta a varios parámetros tales como: la heterogeneidad geológica del reservorio, la datación de la roca, el ambiente de deposición en el

cual se hallan originado dichos fluidos, posibles cambios en las propiedades de la roca entre otros escenarios. El fluido se considera uniforme en sus propiedades siempre y cuando la zona geológica en la cual se encuentre atrapado sea homogénea, sin embargo, en este caso el Campo Escuela Colorado presenta fallas y/o zonas compartimentalizadas que dificultan la selección de pozos debido a la variabilidad de las condiciones del fluido y de la roca. La formación Mugrosa es la formación que aporta la mayor cantidad de hidrocarburos a la producción, se divide en la Arena B y C y estas a su vez se subdividen en B1, B2, C1, y C2; depositada en un sistema fluvial meándrico caracterizada por intercalaciones de depósitos, areniscas de grano fino y lodolitas continentales; tiene un espesor que varía aproximadamente desde 1.800ft a 4500ft. Las principales propiedades de dicha formación se pueden apreciar en la tabla 9.

Tabla 9. Propiedades de las Zonas B y C-Formación Mugrosa

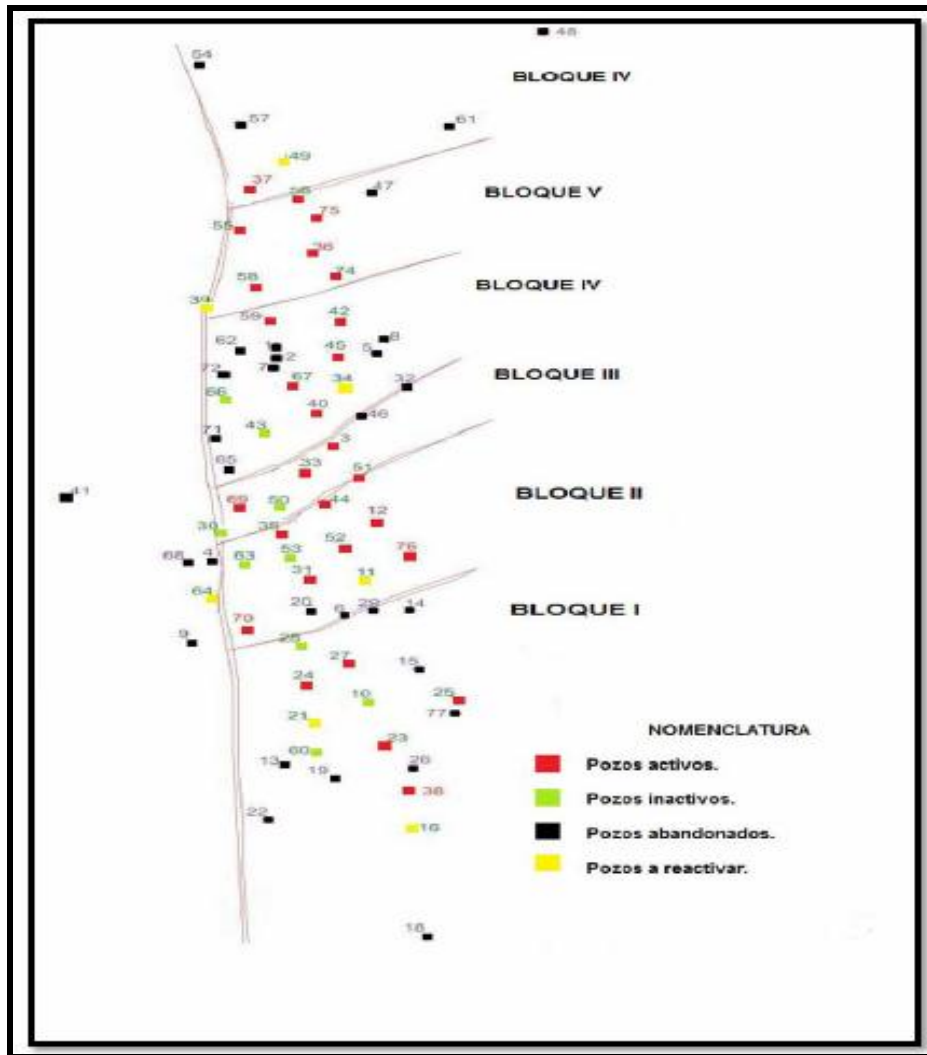
FORMACIÓN MUGROSA			
PARÁMETROS	Unidad	ZONA B	ZONA C
Tipo de fluido	-	Black Oil	
Área	Acres	4225	
Espesor de Arena neta	Ft	116	114
Profundidad promedio	Ft	2000	3500
Presión estática inicial	psi	900	3000
Temperatura del yacimiento	°F	114	174
API promedio	API	41.2	39.7
Presión de burbuja	psi	648	2078
Viscosidad @Pb	cP	1.64	0.462
Bo @Pb	RB/STB	1.091	1.401
Rs @Pb	SCT/STB	140	648
Porosidad	%	13.2	17.6

Fuente: Tomado y modificado de estudio de Ecopetrol. Diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia Centro Oriente. 2003

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, comprendido por un sistema de fallas en el Bloque Colgante de la falla Colorado,

de los cuales se distinguen 5 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia la relajación del sistema de esfuerzos compresivos, por tal motivo el campo se divide en 6 Bloques²⁸ (Figura 19)

Figura 19. Mapa de estado de producción de los pozos



Fuente: Tomado de Mapa de estado de los pozos, anexo D, folder frente de caracterización primer informe. 2006

Una vez mencionada la información correspondiente a la geología del campo se procede a realizar el diseño de muestreo, como primera medida se consideran

²⁸ Cifuentes, José Armando. Metodología para la selección de pozos y diseño del programa de muestreo para caracterizar los fluidos de la formación Mugrosa del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga. 2013

importantes dos factores sobre los cuales se basaría el análisis estadístico. El primer factor tiene que ver con la Arena productora “Arena C” la cual fue escogida por ser la zona que contiene más hidrocarburos líquidos en comparación con la Arena B. El segundo factor hace referencia a la distribución geográfica de los pozos, ya que arealmente las propiedades de un yacimiento varían de acuerdo a características de la estructura, además según la ubicación estratégica de un pozo se puede deducir si ese fluido puede ser representativo para determinada zona o estructura; para ejemplificar un poco más este concepto sería conveniente observar la ubicación del pozo Col 18 perteneciente al Bloque 1, que aunque ya está abandonado su lejanía con los demás pozos hace que posiblemente el crudo que llegase a producir por este pozo diferiría en sus características con los demás ya que la variación de las propiedades de la roca se da a medida que se avanza tanto areal como verticalmente, ¡claro está!, este ejemplo toma lugar en dado caso que se realizara un procedimiento de reacondicionamiento y reactivación del pozo.

- **TAMAÑO DE LA MUESTRA**

En primera instancia se realiza un muestreo probabilístico aleatorio estratificado el cual divide la población en grupos en función de un carácter para después muestrear cada grupo aleatoriamente. Al realizar el muestreo al Campo Escuela Colorado se toma como una unidad a los bloques, la estratificación se aplica a la cantidad de pozos activos.

En el diseño del muestreo estratificado no solo se debe decidir por el tamaño de la muestra n , sino también sobre el reparto de los estratos n_h , este reparto se denomina afijación²⁹ la cual puede ser simple, proporcional y optima, esta última selecciona las submuestras en proporción al tamaño del estrato y su homogeneidad.

²⁹ Fundamentos y técnicas de investigación comercial, Grande Ildfonso Abascal Elena, 2009

La cantidad de pozos necesaria para dar el enfoque que este proyecto plantea se fija en 6 pozos los cuales serán para este caso la afijación óptima, y deben cumplir básicamente 4 parámetros que serán mencionados posteriormente, dichos parámetros se establecieron para acortar el campo o el rango de pozos posibles que entren en la investigación.

Por tanto, a cada bloque en que se divide el campo, se realiza una selección proporcional al número de pozos y a la afijación, aplicando la siguiente ecuación:

$$n_i = \frac{N}{N_t} * n_h \quad (3)$$

Dónde:

n_i : Tamaño de la muestra por bloque

N : Número de pozos activos por bloque

N_t : Número de pozos activos totales

n_h : Afijación óptima

En la tabla 10 se presenta el número de pozos que se deben muestrear por cada bloque aplicando dicho criterio estadístico.

Tabla 10. Relación de Bloques y pozos a muestrear en Campo Colorado

BLOQUE	(N) NÚMERO DE POZOS ACTIVOS/BLOQUE	(ni) NÚMERO DE POZOS A MUESTREAR/BLOQUE
1	2	1
2	3	1
3	1	0
4	3	1
5	5	2
6	2	1
TOTAL (Nt)	16	6

Fuente: Autores

3.2.4. Parámetros de estudio en la selección de los pozos a muestrear: Una vez obtenido el número de pozos a muestrear siguiendo el criterio estadístico se necesita definir cuáles se pueden desde el punto de vista de ingeniería ser muestreados, por tanto se han planteado los siguientes 4 parámetros de selección:

- Contenido de sales (valores más altos)
- Contenido de agua en emulsión $BSW > 0,025\%$
- Representación de las arenas
- Facilidad en obtención de las muestras

Entre estos criterios, la salinidad y contenido de agua se espera como principales factores de influencia en los resultados y los restantes en la posibilidad de obtener las muestras.

Las muestras de crudo adecuadas para esta investigación deben tener un equilibrio entre las anteriores propiedades (BSW y contenido de sales), es decir, deben adquirir rangos que satisfagan dicho perfil “no exceder contenido en alguna(s) propiedad(es) y en otras tal vez carencia del mismo”. Todo lo anterior se fija de esta manera para observar que tanto pueden influir en el fenómeno esos parámetros, puesto que cada una de esas variables tiene características especiales que permiten deducir algunos comportamientos:

- La salinidad del crudo en algunos casos según la cantidad presente en el fluido acarrea problemas de tratamiento, pero de acuerdo a los intereses de esta investigación las sales tienen una naturaleza magnética particular que no poseen los hidrocarburos y que además en los trabajos previos realizados dejan cierto interés en definir el comportamiento del fluido frente a esta variable en los tratamientos magnéticos.
- El contenido de agua se considera como principal responsable en los cambios reológicos obtenidos mediante la influencia de campos magnéticos y eléctricos, sin embargo, ese resultado puede en un sentido crítico ser originado por posibles emanaciones de calor debido a la interacción del campo y el fluido, y obviamente el agua absorbe mucho más calor de los hidrocarburos y de esta manera puede notarse un cambio debido a la transferencia de energía entre ambas fases, pero es claro que el agua magnéticamente es más flexible a cambios en su comportamiento que los hidrocarburos, entonces deja cierta incertidumbre sobre los efectos que puede o no aportar al fenómeno de estudio.
- Los pozos a muestrear se requieren que sean preferentemente de la arena C debido a que posee las mayores reservas del campo.

- La facilidad en la obtención de las muestras ha sido estipulado como un parámetro debido a la situación actual de inactividad que presenta el Campo Escuela Colorado.

En la tabla 11 se muestra el estado actual de cada uno de los pozos de Campo Escuela Colorado.

En la tabla 12 se muestran las propiedades previamente mencionadas que facilitarían la selección de los pozos, la caracterización de estos pozos se realizó entre los meses de Diciembre del año 2012 y Enero-Marzo de 2013.

Tabla 11. Estado actual de los pozos de Campo Escuela Colorado

POZOS ACTIVOS (16 POZOS)
COL 24: Inactivo
COL 25: INACTIVO POR ALTO NIVEL EN ALMACENAMIENTO DE CRUDO
COL 33: Inactivo
COL 35: Inactivo
COL 36: Inactivo
COL 37: Inactivo
COL 45: Inactivo
COL 49: INACTIVO POR ALTO NIVEL EN ALMACENAMIENTO DE CRUDO
COL 52: INACTIVO POR ALTO NIVEL EN ALMACENAMIENTO DE CRUDO
COL 55: Inactivo
COL 56: Inactivo
COL 59: INACTIVO POR ALTO NIVEL EN ALMACENAMIENTO DE CRUDO
COL 67: Inactivo
COL 74: Inactivo
COL 75: Inactivo
Mojada: INACTIVO POR ALTO NIVEL EN ALMACENAMIENTO DE CRUDO
POZOS INTERMITENTES (3)
COL 11: Inactivo
COL 31: Inactivo
COL 76: Inactivo

POZOS ESPERANDO EQUIPO DE VARILLO/ W.O (17)
COL 03: PP.
COL 12: No produce
COL 16: Inactivo 100% Agua- Esperando equipo de W.O
COL 19: Esperando equipo de varilleo
COL 21: En observación. Alto corte de agua
COL 23: Inactivo por alto nivel en almacenamiento de crudo. Pegado parafinado
COL 27: Inactivo
COL 34: Inactivo 100% Agua- Esperando equipo de W.O
COL 38: Inactivo
COL 39: En observación. Dejo de producir
COL 40: Inactivo. Parafinado
COL 42: Esperando equipo de varilleo
COL 44: Inactivo
COL 51: Inactivo
COL 58: Inactivo
COL 69: Inactivo
COL 70: Inactivo. Daño en línea de producción
EQUIPO DE VARILLO (1)
Sin novedad

Fuente: Informe Producción Enero 2014. Campo Escuela Colorado

Tabla 12. Propiedades pozos de Campo Escuela Colorado

BLOQUE	POZO	BSW	SAL EN CRUDOS ARUBA D512 LB NAACL/ KB CRUDO	SAL EN CRUDOS ASTM D512 PPM	ARENA	SELECCIONADOS
1	COL 24	0,025	5,22	17450	B1-B2-C1-C2-ZNA	
	COL 23	0,05	-	32500	B1-B2-C2	
	COL 25	0,1	5,84	19400	B1-B2	X
	COL 27	0,1	6,45	21500	C1-C2	
	COL 38	0,2			B2-C1-C2	
2	COL 52	0	-	42000	C1-C2-C3-ZNA	
	COL 76	0,025	14,43	49600	C1-C2-C3-D	X
	COL 11	1,7	185,86			
	COL 35	0,1	-	42500	C2-C3-ZNA	
	COL 31	0,05	5,53	18800	B1-B2-C1-C2-C3	
	COL12	0,3			C2-C3-D	
	COL 44	1	3,707	12700	C1-C2-C3-ZNA	
	COL 70	0,24			C1-C2	
CPL 64	0,22					
3	COL 33	0,1	4,61	15700	C1-C2-ZNA	X
	COL 03	0,4	3,0727		C1-C2-D	
4	COL 67	0,1		5500	B1-C1-C2	
	COL 59	0,2			B1-B2-B3-C1-C2-C3	
	COL 40	0,3		42000	C1-C2-C3-D-ZNA	
	COL 45	0,1	20,28	69700	C1-C2	X
5	COL 36	0,025	6,14	21700	B1-B3	X
	COL 55	0,1	-	15000	B1-C1-C2-C3	
	COL 56	0,9	-	28000	C1-C2-C3	
	COL 74	0,1	5,84	19400	C1-C2-C3	X
6	COL 37	0	-	22000	B0-B1-B2-C1-C2-C3-ZNA	
	COL 49	0,025	5,53	19300	C-D-E	X

Fuente: Tomado y modificado de "Reporte de resultados tratamiento de crudo". Campo Escuela Colorado.

3.2.5. Elección de pozos de muestreo: Una vez planteado el diseño de muestreo mediante el método probabilístico estratificado, se utiliza un método de elección basado en los parámetros establecidos en el anterior numeral y observados en la tabla 11 y 12, dicho procedimiento descartara algunos de los pozos activos por estructura, que se perfilan como poco representativos de tal bloque.

Los pozos seleccionados para el proceso de muestreo se presentan en la tabla 13.

Tabla 13. Pozos preseleccionados para realizar tratamiento magnético.

BLOQUE	POZO	JUSTIFICACIÓN
1	Col 25	Cuenta con buenas características, a pesar que no contiene agua en un aspecto considerable, contiene un alto valor de BSW y de sales.
2	Col 76	El BSW se encuentra dentro del rango establecido BSW=0,025% y se poseen muestras ya de dicho pozo.
3	Col 33	Es la única opción desde el punto de vista de pozos activos además no se desvía de los estándares ya fijados para la selección. Cuenta con un buen porcentaje de saturados, y una salinidad aceptable.
4	Col 45	Tiene una salinidad muy significativa, al igual que el BSW.
5	Col 36	Este crudo se escogió por la facilidad de obtención, además presenta una salinidad aceptable al igual que el BSW. Se considera como opcional.
	Col 74	Facilidad de obtención debido a que Campo Escuela ya lo cedió para fines de este alcance. Además, los valores de BSW y contenido de sal están dentro del rango aceptable.
6	Col 49	Sus valores los parámetros requeridos para la selección. Se tienen muestras de dicho pozo.

Fuente: Autores

3.2.6. Ejecución de muestreo: De los pozos candidatos finalmente se descartó el Col-25, debido a que ya fue utilizado en un estudio anterior de aplicación de campo magnético.

A esto crudos se les midió BS&W y contenido de sal en el Laboratorio de Fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus resultados se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14. Características de los pozos seleccionados para realizar el tratamiento magnético

BLOQUE	POZO	ARENA	BSW %	CONTENIDO DE SAL (PPM)
2	Col 76	C	0,025	49600
3	Col 33	C	0,1	15700
4	Col 45	C	0,1	69700
5	Col 36	B	0,025	21700
	Col 74	C	0,1	19400
6	Col 49	C-D-E	0,025	19300

Fuente: Autores

Capítulo 4

4. DISEÑO EXPERIMENTAL



En toda investigación es necesario realizar un diseño experimental el cual permite dar validez a sus resultados, el cual se centra en el análisis de aquellas variables que interactúan en los procesos con mayor o menor incidencia. El análisis de estas variables por lo general está sujeto a un conjunto de pruebas en donde se realizan cambios deliberados en las variables de entrada de un sistema, para observar e identificar las razones de peso que producen los cambios que pudiesen presentarse en los resultados finales o mejor aún en las variables de salida. La previa planeación, organización y forma en que se plantee desarrollar la metodología experimental permite obtener conclusiones válidas y objetivas.³⁰

En esta investigación en particular se tienen dos variables independientes que son la base de dicho estudio: el caudal de flujo y la intensidad de campo magnético, a estas variables se le realizaran cambios fijados según un plan de ejecución el cual

³⁰ Montgomery. Douglas. C. Diseño y análisis de experimentos. 2da edición. 2004.

se basa en resultados de investigaciones anteriores realizadas para algunos de los pozos de Campo Escuela y del Campo Lisama que pertenecen a la misma cuenca sedimentaria (ver tabla 5 hasta la tabla 8, antecedentes)

Las variables de salida se muestran en la tabla 15.

Tabla 15. Pruebas de laboratorio a realizar con su respectivo método/equipo

PRUEBA	MÉTODO/EQUIPO
Viscosidad	Viscosímetro Brookfield Norma ASTM D402-06
Punto de nube	Calorimetría Diferencial (DSC) Norma ASTM D4419- 90 (2010)
Punto de fluidez	Norma ASTM D 97

Fuente: Autores

4.1. Tipo de diseño experimental

Para la ejecución de las pruebas se debe tener claro el número de pruebas a realizar, para lo cual se estableció un diseño tipo factorial n^k para lo cual “n” es el número de niveles que se manejarán en dichas pruebas y “k” indica el número de variables que van a interactuar en distintas condiciones.

En pro de lo anterior se planteó utilizar 2 variables “k=2” con lo cual el diseño factorial resulta 2^2 ; las pruebas se reproducirán conforme a lo establecido en la tabla 16, donde se observan las distintas configuraciones de los parámetros de estudio y el número de pruebas de interacción en el banco de pruebas. La variable de salida es el punto de fluidez, variable sobre la cual se aplican los análisis estadísticos además de ser el criterio que se fija para evaluar la aplicabilidad del tratamiento magnético. Sin embargo, también se desea obtener un estimado del efecto que produce el campo magnético sobre la viscosidad y el punto de nube para cada uno de los pozos tratados, con lo que pueda caracterizarse a grosso modo la respuesta del Campo Colorado al tratamiento magnético.

Una vez aclarada la finalidad de las pruebas, el procedimiento a seguir es la ejecución del tratamiento acorde a lo planteado anteriormente en la tabla 16. Para ello, es conveniente realizar las pruebas bajo los esquemas de diseños de experimentos aleatorizados, pues es la mejor opción para restarle cabida a aquellas variables que no hacen parte de este estudio, pero que en una perspectiva más detallada pueden alterar o perturbar los resultados de la ejecución de dichas pruebas originando un rango de incertidumbre asociado a un error sistemático, dichas variables pueden ser: la temperatura, la presión, las condiciones de flujo, contenido de gas en el crudo y composición inorgánica del fluido entre otras.

Tabla 16. Configuración de los parámetros de estudio

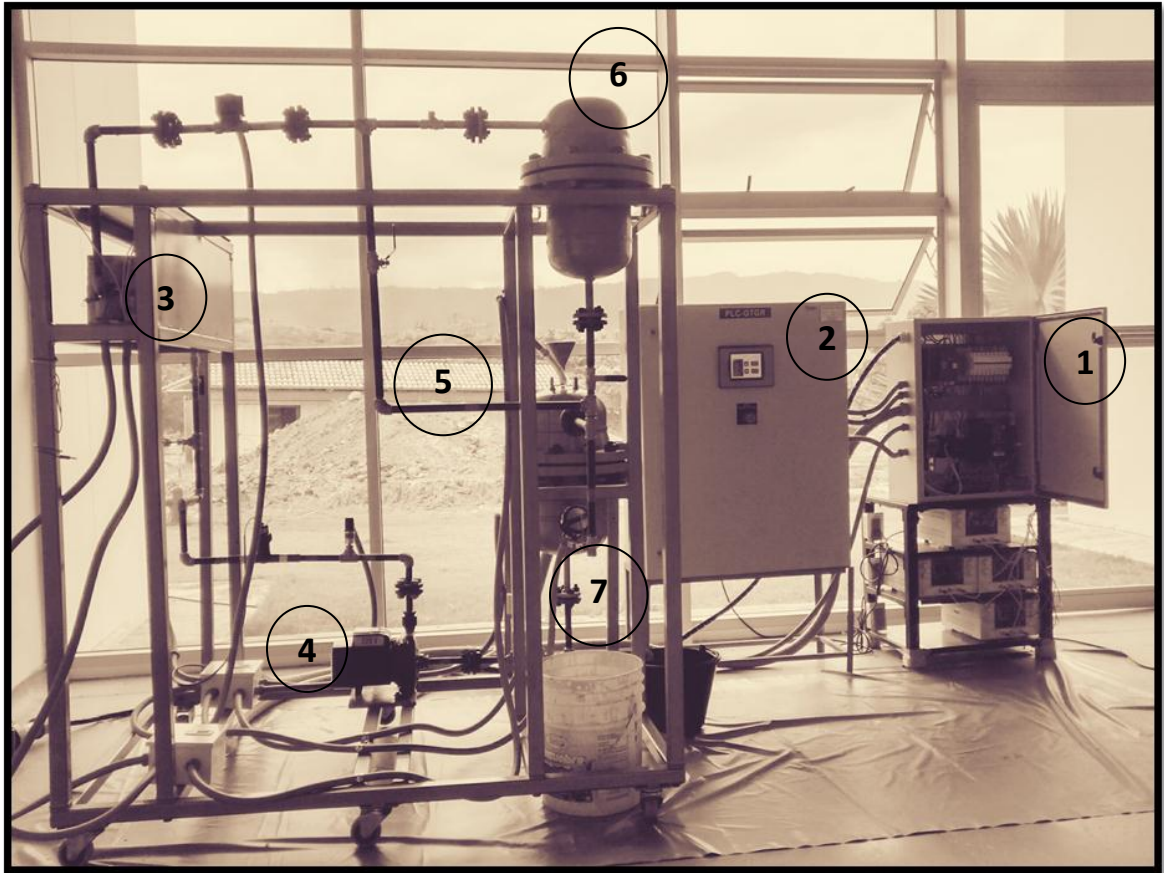
CORRIDAS DE PRUEBAS	CAMPO MAGNÉTICO		TASA DE FLUJO	
	ALTO	BAJO	ALTO	BAJO
1	X		X	
2	X			X
3		X	X	
4		X		X

Fuente: Autores

4.2 Banco de pruebas

El banco de pruebas es un circuito de flujo el cual fue elaborado con el propósito de simular las condiciones de tránsito de fluido del crudo desde el yacimiento hacia superficie, modificando algunas variables como el caudal de flujo y la intensidad de campo magnético. Inicialmente se planteó un sistema de calentamiento a través del uso de una resistencia eléctrica con el fin de simular condiciones térmicas del fluido en la cara de la arena productora, pero fue necesario descartarlo por inconvenientes en la implementación; por lo cual, las pruebas serían realizadas a temperatura ambiente. Una vez iniciadas las pruebas de tratamiento se procederá a evaluar los cambios presentados en el crudo después del tratamiento. En la figura 20 se observa la configuración real del banco de pruebas.

Figura 20. Fotografía banco de pruebas



- | | |
|-----------------------------|------------------------------------|
| 1. Tablero de Potencia. | 5. Conjunto Tubería 0.5" |
| 2. Tablero de Control | 6. Tanque de recepción de muestras |
| 3. Herramientas magnéticas. | 7. Tanque de almacenamiento |
| 4. Bomba centrífuaa | |

Fuente: Autores

4.3. Niveles de las variables para el tratamiento

En esta parte del proyecto se debe aclarar qué dimensiones toman los niveles de las distintas variables usadas para dichos experimentos y bajo que fundamentos o argumentos se radica dicha decisión. Es importante mencionar que para este caso se va a trabajar a temperatura ambiente, dicha temperatura no va a ser

modificada a lo largo de las pruebas por facilidad en la manipulación del banco de pruebas

4.3.1 Campo magnético: El rango de aplicación de esta variable depende principalmente de los resultados obtenidos en anteriores investigaciones, ya que lo que se pretende lograr es un cambio favorable en las propiedades que faciliten y optimicen la movilidad del fluido. Sin embargo, esta variable también está condicionada a unos límites físicos previamente diseñados.

Los niveles de intensidad planteados en la tabla 17 se basan en las siguientes investigaciones y los resultados de dichas investigaciones se pueden observar en la tabla 5 hasta la tabla 8.

- Gonzales Diana y Villabona Cesar. “Mejora de la movilidad del crudo parafínicos mediante campos magnéticos”. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2009
- Badillo Jesús y 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 pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2011
- Ramírez Johana y Ramírez Andrés. “Estudio De La Respuesta Reológica De Crudos Parafínicos De Campo Escuela Colorado Ante Un Campo Magnético”. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2013

Tabla 17. Niveles del campo magnético

NIVEL MÍNIMO	NIVEL MÁXIMO
110 mT	310 mT

Fuente: Autores

¿Por qué dichos niveles?

Estos valores de campo magnético se definieron teniendo en cuenta que en las investigaciones planteadas anteriormente encontraron que a partir de un valor determinado de campo magnético el comportamiento reológico del fluido empieza a tornarse diferente sin afirmar que el resultado sea positivo, además de esto se ha llegado a la hipótesis que existe un intensidad óptima de campo magnético para obtener un cambio favorable en el cual las partículas orgánicas mejormente organizadas (saturados) van a perder el hábito de aglomerarse y crecer a las condiciones que normalmente suelen hacerlo debido a que sobre dichas partículas se opone una fuerza magnética impartida por la fuente generadora que perturba la atracción que entre las mismas moléculas o componentes parafínicos existe naturalmente, y por consiguiente el resultado es mantenerse dispersas en el mismo fluido.

Ese comportamiento depende mucho del tipo de fluido, la composición a nivel molecular que tenga el mismo y muy seguramente a las condiciones de flujo; por lo tanto, aun sin tener la certeza de los resultados se piensa fielmente en que los resultados serían similares con mucha mayor probabilidad que suceda en los crudos con contenidos apreciables de agua y de sales, ya que estos físicamente si tienen una interacción conocida con los fenómenos magnéticos.

4.3.2. Tasa de flujo: El caudal de flujo es importante puesto que las condiciones de flujo físicamente acarrearán fenómenos que tienen en el fluido algún tipo de efecto. La velocidad de flujo de un fluido condiciona el comportamiento de algunos parámetros físicos y de interés en la industria.

El flujo se asocia a una presión y siempre que existe una presión existe una temperatura la cual sin ningún control previo puede variar según se den las condiciones en el sistema, y por supuesto la densidad del fluido puede tornarse ligeramente diferente por efecto de la presión ya que estamos manipulando fluidos compresibles y se refleja en la velocidad de flujo, además las condiciones en el fluido que viaja también definen efectos de transferencia de energía diferentes si es laminar, si es turbulento, o si es más bien mixto.

Desde la perspectiva física lo que realmente se tiene en cuenta y bajo lo cual se fundamenta la selección de un rango adecuado de operación en cuanto a la velocidad de flujo se refiere, es la aproximación a los caudales reales que suelen presentarse en la producción de pozos petroleros en este trabajo se tendrá en cuenta producción histórica promedio de los pozos de Campo Escuela Colorado.

Los caudales seleccionados se presentan en la tabla 18.

Tabla 18. Niveles de tasa de flujo

NIVEL MINIMO	NIVEL MAXIMO
175 cm ³ /s	240 cm ³ /s

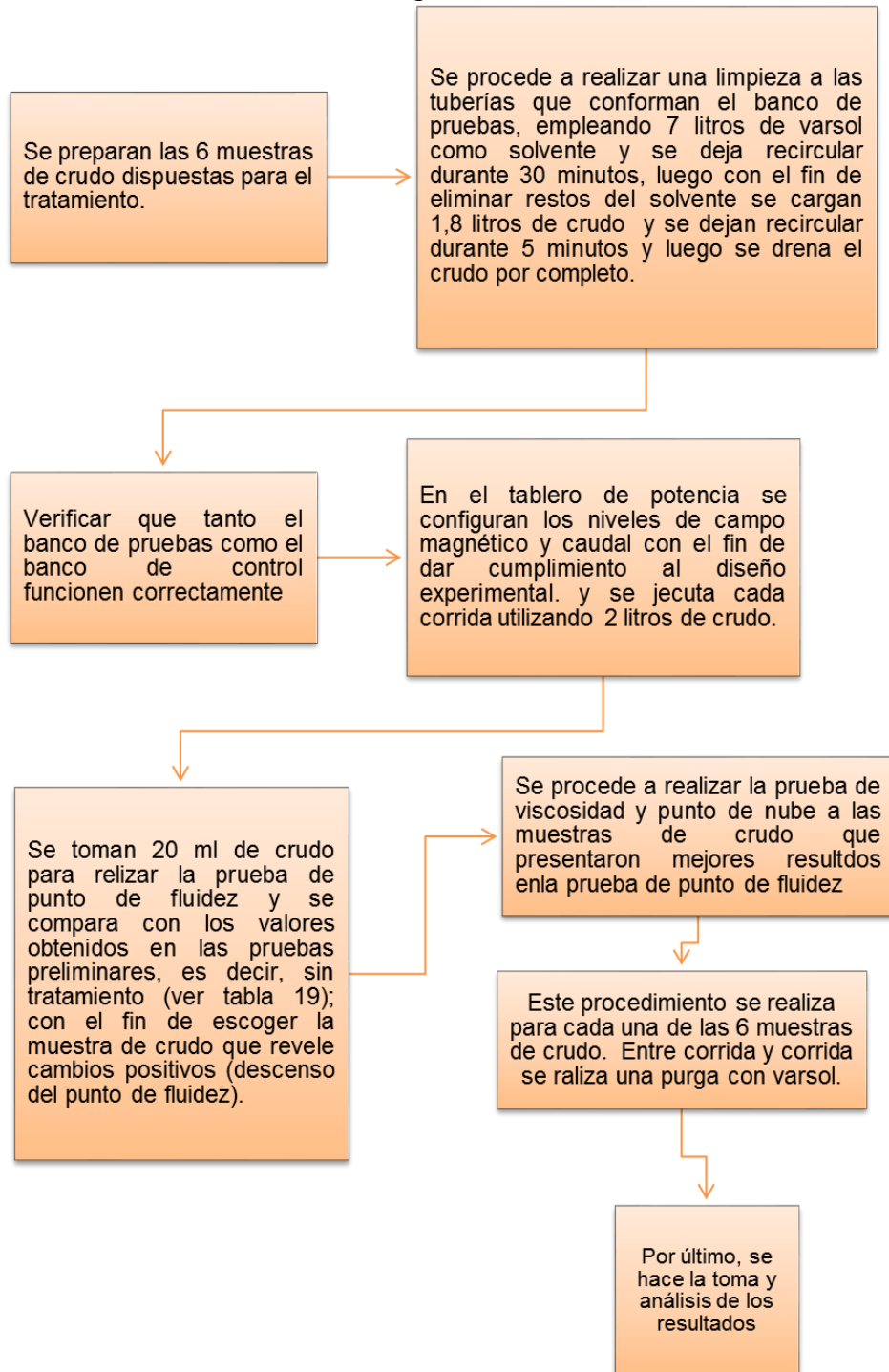
Fuente: Autores

Estos caudales representan 95 bbl/d y 130 bbl/d respectivamente y están basados en los antecedentes y la capacidad de la bomba instalada en el banco de pruebas

4.4. Metodología para el desarrollo de las pruebas de tratamiento

Culminada esta primera fase de las pruebas experimentales solo resta aplicarle tratamiento magnético a las muestras seleccionadas en condiciones dinámicas ya establecidas y para ello en la figura 21 se muestra un esquema de la metodología planteada para la correcta realización de las pruebas de laboratorio.

Figura 21. Metodología para ejecutar las pruebas experimentales con tratamiento magnético.



Fuente: Autores

4.5. Cálculo del tiempo de exposición al campo magnético

Para la ejecución de los experimentos se toma como punto de partida que el flujo que se genera en las tuberías del banco a las condiciones manualmente establecidas y el flujo real a escala de campo se den en forma laminar.

Por ello se estima que el número de Reynolds del banco y del campo sean iguales:

$$Re_{banco} = Re_{campo} \quad (4)$$

Se conoce la relación que existe entre la velocidad de flujo y el área transversal de la tubería y también la relación de velocidad lineal uniforme (el caudal es estable por lo tanto la velocidad lineal es uniforme)

$$Q = (v)(A) \quad (4.1)$$

$$v = \frac{x}{t} \quad (4.2)$$

Para relacionar estas ecuaciones de tal manera que describa el tiempo que demora un fluido en transitar una longitud específica a condiciones determinadas de flujo volumétrico es necesario igualar las ecuaciones (4.1) y (4.2)

$$x = \frac{Q * t}{A} \quad (4.3)$$

Y para efectos de cálculo se despeja el tiempo que demora en transitar una longitud x

$$t = \frac{\pi * r^2 * x}{Q} \quad (4.4)$$

La longitud de la tubería del circuito es exactamente 697 cm con un diámetro de 0.5" equivalentes a 1.27 cm, teóricamente se planteó manejar 2 caudales 175 cm³/s y 240 cm³/s que corresponden a los niveles bajo y alto respectivamente, la configuración del banco de pruebas cuenta con 20 cm de tubería rodeada por herramientas magnéticas las cuales generan para este experimento intensidades de 110 mT y 310 mT que igualmente corresponden a los niveles bajo y alto para efecto de cumplimiento del diseño experimental. De acuerdo a lo anterior se reemplazan los valores de estas variables en la ecuación (4.4), para obtener el tiempo de magnetización bajo y alto dependiendo del caudal.

$$\Delta t_{MB} = 0,15 s \quad (4.5)$$

$$\Delta t_{MA} = 0,105 s \quad (4.6)$$

Estos tiempos son equivalentes para un delta de volumen que pasa por los 20 cm donde se encuentran las herramientas magnéticas, por lo que es necesario hacer unos cálculos matemáticos para obtener el tiempo de magnetización de todo el volumen en las tuberías y tanques, es decir, los 1,8 litros de crudo.

Ahora se calcula el tiempo de tránsito para que el fluido recorra los 592 cm de tubería y longitud del tanque (1 vuelta al circuito), tanto para el caudal que representa el nivel bajo (Q= 175 cm³/s) como para el que representa el nivel alto (240 cm³/s).

El delta de volumen de magnetización es el volumen que se encuentre en el tramo de los 20 cm donde operan las herramientas magnéticas

$$dv = \pi * r^2 * \chi_{EM} I_m \quad (4.7)$$

De esta ecuación resulta que el volumen de magnetización en un t determinado es $dv=25.34 \text{ cm}^3$. Ahora en forma general se tiene que el volumen que circula en tuberías y tanques es:

$$v = \int_0^L \pi * r^2 * dx + vol_{Tank} = 1.8 L \quad (4.8)$$

Valor que corresponde al volumen total de crudo para la corrida.

Partiendo de la ecuación (4.8) el volumen que transita en tubería permanentemente es 883 cm^3 y el volumen en tanque es el restante y equivale a 917 cm^3 .

El tiempo que tarda el crudo (1800 cm^3) en transitar todo el circuito para el caudal bajo y alto son $t_1 (1 \text{ vuelta})=10,282 \text{ s}$ y $t_2 (1 \text{ vuelta})=7,5 \text{ s}$, respectivamente y resultan de la ecuación 4.9.

$$Q = \frac{v}{t} \quad 4.9$$

Ahora bien, sabiendo que el flujo dentro de la tubería y los tanques es laminar y teniendo en cuenta consideraciones tales como: el flujo en todos los puntos de la tubería es constante y que cuando se alcanza la estabilidad en el flujo la tubería siempre está llena, se realiza un cálculo para determinar cuantas vueltas realiza el crudo en un tiempo estimado de 60 s para un caudal de 130 bbl/día equivalentes a $240 \text{ cm}^3/\text{s}$, dicho tiempo se escogió como apropiado según algunas recomendaciones y es este en el cual permanece las herramientas magnéticas prendidas,

Por lo tanto:

En 60 s el crudo bajo un caudal de flujo de $240 \text{ cm}^3/\text{s}$ realiza 8 vueltas, se evidencia en el siguiente cálculo.

$$\#VUELTAS = \frac{TIEMPO\ ESCOGIDO\ DE\ OPERACION\ AL\ CAMPO\ MAGNETICO}{t_2(1\ vuelta)} \quad (4.10)$$

Este número de vueltas debe cumplirse para todas las corridas con ambos niveles alto y bajo y en todas las muestras, por ello para hacer cumplir esa condición se requiere calcular el tiempo que deben permanecer las herramientas magnéticas para las corridas de tratamiento con caudal bajo (175 cc/s) puesto que este demora más para lograr una vuelta al circuito. De esta manera resulta que el Tiempo escogido de operación para caudal bajo es 82,28 s.

Tabla 19. *Tiempos de operación de la herramienta magnética*

Tiempo de operación herramienta magnética caudal bajo (s)	Tiempo de operación herramienta magnética caudal alto (s)
82,28	60

Fuente: Autores

Finalmente se calcula el tiempo real de magnetización para los 1800 cm³, que sería

$$t_{mag} = \Delta t_{MB} * \# vueltas \quad (4.14)$$

Dando como resultado 1,2 s para el caudal bajo y 0,84 s para el caudal alto.

Capítulo 5

5. ANALISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS



La disminución en el valor del punto de nube es una cuantificación real y precisa del efecto del campo magnético sobre el inicio de la precipitación de parafinas de crudo muerto, pero es una prueba costosa por lo cual se ha optado por tomar el punto de fluidez como punto de referencia para evaluar los cambios que se puedan obtener y medir el punto de nube y viscosidad a las muestras que reflejaron mayores cambios en el punto de fluidez.

Las variables a manipular en el banco de pruebas se observan en la tabla 20.

Tabla 20. Parámetros de trabajo para la ejecución de las pruebas

NIVELES	CAUDAL (cm ³ /s)	INTENSIDAD DE CM (mT)	TIEMPO (s)
BAJO	175	110	1,2
ALTO	240	310	0,84

Fuente: Autores

Se realizarán pruebas preliminares al crudo “pruebas en blanco”, es decir, a cada uno de los crudos antes del tratamiento con el cual se evaluarán los efectos que puede causar la implementación de la técnica no convencional en el proceso de estudio. Ésta información puede apreciarse en la tabla 21.

Tabla 21. Pruebas en blanco

POZOS	PUNTO DE NUBE (°C)	PUNTO DE FLUIDEZ (°C)	VISCOSIDAD (cP)
Col 33	26	12	5,2
Col 36	20	-15	2,7
Col 45	25	9	3,9
Col 49	21	9	4,9
Col 74	22	3	4,3
Col 76	21	3	6,9

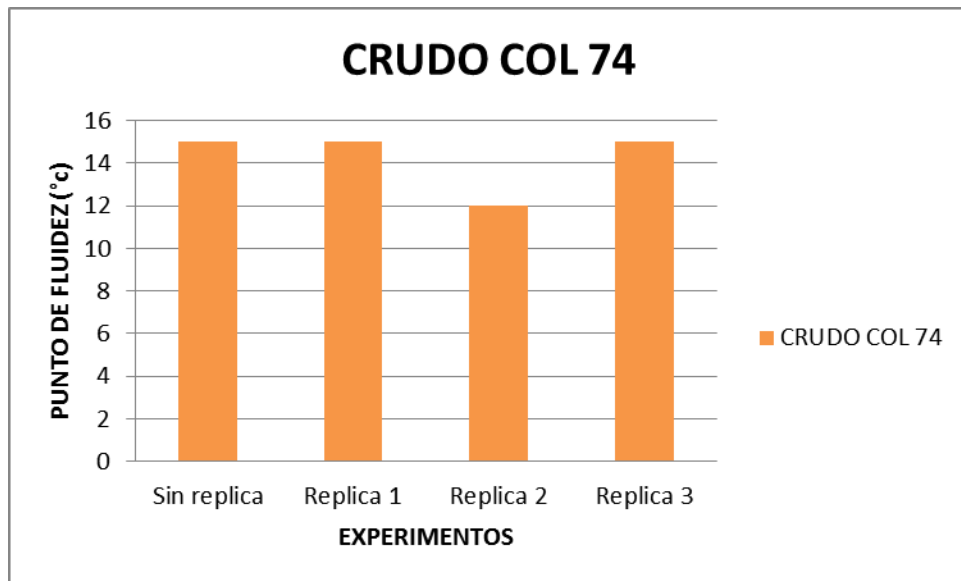
Fuente: Autores

5.1. Estabilidad de experimentación

Factores como la manipulación de pruebas en el laboratorio, ejecución de las corridas y de las pruebas, alteraciones de los elementos del simulador, pueden generar errores en los resultados, por lo que para el crudo Col 74 se repitió la prueba de punto de fluidez en el nivel AB, es decir, caudal bajo y campo

magnético alto; cabe aclarar que el procedimiento para cada una de las réplicas fue el mismo. Los resultados se observan en la figura 22

Figura 22. Repetibilidad de prueba de punto de fluidez



Fuente: Autores

A continuación se calcula el promedio, la desviación estándar y el coeficiente de variación que vienen dado directamente por:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (5)$$

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{x})^2}{n}} \quad (5.1)$$

$$CV = 100 * \frac{S}{\bar{x}} \quad (5.2)$$

Se reemplazan los valores en las ecuaciones anteriores, se obtienen los valores de: $\bar{X} = 14.25, S = 1.3, CV = 9.11\%$, mostrando un buen grado de confiabilidad para los procedimientos realizados en cada experimento y posteriores mediciones del punto de fluidez.

5.2. Punto de fluidez

En la figura 23 se observa el equipo para realizar la prueba de punto de fluidez, dichas pruebas se realizaron en el laboratorio de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) en el Parque Tecnológico de Guatiguará.

Figura 23. Equipo refrigeración para punto de fluidez



Fuente: Autores

Los resultados obtenidos en la prueba de punto de fluidez se observan en la tabla 22.

Tabla 22. Resultados punto de fluidez después del tratamiento

POZO NIVELES	PUNTO DE FLUIDEZ (°C)				
	SIN TRATAMIENTO	AA	BA	BB	AB
COL 33	12	6	6	3	9
COL 36	-15	-15	-12	-3	0
COL 45	9	0	6	6	0
COL 49	9	3	3	6	6
COL 74	3	9	9	9	15
COL 76	3	6	9	6	9

AA: 240 cm³/s y 310 mT
BA: 175 cm³/s y 310 mT

BB: 175 cm³/s y 110 mT
AB: 240 cm³/s y 110 mT

Fuente: Autores

Dependiendo del tipo de fluido el tratamiento magnético de forma tentativa resulta una técnica aparentemente eficiente ya que presentó mejoría en varias de las muestras tratadas referente a su punto de fluidez. Desde la perspectiva preliminar de los resultados se resalta como dato de interés que los cambios favorables se presentaron en aquellas muestras que en su estado natural tienen un elevado punto de fluidez, debido a que son crudos de carácter parafínico.

Como se observa en la tabla 22, para los crudos Col 33, 45 y 49, el efecto del tratamiento magnético sobre la reducción del punto del fluidez es evidentemente muy buena, pues se alcanzó una disminución máxima de 9°C que equivalen a un

75% para el crudo Col 45, y una disminución máxima de 6°C que equivalen a un 67% para los crudos Col 33 y Col 49.

En muestras de crudo como el Col 36 cuyo punto de punto de fluidez es muy bajo se considera que no es un crudo atractivo para este tipo de procedimientos, ya que a condiciones de tratamiento magnético el punto de fluidez no mostró mejorías, mostró un efecto contrario en el buen desempeño que tiene el crudo para fluir a bajas temperaturas (ver tabla 22); caso similar se presentó en los crudos Col 76 y 74 donde el punto de fluidez tuvo un incremento hasta 6°C y de 9°C respectivamente comparados con el valor de punto de fluidez sin tratamiento, 3°C para ambos pozos.; razones que llevaron a realizar una réplica a los crudos Col 36, 74 y 76, para poder comprobar si en definitiva el tratamiento no es eficaz para dichos crudos o tal vez existieron errores en la ejecución y medición en la pruebas. Los datos de las réplicas se observan en la tabla 23.

Tabla 23. Repetibilidad pruebas punto de fluidez Col 36,74 y 76.

POZO NIVELES	PUNTO DE FLUIDEZ (°C)			
	AA	BA	BB	AB
COL 36	-3	-3	-3	0
COL 74	12	9	9	12
COL76	9	9	6	9

Fuente: Autores

De lo que se puede confirmar que para los crudos Col 36, 74 y 76 al evaluar los valores de punto de fluidez en las réplicas los datos se mantienen coherentes en relación a las primeras pruebas realizadas con tratamiento magnético, por lo que se confirma que el tratamiento modifica negativamente la propiedad de fluidez,

además las diferencias en los valores obtenidos en el punto de fluidez con y sin tratamiento no son muy grandes, como se muestra en la tabla 22.

5.3. Punto de nube

Los datos resultantes se observan en la tabla 24.

Tabla 24. Resultados de punto de nube

POZO	SIN TRATAMIENTO	CON TRATAMIENTO		PORCENTAJE DE CAMBIO (%)	OBSERVACIONES
	PUNTO DE NUBE (°C)	NIVELES	PUNTO DE NUBE (°C)		
COL 33	26	BA	23	11.54	FAVORABLE
COL 36	20	BA	19	5	FAVORABLE
COL 45	25	AA	22	12	FAVORABLE
COL 49	21	BA	25	19.04	NO FAVORABLE
COL 74	22	BA	21	4.55	FAVORABLE
COL 76	21	AA	20	4.76	FAVORABLE

AA: 240 cm³/s y 310 mT
BA: 175 cm³/s y 310 mT

BB: 175 cm³/s y 110 mT
AB: 240 cm³/s y 110 mT

Fuente: Autores

De los resultados anteriores se puede destacar que para 5 de los 6 pozos tratados se observa una disminución en el punto de nube, según los resultados los pozos Col 33 y Col 45 son los que mejor reaccionan al tratamiento magnético puesto que su descenso en el punto de nube representa un mayor porcentaje, caso contrario al pozo Col 49 donde su punto de nube aumento significativamente.

Los puntos de nube de las muestras fueron obtenidos a través de las pruebas realizadas en el equipo DSC (Ver figura 24) y los resultados se observan en el Anexo B

Figura 24. Equipo de Calorimetría de Barrido Diferencial (DSC)



Fuente: Autores

5.4. Viscosidad

Las pruebas se realizaron en el Viscosímetro Brookfield (ver figura 25).

Figura 25. Viscosímetro Brookfield



Fuente: Autores

Los resultados obtenidos se observan en la tabla 25.

Tabla 25. Resultados de viscosidad

POZO	SIN TRATAMIENTO	CON TRATAMIENTO		PORCENTAJE DE CAMBIO (%)	OBSERVACIONES
	VISCOSIDAD (cP) @22°F	NIVELES	VISCOSIDAD (cP) @23°F		
COL 33	5,2	BA	5,2		NO HUBO CAMBIO
COL 36	2,7	BA	3,84	42,22	DESFAVORALE
COL 45	3,9	AA	4,3	8,16	DESFAVORALE
COL 49	4,9	BA	5,4	10,20	DESFAVORALE
COL 74	4,3	BA	4,6	6,98	DESFAVORALE
COL 76	6,9	AA	6,2	10,14	FAVORABLE

Fuente: Autores

El tratamiento magnético no tiene ningún tipo de repercusión en la viscosidad de la muestra de crudo Col 33; sin embargo, no desmerita los beneficios que aporta en cuanto a la prevención de precipitación de cristales y a la movilidad del fluido. Para los crudos Col 36, 45, 49 y 74 se observaron resultados poco favorables; caso contrario al pozo Col 76 en el cual los resultados favorecen la movilidad del fluido.

En relación al tiempo de exposición, en la mayoría de las muestras tratadas se obtuvieron los cambios favorables de fluidez con caudales de nivel bajo que resulta en tiempos más grandes de exposición a las fuerzas magnéticas, ya que existe mayor interacción entre los campos magnéticos y los compuestos orgánicos disueltos en el crudo (parafinas).

Entre los parámetros manipulables como las condiciones (configuración manual) de la bomba, ajuste de voltaje y amperaje para generar la intensidad de campo magnético deseada, y el tiempo de corrida, se considera que existe un error por parte del operario que puede interferir en los resultados y en la medición.

Por lo cual se concluye que el tratamiento puede mejorar en el control de la precipitación de parafinas, a pesar de que la movilidad del fluido (punto de fluidez y viscosidad) podría verse ligeramente afectada. Sin embargo, como los puntos de fluidez están por debajo de la temperatura ambiente del campo y las viscosidades de los crudos continúan relativamente bajas a pesar del tratamiento magnético, en

general este método sería una alternativa para la prevención del problema de precipitación y acumulación de parafinas.

Referente a las variables de control (campo magnético y caudal de flujo) resulta complicado definir o sugerir para este proyecto cuál de ellas es quien toma protagonismo en el fenómeno sin antes realizar un análisis estadístico, Sin embargo, desde la perspectiva de observación surgen algunas situaciones que dan lugar para escoger al campo magnético como principal variable influyente, y es que los resultados más favorables de fluidez que fueron escogidos como indicadores para probar puntos de nube y viscosidad, se lograron con campos magnéticos de nivel alto es decir 310 mT.

5.5. Análisis estadístico

Con el fin de definir estadísticamente como afectan las variables de entrada (caudal e intensidad de campo magnético) se realizó un diseño factorial multinivel 2^2 que consiste de 4 experimentos.

Las variables estudiadas y la matriz de diseño se muestran en la tabla 26 y 27, respectivamente.

Tabla 26. Factores y niveles del diseño experimental

FACTOR	NIVELES	
	A	B
CAUDAL (cm ³ /s)	175	240
INTENSIDAD CM (mT)	110	310

Tabla 27. Matriz del diseño experimental

EXPERIMENTO	CAUDAL	INTENSIDAD CM
N°	cm ³ /s	mT
1	A	B
2	A	A
3	B	A
4	B	B

Fuente: Autores

Con la ayuda del software Stargraphic Centurion XVI, se realizó el respectivo análisis de los datos obtenidos de las pruebas fijadas por el diseño experimental para los pozos Col 36, 76 y 74; en los cuales se contó con una réplica permitiendo obtener 7 grados de libertad como se observa en la tabla 28.

Tabla 28. Grados de Libertad para los pozos Col 36, 74 y 76

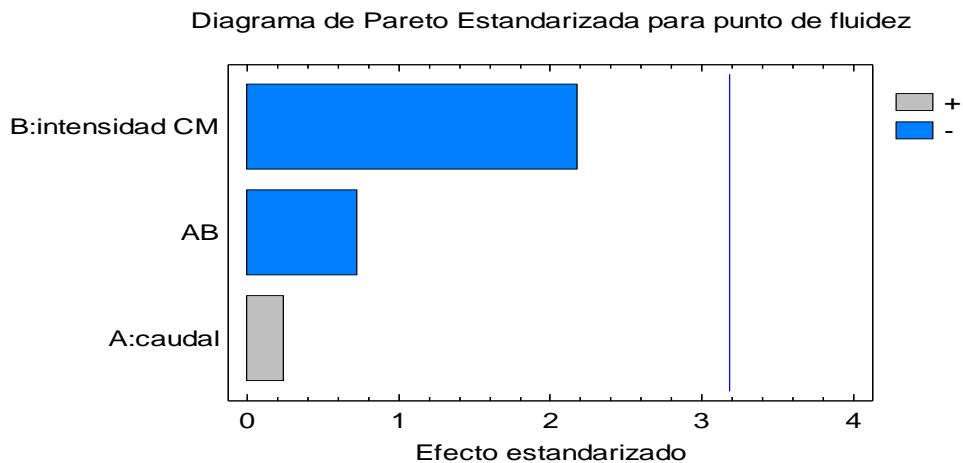
FUENTE	GRADOS DE LIBERTAD
A:CAUDAL	1
B:INTENSIDAD CM	1
AB	1
BLOQUES	1
ERROR TOTAL	3
TOTAL (CORR.)	7

Fuente: Autores

✓ **POZO COL 36**

El grafico de Pareto muestra los efectos estimados que tienen las variables y su interacción sobre el punto de fluidez. El diagrama de Pareto se muestra en la figura 26.

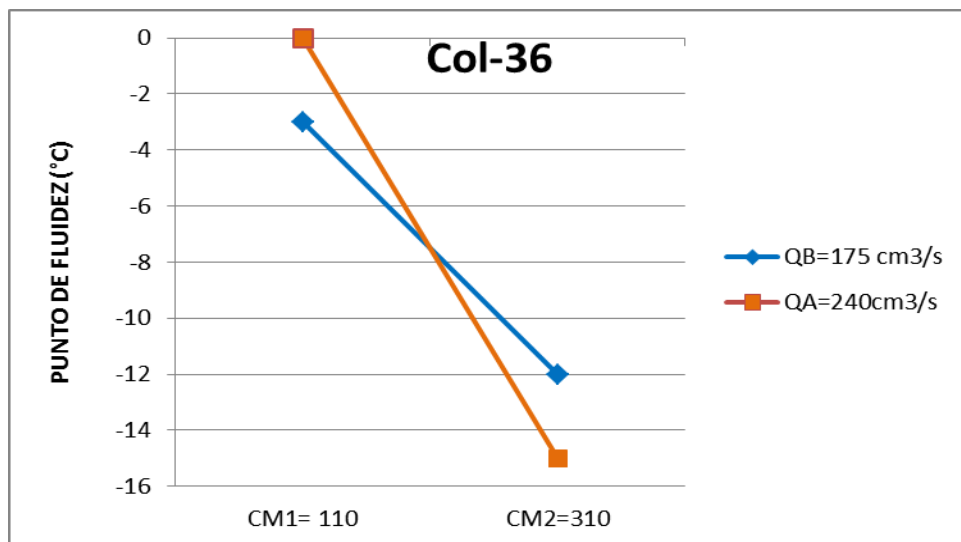
Figura 26. Diagrama de Pareto



Fuente: Autores

A partir de la figura 26 se estableció que la variable intensidad de CM es quien afecta más el punto de fluidez (negativamente desde el punto de vista de punto de fluidez), En la figura 27 se muestra la variación en el punto de fluidez obtenido con el cambio en las condiciones de intensidad de campo magnético a distintos caudales (175 y 240 cm³/s). El cruce de líneas indica que hay influencia de los dos parámetros de estudio, principalmente de la intensidad de CM, ya que el ángulo que se forma entre ella es muy pequeño debido a que ambas líneas tienen pendiente negativa.

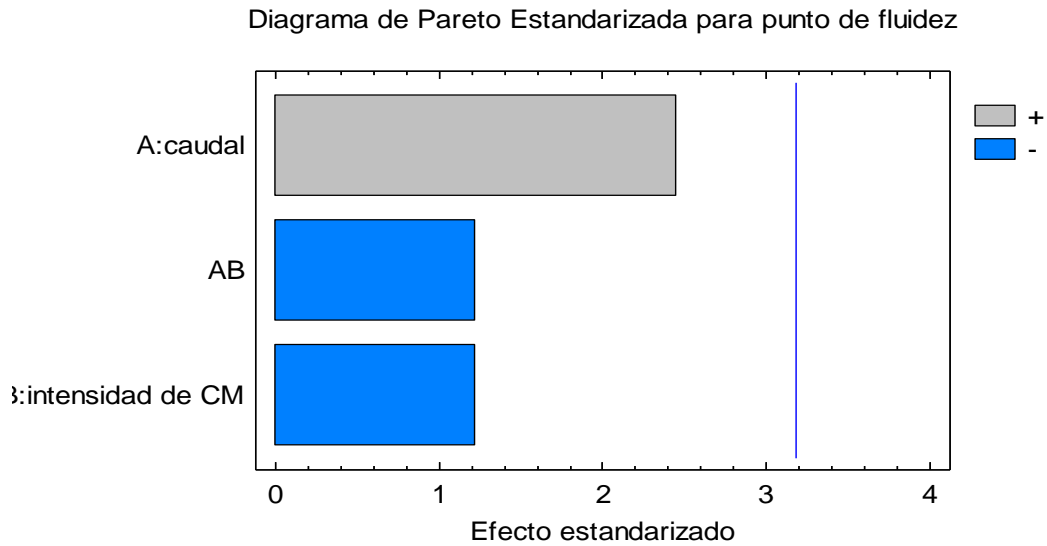
Figura 27. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM



Fuente: Autores

✓ **POZO COL 74**

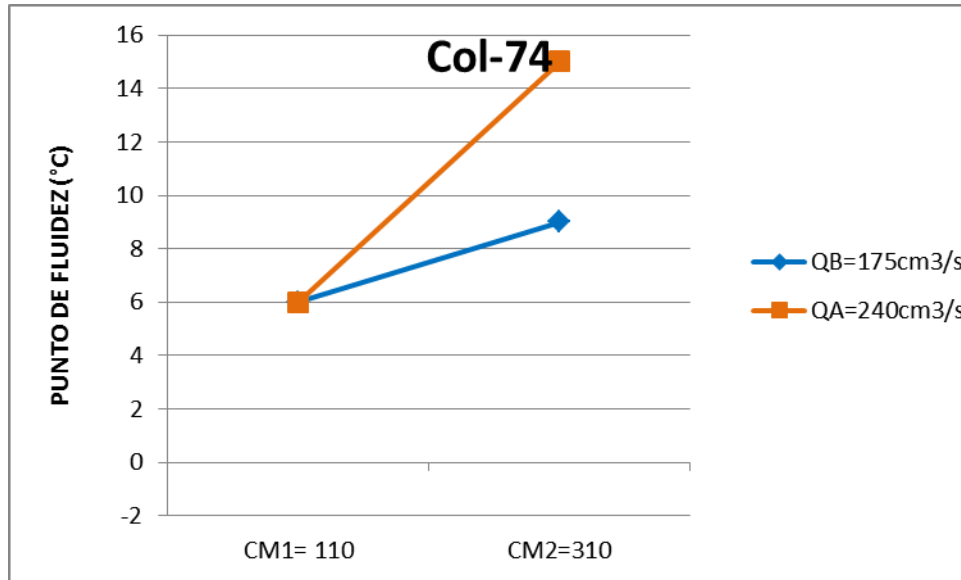
Figura 28. Diagrama de Pareto



Fuente: Autores

A partir de la figura 28 (diagrama de Pareto) se estableció que el caudal afecta más el punto de fluidez. El caudal tiene un mayor efecto como se observa la figura 29, donde se presenta un incremento en el punto de fluidez a medida que ambos parámetros son aumentados. Estos resultados son desfavorables, debido a que el aumento en el punto de fluidez reduce la movilidad del crudo.

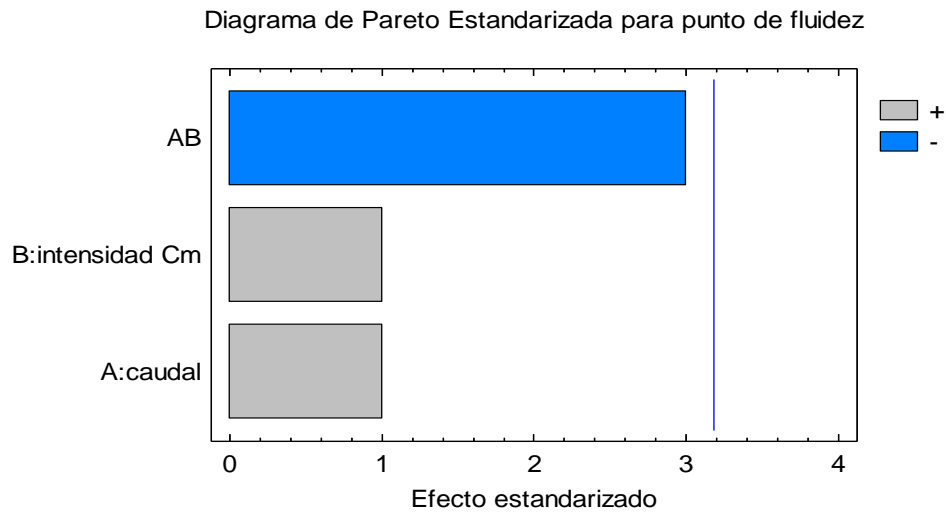
Figura 29. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM



Fuente: Autores

✓ **POZO COL 76**

Figura 30. Diagrama de Pareto

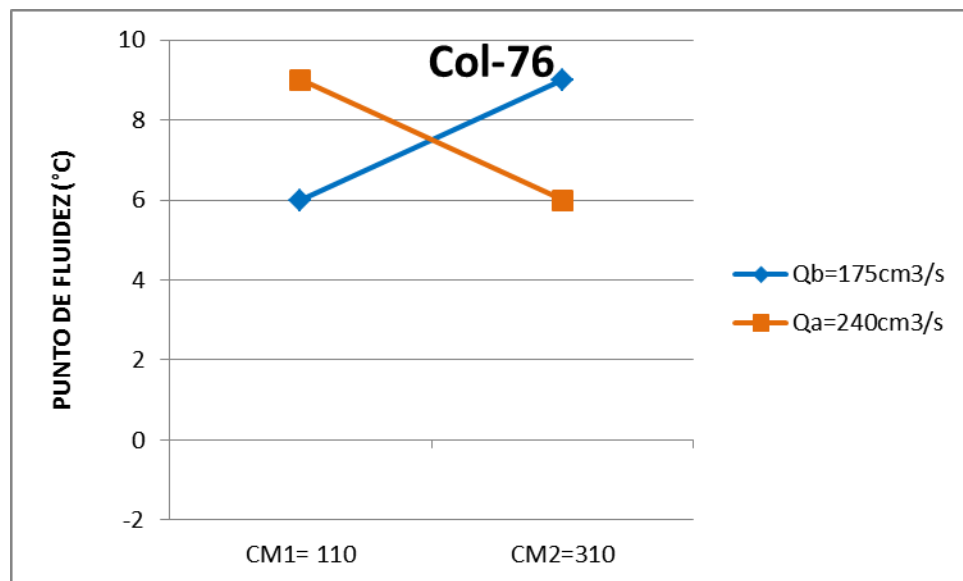


Fuente: Autores

De la figura 30 (diagrama de Pareto) se estableció que la interacción entre las variables de caudal e intensidad de campo magnético afectan y en forma negativa sobre el punto de fluidez, dicha observación puede ser confirmada con la figura 31, donde al cruzarse las líneas muestran un ángulo entre ellas mucho mayor al que se notó en los resultados del Col 36, esto claramente refleja la interacción o dependencia que tiene una variable con relación a la otra, puesto que los resultados de punto de fluidez se intercalan.

Como el efecto de los dos parámetros aumenta el punto de fluidez respecto al crudo sin tratamiento, no es recomendable realizar este tipo de tratamiento a este crudo.

Figura 31. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM

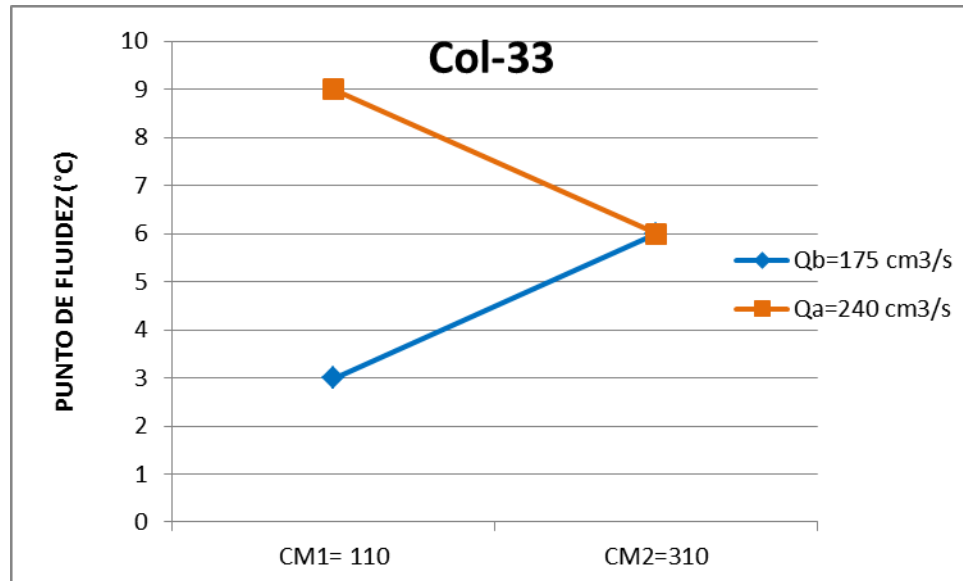


Fuente: Autores

Para los pozos Col 33, 45 y 49, se realizó un análisis gráfico, debido a que para estas muestras de crudo no fue necesaria realizar una réplica pues los valores obtenidos en la prueba reflejaban buenos resultados en el punto de fluidez cuando dichas muestras eran expuestas a una intensidad de campo magnético

✓ POZO COL 33

Figura 32. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM

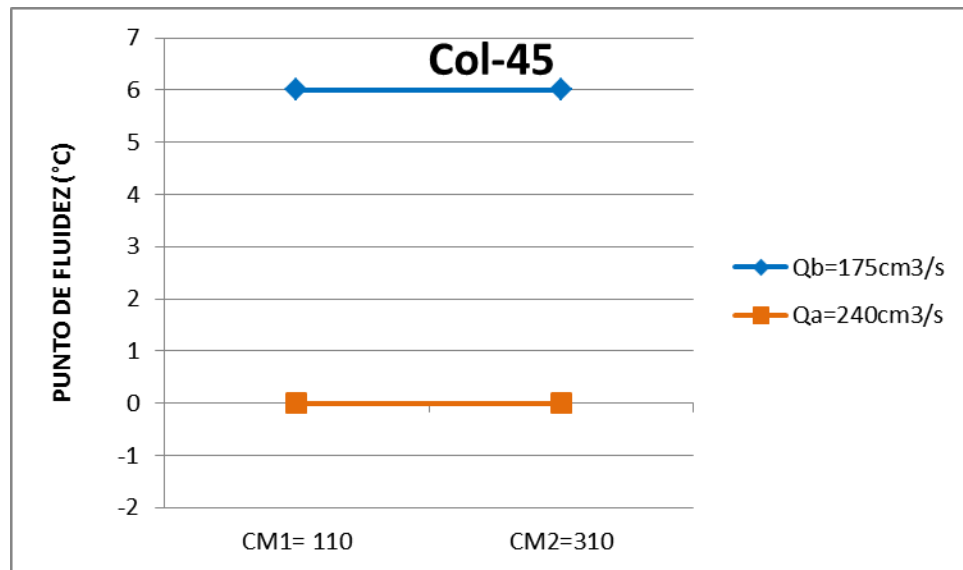


Fuente: Autores

El Col 33 mostró un comportamiento inusual en relación a las anteriores muestras (ver figura 32), se considera que el campo magnético es el responsable de los resultados a medida que este aumenta puesto que a una intensidad de 310 mT la variación en el caudal pasa desapercibida y cuando se tienen intensidades de campo bajas como 110 mT el efecto es compartido por la interacción de las variables. Se concluye que el tratamiento magnético a caudales altos se debe hacer con altos campos magnéticos y que para caudales bajos debe manejarse intensidades de campo bajas.

✓ **POZO COL 45**

Figura 33. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM

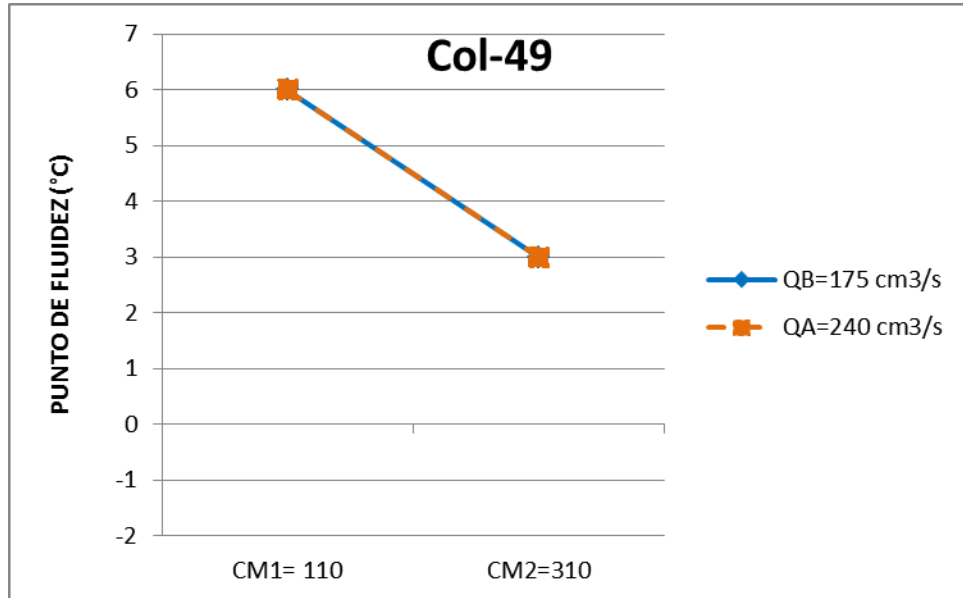


Fuente: Autores

Analizando la figura 33 se puede ver que la interacción entre las variables es nula, la respuesta de salida depende del caudal utilizado siempre y cuando exista influencia de un campo magnético cualquiera entre el rango de 110 y 310 mT, ya que independientemente cual sea la configuración del CM los valores reflejados en la prueba de punto de fluidez serán iguales.

✓ POZO COL 49

Figura 34. Líneas de cambio del punto de fluidez con respecto al caudal y CM



Fuente: Autores

Observando la figura 34 no existe interacción entre las variables, los cambios reflejados se ven asociados a la intensidad de CM, puesto que en ambos casos sin importar el caudal el valor del punto de fluidez disminuye conforme al aumento de la intensidad de CM.

6. CONCLUSIONES

- La viscosidad de los crudos tratados, en general se incrementó por el tratamiento magnético, sin embargo, como las viscosidades del crudo del Campo Colorado son bajas el tratamiento magnético para propósito de tratamiento preventivo para el control de parafinas no causará mayor efecto sobre las condiciones de flujo.
- El punto de nube disminuyó en todas las muestras expuestas a campo magnético a excepción del Col 49, en donde se observó un incremento del 19 %.
- El tratamiento magnético es beneficioso para controlar la precipitación de parafinas, puesto que la disminución en el punto de nube proporciona un rango de operación más amplio.
- Al fijar la intensidad de campo magnético constante en un nivel alto (310 mT) y variando la tasa de flujo de acuerdo a los niveles establecidos por el diseño experimental tipo factorial 2^2 , se deduce que aunque sea poco el tiempo de interacción del fluido con las líneas de campo, el efecto que este provoca en la muestra es favorable como método de prevención de precipitación de parafinas.
- Del análisis realizado con el software Stargraphic y los gráficos del tratamiento, se concluye que el punto de fluidez para cada pozo en particular dependen de condiciones específicas de intensidad de CM y caudal sin mostrar un patrón de comportamiento similar entre las muestras, esto confirma el carácter empírico del tratamiento.
- El método del tratamiento magnético no puede ser generalizado, pues para cada pozo el comportamiento resulta diferente, en el cual existen unas condiciones específicas que generan cambios ya sean favorables o no favorables.

7. RECOMENDACIONES

- Para obtener información más concreta y de mayor utilidad sobre los estudios reológicos, sería conveniente obtener muestras de fluido presurizadas a las condiciones de yacimiento y evitar almacenarlas por tiempos largos, es decir, una vez terminado el muestreo caracterizar el comportamiento PVT de la muestra, y enseguida proceder a la aplicación del tratamiento magnético a distintas intensidades que se tengan previstas y la posterior ejecución de las diferentes pruebas.
- Los puntos de nube alcanzados antes y después del tratamiento se encuentran en un rango de 20°C-30°C, temperatura usual en muchas regiones del territorio Colombiano, pero pueden presentarse temperaturas más bajas por lo que es necesario desde el punto de vista preventivo combinar las condiciones del tratamiento magnético con un tratamiento térmico o químico.
- Identificar los cambios de reología luego del tratamiento magnético donde el enfoque del estudio sea la interacción que tienen algunas sustancias ajenas a los grupos hidrocarburos (sales, asfaltenos, agua, iones inducidos, componentes inorgánicos específicos, etc.) propias de la composición del crudo o que usualmente se presentan en las formaciones rocosas.
- Con el fin de lograr que los cambios producidos por la interacción de líneas de campo magnético con el fluido puedan ser descritos bajo un régimen de comportamiento, sería conveniente utilizar un modelo de precipitación ajustando las variables de estudio.
- Contar con los equipos necesarios para las pruebas en el mismo lugar, con el fin de evaluar el efecto del tratamiento inmediatamente después de aplicado el mismo y si existe la facilidad, probar una curva de cambio en las propiedades reológicas contra el tiempo para definir qué tan efectivo es el tratamiento en cuestiones de implementación en pruebas piloto, puesto que de esta manera se

diseñaría la ubicación de los tramos implementados con herramientas generadoras de campo magnético conforme al tiempo que perdure el efecto en un rango específica que satisfaga los intereses de la operación.

- Monitorear otras variables como: la temperatura, las condiciones de flujo, contenido de componentes saturados y la presión del sistema de flujo “banco de pruebas”.
- Aplicar los niveles de CM al crudo bajo condiciones de la cara de la formación, para simular de una forma mejor el efecto del CM y en lo posible aplicar campos magnéticos fuertes en flujos verticales; así como también manejar más niveles de caudal y CM.
- Aplicar el tratamiento en crudo pesados, para poder observar de forma más profunda los efectos del tratamiento ya que en este tipo de fluidos un cambio reológico favorable determinaría viabilidades de operación.
- Realizar una prueba Assay tipo 2 para tener una base de fundamento y poder evidenciar la composición de cada muestra de crudo lo cual permita realizar un mejor análisis. Caracterizar los crudos evaluados en esta investigación utilizando técnicas modernas como RMN y FTIR a fin de esclarecer el efecto del campo magnético en algunos las muestras
- Para la aplicación del método en los pozos del Campo Escuela Colorado se debe asegurar que ciertas consideraciones se cumplan: el flujo se encuentre en estado estable y laminar, no hayan baches de gas y por supuesto que los pozos tengan tasas de flujo cercanas a las que se han aplicado en estos experimentos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARTÍCULOS:

- ✓ R. Tao y X. Xu. Reducing the Viscosity of Crude Oil by Pulsed Electric or Magnetic Field. Energy & Fuels 2006, 20, 2046-2051.
- ✓ L.C.C. Marques, N.O.Rocha, A.L.C.Machado, G.B.M. Neves, L.C.Vieira, C.H. Dittz. Study Of Paraffin Crystalization Process Under The Influences Of Magnetic Fields And Chemicals. Petrobras Research Center, RJ
- ✓ Rocha, Oliveira y Gonzalez, Gaspar. Efeito Do Campo Magnético Na Precipitação De Parafinas
- ✓ Chow R. Sawatzky, R. Henry D. Precipitation of Wax from Crude Oil Under the Influence of a Magnetic Field. The petroleum society. Paper 98-51
- ✓ N. P Thung. N.Q. Vinh, N.T.P. Phong; B.Q.K. Long. Perspective For Using Nd-Fe-B Magnets As A Tool For The Improvement Of The Production And Transportation Of Vietnamese Crude Oil With High Paraffin Content
- ✓ Goncalves.José L. Bombard, Antonio J.F. Soares, Demetrio A.W. Reduction of Paraffin Precipitation and Viscosity of Brazilian Crude Oil Exposed to Magnetic Field. Energy Fuels 2010, 24, 3144–3149
- ✓ Zhang, Xuejun et al. Wettability effect of coatings on drag reduction and paraffin deposition prevention in oil. En: Journal of petroleum science & engineering. No. 36 (jun. 2002)
- ✓ Biao, Wan and Lijian, Dong. Paraffin characteristics of waxy crude oils in China and the methods of paraffin removal and inhibition. En: SPE.No.29954 (nov. 1995).

- ✓ Zhang Fusheng, Wang Blao: "Development of a Complex Type of Pour Point - Viscosity Depressant and Infrared Spectrum Research", SPE 029011, Feb. 1995
- ✓ Shuaren Zhao. The application of magnetic techniques in oilfields, north-wsetern university publishing house. 1991
- ✓ Tung Nguyen P., Voung 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 redutions. SPE 68749, April 2001.

TESIS DE GRADO:

- ✓ Candelo, Andrés y Carvajal, Benjamín. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas Para aplicación en el campo colorado. Tesis de grado. Bucaramanga. 2010. 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.
- ✓ Chavarria, Sandra. Niño, Angélica. "Evaluación del daño a la formación por precipitación de parafinas y asfaltenos en el Campo Colorado". Tesis de grado. Bucaramanga. 2010
- ✓ Acevedo, Verónica. "Predicción de envoltentes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales." Tesis de grado. México. 2010

- ✓ Gonzales Diana y Villabona Cesar. “Mejora de la movilidad del crudo parafínicos mediante campos magnéticos”. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2009

- ✓ Badillo Jesús y 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 pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2011.

- ✓ Ramírez Johana y Ramírez Andrés. “Estudio De La Respuesta Reológica De Crudos Parafínicos De Campo Escuela Colorado Ante Un Campo Magnético”. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2013

- ✓ Gustavo, Cabeza Sanjuán. “Aplicaciones del campo magnético en la prevención de emulsiones y precipitación de componentes orgánicos”. Trabajo de grado. Universidad del Zulia. 2006

- ✓ Peña, Luis. Sarmiento, Juan Francisco. Influencia de tratamiento magnético en las propiedades de flujo de crudos parafínicos. Tesis de grado. 1994

- ✓ Cifuentes, José Armando. Metodología para la selección de pozos y diseño del programa de muestreo para caracterizar los fluidos de la formación Mugrosa del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga. 2013

- ✓ Díez, Pablo Galán Obtención de datos de equilibrio en la precipitación de asfaltenos de crudos de petróleo. Universidad Rey Juan Carlos. 2008.

✓ Cristancho, Diana. Hoyos, Jorge. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos de Campo Escuela Colorado

REVISTAS Y OTROS:

✓ Pineda, César. Guía de laboratorio de fluidos. Práctica # 2. Determinación de la viscosidad. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2009

✓ Cordero, Patricio. Capítulo 5: Propiedades magnéticas de la materia. 5 de Junio de 2007.

✓ Fundamentos y técnicas de investigación comercial, Grande Ildfonso Abascal Elena, 2009

✓ Montgomery. Douglas. C. Diseño y análisis de experimentos. 2da edición. 2004.

✓ Sears, Zemansky, Young, Freedman Física Universitaria Ed. PEARSON. México 2005

✓ Gabriel A. Jaramillo Morales, Alfonso A. Alvarado Castellanos. Alvarado Castellanos. Electricidad y magnetismo. Ed. Trillas. México 2003.

✓ Ferré, Joan. El diseño factorial completo 22. Grupo de Quimiometría y Cualimetría. Departamento de Química Analítica y Química Orgánica. Universidad Rovira i Virgili (Tarragona)

ANEXOS

ANEXO A GENERALIDADES DE CAMPO ESCUELA COLORADO

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, en inmediaciones del Municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander). La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico de hasta 80° en su flanco oeste y hasta 25° en su flanco este. Este anticlinal tiene una longitud aproximada de 10 Km de largo y 3 Km de ancho

El petróleo se extrae principalmente de la Formaciones Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal alargado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete Bloques por fallas satélite SW-NE. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en la cuenca.

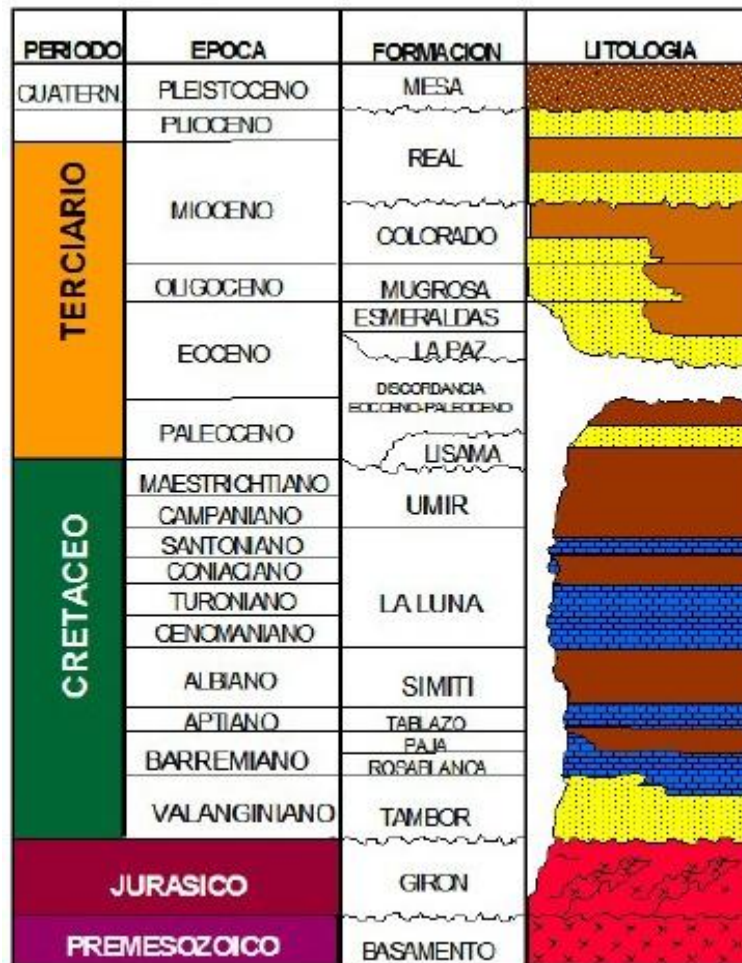
Ubicación geográfica del Campo Escuela Colorado



Fuente: Proyecto Campo Escuela – Convenio UIS – Ecopetrol S.A

La exploración del Campo Escuela Colorado se realizó entre 1923 y 1932 perforando 7 pozos, de los cuales sólo quedó activo el N°7 y los demás fueron abandonados por problemas mecánicos. En 1945 se reinició la exploración con la perforación del pozo C-9 con buenos resultados, lo que motivó a la Tropical Oil Company - Troco a perforar 8 nuevos pozos entre 1945-1946. Entre 1953 y 1964 fue la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL quien desarrolló completamente el campo perforando 60 pozos adicionales, para completar un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura.

Columna Estratigráfica Cuenca del Valle del Magdalena Medio



Fuente: ECOPETROL-ICP

El Campo Colorado inició producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD, alcanzando su máxima producción en 1961, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, lo que caracterizo a este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos donde resaltaba el taponamiento de las líneas con parafinas. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se inició un marcado aumento en la declinación del campo, pasando de 692 BOPD en Junio de 1976 a 47 BOPD en Junio de 1989.

De los 75 pozos perforados, solamente 56 pozos reportan algún tipo de producción, siendo muy pobres las producciones acumuladas de gran parte de ellos, donde solamente un pozo, ha producido más de medio millón de barriles y otros 20 pozos han producido más de doscientos mil barriles. El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. Históricamente se realizaron campañas de workover con el fin de recuperar la producción del área, pero la continua declinación de los pozos por la precipitación de parafinas hacía imposible la remediación del problema. Actualmente hay 33 pozos abandonados, 34 inactivos y 7 potencialmente activos. De estos, sólo 4 están en producción y los demás han sido abandonados temporal o definitivamente por diversas causas, entre ellas por taponamiento por parafinas. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad entre 30 y 42 °API. La información conocida de presiones es demasiado pobre; se tiene reportada una presión inicial de 810 psi en la Zona B y 3000 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1771 BOPD alcanzada en noviembre de 1961. A diciembre de 2005 se han extraído 8.582 MMBls de aceite.

El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59 MMBls y las reservas primarias producidas son de 8.582 MMBls con un factor de recobro actual de 14.4 %. De acuerdo al Segundo Informe

de Frente de caracterización del Yacimientos Campo Colorado (Cesar Augusto Pineda-UIS Junio de 2006) el valor total de reservas de gas calculado para el campo es de 42.152 MMSCF con un acumulado de producción a Enero de 2006 de 35.424 MMSCF de acuerdo a los reportes suministrados. El Campo Escuela Colorado ha reportado una baja producción de agua en su comportamiento histórico inferior al 1%, argumentos con los cuales se dice que este yacimiento tiene influencia mínima o nula por algún tipo de acuífero³¹.

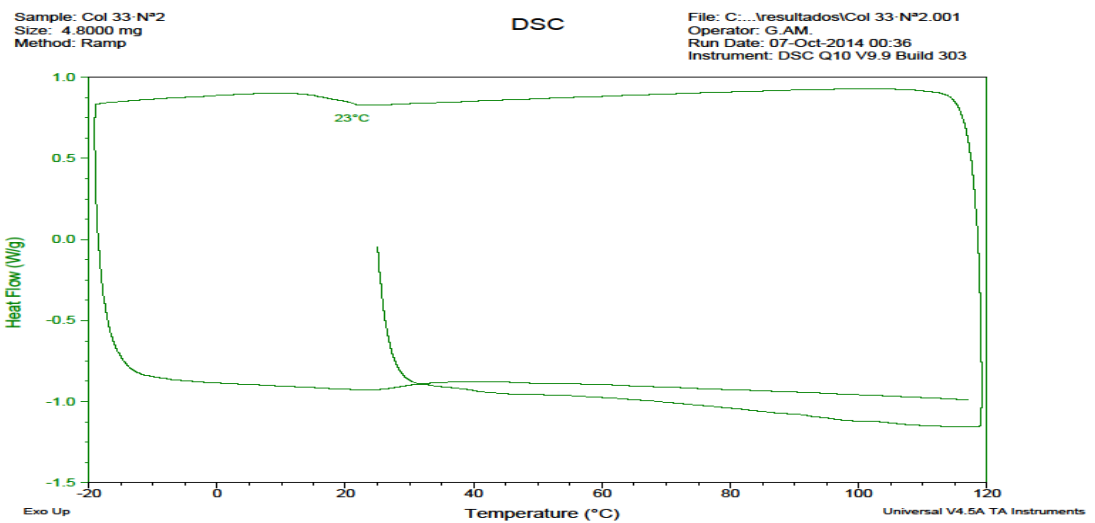
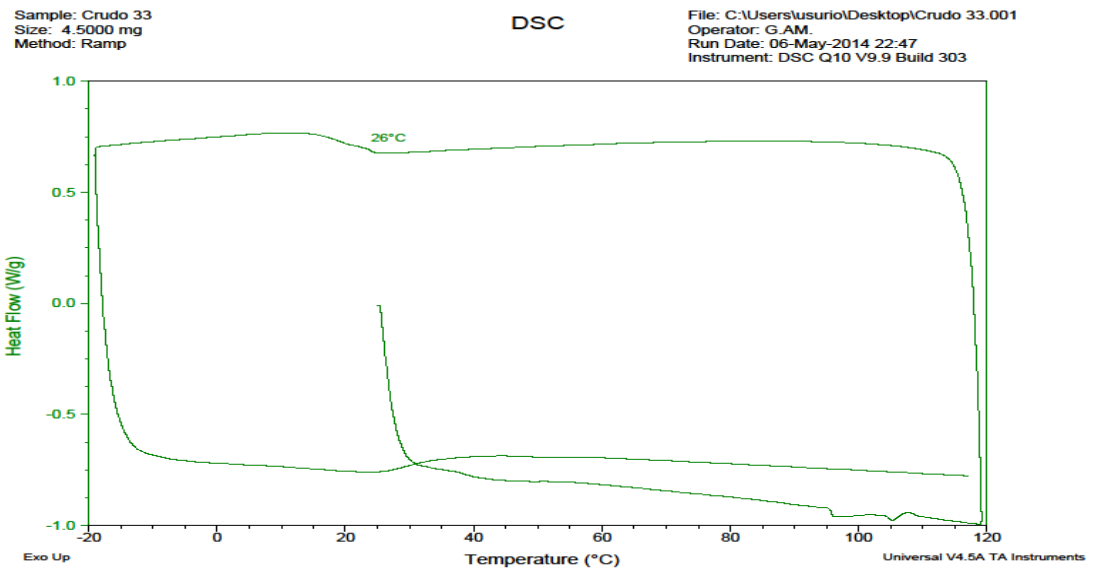
La declinación de la producción de los pozos de Campo Escuela Colorado (15% anual) está relacionada con los problemas de precipitación de parafinas, diferentes métodos se han empleado para tratar de eliminar o corregir este problema entre los que cabe destacar la inyección de aceite caliente en las líneas de superficie y baches de químicos por el anular del pozo. Sin embargo, de según estudios realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo, la inyección de aceite caliente podría ser responsable de la baja productividad de los pozos por generar depositación o precipitación de parafinas directamente en la cara del pozo causando así un posible daño a la formación.

³¹ Cristancho, Diana. Hoyos, Jorge. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos de Campo Escuela Colorado.

ANEXO B GRÁFICAS DEL RESULTADO DEL PUNTO DE NUBE

POZO COL 33

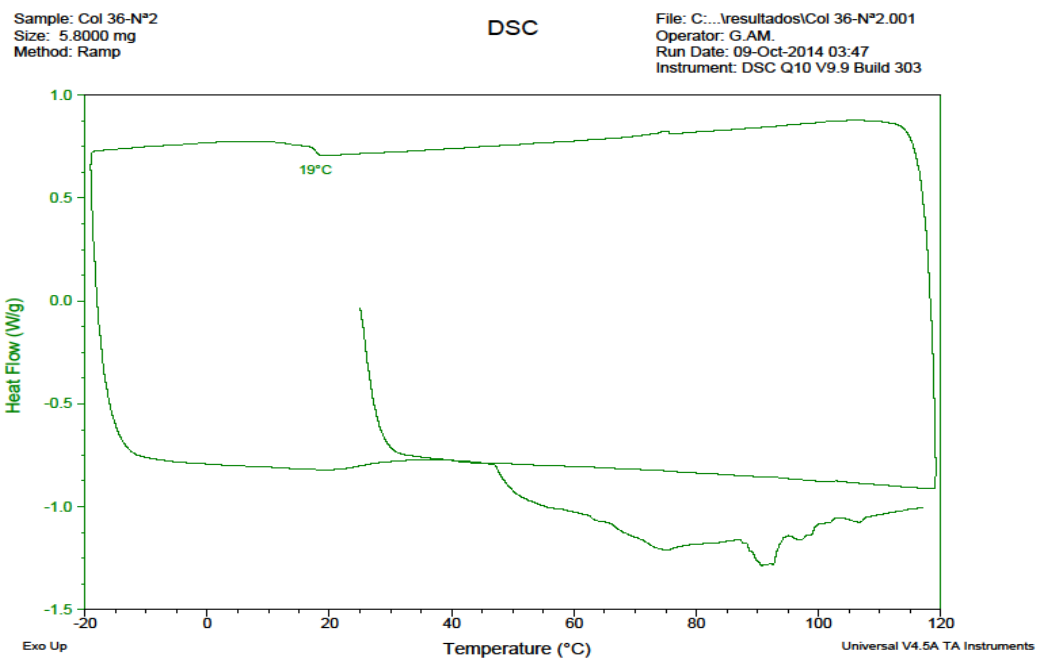
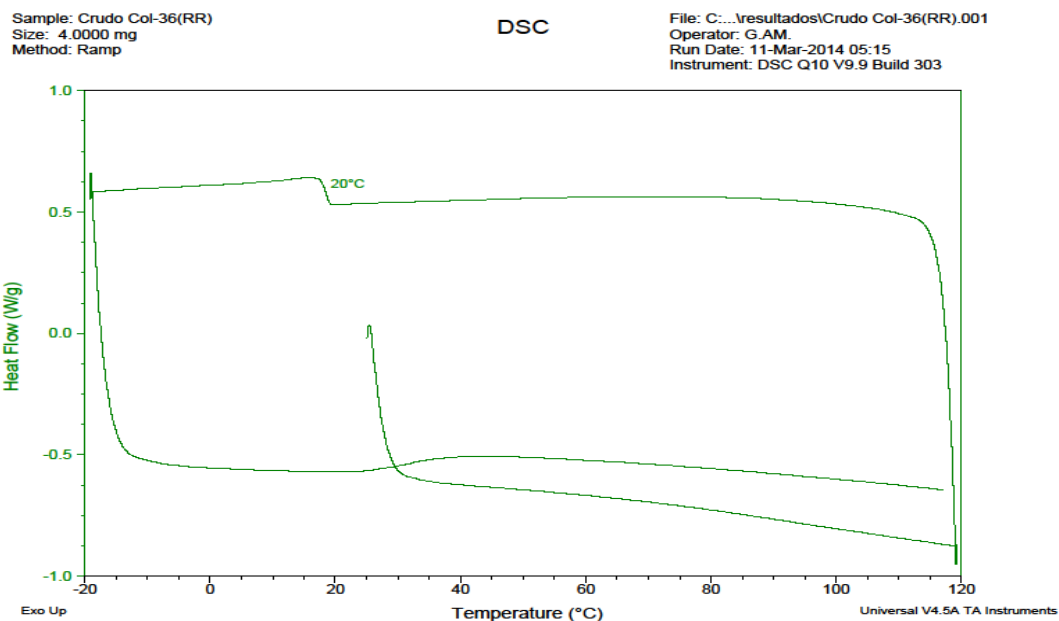
Sin tratamiento- Con tratamiento



Fuente: Autores

POZO COL 36

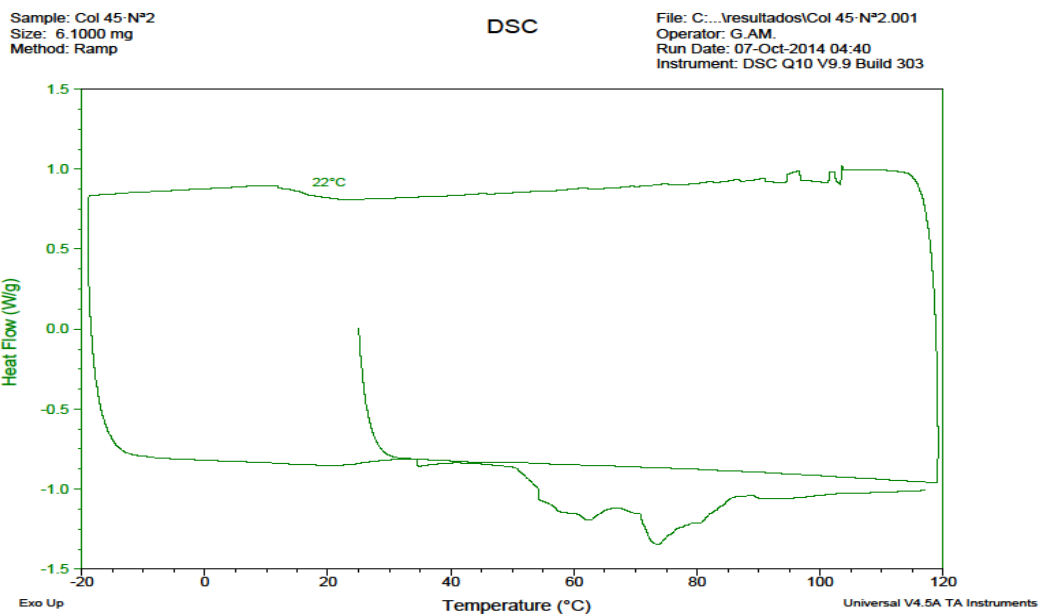
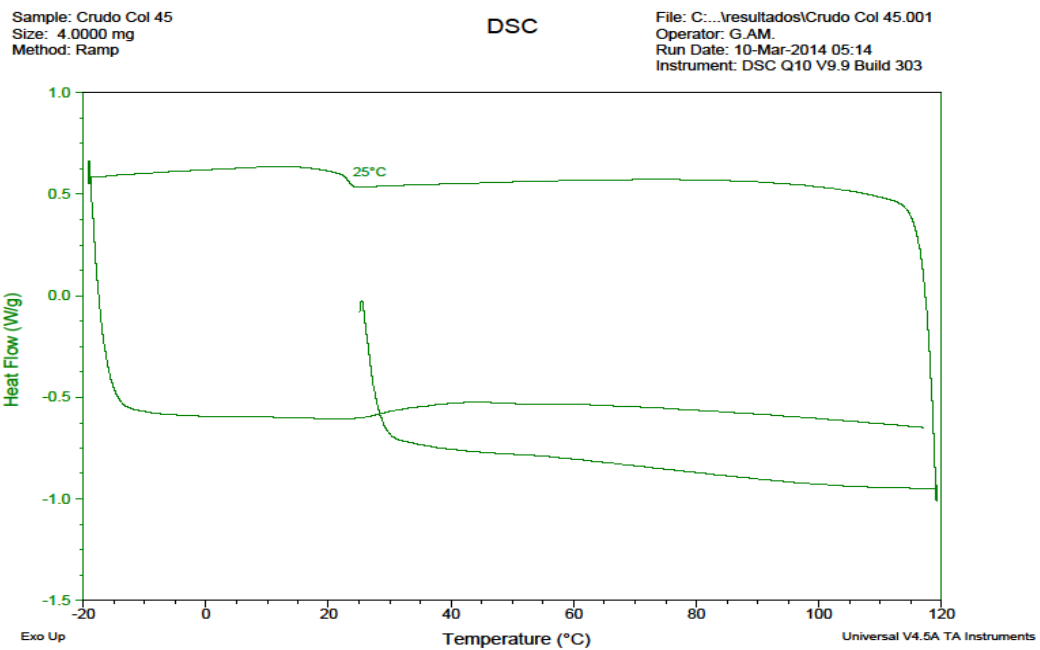
Sin tratamiento- Con tratamiento



Fuente: Autores

POZO COL 45

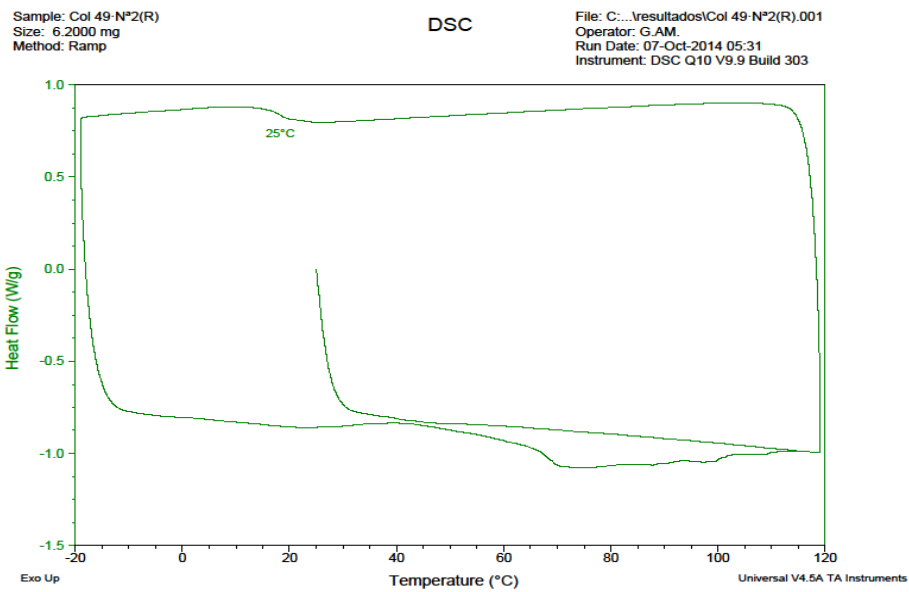
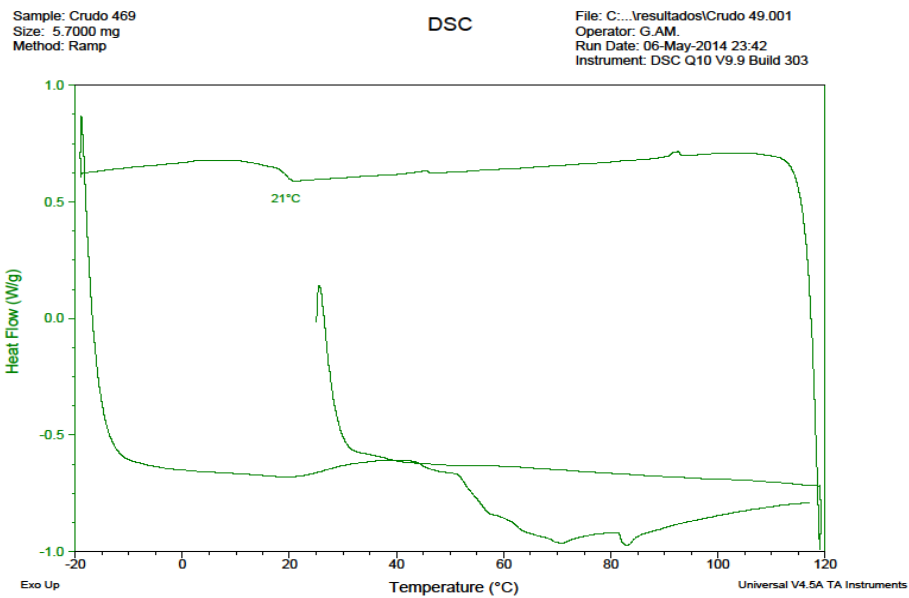
Sin tratamiento- Con tratamiento



Fuente: Autores

POZO COL 49

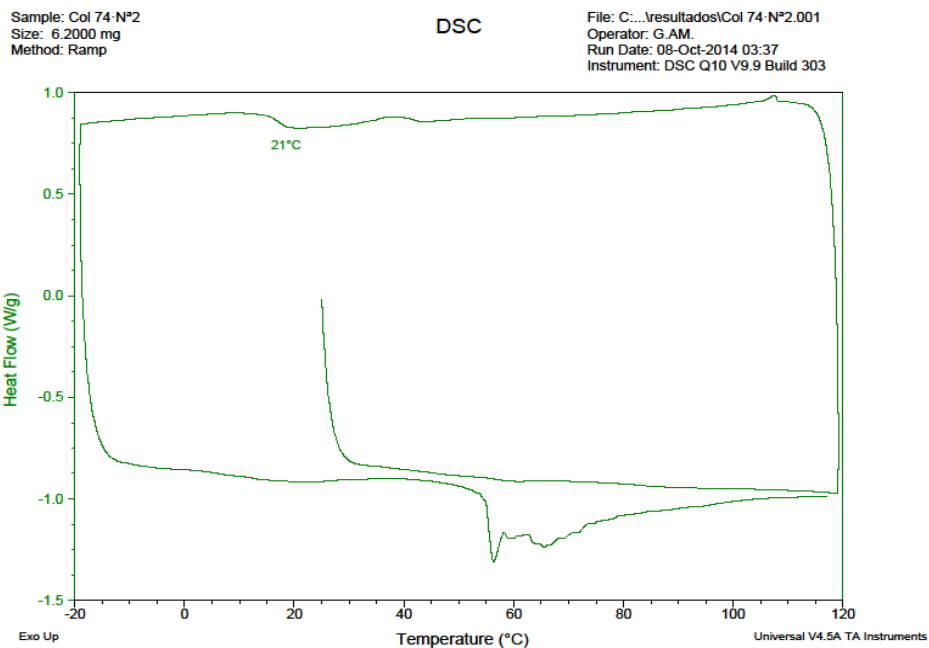
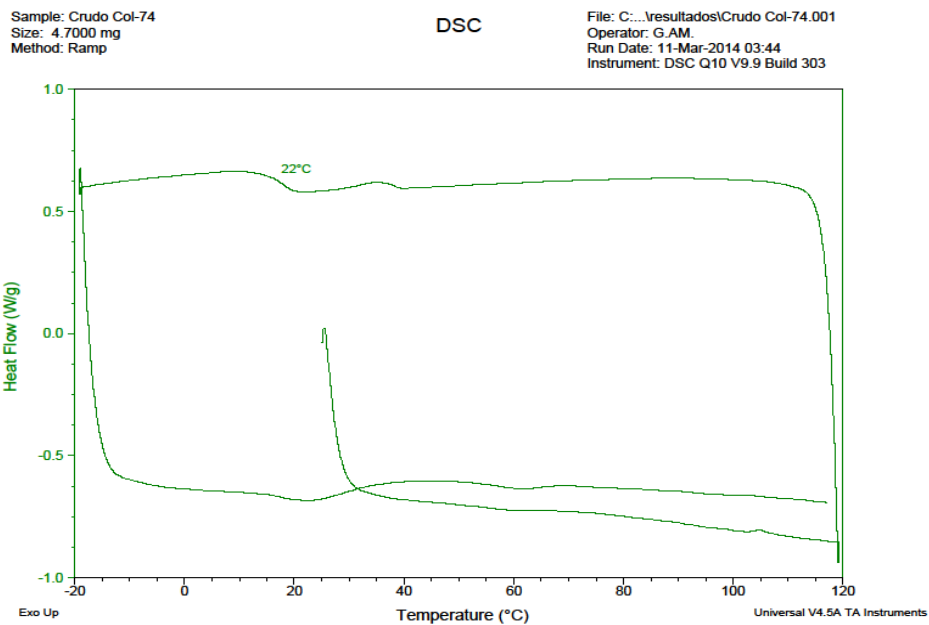
Sin tratamiento- Con tratamiento



Fuente: Autores

POZO COL 74

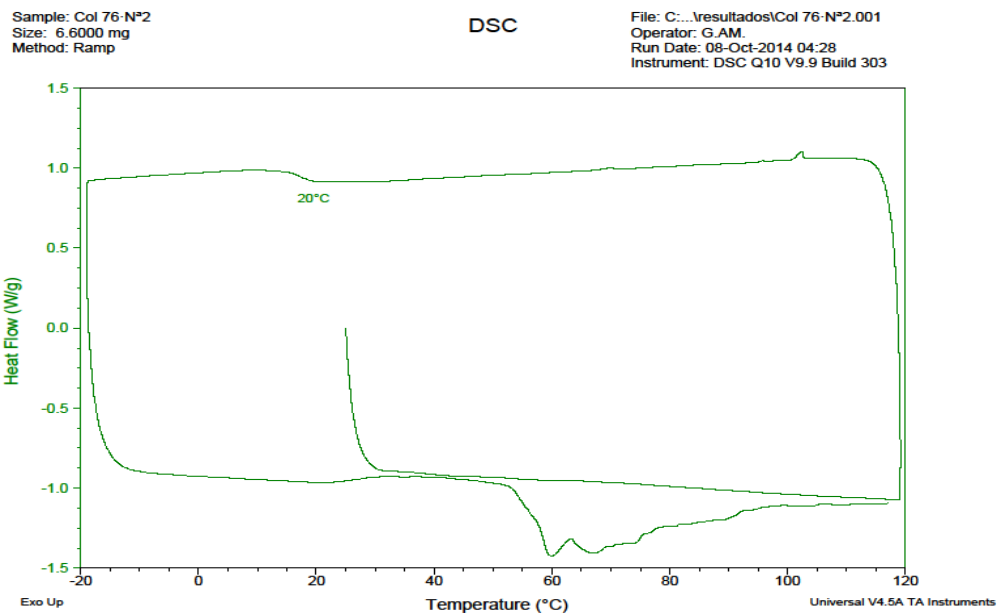
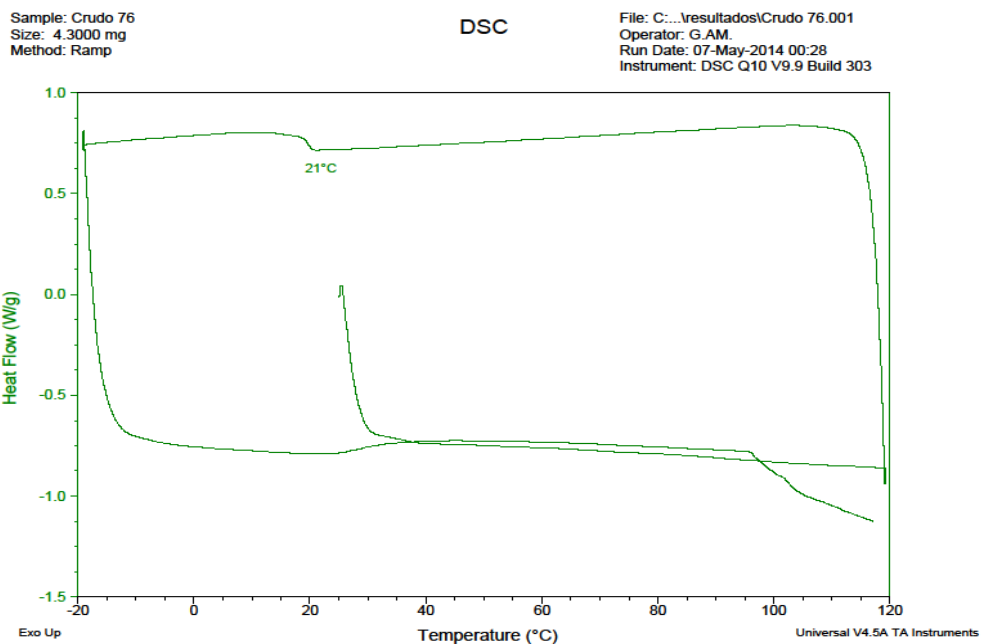
Sin tratamiento- Con tratamiento



Fuente: Autores

POZO COL 76

Sin tratamiento- Con tratamiento



Fuente: Autores

ANEXO C PROTOCOLO PARA LA REALIZACION DE CORRIDAS EN EL BANCO DE PRUEBAS

1. Realizar una purga con varsol con el fin de eliminar impurezas en la tubería como resultado de la construcción del banco, se dejan recircular 7 litros de varsol durante 30 minutos y luego se drenan; con el fin de eliminar el varsol en su totalidad se dejan fluir 1,8 litros de crudo durante 5 minutos y luego se drenan.
2. Se energiza el tablero de potencia, subiendo el taco en el banco de potencia
3. Verificar que las válvulas VM1, VM2, VM3, VM4 se encuentren abiertas y la válvula VM5, VM6, VM7 cerrada.
4. Se carga el tanque con 2 litros de crudo a través de la boquilla para el ingreso de la muestra.
5. Se digita en el panel VIEW el caudal requerido para la corrida, se inicia la prueba dejando fluir el crudo por dos minutos tiempo en el cual se homogeniza la muestra y se procede a activar la intensidad de campo magnético empleando la ecuación $y=31,83x + 2,9091$; donde: x es la corriente en Amperius (A) y y es la densidad de campo magnético; teniendo en cuenta los valores de entrada experimentales para llevar a cabo el tratamiento durante 60 segundos, tiempo en el cual todo el volumen de crudo es magnetizado una sola vez.
6. Se desenergiza el tablero de potencia (fuentes).
7. Se abre la válvula VM6 con el propósito de almacenar el volumen total de crudo tratado en el tanque TK2.
8. Se abre la válvula VM7 para permitir el flujo del crudo hacia los tanques de almacenamiento de 10 litros.
9. Se repite este procedimiento para cada uno de los seis crudos col 33-36-45-49-74-76, modificando los niveles establecidos en el diseño experimental.