

MEJORA DE LA MOVILIDAD DEL CRUDO PARAFÍNICO MEDIANTE  
CAMPOS MAGNÉTICOS

CÉSAR AUGUSTO VILLABONA CARVAJAL  
DIANA PAOLA GONZÁLEZ GARCÍA

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
BUCARAMANGA

2009

MEJORA DE LA MOVILIDAD DEL CRUDO PARAFÍNICO MEDIANTE  
CAMPOS MAGNÉTICOS

CÉSAR AUGUSTO VILLABONA CARVAJAL  
DIANA PAOLA GONZÁLEZ GARCÍA

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electrónico

Director  
HERMANN RAÚL VARGAS TORRES  
Doctor Ingeniero Electricista

Codirector  
EMILIANO ARIZA LEÓN  
Magister Ingeniero de Petróleos

Codirector  
CRISÓSTOMO BARAJAS FERREIRA  
Magíster Ingeniero Químico

Codirector  
CARLOS EFRAÍN ROA  
Magíster Ingeniero de Petróleos

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
BUCARAMANGA

2009

*A Dios Todo Poderoso, por ser nuestra luz y guía aun en los momentos más difíciles.  
A mis padres, Hernando y Luz Marina, por el cariño y apoyo brindado.  
A César, por su compromiso y dedicación para hacer realidad este trabajo.*

***Diana Paola González García***

*A Dios, el viento en mares tranquilos y el puerto en tiempos tormentosos.  
A mi madre Rosa, por su eterno amor.  
A Diana Paola, mi inspiración.  
A mi hermano Rubén, por su desinteresado apoyo.*

***César Augusto Villabona Carvajal***

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Al Dr. Hermann Raúl Vargas, director del proyecto, por su dirección y asesoría para la realización de este trabajo de grado.

Al Ingeniero Magíster Emiliano Ariza León, por su inmensa colaboración y dedicación para hacer realidad este trabajo de grado y por brindarnos, más que su ayuda, su amistad.

A los Ingenieros Msc. Crisóstomo Barajas y Carlos Efraín Roa por su incondicional apoyo y dedicación para codirigir este trabajo de grado.

Al Dr. Carlos Julio Monsalve, Ing. Laura Amaya, Campo Escuela Colorados, Grupo de Investigación Campos Maduros, por brindarnos la oportunidad de hacer parte de ese grandioso proyecto.

A los Ingenieros Rigoberto Barrero, Sergio Orozco, Rubén Hernán Castro, Lilia Rodríguez, Javier Durán y Aníbal Ordóñez, del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), por su inmensa colaboración para llevar a cabo este proyecto de grado.

A los operarios de los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo: Mariano Cabanzo, Gildardo Santoyo y Jaime Novoa por su colaboración y paciencia para la realización de las pruebas necesarias.

A nuestros compañeros Diana Milena Poveda y Fernando Corzo, por fortalecer con su experiencia y conocimientos este proyecto de grado.

## RESUMEN

### **TÍTULO:**

MEJORA DE LA MOVILIDAD DEL CRUDO PARAFÍNICO MEDIANTE CAMPOS MAGNÉTICOS \*

### **AUTORES:**

DIANA PAOLA GONZÁLEZ GARCÍA

CÉSAR AUGUSTO VILLABONA CARVAJAL\*\*

### **PALABRAS CLAVE:**

Crudo parafínico, parafina, campos magnéticos, Campo Escuela Colorado, propiedades reológicas, inhibición magnética, precipitación.

### **DESCRIPCIÓN:**

Durante la vida productiva del Campo Escuela Colorado se han presentado problemas de precipitación y depositación de parafinas, causando la declinación de la producción del campo. Aunque se han realizado grandes esfuerzos, no se ha encontrado una alternativa viable para su solución. Este trabajo de grado propone el uso de campos magnéticos como alternativa de inhibición al problema de precipitación de parafina en dos de los 75 pozos del Campo Escuela Colorado.

Mediante la aplicación de campos magnéticos uniformes al crudo que fluye por una tubería se logran mantener dispersas, en el aceite, las moléculas de parafina debido a su carácter diamagnético. Realizando simulaciones de las condiciones de pozo a escala de laboratorio, se estudió el efecto de campos magnéticos midiendo el cambio de las propiedades reológicas del crudo tratado. Así mismo, se midió el efecto de la aplicación de campos magnéticos a cristales de parafina depositados en la tubería del pozo.

Realizando numerosos experimentos, se encontró que la aplicación de campos magnéticos para la remoción de depósitos de parafina no es eficiente. Sin embargo, aplicando campos magnéticos al crudo de los pozos Colorado 25 y Colorado 63, bajo condiciones de temperatura en la cara de la formación se logró una mejora sustancial de las propiedades reológicas del crudo tratado en cuanto a viscosidad, punto de nube y punto de fluidez, ratificando el uso de campos magnéticos como alternativa viable para la inhibición de cristales en la tubería del pozo.

---

\*Proyecto de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Hermann Raúl Vargas Torres.

## ABSTRACT

**TITLE:**

IMPROVE OF THE MOVEMENT OF PARAFFIN CRUDE OIL THROUGH MAGNETIC FIELDS.\*

**AUTHORS:**

DIANA PAOLA GONZÁLEZ GARCÍA

CÉSAR AUGUSTO VILLABONA CARVAJAL\*\*

**KEY WORDS:**

Crude oil with paraffin, paraffin, magnetic fields, Campo Escuela Colorado, rheological properties, magnetic inhibition, precipitation.

**DESCRIPTION:**

During the productive life of the Campo Escuela Colorado has presented problems of precipitation and deposition of paraffins, wich has caused declivity of field production. Although many people have realized great efforts, nobody has found an efficient choice for the solution. This degree work proposes the use of magnetic fields as a choice of inhibition to the problem of paraffin precipitation in two of the 75 wells of the Campo Escuela Colorado.

Through application of magnetic uniform fields to the crude oil that flows for a tubing has kept dispersed the paraffin molecules in the oil, due to its diamagnetic character. Performing simulations of the conditions of wells to laboratory scale, the effect of magnetic fields was studied to measure the change of the rheological properties of treated crude oil. This way, the effect of magnetic fields was measured to the paraffins crystals deposited in the pipeline of the wells.

After doing numerous experiments, was found that the application of magnetic fields for to removal of paraffin deposits is not efficient. Nevertheless, applying magnetic field to the crude oil of the Colorado wells 25 and 63, under conditions of temperature in the bottom hole was obtained a substantial improve of the rheological properties of the treated crude oil referring to viscosity, cloud point and pour point, this ratifies the use of magnetic fields as a choice for the inhibition of crystals in pipe line of the well.

---

\*Degree Project

\*\*School of Electrical Engineering. Hermann Raúl Vargas Torres.

# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Objetivos . . . . .	3
1.2. Estructura del documento. . . . .	3
<b>2. Crudo parafínico: características e inconvenientes en la producción y transporte.</b>	<b>5</b>
2.1. Introducción . . . . .	5
2.2. Características del crudo parafínico . . . . .	7
2.2.1. Viscosidad . . . . .	8
2.2.2. Punto de nube . . . . .	8
2.2.3. Punto de fluidez . . . . .	9
2.3. Parafinas . . . . .	9
2.3.1. Teoría de la cristalización . . . . .	10
2.3.1.1. Precipitación de la parafina . . . . .	10
2.3.1.2. Factores que provocan la acumulación de depósitos de parafina . . . . .	10
2.4. Producción y transporte de crudo. . . . .	13
<b>3. Método magnético: generalidades, antecedentes y aplicación.</b>	<b>15</b>
3.1. Introducción . . . . .	15
3.2. Generalidades . . . . .	16
3.3. El magnetismo de los materiales . . . . .	20
3.3.1. Tipos de materiales magnéticos . . . . .	20
3.4. Campo magnético producido por solenoides . . . . .	22
3.5. Calentamiento por Inducción Magnética . . . . .	24

3.6. Control mediante método magnético de la formación de depósitos. . . . .	26
3.7. Comportamiento del crudo parafínico ante campos magnéticos . . . . .	27
3.8. Antecedentes del método magnético . . . . .	30
<b>4. Campo Escuela Colorado: generalidades, características del crudo y muestreo.</b>	<b>35</b>
4.1. Generalidades del Campo Escuela Colorado . . . . .	35
4.2. Características del crudo del Campo Escuela Colorado . . . . .	37
4.3. Muestreo de crudo en el Campo Escuela Colorado . . . . .	38
4.3.1. Toma de muestras . . . . .	38
4.3.2. Selección de los pozos . . . . .	39
4.3.3. Pozo Colorado 25 . . . . .	40
4.3.4. Pozo Colorado 63 . . . . .	41
4.3.5. Normatividad del muestreo en cabeza de pozo . . . . .	42
<b>5. Metodología Experimental</b>	<b>45</b>
5.1. Revisión del estado del arte . . . . .	45
5.2. Evaluación de la aplicación de campos magnéticos como alternativa de remoción de depósitos de parafina. . . . .	45
5.3. Evaluación de la aplicación de campos magnéticos como alternativa de inhibición de la precipitación de parafina . . . . .	46
5.3.1. Metodología para la medición del punto de fluidez . . . . .	46
5.3.2. Metodología para la medición del punto de Nube . . . . .	49
5.3.3. Metodología para la medición de la viscosidad . . . . .	49
<b>6. Pruebas estáticas y resultados</b>	<b>51</b>
6.1. Pruebas estáticas . . . . .	51
6.1.1. Con campo magnético estático . . . . .	51
6.1.2. Con campo magnético alterno . . . . .	63
6.1.3. Campo magnético variable en el tiempo . . . . .	65
<b>7. Pruebas Dinámicas y resultados</b>	<b>69</b>
7.1. Pruebas dinámicas . . . . .	69

7.1.1. Preparación y puesta a punto . . . . .	73
7.1.2. Caracterización de los elementos del simulador . . . . .	73
7.1.3. Preparación de las muestras de crudo en laboratorio . . . . .	77
7.1.4. Desarrollo del diseño experimental y análisis de punto de fluidez . . . . .	77
7.1.4.1. Corridas para el crudo Col-25 . . . . .	79
7.1.4.2. Corridas para el crudo Col-63 . . . . .	83
7.1.5. Análisis de punto de nube . . . . .	87
7.1.6. Análisis de la viscosidad . . . . .	87
<b>8. Conclusiones</b>	<b>91</b>
<b>9. Recomendaciones</b>	<b>95</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>97</b>
<b>A. Diseño experimental.</b>	<b>103</b>
A.1. Introducción . . . . .	103
A.2. Diseño factorial . . . . .	103
A.3. Método de ascenso rápido . . . . .	107
<b>B. Tablas de resultados</b>	<b>109</b>



# Lista de tablas

3.1. Características de la herramienta magnética MFC. . . . .	29
3.2. Características de los crudos antes del tratamiento analizados por SAIZ y MELENDEZ. . . . .	30
3.3. Propiedades generales de los campos representativos de China. . . . .	31
3.4. Propiedades del aceite crudo de Vietnam. . . . .	32
4.1. Datos básicos de yacimiento (formación mugrosa). . . . .	38
5.1. Rangos especificados para termómetros. . . . .	47
6.1. Densidad de campo en el centro de las tuberías. . . . .	62
6.2. Propiedades termofísicas de los materiales @ 20 [°C]. . . . .	66
7.1. Rango de caudal permitido aplicando 0,335 [tesla] al crudo Col-25 . . . . .	83
7.2. Rango de caudal permitido aplicando 0,336 [tesla] al crudo Col-63 . . . . .	87
7.3. Resultados de las pruebas de punto de nube. . . . .	87
7.4. Propiedades de los crudos antes y después del tratamiento. . . . .	89
A.1. Resumen diseño factorial. . . . .	105
A.2. Resumen del procedimiento . . . . .	107
A.3. Tabulación del ascenso rápido. . . . .	108
B.1. Densidad de campo generada por las bobinas cortas. . . . .	109
B.2. Densidad de campo generada por las bobinas largas. . . . .	110
B.3. Resultados del montaje para determinar la forma óptima del núcleo. . . . .	110
B.4. Resultados del montaje para determinar la longitud óptima de la protuberancia del núcleo. . . . .	110

---

B.5. Resultados del montaje para determinar el efecto de dos solenoides en serie, longitud de la protuberancia y la corriente de alimentación sobre el valor de la densidad de campo magnético. . . . .	111
B.6. Caudal producido por la bomba en función de la frecuencia de salida del variador de velocidad. . . . .	111
B.7. Densidad de campo generada en función de la corriente de alimentación. . . . .	112
B.8. Resultados de la repetición del mismo experimento. . . . .	112
B.9. Resumen diseño factorial para el crudo del pozo Col-25. . . . .	113
B.10. Resumen del procedimiento para el crudo Col-25. . . . .	113
B.11. Tabulación del ascenso rápido en el sentido “(1)”. . . . .	113
B.12. Tabulación del ascenso rápido en el sentido “a”. . . . .	114
B.13. Valores necesarios en cada experimento para el crudo Col-25. . . . .	114
B.14. Resumen diseño factorial para el crudo del pozo Col-63. . . . .	115
B.15. Resumen del procedimiento para el crudo Col-25. . . . .	115
B.16. Tabulación del ascenso rápido en el sentido “a”. . . . .	116
B.17. Valores necesarios en cada experimento para el crudo Col-63. . . . .	116
B.18. Comportamiento reológico del crudo Col-63. . . . .	117

# Lista de figuras

2.1. Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez. . . . .	8
2.2. Espesor del depósito de cera Vs. Tiempo . . . . .	11
2.3. Mecanismo de acumulación de depósitos de parafina. . . . .	12
3.1. Campo magnético terrestre. . . . .	16
3.2. Guía del flujo a través de un camino de reluctancia baja. . . . .	18
3.3. Blindaje magnético. . . . .	19
3.4. El espín del electrón sobre su eje y su movimiento orbital alrededor de su núcleo son los orígenes del magnetismo en los materiales. . . . .	20
3.5. Líneas de flujo magnético en un solenoide. . . . .	22
3.6. Campo Magnético sobre el eje interior de un solenoide en función de la posición x sobre dicho eje. . . . .	23
3.7. Regla de la mano derecha para determinar la polaridad de una bobina. . . . .	23
3.8. Corte transversal de un solenoide corto. . . . .	24
3.9. Esquema general inducción magnética. . . . .	25
3.10. Esquema herramienta magnetica MFC de paso completo . . . . .	29
4.1. Localización del Campo Colorado. . . . .	35
4.2. Muestra de depósito parafínico recolectado de Col-25. . . . .	39
4.3. Pozo Colorado 25. . . . .	40
4.4. Pozo Colorado 63. . . . .	41
4.5. Operario realizando maniobras de muestreo en cabeza de pozo. . . . .	43
5.1. Observación de la fluidez de una muestra de crudo. . . . .	48

6.1. Elementos para las pruebas iniciales. . . . .	52
6.2. Esquema de medición campo estático. . . . .	53
6.3. Densidad de campo generada por las bobinas cortas. . . . .	54
6.4. Densidad de campo generada por las bobinas largas. . . . .	54
6.5. Probeta con metanol. . . . .	55
6.6. Prototipos para escoger la forma óptima del núcleo. . . . .	56
6.7. Montaje para determinar la forma óptima del núcleo. . . . .	57
6.8. Resultados del montaje para determinar la forma óptima del núcleo. . . . .	57
6.9. Montaje para determinar la longitud óptima de la protuberancia del núcleo. . . . .	58
6.10. Resultados del montaje para determinar la longitud óptima de la protuberancia del núcleo. . . . .	58
6.11. Montaje para determinar el efecto de dos solenoides en serie, longitud de la protuberancia y la corriente de alimentación sobre el valor de la densidad de campo magnético. . . . .	59
6.12. Resultados del montaje para determinar el efecto de dos solenoides en serie, longitud de la protuberancia y la corriente de alimentación sobre el valor de la densidad de campo magnético. . . . .	60
6.13. Arreglo de bobinas cortas con devanados agregados y núcleo de hierro. . . . .	61
6.14. Esquema fuente y bobinas de alta potencia. . . . .	62
6.15. Tubería de acero inoxidable impregnada de depósitos parafínicos. . . . .	63
6.16. Elementos de laboratorio. . . . .	64
6.17. Detalle de la muestra de parafina en el centro de las bobinas. . . . .	64
6.18. Conductividad térmica de algunos sólidos típicos . . . . .	67
6.19. Distribución de temperatura a través del tiempo. . . . .	68
7.1. Esquema simulador de las condiciones de pozo. . . . .	71
7.2. Recipientes para almacenamiento de crudo muerto. . . . .	72
7.3. Muestra de parafina recolectada en campo. . . . .	72
7.4. Caudal de la bomba en función de la frecuencia del variador. . . . .	74
7.5. Densidad de campo generada en función de la corriente de alimentación. . . . .	75
7.6. Punto de fluidez de un experimento repetido. . . . .	76
7.7. Diseño experimental para el crudo Col-25. . . . .	80
7.8. Ascenso rápido para el crudo Col-25. . . . .	82

---

7.9. Diseño factorial para el crudo Col-63. . . . .	84
7.10. Ascenso rápido para el crudo Col-63. . . . .	86
7.11. Comportamiento de la viscosidad del crudo Col-63 @ 25°C. . . . .	88
7.12. Comportamiento de la viscosidad del crudo Col-63 @ 14°C. . . . .	88
7.13. Comportamiento de la viscosidad del crudo Col-63 @ 10°C. . . . .	89
A.1. Combinaciones del tratamiento en el diseño factorial. . . . .	106

# Capítulo 1

## Introducción

Del petróleo se dice que es el energético más importante en la historia de la humanidad; un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo. Aunque se conoce de su existencia y utilización desde épocas milenarias, la historia del petróleo como elemento vital y factor estratégico de desarrollo es relativamente reciente, de menos de 200 años.

La alta dependencia que el mundo tiene del petróleo y la inestabilidad que caracteriza el mercado internacional y los precios de este producto, han llevado a que se investiguen energéticos alternativos sin que hasta el momento se haya logrado una opción que realmente lo sustituya, aunque se han dado importantes pasos en ese sentido. Los mayores depósitos de petróleo y los principales productores se encuentran en el Medio Oriente, América Latina (con México y Venezuela), África, Europa Oriental, Rusia, Norteamérica y el Lejano Oriente. Colombia es un productor independiente, aunque su participación se considera marginal.[25]

Existen parámetros internacionales, como los del Instituto Americano del Petróleo (API) que diferencian la calidad del crudo y, por tanto, su valor. Así, entre más grados API tenga un petróleo, mejor es su calidad. Los petróleos de mejor calidad son aquellos que se clasifican como livianos y/o suaves y dulces. Los llamados livianos son aquellos que tienen más de 26 grados API. Los intermedios se sitúan entre 20º y 26º API, y los pesados por debajo de 20º API. También se clasifican entre dulces y agrios. Los primeros son aquellos que contienen menos de 0.5 por ciento de azufre; los segundos los que tienen más de 1.0 por ciento de azufre. Al refinarlos, los petróleos livianos y dulces producen más gasolina y causan menos contaminación y por tanto son los más apetecidos.

Según la teoría más aceptada, el origen del petróleo -y del gas natural- es de tipo orgánico y sedimentario. Esa teoría enseña que el petróleo es el resultado de un complejo proceso físico-químico en el interior de la tierra, en el que, debido a la presión y las altas temperaturas, se produce la descomposición de enormes cantidades de materia orgánica que se convierten en aceite y gas. El petróleo se encuentra ocupando los espacios de las rocas porosas, principalmente de rocas como areniscas y

calizas. Es algo así como el agua que empapa una esponja. En ningún caso hay lagos de petróleo. Por consiguiente, no es cierto que cuando se extrae el petróleo quedan enormes espacios vacíos en el interior de la tierra. [3]

En Colombia los recursos naturales no renovables, entre ellos los hidrocarburos (petróleo y gas natural), son propiedad del Estado. La política petrolera la define el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y Ecopetrol S.A., como entidad del Estado, es la encargada de su ejecución. La Industria Petrolera Colombiana ha sido en los últimos años el motor de la Economía del país. [14][25] Colombia ha centrado los esfuerzos en mantener la autosuficiencia petrolera, de no hacerlo conllevaría a la compra de crudo a las compañías asociadas o a importarlo, y en ambos casos a precios internacionales sumado a las implicaciones negativas sobre la economía, las finanzas públicas y las exportaciones; en consecuencia ha tomado importancia la posibilidad de continuar explotando los campos llamados maduros.<sup>1</sup>

El Campo Escuela Colorado por sus características, es reconocido como un campo maduro. Actualmente, su producción es muy baja, la cual en promedio es de 25 BOPD, 81 KPC y 5 BWPD. La declinación se debe principalmente a la caída de presión del yacimiento y a problemas de precipitación de orgánicos.<sup>2</sup>

La parafina o acumulación de cera ha sido reconocida como un gran problema en la industria del petróleo alrededor del mundo, generando inconvenientes en la producción, transporte y almacenamiento de crudo. Los compuestos parafínicos se precipitan para luego depositarse, causando problemas en la tubería, tal como la reducción de la tasa de flujo de crudo<sup>3</sup> llegando a cesar por completo la producción en algunos casos. La acumulación de depósitos de compuestos parafínicos está asociada con el equilibrio de las fases. Este proceso es función de las características intrínsecas del petróleo y de las variaciones de temperatura y de presión durante la producción. Así mismo, la aparición de depósitos parafínicos se manifiesta apenas se rompe este equilibrio, provocado por el enfriamiento del crudo y/o desprendimiento de las fracciones más livianas originalmente disueltas en el crudo. Existen varios métodos preventivos y correctivos para controlar la acumulación de depósitos de compuestos parafínicos entre los cuales se destacan el uso de inhibidores químicos, la inyección de solventes, el empleo de reacciones termoquímicas y remoción mecánica. El método químico, particularmente, posee muchas ventajas, pero a pesar de éstas, algunos químicos son costosos, peligrosos para el ambiente y pueden trabajar efectivamente sólo en crudos específicos.[50] Aplicaciones de campo magnético a través de herramientas desarrolladas específicamente para cada

---

<sup>1</sup>Se refiere a un yacimiento que lleva más de 20 años activo, con problemas en la producción y que ha alcanzado el límite económico.

<sup>2</sup>Históricamente el Campo ha presentado problemas de taponamiento por parafinas, lo cual ha sido la causa principal de la caída de producción.

<sup>3</sup>Causado por la reducción del diámetro de la tubería y el área de la sección transversal disponible para el flujo.

caso particular,<sup>4</sup> permitirán también reducir y controlar la formación de depósitos parafínicos. Destacando que el empleo de esta tecnología reposa sobre resultados empíricos[13] y no existen estudios concluyentes en relación al efecto de campos magnéticos sobre el comportamiento de las fases de compuestos parafínicos en el crudo debido a su naturaleza compleja<sup>5</sup>. El propósito del presente trabajo es realizar un estudio de aplicabilidad del método magnético como tratamiento inhibitor de depósitos de parafina en los pozos productores del Campo Escuela Colorado y de ésta manera sentar las bases de una futura implementación del método como alternativa de solución al problema de parafinas que aqueja gravemente al campo.

## 1.1. Objetivos

El objetivo general de este trabajo de grado es obtener el comportamiento del crudo del Campo Escuela Colorado ante un tratamiento magnético llevado a cabo bajo condiciones controladas de laboratorio.

Para el cumplimiento de este objetivo, se trazaron los siguientes objetivos específicos:

- Desarrollar pruebas y análisis de los resultados de viscosidad, punto de fluidez y punto de nube al crudo del Campo Escuela Colorado.
- Verificar el comportamiento del crudo del Campo Escuela Colorado, referente a viscosidad y fluidez ante la influencia de campos magnéticos.

## 1.2. Estructura del documento.

Este documento está dividido en ocho capítulos, cuyo contenido se resume a continuación:

En el capítulo 2 se exponen algunas características del crudo parafínico, así como los problemas inherentes en su extracción y transporte.

El capítulo 3 muestra generalidades del magnetismo en los materiales; antecedentes y teoría del método magnético como agente inhibitor en la acumulación de depósitos de compuestos parafínicos y su aplicación a nivel industrial.

El capítulo 4 presenta al Campo Escuela Colorado como escenario propicio para el estudio de mejoramiento de las propiedades reológicas del crudo a través de la aplicación del método magnético.

---

<sup>4</sup>El método magnético exige un estudio previo para cada crudo en particular.

<sup>5</sup>Se refiere a la diversidad de crudos, sus componentes y a los cambios que ocurren en sus propiedades físicas y químicas dependiendo del tiempo y lugar de explotación.

El capítulo 5 contiene una breve descripción de la metodología necesaria para la realización de las pruebas requeridas en el estudio de aplicabilidad.

El capítulo 6 presenta la descripción del modelamiento matemático del calentamiento de una tubería por inducción magnética, las pruebas realizadas sobre depósitos de parafina, y los resultados obtenidos.

El capítulo 7 muestra las pruebas sobre crudo sintético que se realizaron para evaluar el método magnético como herramienta inhibidora para la precipitación de depósitos de parafina.

El capítulo 8 presenta las conclusiones respecto a este trabajo de grado.

Finalmente, el capítulo 9 presenta algunas sugerencias para considerar en investigaciones futuras.

El documento contempla dos anexos. El anexo A, muestra el diseño experimental usado en las pruebas dinámicas. El anexo B, presenta las diferentes tablas de los resultados obtenidos tanto en las pruebas estáticas como en las pruebas dinámicas.

## Capítulo 2

# Crudo parafínico: características e inconvenientes en la producción y transporte.

### 2.1. Introducción

Dos componentes normales del crudo son las parafinas y asfaltenos. La parafina puede llegar a depositarse en las arenas productoras, en la tubería del pozo o en las líneas de superficie. El sitio más común para que esto ocurra es en la tubería del pozo y en las líneas de superficie, aun así, los depósitos formados en las arenas productoras acarrearán serias pérdidas de la producción que son difíciles de superar. Esto es un importante y serio problema que ocurre muy a menudo en la producción de crudo cuando disminuye la presión y cae la temperatura por debajo del punto de nube. El efecto de la presión es menor en comparación con el efecto de la temperatura. Así, sólo el efecto de la temperatura debe ser evaluado en la acumulación de depósitos de compuestos parafínicos. [44]

Estos depósitos, que se forman en la tubería de pozo y de transporte, interfieren con la producción y deben ser removidos. A través de los años se ha progresado en el desarrollo e implementación de métodos para la remoción de estos depósitos. Ha sido menor el progreso en el desarrollo de métodos en la prevención o inhibición de las formaciones de depósitos de compuestos parafínicos. Esto es debido a la falta de conocimiento de los mecanismos de depositación, la ausencia de laboratorios adecuados para poner a prueba métodos <sup>1</sup> y las dificultades en la interpretación de los resultados de las pruebas de campo en los tratamientos preventivos.[18]

Los compuestos parafínicos están conformados por átomos de carbono e hidrógeno con cadenas que van desde  $C_{18-20}$  hasta  $C_{70}$  o más. Los asfaltenos son macromoléculas insaturadas heterocíclicas que

---

<sup>1</sup>Basados en la prevención o inhibición de depósitos de compuestos parafínicos.

consisten principalmente de carbono, hidrógeno y componentes menores como el azufre, oxígeno, nitrógeno y varios metales pesados. Estos componentes de alto peso molecular en el crudo están en equilibrio a condiciones “normales” de yacimiento.<sup>2</sup> A medida que el crudo es producido, este equilibrio es alterado por un número de factores como los siguientes: decremento en la temperatura, reducción de la presión, adición de gases y líquidos miscibles, acidificación, inyección de aceite caliente y otras operaciones de pozo, provocando de esta manera problemas por parafinas o asfaltenos en las facilidades, en la tubería del pozo e inclusive provocando daño a la formación.

Para el análisis, explotación, comercialización y de acuerdo a su constitución química los crudos se dividen en tres categorías:

- Crudos aromáticos: Están constituidos por el benceno y sus derivados, contienen más del 45 % de hidrocarburos aromáticos y se caracterizan por ser cíclicos.<sup>3</sup> La gran mayoría de éstos son líquidos a las condiciones ambientales, incoloros, de olor aromático<sup>4</sup> menos densos que el agua e insolubles en ella y son muy buenos solventes. El costo de refinamiento de los productos es alto, debido a la presencia de contaminantes sobre todo sulfurados y oxidados.
- Crudos asfálticos: Son negros, viscosos, malolientes, y de elevada densidad (0,95 *g/ml*). De éstos se extrae poca gasolina y aceite combustible<sup>5</sup>, quedando residuo asfáltico; el costo de refinamiento de los productos es alto, debido a la presencia de contaminantes a veces en cantidades apreciables, que deben eliminarse a través de procesos muy costosos. Tienen un contenido mayor al 40 % de hidrocarburos del tipo ciclo parafínicos más conocidos como nafténicos o asfálticos, se denominan así porque de su residuo al vacío se obtienen los asfaltos comerciales. Los hidrocarburos ciclo parafínicos son saturados, sus enlaces son sencillos y forman anillos; los dos primeros (ciclo-propano y ciclo-butano) son gases a condiciones ambientales, del  $C_5$  al  $C_{15}$  son líquidos, y de ahí en adelante son sólidos.
- Crudos parafínicos: Son de color claro<sup>6</sup>, fluidos, y de baja densidad (0,75 a 0,85 *g/ml*). De éstos se extrae gran cantidad de gasolina, querosene, y aceites lubricantes; el costo de refinamiento de los productos es relativamente bajo, carecen de contaminantes y de hidrocarburos indeseables. Se caracterizan porque contienen más del 50 % de hidrocarburos saturados y dentro de éstos una cantidad superior al 40 % del tipo alcanos o parafínicos. Los hidrocarburos parafínicos normales son lineales, caracterizados porque los átomos están unidos por enlaces sencillos, indicando con

---

<sup>2</sup>Posee altos valores de temperatura y presión antes de la explotación del yacimiento

<sup>3</sup>Los cuales tienen anillos de seis átomos de carbono altamente insaturados, tres dobles enlaces alternados con tres enlaces sencillos en cada anillo.

<sup>4</sup>Olor un poco alquitranado.

<sup>5</sup>Fuel oil

<sup>6</sup>Verdes, anaranjados, rojizos, etc.

ello que las cuatro valencias del carbono están satisfechas. Los cuatro primeros miembros de la serie de los alcanos son gases (metano, etano, propano, butano), del  $C_5$  (pentano) al  $C_{16}$  (hexadecano) son líquidos, y de ahí en adelante son semi-sólidos y sólidos. Los hidrocarburos isoparafínicos, también son de enlace sencillo, pero forman cadenas ramificadas, por lo tanto tienen un punto de fusión menor que el correspondiente a la estructura equivalente de los parafínicos normales.[19][44]

Ante la problemática que aquejan a los campos petrolíferos, muchos estudios confirman que la causa principal para la acumulación de depósitos parafínicos es la refrigeración térmica; decrementos en la temperatura promueven la acumulación de depósitos de compuestos parafínicos y el mecanismo clave para la depositación de asfaltenos es el decremento de la presión, además de la introducción de fluidos incompatibles.[31][32][30]

## 2.2. Características del crudo parafínico

Evaluar la efectividad de un método al efectuar un tratamiento, ya sea preventivo o correctivo, es una tarea dispendiosa. La claridad en la selección de las propiedades modificadas durante un tratamiento así como la precisión en los resultados <sup>7</sup>, son criterios fundamentales para aumentar la eficiencia en el proceso de investigación.

En el transporte de crudo parafínico a través de una tubería <sup>8</sup> se deben tener en cuenta propiedades de flujo que reflejan el comportamiento del fluido en cuanto a su movilidad. La alteración de cualquier característica en el crudo repercutirá necesariamente en sus propiedades, y por ende en las condiciones de transporte del fluido; es importante resaltar que cuando un crudo fluye a través de un campo magnético sus propiedades químicas permanecen inalterables, pero el proceso de cristalización de la parafina se retrasa con el tratamiento, mejorando así la movilidad del crudo. En este trabajo de grado se busca evaluar las propiedades afectadas con el método magnético tales como la viscosidad, el punto de nube y el punto de fluidez.

En la figura 2.1 se puede apreciar el proceso que siguen las moléculas de cera en un muestra de crudo que se somete a una reducción paulatina de la temperatura. Para temperaturas superiores al punto de nube, la cera permanece suspendida en el aceite sin llegar a precipitar <sup>9</sup>, una vez que el primer cristal de cera se forma, se alcanza el punto de nube y empieza el mecanismo de precipitación de parafina formándose mas cristales de cera a medida que la temperatura desciende; finalmente

---

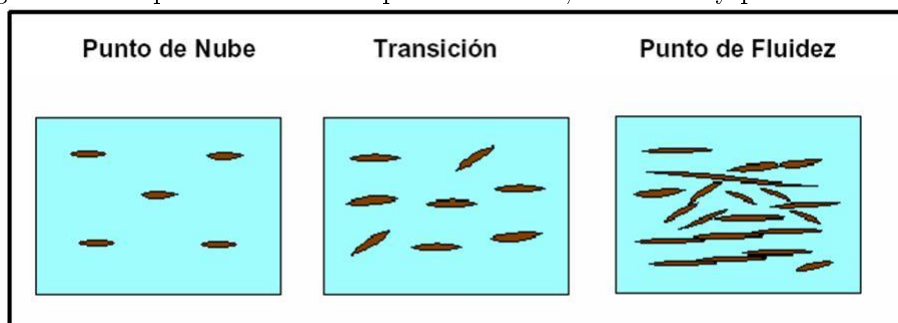
<sup>7</sup>Obtenidos tras la medición de las propiedades.

<sup>8</sup>Bien sea de pozo o de superficie.

<sup>9</sup>Estado del crudo ideal para recobro y transporte.

una red es formada con los cristales atrapando el aceite y evitando su fluidez, esta temperatura es conocida como punto de fluidez.

Figura 2.1: Esquematzación del punto de nube, transición y punto de fluidez.



Fuente: RODRIGUEZ L y CASTAÑEDA M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos-fase 1. En: ciencia, tecnología y futuro vol. 2 (dic. 2001) p. 65

A continuación se exponen con más detalle estas características del crudo.

### 2.2.1. Viscosidad

Un fluido es una sustancia que sufre una deformación continua cuando se somete a un esfuerzo cortante. La resistencia que ofrece un fluido real a esta deformación se le conoce como consistencia. Para gases y líquidos simples (newtonianos), la consistencia es constante, siempre y cuando la presión sea estática y la temperatura fija, para este tipo de materiales la consistencia se denomina viscosidad. La viscosidad puede considerarse como una conductividad de momento o de cantidad de movimiento, análoga a la conductividad térmica en la conducción de calor por conducción y al coeficiente de difusión en la transferencia de masa por difusión.

La unidad de viscosidad (viscosidad absoluta) en el sistema C.G.S. es el poise, el cual es igual a  $g/cm \cdot s$ , pero generalmente las viscosidades se trabajan en centipoises.

### 2.2.2. Punto de nube

Es la temperatura a la cual los compuestos parafínicos empiezan a precipitar; esa temperatura crítica de parafinamiento depende principalmente de la composición del fluido que contiene la parafina y la cantidad de gas disuelto. La muestra de crudo a examinar puede provenir de dos partes del pozo en general: del yacimiento o de las facilidades. El crudo tomado directamente del yacimiento se denomina crudo vivo, y posee todas las características originales del crudo en reservorio. La muestra se toma a temperatura y presión del reservorio en un contenedor que mantenga la presión del crudo,

evitando así pérdida de hidrocarburos. El punto de nube <sup>10</sup> se utiliza para encontrar el inicio del mecanismo de precipitación en crudo muerto, es decir, aquel que se toma en la facilidad; en el caso de crudo vivo se utiliza el punto de cristalización.

### 2.2.3. Punto de fluidez

Es la temperatura más baja, expresada como un múltiplo de 3°C de la temperatura de referencia, en la cual el aceite se observa fluir cuando es enfriado y examinado bajo condiciones prescritas. El punto de fluidez del crudo es el resultado de la cristalización de la cera y la malla que es formada por el cristal. Esta malla atrapa el aceite líquido, y si bastante cera está presente, solidificará el líquido.[36]

## 2.3. Parafinas

El petróleo crudo es una compleja mezcla de largas cadenas de hidrocarburos (parafinas), aromáticos, resinas, asfálticos, nafténicos.[12] Las verdaderas ceras de parafinas pertenecen a una familia que contiene sólo el carbón y el hidrógeno en la estructura molecular, y son también conocidos como alcanos. El más simple de los alcanos o parafina es el metano, el cual tiene un átomo de carbono y existe normalmente en forma de gas. Las parafinas con 6 a 12 átomos de carbono ( $C_6$  a  $C_{12}$ ) son líquidas, [11] aquellas que tienen alto peso molecular y largas cadenas de carbono desde  $C_{15}$  hasta  $C_{70}$  tienden a cristalizarse y precipitarse cuando la temperatura del crudo cae por debajo del punto de nube.[12] Las parafinas con carbonos comprendidos entre  $C_{18}$  y  $C_{60}$  son consideradas en la industria del petróleo como las principales formadoras de depósitos en las líneas de producción y transporte de crudo, es causa de millones de dólares en pérdidas por año a nivel mundial debido a la reducción o suspensión en la producción.[15] Inicialmente, la parafina está disuelta en el crudo formando parte de éste, a la presión y temperatura del yacimiento. Con la explotación del mismo, la parafina puede situarse en cualquier parte del sistema, tanto en el subsuelo como en superficie.[28] Los depósitos de parafina se forman principalmente en la pared de la tubería de producción, en zonas de baja velocidad, en zonas de restricción al paso de flujo, en intercambiadores de calor y líneas de transporte que atraviesan lugares de bajas temperaturas por donde el oleoducto tiene trazada su trayectoria.[15]

---

<sup>10</sup>Punto de cristalización a presión atmosférica.

### 2.3.1. Teoría de la cristalización

A temperaturas de yacimiento, la solubilidad de los componentes parafínicos es suficientemente alta para mantener estas moléculas totalmente disueltas en la mezcla. Una vez que el crudo deja el yacimiento y fluye a través de la tubería de producción, la reducción de la temperatura causa la cristalización y posterior precipitación de ceras (parafinas sólidas) en las paredes de la tubería, algunas veces llegando a la obstrucción del oleoducto.[12]

El comportamiento ideal en la producción de un crudo con contenido de parafinas, debería ser aquel en que el fluido del pozo llegara a la facilidad a una temperatura superior al punto de cristalización <sup>11</sup>; sin embargo muchos factores impiden que esto siempre suceda. [19] Para que la parafina se acumule, debe pasar a través de dos procesos: precipitación y acumulación.

#### 2.3.1.1. Precipitación de la parafina

El proceso de precipitación es definido como la solidificación de los cristales de cera en la fase líquida. Este proceso se lleva a cabo debido a la caída de temperatura en el sistema por debajo del punto de nube, lo que obliga a que la solubilidad del sistema se vea reducida de tal manera que la fase líquida no pueda mantener los sólidos en solución,[31] así pues, el punto de nube debe ser usado como indicador en problemas de precipitación.

#### 2.3.1.2. Factores que provocan la acumulación de depósitos de parafina

Los depósitos de compuestos parafínicos consisten de una mezcla de cadenas de hidrocarburos lineales en el rango de  $C_{18}H_{38}$  a  $C_{60}H_{122}$ , generalmente mezcladas con otros materiales orgánicos e inorgánicos tales como aceite crudo, gomas, resinas, material asfáltico, sales, arena, arcilla y agua.[31] Cuando las partículas sólidas precipitan de la fase líquida, estas se depositan sobre una superficie sólida en un tamaño considerable llegando a obstaculizar el proceso de producción. El proceso de precipitación se lleva a cabo en dos etapas: existe un movimiento de las partículas sólidas precipitadas hacia la pared de la tubería y luego hay adherencia de esas partículas sobre la pared. Tres factores contribuyen a aumentar la acumulación de depósitos de parafina: la tasa de flujo, temperatura y propiedades de la superficie.[45]

Estos factores se presentan en los siguientes párrafos haciendo énfasis en su contribución al mecanismo de acumulación de depósitos de parafina.

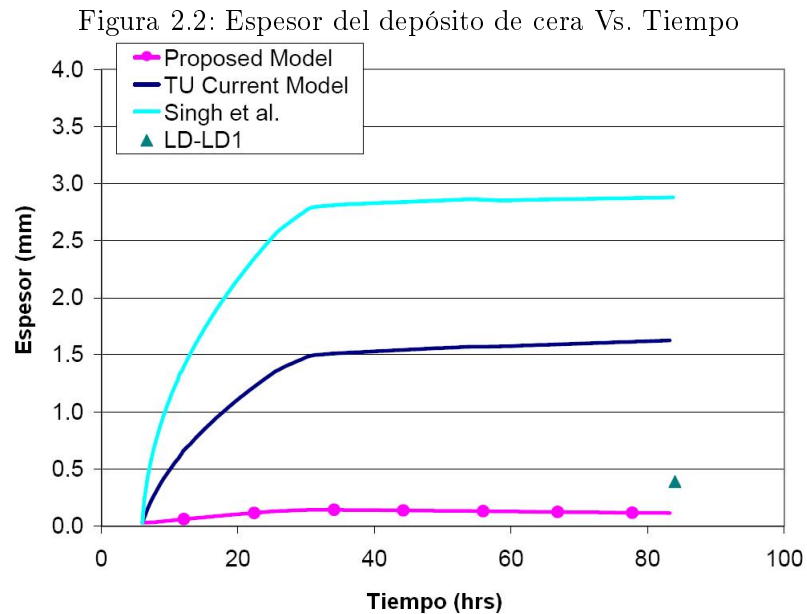
- Flujo: En flujo laminar, la acumulación de depósitos de parafina aumenta a medida que lo hace la tasa de flujo, esto es, porque hay más partículas para depositarse en la superficie. Cuando la

---

<sup>11</sup>Punto de temperatura del crudo vivo donde se presenta la formación del primer cristal de parafina.

tasa de flujo se incrementa en un régimen turbulento hay una reducción en la acumulación de cera a causa de la dispersión; es decir disminuye la acumulación de depósitos de parafina con un incremento de la tasa de flujo en régimen turbulento [39]; sin embargo un crudo parafínico transportado con tasas de flujo altas hace que los depósitos de parafina en las tuberías sean mas pesados y compactos.[45]

- Temperatura: A medida que el crudo es producido, en su ascenso a la superficie las condiciones termodinámicas del reservorio varían. Los altos valores de temperatura y presión en esta zona del sistema de producción que permiten al aceite mantener disueltas las ceras se reducen drásticamente. La principal causa de la formación y posterior precipitación de cristales de parafina es el enfriamiento del crudo por debajo del punto de cristalización. Sin embargo, cuando la presión del fluido se reduce por debajo del punto de burbuja <sup>12</sup> se liberan los compuestos más livianos del crudo enfriando el entorno; se crea así una diferencia de temperatura entre el volumen de fluido y la superficie interna de la tubería. La acumulación de depósitos orgánicos crece a medida que esta diferencia aumenta. [35][27] Inicialmente la tasa de acumulación es alta pero disminuye a medida que mas compuestos parafínicos se depositan sobre la superficie de la tubería,[38][26] este fenómeno se observa en la figura 2.2, donde se plasman los resultados de los estudios de Singh[46], el de Matzain (TU)[1] y el propuesto por Hernandez[33], fuente de la figura2.2.



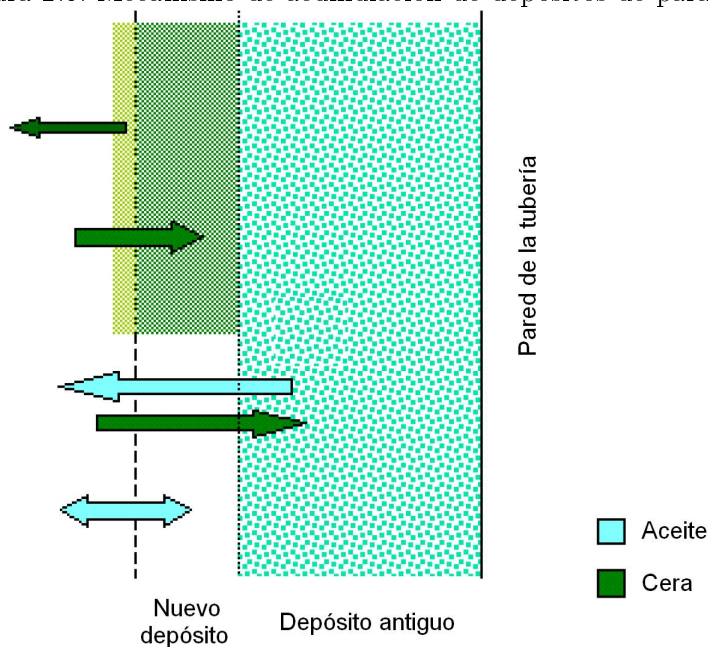
Fuente: HERNANDEZ O., Improvements in Single-Phase Paraffin Deposition Modeling, SPE 84502, 2003.

<sup>12</sup>Valor de presión donde el fluido presurizado comienza a liberar gas.

- Propiedades de la superficie: Es evidente que durante la acumulación de depósitos de parafina, los cristales de cera se adhieren a la superficie de la tubería. Por lo tanto la acumulación de ceras es una función de las propiedades de la superficie. Parks[6] demostró que añadiendo ciertas películas sobre la superficie del metal podría reducir la adherencia de parafina en la tubería. Hunt[18] concluyó que la parafina no se adhiere al metal en sí pero éste actúa como retenedor en las superficies rugosas de la pared interna de la tubería. Jorda[40] observó que la acumulación de depósitos de parafina incrementa cuando así lo hace la rugosidad de la superficie. Patton y Casad[8] argumentaron que la adhesión puede ser proporcional al área total de contacto relacionada con la rugosidad de la superficie. Jessen y Howell[23] estudiaron la acumulación de depósitos de parafina en distintos materiales y concluyeron que la cera depositada en una superficie lisa es menor que la depositada en el acero.

El mecanismo de acumulación de depósitos de parafina en la pared interna de la tubería propuesto por Hernandez [33] se observa en la figura 2.3:

Figura 2.3: Mecanismo de acumulación de depósitos de parafina.



Fuente: Modificado de HERNANDEZ O., Improvements in Single-Phase Paraffin Deposition Modeling, SPE 84502, 2003.

Hernandez propone que hay tres zonas demarcadas al interior de la tubería por la cual fluye el crudo. La zona más cercana a la pared de la tubería, denominada depósito antiguo; una zona más interna denominada nuevo depósito y la zona central de la tubería, por donde fluye el crudo.

Este mecanismo se produce cuando el crudo que fluye por la zona central se encuentra a una temperatura inferior al punto de nube: considerables cantidades de los cristales formados por la baja temperatura se integran al nuevo y al antiguo depósito, mientras el aceite atrapado en los depósitos por acción de la presión los abandona. De ésta manera se solidifica y a la vez se incrementa el tamaño de los depósitos, llegando a taponar por completo la tubería en algunos casos.

## 2.4. Producción y transporte de crudo.

Muchos daños ocasionados por la precipitación y acumulación de depósitos de ceras parafínicas pueden ser causados por operaciones normales en los campos petrolíferos. La adición de grandes volúmenes de fluidos fríos durante operaciones de acidificación y rompimiento en el fondo del pozo puede causar un proceso irreversible de depositación de parafinas y subsecuentes daños en la formación; la típica práctica de inyectar aceite caliente para la remoción de parafinas en las tuberías es otra fuente potencial de daño a la capacidad de producción en la cara de la formación.

El uso de HCl durante la acidificación, adición de líquidos orgánicos de baja tensión superficial como diesel, kerosene o gasolina y el uso de inyección de CO<sub>2</sub>, son causa de la depositación de asfaltenos en el área del pozo.[47][5]

Los depósitos de compuestos parafínicos son unos de los más comunes y costosos problemas en la industria del petróleo. Esto es porque reducen el diámetro de la tubería y la sección transversal disponible para el flujo, lo cual, interfiere con la producción de petróleo y gas, resultando en un costo adicional para el tratamiento, protección y remoción. Los depósitos representan una pérdida de la producción que margina los pozos.[20] Tanto el contenido como las características de la parafina varían drásticamente de yacimiento a yacimiento, los problemas de producción y sus soluciones varían de acuerdo a esto.[10]

En el Campo Escuela Colorado el principal problema operativo desde los inicios de su vida productiva ha sido la acumulación de depósitos parafínicos, generada básicamente por la reducción de temperatura y presión de los fluidos a lo largo de los procesos de extracción y recolección, la cual ha causado taponamiento de líneas, bajas en la producción, y hasta abandono de pozos.[19] Actualmente la producción se ha reducido hasta 25 barriles de aceite por día (BOPD), considerando que el Campo Escuela Colorado llegó a producir un máximo de 1771 BOPD.

Los inconvenientes que generan los depósitos de compuestos parafínicos, asfaltenos, arena y lodos en el Campo Escuela Colorado han llevado a la reducción del índice de productividad y cambios físicos en los alrededores de la cara del pozo que dan como resultado el incremento del daño a la formación. Se ha tratado de dar solución al problema mediante el método remedial de inyección de aceite caliente en las líneas de superficie y baches de químicos por el anular del pozo recirculados a través

del equipo de subsuelo. Sin embargo, de acuerdo a algunos estudios realizados por parte del Instituto Colombiano del Petróleo para campos cercanos al Campo Escuela Colorado y con semejantes inconvenientes por parafina, la inyección de aceite caliente en el pasado sin tener en cuenta características propias del crudo, puede ser la responsable de la actual baja productividad por generar acumulación de depósitos de parafina directamente en la cara del pozo causando posible daño a la formación[22]. El aporte del presente estudio es analizar la aplicabilidad del método magnético en el Campo Escuela Colorado como alternativa de solución a la problemática de acumulación de compuestos parafínicos; esta contribución es de gran importancia como alternativa de inhibición de la precipitación de parafina que históricamente ha presentado dificultades para el Campo Escuela Colorado. Los beneficios que ofrece el método en cuanto a los bajos costos en el funcionamiento y la ausencia de efectos indeseados para el pozo resaltan la importancia de esta investigación.

## Capítulo 3

# Método magnético: generalidades, antecedentes y aplicación.

### 3.1. Introducción

El tratamiento magnético a los crudos parafínicos es una técnica desarrollada e implementada en más de 14000 pozos de petróleo en la China; es de gran efectividad, no requiere aplicación de químicos adicionales y los costos de aplicación del método de inhibición son relativamente bajos.

La inhibición magnética es la técnica más reciente aplicada en diferentes sistemas de producción para establecer un control continuo en la precipitación de parafinas. Este método utiliza el carácter diamagnético de las sustancias orgánicas como el petróleo, cuyas moléculas al ser tratadas magnéticamente se polarizan y se repelen entre sí, manteniéndose dispersas en el fluido y suprimiendo de esta manera la formación de depósitos de parafina en las paredes internas de la tubería.[2][15]

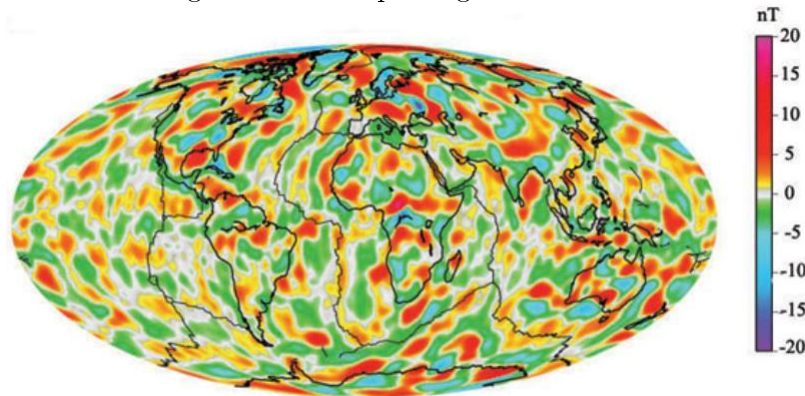
Para la implementación del método magnético a pozos productores de crudo parafínico se requiere de altos valores de densidad de campo magnético, el cual puede ser producido bien sea con solenoides o con imanes permanentes; siendo el último utilizado a nivel industrial porque no requiere energía externa para su funcionamiento. <sup>1</sup>

La tierra en sí misma es un generador de campo magnético permanente; el campo geomagnético generado se describe en una aproximación por un dipolo magnético ubicado en el centro de la tierra, cuyo eje está inclinado con respecto al eje de rotación.

---

<sup>1</sup>Se han utilizado imanes permanentes capaces de producir altos niveles de densidad de campo sustituyendo el uso de solenoides.

Figura 3.1: Campo magnético terrestre.



Fuente: [www.nasa.gov/centers/goddard/news/topstory/2004/0517magnet.html](http://www.nasa.gov/centers/goddard/news/topstory/2004/0517magnet.html)

El dipolo está dirigido hacia el Sur, de tal modo en el hemisferio Norte cerca del polo Norte geográfico se ubica un polo Sur magnético y en el hemisferio Sur cerca del polo Sur geográfico se ubica un polo Norte magnético. Por convención se denomina el polo magnético ubicado cerca del polo Norte geográfico, polo Norte magnético y el polo magnético situado cerca del polo Sur geográfico, polo Sur magnético[48]; la densidad de campo magnético varía de acuerdo a la ubicación geográfica, ésta ha sido modelada a través de satélites científicos de la NASA como lo es el Magsat, dando como resultado la figura 3.1.

En la figura 3.1 se aprecia que la densidad de campo magnético para la zona de Santander es muy baja, alrededor de 5 [nT]; esta densidad de campo magnético natural no representa un valor significativo en un tratamiento magnético a crudos parafínicos, donde se requieren valores mucho más altos para ser efectivo y de esta manera inhibir la acumulación de depósitos de parafina.

### 3.2. Generalidades

Para la descripción del campo magnético se utilizan varias magnitudes físicas relacionadas. La intensidad del campo magnético (simbolizada por  $\vec{H}$ ), mide el campo producido por las corrientes que circulan por hilos conductores. Por su parte, la densidad de flujo magnético  $\vec{B}$ , añade a la anterior los efectos derivados de las propiedades magnéticas del material, mediante un coeficiente denominado permeabilidad magnética  $\mu$ . Finalmente, la polarización magnética, ofrece una medida del momento intrínseco dipolar de los cuerpos, sin considerar los campos exteriores.

- Campo magnético estacionario: Es aquel que no es variable con el tiempo, puede obtenerse de un imán permanente o de una corriente directa que viaja en un conductor. La ley básica que describe la forma como se produce un campo magnético es la ley de ampere, que establece que

la integral de línea del campo magnético,  $\vec{H}$  en la trayectoria cerrada del conductor es igual a la corriente transportada por este; así:

$$\oint_c \vec{H} \bullet dl = I_c \quad (3.1)$$

Entonces, conociendo la corriente que circula por un alambre y la longitud de éste se puede establecer el campo magnético producido por dicha corriente. La corriente  $I_c$  en el Sistema Internacional de Unidades se mide en amperes [A], y el campo  $\vec{H}$  en amperes-vuelta por metro [A·v/m].

El flujo magnético es una medida de la cantidad de todo el grupo de líneas de flujo <sup>2</sup> que se generan y está descrito como:

$$\Phi = \int \vec{B} \bullet \vec{ds} \quad (3.2)$$

$\Phi$  se conoce como Flujo Magnético y se mide en webers [Wb][17].

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

$\vec{H}$  describe cuan intenso es el campo magnético en la región que afecta y se entiende como la capacidad que tiene un campo magnético de producir magnetismo por inducción, mientras que  $\vec{B}$  es la cantidad de flujo magnético por unidad de área que aparece en esa misma región (densidad de flujo magnético).

Otra distinción que se hace en ocasiones es que  $\vec{H}$  se refiere al campo en función de sus fuentes (las corrientes eléctricas) y  $\vec{B}$  al campo en función de sus efectos (fuerzas sobre las cargas).  $\vec{B}$  y  $\vec{H}$  se relacionan de la siguiente manera:

$$\vec{B} = \mu \vec{H} \quad (3.3)$$

$\mu$  representa la permeabilidad magnética absoluta del medio en el que aparece el campo magnético y viene dada por la relación entre la fuerza magnetizadora y la densidad de flujo del medio.

La permeabilidad relativa  $\mu_r$  es una variable de proporcionalidad que según el sistema físico que se observe puede ser una constante, y se define como la capacidad de un material de concentrar líneas magnéticas, o también, la mayor o menor facilidad de un material para ser magnetizado[16]; es un parámetro adimensional descrito así:

$$\mu_r = \frac{\mu}{\mu_0} \quad (3.4)$$

La permeabilidad relativa es una medida útil para comparar la capacidad de magnetización de los materiales. [17]

<sup>2</sup>Una característica de las líneas de flujo magnético es que se rechazan entre sí, sin cruzarse ni tocarse jamás.

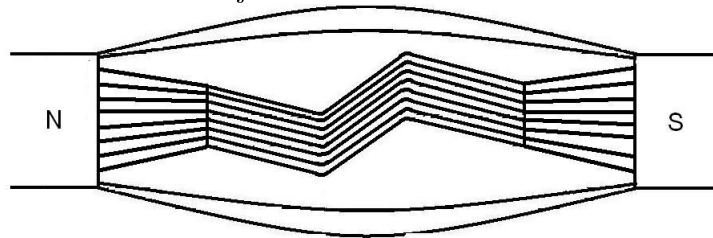
A la unidad de  $\vec{B}$  se le ha dado el nombre de tesla, pese a que comúnmente se emplea el gauss <sup>3</sup>. Sin embargo, la conversión es directa:  $1T = 10^4G$ .

Los geofísicos prefieren emplear el parámetro 'intensidad del campo magnético  $\vec{H}$ ' en vez del parámetro 'densidad del flujo  $\vec{B}$ '. Sin embargo, se puede substituir uno de estos parámetros por el otro, porque la permeabilidad del aire varía solo poco de la permeabilidad del vacío.

- Reluctancia: La oposición al flujo magnético se llama reluctancia. La reluctancia de un objeto depende del material y de las dimensiones del mismo. Si las dimensiones se suponen constantes, podemos comparar las reluctancias de varios materiales. Los materiales no magnéticos tienen la misma (dentro de un 1%) reluctancia del aire. Por otro lado, el aire tiene de 50 a 5000 veces la reluctancia de los materiales magnéticos comunes. Por ejemplo, el acero al silicio usado en los motores y transformadores tiene cerca de 1/3000 veces la reluctancia del aire.[41]

En la figura 3.2 se observa muchas de las líneas de campo magnético generadas por un par de imanes fluyendo a través del camino de menor reluctancia.

Figura 3.2: Guía del flujo a través de un camino de reluctancia baja.



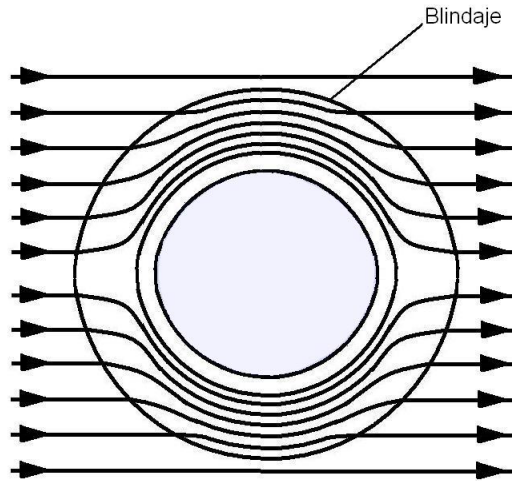
Fuente: ROWLER Richard, Electricidad, principios y aplicaciones. 1992. Pag 133

- Blindaje magnético: El flujo magnético se encorva, distorsiona y se guía colocando materiales de reluctancia baja en el campo magnético. Por ejemplo, la mayor parte del flujo de la figura 3.2 se encorva y se guía a través de la barra de hierro torcida. El blindaje magnético utiliza la tendencia del flujo a distorsionar y seguir el camino de reluctancia más baja. Un blindaje magnético es precisamente un material de reluctancia muy baja. El material se pone en torno al objeto que ha de protegerse de cualquier campo magnético en sus proximidades. La figura 3.3 ilustra cómo un elemento que se encuentre al interior del blindaje no ha de ser sometido a un alto nivel de densidad de flujo <sup>4</sup>.

<sup>3</sup>Un gauss es una línea de flujo magnético por centímetro cuadrado.

<sup>4</sup>No se blindan por completo el interior debido que algunas de las líneas de flujo magnético no toman el camino de menor reluctancia.

Figura 3.3: Blindaje magnético.



Fuente: Modificada de FOWLER Richard. Electricidad: principios y aplicaciones. 1992. Pag 133.

- Susceptibilidad magnética: Para un campo magnético homogéneo externo  $H$  y un material capaz de ser imantado y situado en este campo externo de tal modo, que la normal a su superficie forma un ángulo  $q$  con el campo externo, se define la intensidad de magnetización  $I$  del material como sigue:

$$I = Kappa * H * \cos q \quad (3.5)$$

Donde kappa es una constante de proporcionalidad denominada susceptibilidad magnética del material, es cero en el vacío. En el caso que el campo externo está normal a la superficie la fórmula se reduce de la manera siguiente:

$$I = kappa * H \quad (3.6)$$

- La inducción magnética  $H'$  y la densidad del flujo magnético  $B$ : Un material imantado por un campo externo  $H$  genera por si mismo un campo  $H'$  relacionado con la intensidad de magnetización o la imantación respectivamente por la fórmula siguiente:

$$H' = 4 * \pi * I \quad (3.7)$$

El flujo magnético total del material con eje perpendicular al campo generado y medido en una cavidad pequeña del material se denomina inducción magnética o densidad del flujo magnético  $B$ , que es la suma de los campos magnéticos interno y externo. En los materiales moderadamente magnéticos la densidad del flujo magnético es proporcional a la intensidad magnética del campo externo  $H$  como se demuestra en lo siguiente:

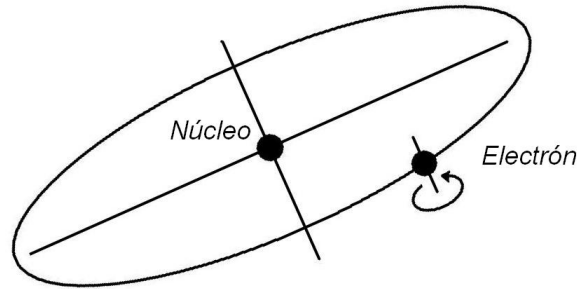
$$B = H + H' = H + 4 * \pi * I = H * (1 + 4 * \pi * \kappa) = \mu * H \quad (3.8)$$

La constante de proporcionalidad  $\mu$  ya se conoce como la permeabilidad. [48]

### 3.3. El magnetismo de los materiales

El magnetismo de los materiales también es debido al movimiento de los electrones, pero en este caso los campos y fuerzas magnéticas son causados por el espín de los electrones y su movimiento orbital alrededor del núcleo como se observa en la figura 3.4.

Figura 3.4: El espín del electrón sobre su eje y su movimiento orbital alrededor de su núcleo son los orígenes del magnetismo en los materiales.



*Fuente: autores.*

Cada electrón que gira alrededor de su propio eje se comporta como un dipolo magnético.

#### 3.3.1. Tipos de materiales magnéticos

Dependiendo de peculiaridades de la estructura electrónica de los materiales se distinguen diferentes tipos de materiales magnéticos:

1. Materiales diamagnéticos : Los materiales diamagnéticos están caracterizados por susceptibilidades magnéticas negativas, lo que significa, que la imantación inducida en ellos está orientada en sentido opuesta con respecto al campo externo aplicado. Las susceptibilidades magnéticas de la mayoría de los materiales diamagnéticos no dependen de la temperatura. Solo las susceptibilidades magnéticas de antimonio y bismuto varían a una temperatura de  $-180$  [°C]. Materiales diamagnéticos son entre otros las sales, la anhidrita, cuarzo, feldespato y grafito. El diamagnetismo se basa en el movimiento de un electrón alrededor de su núcleo generando una corriente de poca intensidad. El momento magnético (o espín) es un vector, que en

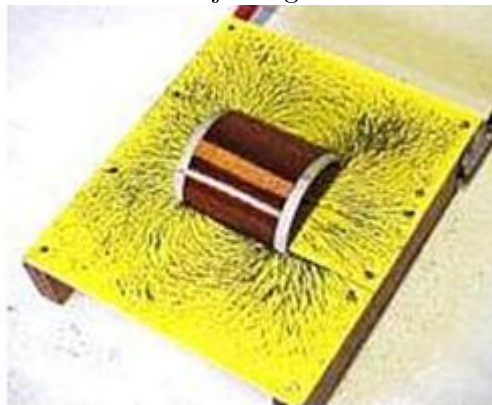
presencia de un campo magnético externo toma un movimiento de precesión alrededor de este campo externo. Este movimiento periódico adicional del electrón produce un momento magnético orientado en sentido opuesto con respecto al campo aplicado. El diamagnetismo puro sólo aparece si los momentos magnéticos de los átomos son nulos en ausencia de un campo exterior como en los átomos o iones que poseen capas electrónicas completas.

2. **Materiales paramagnéticos :** Los materiales paramagnéticos son ligeramente magnéticos, caracterizados por susceptibilidades magnéticas pequeñas positivas. En los materiales paramagnéticos la susceptibilidad magnética es inversamente proporcional a la temperatura absoluta según la Ley de Curie. La mayoría de los componentes formadores de las rocas como por ejemplo los silicatos comunes son paramagnéticos o diamagnéticos. Los granos de materiales paramagnéticos y diamagnéticos tienden alinearse con sus ejes longitudinales transversal u oblicuamente con respecto al campo externo aplicado. Los átomos o las moléculas de los materiales paramagnéticos están caracterizados por un momento magnético en ausencia de un campo externo y por una interacción magnética débil pasando entre sus átomos. Normalmente sus átomos están distribuidos al azar, pero aplicando un campo externo tienden alinearse paralelamente a la dirección del campo. Esta alineación es una tendencia, que se opone a su agitación térmica. El paramagnetismo se basa en los espines (momentos magnéticos) no compensados de los electrones, que ocupan capas atómicas incompletas como los subpisos 3-d de los elementos escandio y manganeso por ejemplo. Minerales paramagnéticos son olivino, piroxeno, anfíbol, granate y biotita. En un separador magnético dependiendo de sus susceptibilidades magnéticas respectivas estos minerales son imantizados a distintas intensidades del campo magnético engendrado por el separador magnético .
  
3. **Materiales ferromagnéticos :** Los materiales ferromagnéticos tienen susceptibilidades positivas y relativamente altas. Sin aplicar un campo magnético externo la interacción de los momentos magnéticos de sus átomos resulta en un comportamiento colectivo de grupos de átomos, llamados dominios. En los elementos hierro, cobalto y níquel esta interacción es característica para los espines no compensados de los subpisos 3-d de sus átomos. Estos elementos pueden lograr un estado de imantación espontáneo consistente en la configuración ordenada de los momentos magnéticos de todos los átomos. Aplicando un campo magnético los dominios se alinean en configuraciones paralelas y con sus ejes longitudinales paralelas a la dirección del campo externo de tal modo generando una susceptibilidad magnética alta. A los cuerpos ferromagnéticos corresponden ciclos de histéresis típicos. [48]

### 3.4. Campo magnético producido por solenoides

El solenoide recto es una bobina conformada por varias espiras de alambre conductor, arrolladas una al lado de la otra, según una hélice de paso constante, en una o varias capas sobre una superficie cilíndrica. El solenoide se usa para producir un campo magnético intenso y uniforme en la región rodeada por sus espiras. A continuación en la figura 3.5 , usando limadura de hierro se observa el campo magnético producido por un solenoide recto.

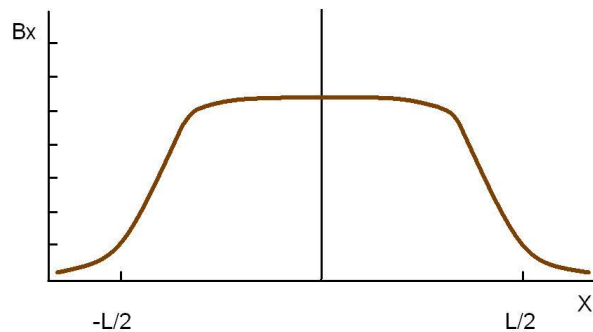
Figura 3.5: Líneas de flujo magnético en un solenoide.



Fuente: Tomada de [www.tecnoedu.com/F1000/ModuloXXV.php](http://www.tecnoedu.com/F1000/ModuloXXV.php)

Dentro del solenoide, las líneas son aproximadamente paralelas al eje y están espaciadas estrecha y uniformemente, indicando la existencia de un campo uniforme e intenso. Fuera del solenoide las líneas son mucho menos densas. Divergen de un extremo y convergen en el otro. La figura 3.6 es la representación del campo magnético en el eje de un solenoide en función de la posición (con el origen en el centro del solenoide). La aproximación de que el campo es constante, independientemente de la posición a lo largo del eje, es muy buena excepto en los puntos muy próximos a los extremos, obsérvese la figura 3.6.

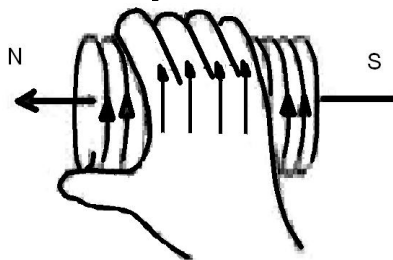
Figura 3.6: Campo Magnético sobre el eje interior de un solenoide en función de la posición  $x$  sobre dicho eje.



Fuente: Modificado de ALLEN Paul. y MOSCA Gene. Física para la ciencia y la tecnología

El campo magnético producido por un elemento conductor de corriente se puede extraer según la ley de Biot-Savart; la densidad de flujo magnético es perpendicular al plano formado por la dirección de la corriente y el punto considerado, y su sentido sigue la regla de la mano derecha: hacia arriba, si para llegar del conductor al vector de posición del punto se gira a la izquierda, y hacia abajo, en caso contrario.

Figura 3.7: Regla de la mano derecha para determinar la polaridad de una bobina.



Fuente: Modificada de PLONUS Martin. Electromagnetismo aplicado.

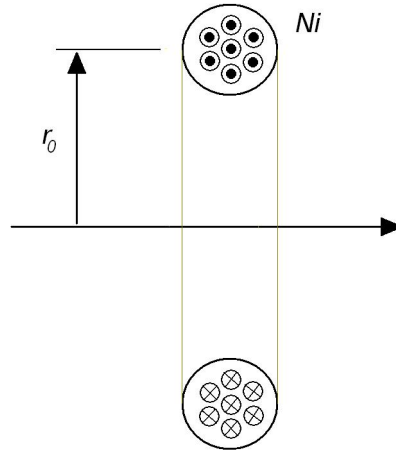
Así, como se observa en la figura 3.7, la dirección del campo magnético producido por un solenoide está indicada en el sentido del dedo pulgar, posicionando los demás dedos de tal forma que indiquen la dirección de la corriente en cada espira del solenoide.

Los solenoides se clasifican en dos tipos: los largos y cortos; los largos son aquellos en los que el radio es mucho más pequeño que su longitud, destacándose que la densidad de campo magnético en un extremo es aproximadamente igual a la mitad del valor en el centro del solenoide largo, característica notoria de éstos.<sup>5</sup>

<sup>5</sup>Las demás características son prescindibles para el desarrollo de la tesis.

Los solenoides cortos poseen la longitud más corta que su radio y es posible obtener una alta densidad de campo magnético reduciendo en lo posible su radio.<sup>6</sup>

Figura 3.8: Corte transversal de un solenoide corto.



Fuente: ROCCHIETTI Rubén. *Campo magnético: solenoides, capítulo VI, Universidad Nacional de Córdoba.*

Si se tiene un solenoide corto de  $N$  vueltas, es decir, aquel donde la longitud  $l$  es mucho menor que el radio medio  $r_0$  tal como se observa en la figura 3.8, se puede usar la siguiente ecuación para calcular la densidad de flujo magnético producida:[42]

$$B = \frac{\mu_0 Ni}{2r_0} \quad (3.9)$$

El campo magnético creado por una bobina de núcleo de aire puede ser intensificado, aumentando la corriente aplicada o llenando el espacio vacío del interior con un núcleo de algún material magnético de baja reluctancia como el hierro. Otra forma es construyendo la bobina en múltiples capas, es decir realizando un nuevo devanado encima del primero, después otro sobre el segundo, y así sucesivamente.

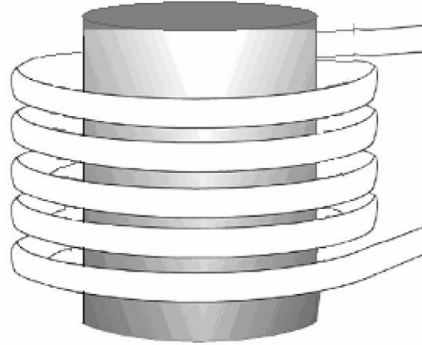
### 3.5. Calentamiento por Inducción Magnética

Para aumentar la temperatura de un metal se requiere someter la muestra a un campo magnético variable en el tiempo y de amplitud considerable. Bajo estas condiciones, en el interior de la muestra se inducen corrientes que producen disipación de potencia; la cual se manifiesta con un incremento en la temperatura, pudiendo llegar al valor de temperatura deseado para calentar el material.

<sup>6</sup>Se obtiene una mayor densidad de campo con un solenoide corto que en un solenoide largo que posee el mismo número de vueltas.

Para la generación del campo magnético se utiliza un solenoide donde en su punto interior se deposita la muestra, como se aprecia en la figura 3.9.

Figura 3.9: Esquema general inducción magnética.



Fuente: Tomado de ACEVEDO P. Alfredo R. Metodología para la construcción de un horno de inducción. 2007. Pag. 4

Desde el punto de vista eléctrico, se requiere hacer circular una corriente alterna a través del solenoide el cual se modela como una inductancia serie o en paralelo con una resistencia. Para lograr una circulación de la corriente adecuada se utiliza una fuente de potencia eléctrica de frecuencia y amplitud controladas; variables que determinan la temperatura y su evolución en el tiempo. Para obtener un aumento de temperatura en un material conductor se requiere en primera instancia, generar un campo magnético de amplitud considerable y variable en el tiempo. Una vez establecido, se requiere someter la pieza que se pretende calentar, a su influencia para aprovechar el efecto de disipación de potencia producido por las corrientes inducidas, o también llamadas de Foucault. En la figura 3.9 se presenta el esquema general del principio de calentamiento por inducción electromagnética. Cuando circula una corriente  $i$ , por un elemento inductor de  $N$  espiras y longitud  $l$ , se induce en su interior, una intensidad de campo magnético  $H$  según la ecuación:

$$Ni = \oint \vec{H} \cdot d\vec{l} \cong Hl \quad (3.10)$$

Si en el interior del solenoide existe una pieza de material conductor, cilíndrica, de radio  $r$ , longitud  $l$ , resistividad  $\rho$  y permeabilidad magnética  $\mu$ , en esta se induce una fuerza electromotriz (fem) que se modela mediante la siguiente ecuación, donde  $\varphi$  es el flujo magnético que la atraviesa.

$$fem = -N \frac{d\varphi}{dt} \quad (3.11)$$

La fem produce corrientes que son las responsables del aumento de la temperatura de la pieza, debido

a que existe una disipación de potencia, la cual desde luego, produce un aumento de la temperatura del material conductor. La expresión que sigue a continuación, representa el efecto Joule, cuantifica la potencia instantánea disipada y está definida por el producto de la magnitud al cuadrado de las corrientes inducidas  $i_F$  y la resistencia equivalente  $R_{eq}$  vista desde los terminales del solenoide.

$$p(t) = i_F^2 R_{eq} \quad (3.12)$$

Si se desea aumentar la temperatura de la muestra, se requiere la generación de una corriente de magnitud apreciable que debe circular por el solenoide para lograr así la inducción de las corrientes de Foucault que son las responsables de la disipación de potencia. Uno de los métodos más eficientes para alcanzar este fin es construir una carga resonante RLC serie o paralelo, y excitar la nueva carga mediante una fuente de tensión alterna o de corriente alterna. Teniendo como punto de partida una carga resonante RLC y la búsqueda de una alta eficiencia en el proceso, se puede utilizar un convertidor resonante para la generación de la corriente requerida. Un convertidor resonante es básicamente un puente inversor, alimentado de una fuente de tensión continua o corriente continua que alimenta una carga la cual generalmente presenta un tipo de resonancia LC.

Un sistema de calentamiento mediante la inducción electromagnética que utiliza una carga resonante serie, está conformado al menos por una fuente de alimentación alterna, un rectificador, un puente inversor monofásico y la carga resonante. [4]

### 3.6. Control mediante método magnético de la formación de depósitos.

Los métodos que son efectivos no siempre tienen éxito en distintos yacimientos o inclusive en distintos pozos del mismo yacimiento [49], es por esto que es imprescindible realizar estudios y analizar la aplicabilidad del método, observando su efectividad en el pozo en particular a tratar. Según “Corney”, la formación de depósitos controlados por tratamiento magnético pueden ser divididos en dos grupos:

- Depósitos inorgánicos: El principio general de trabajo del tratamiento magnético es un resultado de la interacción física. Cuando un fluido atraviesa de forma perpendicular un campo magnético, la fuerza de Lorentz es ejercida sobre cada uno de los iones. Estas fuerzas orientan la interacción entre los campos magnéticos y las cargas eléctricas en movimiento en forma de iones. El redireccionamiento de las partículas tiende a incrementar la frecuencia con que los iones de carga opuesta chocan y se combinan para formar un mineral precipitado, o un compuesto insoluble. Cuando esta reacción se lleva a cabo sin un intercambio de calor, la forma

mineral de la escama más común es llamada calcita. La calcita es un mineral adherente que se va formando a manera de capas en la superficie. A bajas temperaturas, la forma mineral es usualmente aragonita, la cual se adhiere mucho menos alrededor de la superficie, y tiende a formar pequeños granos o depósitos de escama suave. Se han reportado diferentes relaciones de aragonita a calcita obtenidas bajo el tratamiento magnético dando como resultado la reducción de la formación de escamas.

- Depósitos Orgánicos: Las moléculas de parafina hacen parte del crudo, las cuales son solubles en el aceite bajo condiciones de yacimiento. Cuando el equilibrio del crudo es alterado por los cambios de presión y temperatura en el pozo, la parafina precipita de la solución por ser más pesada que el aceite. [43] Los efectos de la presión en el aceite están en capacidad de disolver las moléculas de parafina pero no en gran medida dado a la volatilización de los hidrocarburos más livianos tales como el metano, etano, propano, butano, etc, causando, a menudo decremento en la solubilidad de la parafina. Corney [24] sostiene que al aplicar campos magnéticos sobre muestras de crudo las propiedades reológicas del mismo se ven afectadas. La acción de un campo magnético sobre las moléculas de parafina en una muestra de crudo que se desplaza a través de él, cambia los patrones de rotación y translación de los electrones, variando así su momento angular orbital. Esto causa perturbación en el proceso de aglomeración de los cristales.[13]

### 3.7. Comportamiento del crudo parafínico ante campos magnéticos

El uso de inhibidores ha sido efectivo en la reducción de problemas causados por acumulación de depósitos de compuestos parafínicos. Los inhibidores deben ser aplicados antes de que los compuestos parafínicos precipiten de la solución. [11] Un tipo de estructura magnética interna para inhibición de acumulación de compuestos parafínicos ha sido extensamente adoptado en muchos de los campos petrolíferos de China.

El taponamiento en las tuberías de producción puede ser generado por muchos factores, uno de ellos es el resultado de una combinación de fuerzas magnéticas y electrostáticas provocadas por el flujo de aceite en la tubería que contribuye a la acumulación de parafina, sales y escamas en el interior de la tubería.

De acuerdo a SHUAREN [52], cuando un crudo fluye a través de un nivel adecuado de campo magnético uniforme, las moléculas de parafina tienden a alinear sus polos con aquellos del campo magnético sin llegar a producir agitación térmica excesiva. Debido a esto, la acción del campo magnético en éstas moléculas cambia tanto los patrones de rotación como de translación de los electrones,

es decir, cambia su momento angular orbital; esto retrasa y perturba el proceso de aglomeración de los cristales. Argumenta que el campo magnético debilita la fuerza de dispersión cromática durante el proceso de cristalización de los compuestos parafínicos. Por tanto, se inhibe el crecimiento y coagulación de los cristales de parafina, lo cual, previene la acumulación de depósitos de compuestos parafínicos en las tuberías.

En su investigación, TUNG Nguyen P., VUONG Nguyen V., KHANH Bui Q., VINH Ngo Q., y HUNG Pham [50] trabajaron con crudos parafínicos de Vietnam y basados en referencias propusieron la siguiente tesis: “bajo un campo magnético dado, realmente se crean dipolos débiles dentro de la molécula de parafina. Estos dipolos generan una fuerza de repulsión entre las moléculas produciendo cambios en sus propiedades reológicas y morfológicas”.

Sin embargo, la falta de datos concluyentes en la literatura sobre el efecto de campos magnéticos en la parafina, no puede ser explicado satisfactoriamente por la naturaleza compleja del crudo, en el cual se encuentran innumerables componentes con diferentes propiedades físicas y químicas, esto hace que el estudio de aplicabilidad del método sea empírico y por lo tanto los resultados obtenidos para el crudo de un pozo en particular sean efectivos sólo para dicho crudo.

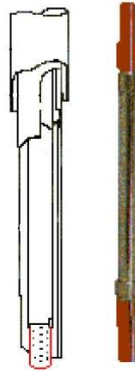
El método magnético como inhibidor de acumulación de depósitos de parafina exige el estudio de aplicabilidad en aquella zona del sistema de producción donde se pretenda llevar a cabo la implementación del mismo. Por ser inhibidor, lo adecuado es realizar el análisis para una implementación en la zona más cercana posible a la cara del pozo ya que es el lugar donde el crudo posee una alta temperatura, cercana a la de la formación y por ende es menos probable que exista acumulación de parafina en la tubería, zona ideal para la implementación del método.

Una herramienta magnética <sup>7</sup> que fue implementada en el pozo Kanaab-101, en zona marítima del golfo de México; instalada por la parte externa de la tubería del pozo a una profundidad de 3911 [m], [29] confirma que grandes profundidades son el lugar apropiado de instalación de la misma. El mecanismo que conforma la herramienta magnética controla la dirección del flujo magnético y lo comprime constantemente para aumentar la densidad del campo magnético generado y modificar la polaridad del fluido. Un esquema de la herramienta se puede observar en la siguiente figura 3.10:

---

<sup>7</sup>“El dispositivo magnético MFC de paso completo, ha trabajado satisfactoriamente durante 2.1 años”.

Figura 3.10: Esquema herramienta magnetica MFC de paso completo



Fuente: MENDEZ L. Ignacio, REYES R. Plácido. "Empleo de dispositivo magnético, como una solución para la depositación de asfaltenos en pozos de alta productividad". Congreso Nacional de AIPM, Veracruz. 2000.

En la siguiente tabla se exponen las características de la herramienta magnética MFC en mención:

Tabla 3.1: Características de la herramienta magnética MFC.

Tipo	Paso completo
Tamaño nominal	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> pulg
Diam. Máx. ext.	6,450 pulg
Diam. Mín. Int.	2,992 pulg
Conexiones	3 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> pulg M-VAM
Longitud	Tres tramos de 6 pies cada uno.
Material de la cubierta	22 Cromo
Material Magnético	Neodymium iron Boron
Vida estimada	7 a 10 años
Temperatura	135 <sup>o</sup> C (275 <sup>o</sup> F)
Presión interna	18060 <i>lb/pulg</i> <sup>2</sup>
Presión de colapso	18940 <i>lb/pulg</i> <sup>2</sup>
Resistencia a la tensión	125000 lbs
Fuente: REYES G., MENDEZ I. [29].	

Con el uso de dispositivos magnéticos se obtuvo un ahorro económico en equipo, servicios, materiales y disminución en tiempos de intervención.[29]

### 3.8. Antecedentes del método magnético

El crudo a menudo contiene compuestos parafínicos que al precipitar se pueden acumular en el yacimiento, reduciendo la porosidad de la roca; en la tubería del pozo <sup>8</sup>, reduciendo el diámetro efectivo de las tuberías restringiendo el paso del flujo de crudo, en la bomba y equipo de superficie ocasionando incrementos en los trabajos de mantenimiento. Esto hace de los depósitos de compuestos parafínicos indeseables en un campo petrolífero.

Existen muchos estudios que avalan el método magnético como un tratamiento efectivo en la inhibición de precipitación de compuestos parafínicos; los estudios se han aplicado en crudos tanto nacionales como extranjeros.

A continuación se recogen las conclusiones más importantes de algunos autores que han hecho estudios de aplicabilidad del método magnético y otros que muestran resultados de herramientas magnéticas implementadas:

- SAIZ Claudia y MELENDEZ Jorge [28], hicieron un análisis sobre aplicaciones del método magnético a diversos crudos, los campos de donde provienen y sus características se enuncian a continuación.

Tabla 3.2: Características de los crudos antes del tratamiento analizados por SAIZ y MELENDEZ.

CAMPO	POZO No.	°API@60°F	Punto de Nube [°F]	Viscosidad SAYBOLT [s]		
				90°F	120°F	200°F
Lisama	148	28	35	133	83	45
San Luis	7	35	15	52	48	38
Colorado	3	40,4	37	42	40	34

Fuente: SAIZ C., MELENDEZ J. [28].

Al término de su trabajo concluyeron que con la aplicación de altos niveles de densidad de campo magnético, se pudo observar la disminución del punto de fluidez en muestras de crudo parafínico, tomando el punto de fluidez como medida cualitativa de acumulación de compuestos parafínicos. Sustentan que con el tratamiento magnético las partículas de parafina en el crudo se mantienen disueltas e inhibidas, impidiendo su precipitación, destacando que la aplicación correcta de campo magnético a crudo parafínico es un método de control muy ventajoso debido a su acción inhibidora continua.

- WANG Biao y DONG Ligian [51], hicieron un estudio donde se comparaba la composición de muchos crudos representativos de China y posibles métodos remediadores e inhibidores.

<sup>8</sup>Lugar más frecuente de acumulación de depósitos de compuestos parafínicos debido principalmente al alto decremento de la temperatura en la tubería del pozo.

Parte de su trabajo se resume en la tabla:

Tabla 3.3: Propiedades generales de los campos representativos de China.

Campos petroleros en el área Oriental					
Crudos	Gravedad Específica [ $D_4^{20}$ ]	Viscosidad Cinemática [ $m^2/s$ ] @ (50°C)	Punto de Fluidez [°C]	Contenido de cera %(Wt)	Resinas y asfaltenos %(Wt)
Crudo Daquin	0,8601	23,85	30	26,2	9,02
Crudo Jilin	0,8684	26,38	26	22,3	17,24
Crudo Erlian	0,8949	83,60	26	16,6	20,60
Crudo Liaohe	0,8901	-	21	16,8	16,8
Crudo Jidong	0,8552	8,46	28	20,5	15,70
Crudo Dagang	0,8896	20,64	23	14,1	12,6
Crudo Huabei	0,8747	56,15	3	21,2	20,2
Crudo Shenli	0,9058	118,8	26	20,8	23,3
Crudo Zhongyuan	0,8509	13,6	32,5	21,4	8
Crudo Nanyang	0,8662	-	39	30,9	14,8
Crudo Jianghan	0,8640	25,51	31	14,6	23
Crudo Jiangsu	0,8450	-	43	37	16,5
Crudo Baise	0,8711	19,24	36	25,1	15
Crudos en el área Occidental					
Crudo Sichuang	0,8413	13,39	30	17,1	3,7
Crudo Changqin	0,8456	6,7	17	10,2	5,7
Crudo Qin Hai	0,8400	9,12	25	20	10,5
Crudo Yumen	0,8520	9,73	18	10	17,9
Crudo Tuha	0,8120	5,02	16	12	10
Fuente: DONG L., WANG B. [51].					

Una de las conclusiones que se destaca: para los pozos con cortes de agua por debajo del 50 %, contenidos menores del 30 % de cera y distribución de moléculas de carbono con un rango entre C13-C40, una buena eficiencia puede ser obtenida con el uso de removedores químicos y técnicas de inhibición, algunos pozos pueden ser tratados efectivamente con el método magnético como inhibidor de depósitos formados por compuestos parafínicos.

- TUNG Nguyen P., SPE; VUONG Nguyen V.; KHANH Bui Q.; VINH Ngo Q.; HUNG Pham V. [50], analizaron crudos característicos de Vietnam y su comportamiento ante la influencia de campos magnéticos; los crudos y sus características se plasman a continuación:

Tabla 3.4: Propiedades del aceite crudo de Vietnam.

No.	Propiedades	White Tiger	Dragon	Standards
1	Gravedad, $d_{20}^4$	0,8367	0,9000	ASTM D-1298
2	Punto de Fluidez, °C	30	28,2	ASTM D-97
3	Viscosidad @ 40°C	16,15	52,49	ASTM D-445
	(cSt) @ 50°C	8,43	35,79	
	@ 60°C	2,36	8,85	
4	Peso molecular	288,725	277,053	Método Cryoscopic
5	Asfaltenos, %Wt	0,06	1,19	GOST-1885
6	Resinas, %Wt	1,61	11,73	GOST-1885
7	Parafinas, %Wt	21,92	10,47	UOP. A-46
Fuente: SPE TUNG, VUONG N., KHANH B. [50].				

Luego del estudio, los autores demostraron que en correctas condiciones, bajo campos magnéticos, la viscosidad de muestras de crudo fue reducida. Los efectos del tratamiento magnético en el laboratorio dependieron fuertemente de la temperatura, intensidad de campo magnético y tiempo de exposición al que fueron sometidos. Es una combinación correcta de éstos parámetros la que asegura la efectividad del método, llegando a controlar el proceso de acumulación de depósitos de cera con una reducción de 20 a 25 % y con grandes cambios significativos en las propiedades reológicas del crudo.

El tratamiento magnético a crudo parafínico como método de inhibición de acumulación de depósitos de parafina posee una serie de características que lo hacen relevante a la hora de la implementación de un método de control de parafinas.

ROCHA Nelson de Oliveira y GONZÁLEZ Gaspar[13], concluyen que el crudo tratado revierte su efecto en cerca de ocho horas, tiempo suficiente para ser extraído y transportado a los tanques de almacenamiento.

El tratamiento magnético elimina el uso de peligrosos ácidos en la limpieza y reduce el costo de operación, trayendo consigo beneficios al medio ambiente, [20]

El beneficio económico obtenido usando el inhibidor de parafina magnético es muy prominente. No se requiere la aplicación de químicos, excepto por una inversión un poco más alta al principio, por lo tanto, el método es relativamente bajo en costos comparado con otros métodos.[52]

- Una gran variedad de herramientas magnéticas para el control de parafinas han sido desarrolladas por distintas compañías. El Instituto Colombiano del Petróleo llevó a cabo pruebas piloto en dos pozos del campo Lisama en el año 2004 usando las siguientes tecnologías: SOLAVITE, TULSAFLO, MAGNETIZER Y MAGCOP. Siendo ésta última una tecnología desarrollada

por ECOPETROL.<sup>9</sup>

Luego del estudio se concluyó que, las herramientas SOLAVITE, TULSAFLO y MAGNETIZER no causaron efectos favorables sobre las propiedades reológicas<sup>10</sup> del crudo producido en los pozos Lisama 54 y Lisama 86. En consecuencia, no se recomendó instalar estas herramientas como mecanismo de inhibición de precipitación de parafinas en ninguno de los pozos del campo Lisama. Sin embargo, la herramienta MAGCOP causó efectos favorables sobre el punto de fluidez y el punto de nube del crudo producido en los pozos Lisama 54 y Lisama 86. Sobre la viscosidad no tuvo un efecto favorable contundente. Por esto se recomendó la instalación de esta herramienta como mecanismo de inhibición de la precipitación de parafinas en los pozos del campo Lisama.

---

<sup>9</sup>No se detallan las características de las herramientas por petición del Instituto Colombiano del Petróleo.

<sup>10</sup>Punto de fluidez, punto de nube y viscosidad.



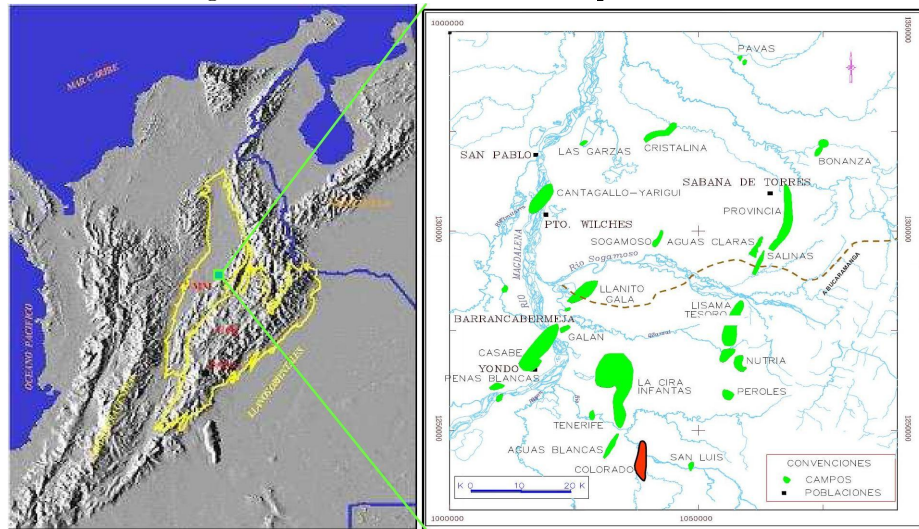
## Capítulo 4

# Campo Escuela Colorado: generalidades, características del crudo y muestreo.

### 4.1. Generalidades del Campo Escuela Colorado

El Campo Escuela 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) y al sur del Campo La Cira – Infantas, entre coordenadas  $X = 1,036,000 - 1,040,500$  y  $Y = 1,238,000 - 1,247,500$  Norte con origen Bogotá, en área de la antigua concesión De Mares, como se observa en la figura 4.1.

Figura 4.1: Localización del Campo Colorado.



Fuente: PINEDA César. Primer informe: servicio de producción bajo riesgo para un campo menor de la gerencia regional Magdalena. UIS. 2006.

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 del Campo Escuela Colorado se extrae principalmente de la formación mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno – Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal alongado en dirección norte – sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido norte – sur y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélite SW – NE. 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 y 1946. ECOPETROL desarrolló completamente el Campo entre 1953 y 1964, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados a lo largo de toda la estructura. El Campo Colorado inició producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose éste periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos principalmente por 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. Actualmente hay 33 pozos abandonados, 34 inactivos y 7 potencialmente activos. De éstos, sólo 4 están en producción. El aceite original estimado de acuerdo al último reporte conocido por parte de ECOPETROL es de 59MMBl y las reservas producidas son de 8,582 MMBl con un factor de recobro actual de 14,4 % y de acuerdo al Segundo Informe de Frente de Caracterización del Yacimiento Campo Colorado (César Augusto Pineda, UIS, Junio 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. El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de los pozos productores excepto, en Col-25 que posee un sistema de levantamiento Recoil; por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías y varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción de crudo. En superficie, algunas facilidades no se están utilizando porque las tuberías están taponadas o rotas; por lo tanto el crudo va a un tanque instalado o a una trampa y periódicamente el camión recoge lo producido.

La declinación de la producción en los pozos del Campo Escuela Colorado (15 % promedio anual), se debe principalmente al problema de depositación de parafina; éste problema se ha tratado de solucionar mediante el método correctivo de inyección de aceite caliente en las líneas de superficie y baches de químicos por el anular del pozo a través del equipo del subsuelo. De acuerdo a algunos

estudios realizados por parte del Instituto Colombiano del Petróleo, la inyección de aceite caliente sin tener en cuenta características propias del crudo, puede ser la responsable de la actual baja productividad de los pozos por generar precipitación y/o depositación de parafinas directamente en la cara del pozo causando posible daño a la formación.

## 4.2. Características del crudo del Campo Escuela Colorado

El Campo Escuela Colorado tiene más de cinco décadas de explotación y cuenta con un largo historial de datos de yacimiento, producción, workover, problemas de depositación de orgánicos y propiedades de fluidos. El problema de parafinas que posee actualmente el Campo Escuela Colorado, llevó a la necesidad de realizar estudios serios sobre las condiciones y características de la precipitación y acumulación de depósitos de parafinas para desarrollar de esta manera métodos no sólo correctivos, sino también preventivos que sean consecuentes con dichos estudios y minimizar en la medida de lo posible “desconocidas consecuencias que puedan afectar la vida productiva futura del yacimiento”.

Debido a la situación actual del campo, donde se presentan condiciones de producción con presiones inferiores a 440 [psia], seguramente no se continúa presentando acumulación de depósitos de parafina dentro del yacimiento pero sí en la tubería de producción, a la profundidad donde el fluido alcance el umbral de cristalización. El sistema de levantamiento artificial utilizado en el Campo Escuela Colorado es (en su mayoría), por bombeo mecánico y cuando el pozo está activo aunque se presente cristalización de parafinas, el movimiento del fluido ayuda a evitar que ocurra el crecimiento de cristales y favorece que su depositación sea lenta; pero generalmente por diferentes motivos los pozos productores duran mucho tiempo cerrados, entonces los cristales que ya están formados crecen al perder la energía cinética por el enfriamiento e interactúan formando redes cristalinas, y por gravedad, se depositan dentro de la tubería de producción y alrededor de la bomba de subsuelo.

La gran diferencia entre la temperatura de cristalización más baja <sup>1</sup> y el punto de fluidez del crudo <sup>2</sup>, hace que el problema no sea tan severo y se pueda asegurar el flujo a las condiciones del Campo <sup>3</sup>; también ayuda el hecho de que la viscosidad del fluido en todo el trayecto sea muy baja <sup>4</sup>. [19]

El petróleo del Campo Escuela Colorado se extrae principalmente de la formación mugrosa <sup>5</sup> y esmeraldas <sup>6</sup>.

En la tabla 4.1 se presentan los principales datos de yacimiento de arena B y C de la formación

---

<sup>1</sup>90 [°F]

<sup>2</sup>-11,2 [°F]

<sup>3</sup>En pozos de bombeo continuo.

<sup>4</sup>Inferior a 8 [Cp].

<sup>5</sup>Zonas B y C.

<sup>6</sup>Zona D.

mugrosa.<sup>7</sup>

Tabla 4.1: Datos básicos de yacimiento (formación mugrosa).

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	ARENA B	ARENA C
Presión estática	psi	900	3000
Temperatura de yacimiento	°F	114	174
API promedio	°API	41,2	39,7
Sg Gas en separador	Fracción (vol)	0,958	0,937
Presión de burbuja	Psia	648	2078
Viscosidad a Pb	Cp	1,64	0,462
Bo a Pb	Rb/Stb	1,091	1,401
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648
Profundidad promedio	ft	1700	3500
Aceite original	MM Bls	20	37,3
Porosidad promedio	%	13,2	17,6
Espesor promedio arena	ft	22,5	33,6
Area	Acres	634	1083
Producción prom. / Pozo perforado	MBbls	112	
Espaciamiento / Pozo	Acres	20 - 30	
Reservas remanentes	MBls	100 - 200	
Factor de recobro	%	14,83	
Pozos perforados		75	
Pozos activos		21	
Pozos produciendo		7	
Pozos cerrados		54	
Fuente: ARIZA Emiliano [19].			

### 4.3. Muestreo de crudo en el Campo Escuela Colorado

El estudio de aplicabilidad del método magnético en los pozos del Campo Escuela Colorado exige la selección correcta de los pozos y una reproducción de las condiciones a las cuales se encuentra el crudo en la zona del pozo donde se va a llevar a cabo la implementación.

#### 4.3.1. Toma de muestras

Una herramienta magnética para el control de parafinas se debe ubicar a una profundidad tal que las condiciones del crudo que allí se encuentra, no permitan que se inicie el mecanismo de acumulación de parafina. La temperatura es el factor más importante a tener en cuenta, a medida que el crudo

<sup>7</sup>Tomado de estudio de ECOPETROL “diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente”. 2003.

asciende por la tubería del pozo desde la formación, decrecienta su temperatura hasta que alcanza el punto de cristalización, es antes de éste punto donde se debe ubicar la herramienta magnética, y por lo tanto, son las condiciones de ésta zona del pozo las que se deben reproducir en el laboratorio para realizar el estudio de aplicabilidad. La toma de muestras de crudo de ésta zona del pozo y la reproducción de condiciones de temperatura y presión, sería lo ideal para llevar a cabo el estudio.

Basados en trabajos previos llevados a cabo en el Campo Escuela Colorado, especialmente en el trabajo del Msc. Emiliano Ariza [19], donde se concluye que: para este campo la reducción en la presión no juega un papel fundamental en el punto de cristalización de parafinas y de acuerdo a los trabajos de Ferreira [12], Kulwant [45], Eaton [35] entre otros, la presión del crudo es una factor relevante en la depositación de asfaltenos y no de parafinas. Finalmente se optó por despreciar esta variable y tomar muestras de crudo en cabeza de pozo, recolectar muestras de parafina depositadas en el pozo Col-25 y preparar crudo sintético <sup>8</sup> con el procedimiento descrito en el capítulo 7.

Figura 4.2: Muestra de depósito parafínico recolectado de Col-25.



Fuente: Autores

#### 4.3.2. Selección de los pozos

El tratamiento magnético es aplicable a aquellos pozos que poseen producción continua de crudo, sea por flujo natural o con la ayuda de alguna unidad de levantamiento artificial, debido a que se basa en el principio dinámico de polarización de las moléculas.

Buscando relacionar los resultados obtenidos con diferentes pozos, fue necesario seleccionar pozos productores de una misma zona del reservorio. Considerando los bajos niveles de producción del campo a la fecha del muestreo, un gran porcentaje de pozos abandonados y la imperiosa necesidad de dar solución a la problemática ocasionada por la acumulación de depósitos de parafina, se pre-

<sup>8</sup>Crudo de superficie más parafina para obtener un fluido parafínico similar al de las condiciones de fondo de pozo.

seleccionaron cuatro pozos candidatos para realizar el estudio, todos productores de la arena Mugrosa B:

Col-70 , Col-64, Col-25, Col-63

Luego de un análisis técnico con el operador del campo se llegó a la conclusión que de los cuatro pozos candidatos; Col-70 debía ser excluído, la razón, una falla en el sistema de levantamiento y la imposibilidad de obtención de una muestra de crudo. En Col-64, sin poseer unidad de levantamiento, la única forma de obtener una muestra de fluido es aguardar al llenado de la Columna, pero a la fecha del muestreo ésta no contaba con el nivel suficiente.

A pesar de que el pozo Col-63 contaba con las mismas condiciones para la extracción que las del pozo Col-64, en la fecha estipulada para llevar a cabo la recolección de muestras, la Columna se había llenado con suficiente fluido, por cuanto fue posible obtener la muestra buscada de este pozo. En el caso de Col-25, que actualmente cuenta con un sistema RECOIL , el cual se aprecia en la figura 4.3, se logró obtener la muestra sin mayores inconvenientes. Así, se recolectaron con éxito las muestras de crudo de Col-25 y Col-63.

#### 4.3.3. Pozo Colorado 25

Figura 4.3: Pozo Colorado 25.



*Sistema de recolección*

*Cabeza de pozo*

*Fuente: autores.*

Las características del crudo del Pozo 25 del Campo Escuela Colorado fueron tomadas de estudios realizados en [19], donde se hizo un muestreo no aleatorio de tipo intencional de todo el Campo y por bloque para la selección de un pozo cuyos fluidos fueran representativos del yacimiento. En el estudio se concluyó que el pozo Col-25, el cual se observa en la figura 4.3, presentaba la primera opción para

el muestreo porque, mostraba las mejores instalaciones en cabeza de pozo para el muestreo de fondo y superficie, la profundidad para el muestreo era relativamente superficial, el porcentaje de agua mínimo, buena vía de acceso y el fluido llenaba la Columna hasta la superficie.

El crudo del pozo proviene de la arena mugrosa B. Posee un contenido de ceras del 13.1% en peso y una gravedad de 34.9 °API. Actualmente Col-25 cuenta con un método de extracción de crudo por el sistema RECOIL. Utiliza un cilindro flexible que se introduce en el pozo por debajo del nivel de fluido por acción de un contrapeso ubicado en un extremo. El sistema espera al llenado del cilindro y sube a la superficie tirado por un carrete de cinta enrollado en la superficie. El fluido recogido se deposita en un tanque pequeño que al llenarse por completo se drena a un tanque mayor. El proceso se repite varias veces al día.

#### 4.3.4. Pozo Colorado 63

El crudo extraído de este pozo, al igual que el crudo del pozo Col-25, proviene de la arena mugrosa B. Actualmente no cuenta con ningún sistema de levantamiento. Es un pozo que fluye por períodos, posiblemente porque la mayoría de los pozos aledaños están abandonados, con lo cual se represiona el yacimiento. En la figura 4.4 se puede apreciar el estado actual del cabezal del pozo Col-63.

Figura 4.4: Pozo Colorado 63.



Fuente: Autores

#### 4.3.5. Normatividad del muestreo en cabeza de pozo

Cuando se requiere muestrear crudo en cabeza de pozo, se sigue el siguiente procedimiento, el cual ha sido estructurado por el Laboratorio de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander y aplicado en muchos campos de Colombia.

- Se debe verificar que el recipiente "toma muestras" se encuentre limpio y seco. Así mismo, se deben utilizar contenedores de 5 litros de máxima capacidad y que tengan tapa de seguridad. El tomar las muestras en recipientes relativamente pequeños permite determinar y evacuar más fácilmente el contenido de agua que pueda estar presente en el aceite. Se debe contar con un marcador de tinta indeleble, cinta de enmascarar, material para toma de apuntes y elementos de limpieza.
- Se utiliza un recipiente de boca lo suficientemente ancha y de aproximadamente 10 litros de capacidad ("balde"), para realizar las operaciones de purga de la tubería. Esto impedirá que haya derrames fuera del contrapozo con los conocidos daños al medio ambiente.
- Se ubica el recipiente de drenaje unos centímetros debajo de la válvula toma muestras del pozo. Se abre la válvula lentamente, permitiendo que salga fluido por el espacio de 5 segundos, se cierra y se realiza de nuevo la operación de apertura de la válvula hasta  $3/4$  de su máxima capacidad y se purga por otros 15 segundos, tiempo en el cual se espera se hayan removido de los sitios cercanos a la válvula, depósitos sólidos (posiblemente de parafinas), al igual que los asientos de líquidos densos como el agua. No realizar ésta operación de purga del sistema válvula y accesorios antes de la toma de muestras, conlleva a grandes errores y al final resulta siendo considerada una muestra no representativa.
- Sin cerrar la válvula se hace el cambio de recipiente, de drenaje al de toma de muestra. Se llena el recipiente hasta el 75 % de su máxima capacidad. Regularmente en crudos con altos contenidos de parafinas y debido a su temperatura y velocidad; el fluido que sale está acompañado en grandes proporciones de material espumoso que oculta el verdadero volumen de líquido colectado. Por esta razón se hace necesario, después de un aparente llenado del contenedor; esperar el tiempo suficiente hasta que el fenómeno desaparezca, tras lo cual se realizan purgas breves de 5 segundos hasta el completo llenado del recipiente.
- Se cierra la válvula y se tapa herméticamente el contenedor, limpiándolo y rotulándolo debidamente. Los residuos de crudo se depositan en un recipiente con tapa que debe estar disponible en el pozo. Nunca se lleva estos fluidos al contrapozo pues se debe considerar la posibilidad de lluvias las cuales harán que el fluido sea esparcido al ambiente.

Figura 4.5: Operario realizando maniobras de muestreo en cabeza de pozo.



Fuente: Autores



## Capítulo 5

# Metodología Experimental

El Campo Escuela Colorado desde los inicios de su vida productiva ha presentado serios inconvenientes por la depositación de orgánicos. Los esfuerzos por encontrar alternativas de remoción han llevado a elevar los costos del aceite producido. En este capítulo se presenta la metodología a seguir en el desarrollo del presente proyecto, en el cual se busca evaluar la aplicación de campos magnéticos como alternativa no convencional de control de la precipitación de parafinas en el Campo Escuela Colorado.

### 5.1. Revisión del estado del arte

Las características del crudo presente en el Campo Escuela Colorado permiten la implementación de técnicas de inhibición de la precipitación de parafina. En el capítulo 3 se explicaron los principios del método magnético y los resultados obtenidos en diferentes campos alrededor del mundo, y en el Capítulo 4 se presentaron los detalles de la revisión de las condiciones de los pozos factibles para el estudio.

### 5.2. Evaluación de la aplicación de campos magnéticos como alternativa de remoción de depósitos de parafina.

La precipitación de parafina se puede presentar en cualquier zona del sistema de producción donde la temperatura sea reducida por debajo del punto de nube. Con el fin de evaluar la aplicabilidad del método magnético como alternativa de remoción de los depósitos de parafina, se abarcó el rango disponible de valores de densidad de campo de acuerdo a la capacidad de los equipos. Los detalles se presentan en el capítulo 6

### 5.3. Evaluación de la aplicación de campos magnéticos como alternativa de inhibición de la precipitación de parafina

Debido al carácter empírico del método es necesario realizar una serie de experimentos en donde se manipulen las variables densidad de campo magnético aplicado y tiempo de exposición, de gran importancia en el tratamiento magnético para la inhibición de la precipitación de parafinas. Para conseguir buenos resultados optimizando el esfuerzo experimental, se realizó una serie de experimentos basados en un diseño factorial de dos variables seguido del método de ascenso rápido, los cuales se describen en el anexo A. En estos se utilizó la medición de punto de fluidez para hacer seguimiento. De esta manera se ubican los valores ideales en el tratamiento. Seguidamente se realizó la medición del punto de nube a la muestra que presentara la mayor reducción de punto de fluidez y finalmente se analizó la duración del efecto de inhibición midiendo la viscosidad del crudo a través del tiempo luego del tratamiento.

Las pruebas realizadas y resultados se encuentran en el capítulo 7.

#### 5.3.1. Metodología para la medición del punto de fluidez

La norma ASTM D5853-95 describe la forma estándar usada para la determinación de la temperatura del punto de fluidez de crudos. Luego de un calentamiento previo de la muestra, esta es enfriada a una tasa específica y examinada a intervalos de 3°C para las características de flujo. La temperatura más baja a la cual la muestra deja de fluir, es llamada punto de fluidez. A continuación se describen los elementos necesarios y procedimientos descritos en la norma ASTM para la medición del punto de fluidez.

- Jarra de prueba: cilíndrica, de vidrio transparente, de fondo plano, de diámetro externo de 33,2 a 34,8 [mm] y una altura de 115 a 125 [mm]. El diámetro interno de la jarra puede tener de 30 a 32,4 [mm], sin que el espesor de la pared exceda los 1,6 [mm]. La jarra debe tener una línea que indique la altura de la muestra a  $54 \pm 3$  [mm] desde el fondo. Esta línea debe ser visible y libre de rugosidades.
- Termómetros: Deben tener rangos como se describen en la tabla 5.1

Tabla 5.1: Rangos especificados para termómetros.

Termómetro	Rango de Temperatura [°C]	ASTM
Nube y Fluides altos	-38 a 50	5C
Nube y Fluides bajos	-80 a 20	6C
Punto de fusión	32 a 127	61C
Fuente: Norma ASTM D5853-95.		

- Muestras de laboratorio: Es esencial que la muestra de crudo sea representativa para el estudio.
- Preparación de las muestras para la prueba: El punto de fluidez es muy sensible a las trazas de cera fundidas en el aceite. Se debe tratar meticulosamente la muestra para asegurarse que tales ceras deben estar completamente suspendidas si están presentes, bien sea completamente fundidas o si la volatilidad de las fracciones livianas evita el calentamiento para la fundición de éstas. Se debe inspeccionar las paredes del contenedor original y asegurarse que no haya material fundido aun adherido a la pared.

Procedimiento:

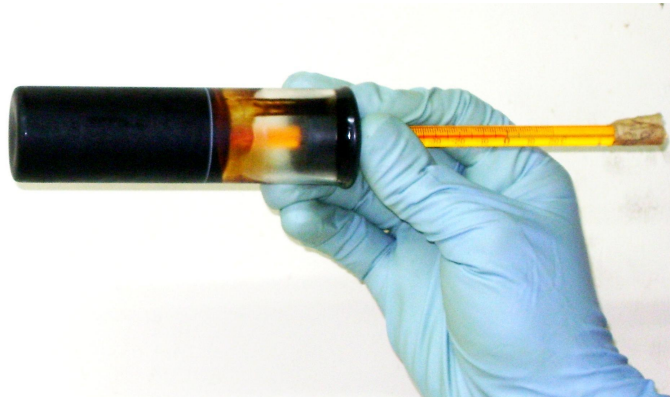
- Se carga la muestra en la jarra de prueba hasta el nivel marcado. Si es necesario, se calienta de nuevo la muestra hasta 20 [°C] por encima del punto de fluidez esperado pero no arriba de 60 [°C].<sup>1</sup>
- Inmediatamente se debe tapar la jarra de prueba con el corcho que lleva el termómetro. Se debe ajustar la posición del corcho al termómetro tan ajustado como sea posible. La punta del termómetro debe estar inmersa en la muestra hasta una profundidad de 3 [mm] a partir del fondo de la jarra.
- Se debe evitar que el termómetro se desplace dentro de la muestra en la jarra de prueba. Cualquier perturbación en la formación de los cristales de cera puede acarrear resultados erróneos.
- Los puntos de fluidez son expresados en temperaturas positivas o negativas múltiplos de 3 [°C]. Se debe empezar la observación de la muestra a una temperatura de 9 [°C] por encima del punto de fluidez esperado. Cada vez que en el termómetro de prueba se observe reducción de 3 [°C] a partir del punto de inicio se debe extraer la jarra de prueba del baño. Cuando sea necesario, se debe remover la humedad que limita la visibilidad de la lectura del termómetro limpiándola con un pedazo de tela limpia y humedecida en alcohol a la temperatura de la jarra

<sup>1</sup>La presión de vapor de crudos a temperaturas mayores de 60 [°C] usualmente exceden los 100 [kPa]. Bajo estas circunstancias el contenedor de la muestra puede romperse.

de prueba. Se debe inclinar la jarra de prueba apenas lo suficiente para poder observar algún movimiento de la muestra dentro de la jarra; este paso no debe durar por más de 3 [s] para ubicar de nuevo la jarra dentro del contenedor.

- Si la muestra aun fluye cuando ha alcanzado la temperatura de  $30^{\circ}\text{C}$ , se debe transferir la jarra de prueba a un baño de temperatura más baja siguiendo el siguiente orden:
  1. Si la muestra está a  $+30^{\circ}\text{C}$ , se debe mover a un baño de  $0^{\circ}\text{C}$ .
  2. Si la muestra está a  $+9^{\circ}\text{C}$ , se debe mover a un baño de  $-18^{\circ}\text{C}$ .
  3. Si la muestra está a  $-9^{\circ}\text{C}$ , se debe mover a un baño de  $-33^{\circ}\text{C}$ .
  4. Si la muestra está a  $-24^{\circ}\text{C}$ , se debe mover a un baño de  $-51^{\circ}\text{C}$ .
- Tan pronto como la muestra deje de fluir, se debe inclinar la jarra de prueba a una posición horizontal durante 5 [s] observando cuidadosamente la fluidez. Si se observa algún movimiento se debe devolver la jarra inmediatamente al baño y repetir el procedimiento para la siguiente temperatura, 3  $^{\circ}\text{C}$  por debajo.
- Se continúa de esta manera hasta que la muestra no presente ningún movimiento inclinándola horizontalmente por 5 [s]. Observando la lectura del termómetro, 3  $^{\circ}\text{C}$  por encima de éste valor de temperatura es el punto de fluidez de la muestra.
- Si la muestra fluye aun cuando ha alcanzado  $-36^{\circ}\text{C}$ , se debe suspender la prueba.

Figura 5.1: Observación de la fluidez de una muestra de crudo.



Fuente: Autores

### **5.3.2. Metodología para la medición del punto de Nube**

La precisión de la medición del punto de Nube depende fundamentalmente de la muestra de fluido representativo que se tome en el Campo y de un apropiado manejo en el laboratorio. Deben tomarse precauciones para evitar pérdidas de cadenas de parafinas pesadas las cuales bajarán el punto de Nube; y minimizar la pérdida de hidrocarburos livianos, los cuales elevan el punto de Nube.

Un método usado para encontrar el punto de nube en crudos oscuros es el de perfil temperatura-viscosidad. Este método usa un viscosímetro cilíndrico concéntrico para encontrar el punto de inflexión en la curva de incremento de la viscosidad en el punto de nube. El punto de Nube es detectado cuando se presenta una desviación de la linealidad en los datos experimentales de viscosidad, cuando se disminuye la temperatura del fluido, lo cual se puede observar en una curva semilogarítmica de viscosidad Vs  $1/T$ . [19] La técnica normalmente identifica los principales puntos de nube en el crudo. Así, un crudo dado podría mostrar varios puntos de nube, representando los puntos de cristalización de las diferentes ceras que éste contiene. La mayoría de estos puntos de nube individuales son debido a pequeñas cantidades de cera y en la práctica son no detectables, no significativos, o son enmascarados por el punto de nube mayor o principal. Se han identificado algunos crudos que tienen varios puntos de nube principales, como también algunos crudos que no muestran una inflexión distinta en la pendiente de la curva de viscosidad. [36]

Existen varias metodologías para medir el punto de nube y fluidez de un hidrocarburo. Una de ellas es la desarrollada e implementada en el ICP, que emplea un viscosímetro dinámico sujeto a la variación de temperatura por acción de un baño termostático. El sistema permite establecer la aparición del primer cristal (punto nube) influenciado por la variación de temperatura, así como el punto final asociado al cese de flujo más conocido como punto de fluidez. La medición del punto de Nube se realizó con base a ésta última, se utilizó un viscosímetro Hakee VT550 con una incertidumbre de  $\pm 3\%$ .

### **5.3.3. Metodología para la medición de la viscosidad**

Es desarrollada e implementada en el ICP. Emplea un viscosímetro Hakee VT550 dinámico sujeto a la variación de temperatura por acción de un baño termostático. El instrumento presenta un valor de incertidumbre de  $\pm 3\%$ .



## Capítulo 6

# Pruebas estáticas y resultados

Para determinar el efecto de campos magnéticos sobre muestras de depósitos parafínicos del crudo del Campo Escuela Colorado se llevaron a cabo pruebas estáticas <sup>1</sup>.

En este capítulo se presentaron los materiales, procedimientos y resultados para la determinación de la aplicabilidad del método magnético como solución al problema ocasionado por la acumulación de depósitos de compuestos parafínicos en el pozo COL-25 del Campo Escuela Colorado.

### 6.1. Pruebas estáticas

Se desarrollaron algunos experimentos en los cuales se buscó determinar el nivel de influencia de los campos magnéticos sobre depósitos de parafina ya formados. Mediante éstas pruebas se pretendió evaluar el método magnético como herramienta remediadora eficaz para el tratamiento correctivo ante la problemática de la parafina citada en los capítulos anteriores.

Se emplearon densidades de campo magnético tanto estático como alterno, sometiendo en cada caso muestras de depósitos parafínicos a dichos campos, observando la variación de alguna característica <sup>2</sup> en dichas muestras.

#### 6.1.1. Con campo magnético estático

La generación de considerables valores de campo magnético estático requiere, como se vio en el capítulo 3 de fuentes de corriente y solenoides de mediana potencia; para las pruebas se contaba inicialmente con dos pares de bobinas <sup>3</sup>, una fuente de corriente y un medidor de densidad de campo magnético tal y como se muestra en la figura 6.1:

---

<sup>1</sup> Aquellas donde la muestra estaba en reposo.

<sup>2</sup> Dureza, color, volumen, temperatura.

<sup>3</sup> Un par de bobinas cortas y un par de bobinas largas

Figura 6.1: Elementos para las pruebas iniciales.

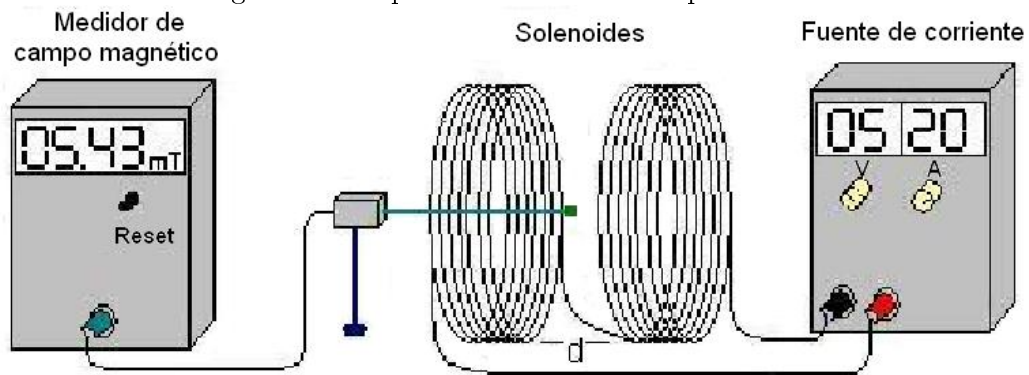


Fuente: Autores.

Las principales características de estos elementos son:

- Las bobinas largas contaban con un único devanado de alambre de cobre calibre 8 [AWG], cada una pesaba 5,14 [Kg], con 200 espiras arrolladas sobre 71 [cm] de tubería de PVC de 2 [in] de diámetro; elementos propiedad del profesor Hermann Raúl Vargas Torres.
- Las bobinas cortas, a diferencia de las largas contaban con varios devanados de alambre de cobre calibre 8 [AWG], pesaban cada una 4,05 [Kg], con 120 espiras arrolladas formando capas sobre 7 [cm] de tubería de PVC de 2 [in] (13 cm) de diámetro; propiedad del profesor Hermann Raúl Vargas Torres.
- La fuente de corriente directa de marca “Universal measuring instrument physics” con corriente de salida de 0 a 20 [A] y potencia máxima de 40 [W]; propiedad de la Universidad Industrial de Santander, ubicado en el laboratorio de física del campus universitario.
- El medidor de densidad de campo magnético marca “Universal measuring instrument physics”, propiedad de la Universidad Industrial de Santander, ubicado en el laboratorio de física del campus universitario.

Figura 6.2: Esquema de medición campo estático.



Fuente: autores

El primer paso para la realización de las pruebas fue la caracterización de las bobinas, dado que era necesario medir la densidad de campo magnético en función de la corriente suministrada, teniendo como finalidad lograr un valor de densidad de campo similar al ideal encontrado para el Campo Lisama , el cual se encuentra entre 1000 y 4000 [gauss][28] [22].

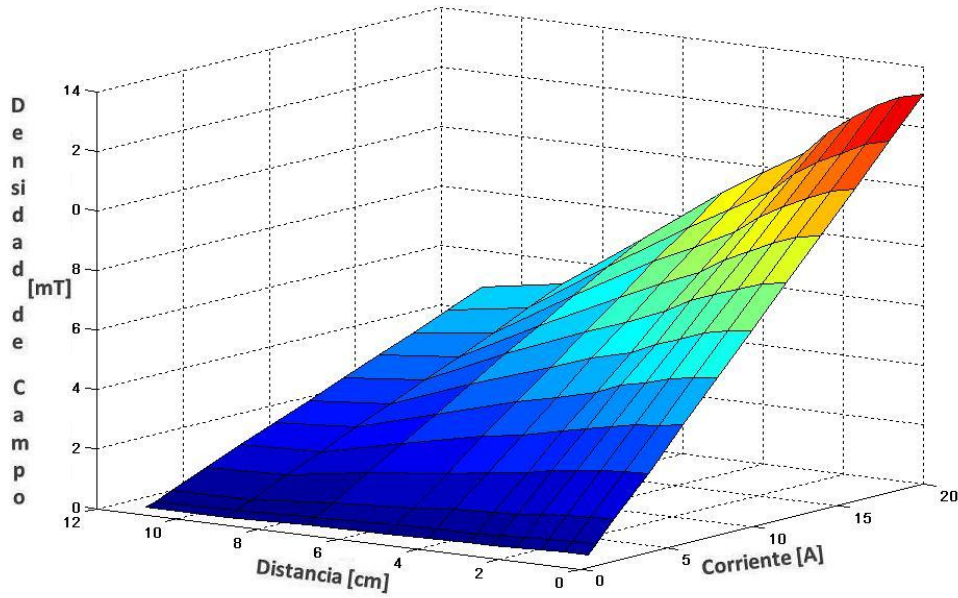
El montaje realizado en las pruebas se observa en el diagrama de la figura 6.2 donde se muestra la forma en que se midió la magnitud de la densidad de campo magnético para distintos valores de corriente y separación entre las bobinas.

El medidor utilizado exigía posicionar el sensor en forma longitudinal con las líneas de flujo de campo magnético; se emplearon para todas las pruebas solenoides en pares, conectados de tal forma que sus campos magnéticos se sumaran, esto con el fin de generar el mayor valor de densidad de campo magnético en el centro del montaje <sup>4</sup>.

Siguiendo lo mencionado anteriormente, se registraron los valores de densidad de campo magnético producidos en el centro del arreglo en función de la corriente suministrada y la separación entre bobinas, como se resume en las figuras 6.3 y 6.4, de donde se puede extraer que las bobinas cortas son mejores generadoras de densidad de campo magnético en comparación con las largas:

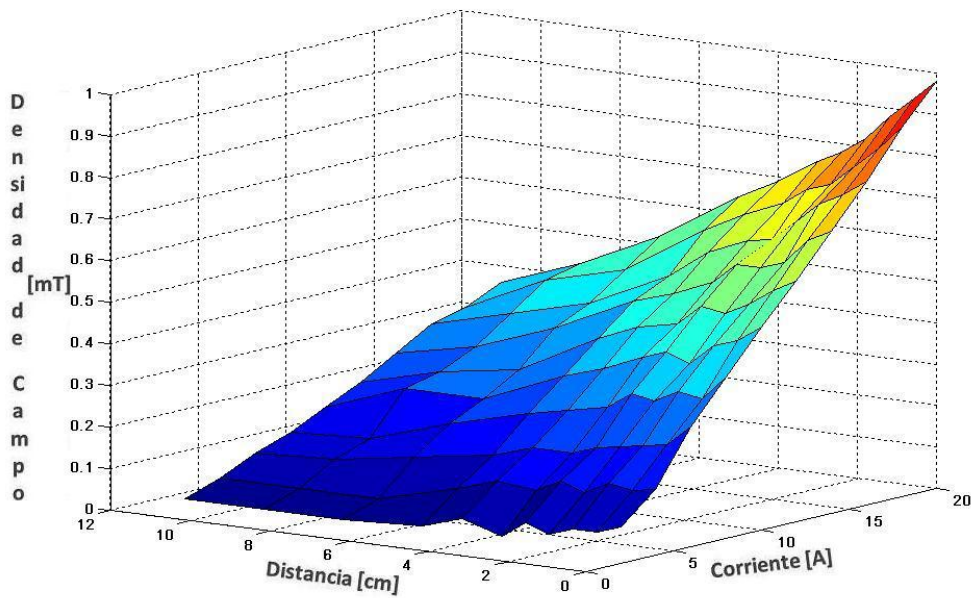
<sup>4</sup>Punto de mayor densidad de campo magnético

Figura 6.3: Densidad de campo generada por las bobinas cortas.



Fuente: autores.

Figura 6.4: Densidad de campo generada por las bobinas largas.

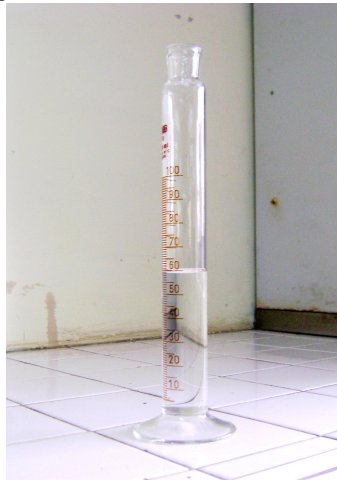


Fuente: autores.

De las figuras se concluye que: las bobinas cortas generan una mayor densidad de campo magnético en el punto central del arreglo, en comparación con las bobinas de mayor longitud; el valor de densidad de campo magnético aumenta a medida que se incrementa el valor de corriente con que se alimenta el circuito y disminuye la distancia de separación entre los solenoides.<sup>5</sup>

Una vez hecha la caracterización de cada par de bobinas, se tomó una muestra de 2 [gr] de parafina depositada, se midió su volumen y se calculó la densidad utilizando una probeta de 100 [cm<sup>3</sup>] de capacidad y 20 [cm<sup>3</sup>] de metanol. El montaje se observa en la figura 6.5.

Figura 6.5: Probeta con metanol.



Fuente: Autores

El volumen medido de 2 [gr] de parafina es de 2,24 [cm<sup>3</sup>], por lo tanto usando la ecuación:

$$D = \frac{m}{V} \quad (6.1)$$

Donde “m” es la masa de la muestra de parafina y “V” su volumen se calcula que 0,89 [gr/cm<sup>3</sup>] es la densidad “D” de la parafina recolectada.

Se sometió la muestra al mayor valor de densidad de campo magnético generado por las bobinas, es decir 13,1 [mT], ubicándola en el punto central entre las mismas. Sin embargo, no se observaron cambios en ninguna de las características de la muestra, la densidad seguía siendo 0,89 [gr/cm<sup>3</sup>], el color negro y la temperatura la del ambiente.

Buscando apreciar efectos en la muestra de parafina, se hicieron algunos experimentos para encontrar la forma de aumentar la densidad de campo magnético producido modificando las características de los solenoides. Esto se llevó a cabo incluyendo un núcleo de hierro y añadiendo nuevos devanados

<sup>5</sup>Los valores discretos se relacionan en las tablas B.1 y B.2, apéndice B

sobre las bobinas cortas ya que fueron las de mayor generación; la inclusión del núcleo y nuevos devanados fueron los únicos parámetros modificados, dado que no se podía aumentar el valor de la corriente de alimentación.<sup>6</sup>

Para la variación del primer parámetro; se utilizó un arreglo de varillas de hierro dulce realizando experimentos para determinar la forma y posición óptima del núcleo en procura de obtener la mayor densidad de campo posible; razón por la cual costos y facilidad de manipulación fueron fundamentalmente los argumentos para escoger éste material.

La forma óptima del núcleo se obtuvo gracias a un experimento donde se hicieron tres prototipos: uno con terminación plana, otro con terminación convexa y otro con una protuberancia como se muestra en la figura 6.6.

Figura 6.6: Prototipos para escoger la forma óptima del núcleo.



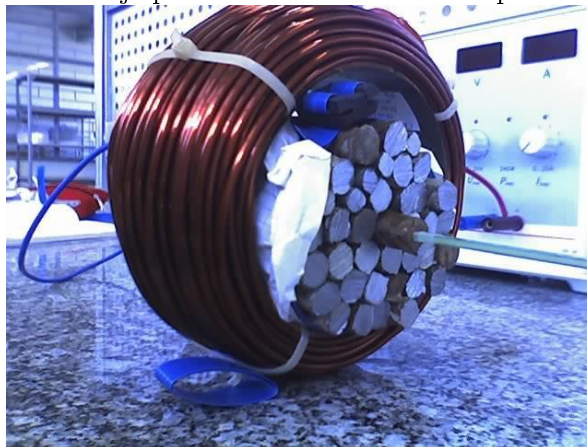
Fuente: Autores.

Se introdujeron los tres prototipos uno a uno en un solenoide corto <sup>7</sup> alimentado por la fuente de corriente directa como se observa en la figura 6.7. Se hicieron barridos de corriente de alimentación de la bobina y se tomaron las lecturas de densidad de campo producido en el centro del núcleo; en la figura 6.8 se relacionan los resultados obtenidos:

<sup>6</sup>No se contaba con una fuente de mayor potencia.

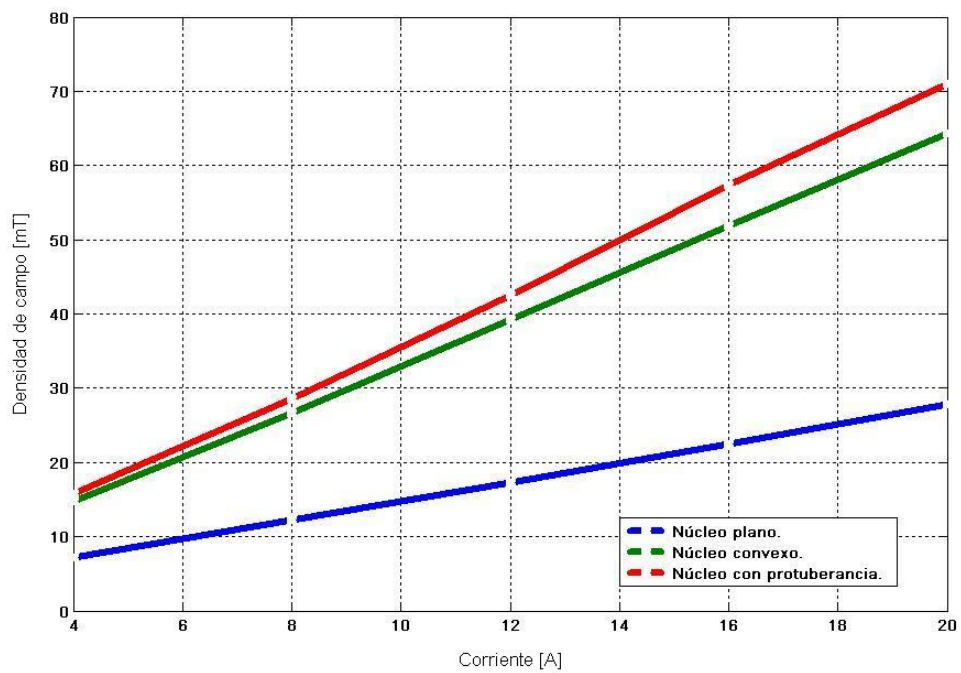
<sup>7</sup>Ya que fue el mejor generador de densidad de campo.

Figura 6.7: Montaje para determinar la forma óptima del núcleo.



Fuente: autores.

Figura 6.8: Resultados del montaje para determinar la forma óptima del núcleo.



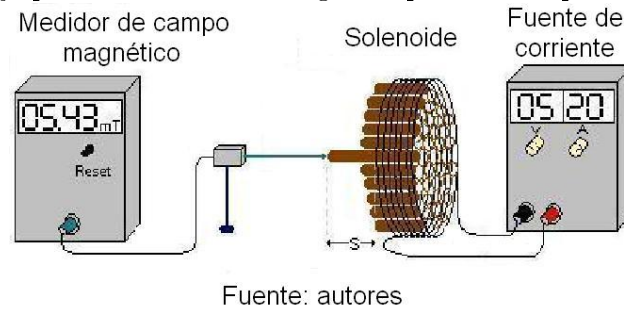
Fuente: autores.

En base a éstos se optó por el núcleo con protuberancia, que con una misma corriente de alimentación

<sup>8</sup> generó una mayor densidad de <campo magnético. <sup>9</sup>

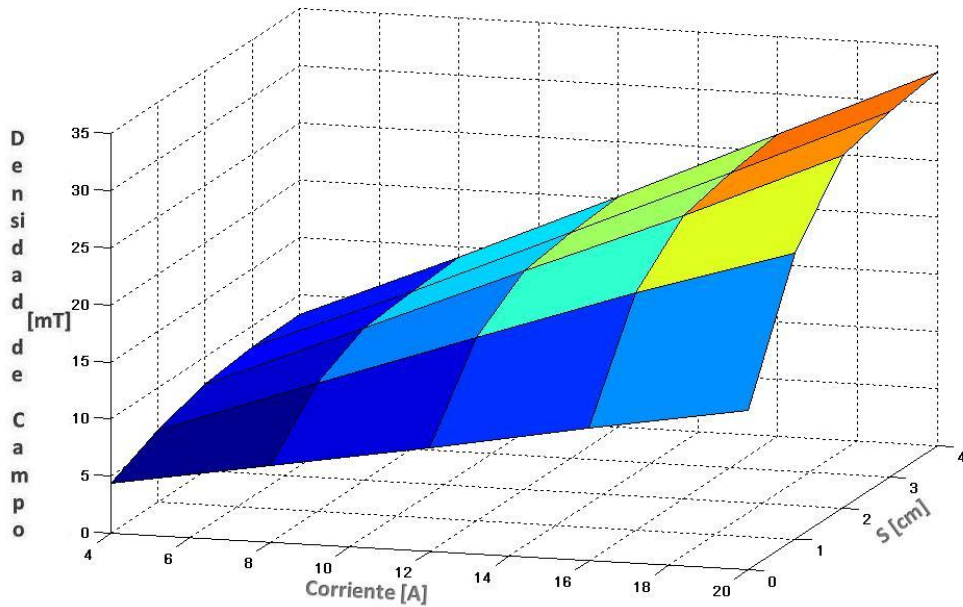
En procura del aumento de la densidad de campo, se realizó el montaje de la figura 6.9, en el cual se utilizó el núcleo prototipo con una protuberancia y se hicieron variaciones en la longitud de la protuberancia “S” y la corriente de alimentación, con el fin de obtener la mayor densidad de campo en el extremo de la protuberancia.

Figura 6.9: Montaje para determinar la longitud óptima de la protuberancia del núcleo.



Se hizo una serie de lecturas de la densidad de campo magnético generada por el arreglo obteniéndose los resultados que se plasman en la figura 6.10:

Figura 6.10: Resultados del montaje para determinar la longitud óptima de la protuberancia del núcleo.



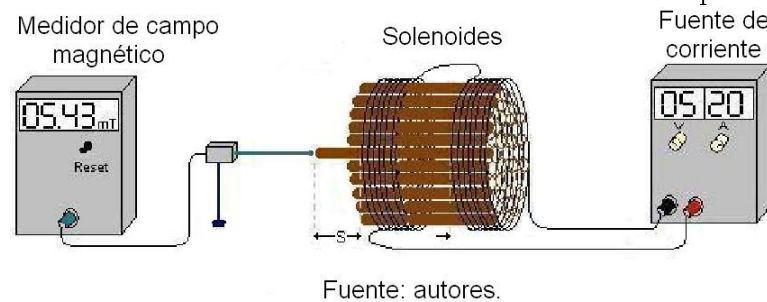
<sup>8</sup>Introducido en la misma bobina y situando el medidor de campo a la misma distancia que los demás.

<sup>9</sup>Los valores discretos se relacionan en la tabla B.3, apéndice B

Lo cual sugiere que: con una prolongación en la forma del núcleo las líneas de flujo magnético se aglomeran en la misma por ser el camino de menor reluctancia <sup>10</sup>, generando así una alta densidad de campo magnético en el extremo de la prolongación, que aumenta linealmente con la longitud de la prolongación. <sup>11</sup>

Para lograr altas densidades de campo magnético, y gracias a que se contaba con otra bobina de similares características, se realizó el montaje de la figura 6.11, el cual consiste de un arreglo en circuito serie de las dos bobinas cortas con el núcleo compartido, donde las variables independientes son la corriente de alimentación y la longitud de la protuberancia “S”. Los datos tomados de densidad de campo en función de la corriente y “S” se representan en la figura 6.12:

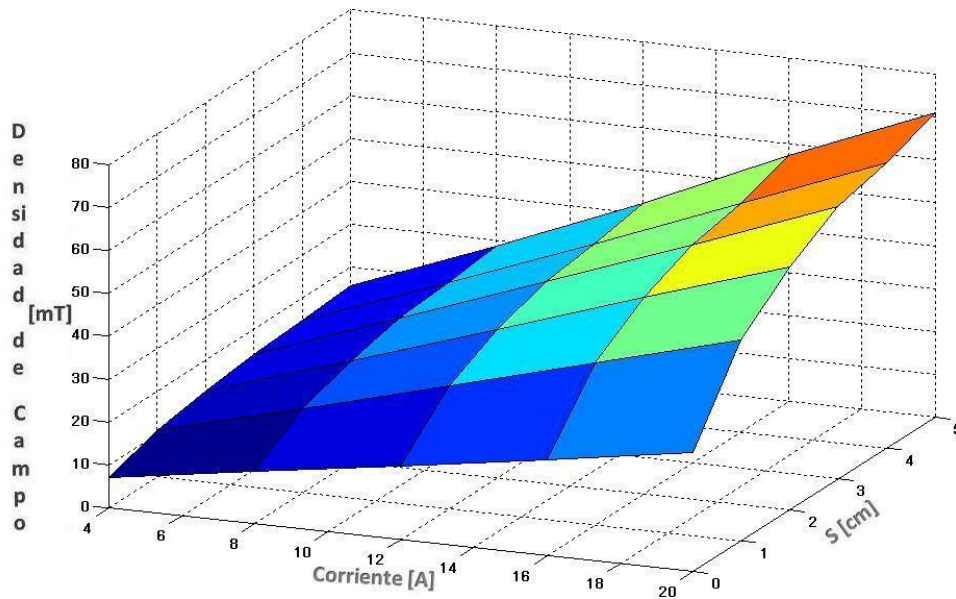
Figura 6.11: Montaje para determinar el efecto de dos solenoides en serie, longitud de la protuberancia y la corriente de alimentación sobre el valor de la densidad de campo magnético.



<sup>10</sup>En comparación con el aire.

<sup>11</sup>Los valores discretos se relacionan en la tabla B.4, apéndice B

Figura 6.12: Resultados del montaje para determinar el efecto de dos solenoides en serie, longitud de la protuberancia y la corriente de alimentación sobre el valor de la densidad de campo magnético.



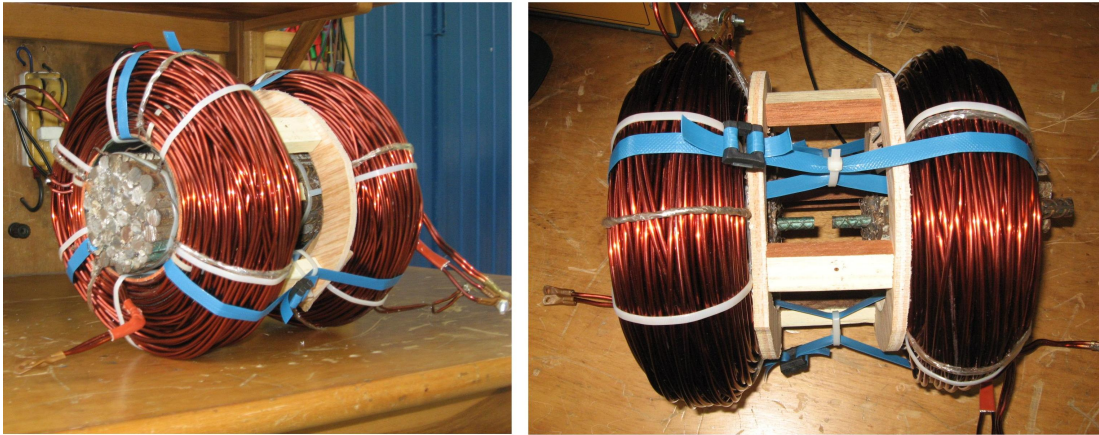
Fuente: autores.

Donde se observa que: los valores de densidad de campo obtenidos con dos bobinas cortas dispuestas en serie, con núcleo de hierro, son mayores que en el montaje de una sola bobina con el mismo núcleo de hierro.<sup>12</sup>

Los experimentos arrojaron las características necesarias de una herramienta para producir altos niveles de densidad de campo como son: utilizar bobinas cortas con múltiples devanados y la inclusión de un núcleo con una protuberancia hacia el centro del arreglo; por esto se modificaron las bobinas cortas, añadiéndole nuevos devanados e incluyendo un núcleo formado por varillas de hierro dulce en el volumen concéntrico de cada bobina, el equipo resultante visto desde dos puntos es el que se muestra en la figura 6.13.

<sup>12</sup>Los valores discretos se relacionan en la tabla B.5, apéndice B

Figura 6.13: Arreglo de bobinas cortas con devanados agregados y núcleo de hierro.



Fuente: autores.

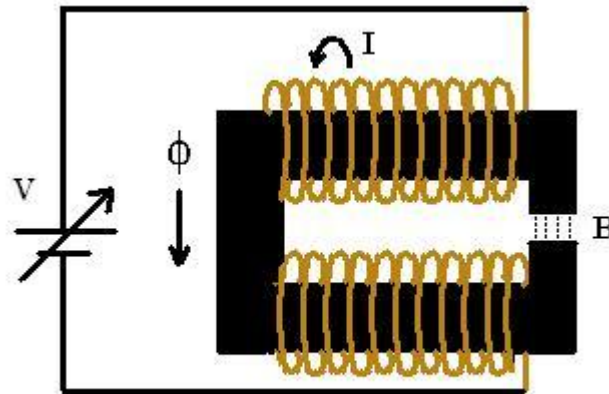
Cada bobina formada posee las siguientes características: está compuesta por 230 espiras de alambre de cobre calibre 8 [AWG], arrolladas sobre 71 [cm] de tubería de PVC de 2 [in] de diámetro, posee múltiples devanados arrollados uno sobre otro formando capas; cada una pesa 9,19 [Kg].

Se dispuso una muestra de depósito parafínico de 2 [g] en el centro del arreglo bajo la exposición del mayor valor de densidad de campo producido, es decir, con la fuente de corriente entregando 20 [A] y dejándola por 5 [min]. Luego del tratamiento no se encontró variación en la densidad, color o temperatura de la muestra sometida a tratamiento.

Los valores de densidad de campo obtenidos con los equipos con que cuenta el campus universitario son de rangos medianos; en procura de observar el comportamiento de los depósitos orgánicos ante altas densidades de campo magnético estático y la influencia de los materiales con que está hecha la tubería en el campo, se gestionó el préstamo de una fuente de corriente directa de potencia máxima de salida de 1500 [W] (15 [A] máximo), un lazo magnético a partir de solenoides capaces de generar 405 [mT] a la máxima potencia de salida de la fuente de alimentación, un medidor de campo magnético y tramos de tubería hechas de acero al carbón y acero inoxidable. En la figura 6.14 se observa un diagrama del montaje.<sup>13</sup>

<sup>13</sup>Los detalles de los elementos son reservados por cuanto son propiedad del Instituto Colombiano del Petróleo.

Figura 6.14: Esquema fuente y bobinas de alta potencia.



Fuente: Autores.

Para observar el blindaje a las líneas de flujo provocado por los materiales más comunes con los que se fabrican las tuberías, se hicieron mediciones del campo magnético en el centro de dos tramos de 50 [cm] de tubería de (2,54 [cm])<sup>14</sup> de diámetro que fueron sometidas a dos valores de densidad de campo; los resultados se observan en la tabla 6.1.

Tabla 6.1: Densidad de campo en el centro de las tuberías.

Producida por el equipo [mT]	En acero al carbón [mT]	En acero inoxidable [mT]
154	2,7	153
237	7,2	234

Fuente: Autores.

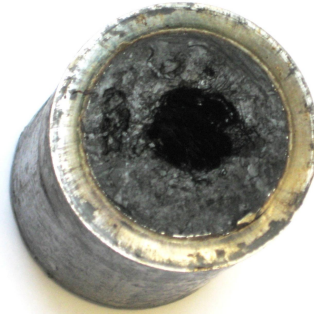
Como se puede observar, el blindaje producido por la tubería de acero inoxidable a las líneas de flujo es casi nulo haciendo este material ideal para la aplicación de campos magnéticos a una muestra de crudo.

Al igual que en el caso de las pruebas hechas con los equipos de la Universidad industrial de Santander, se sometió una muestra de parafina aglomerada en las paredes internas de un tramo de tubería, durante 60 [s] al mayor valor de densidad de campo generado por el arreglo de alta potencia: 405 [mT], no obstante, no se observó ningún cambio en las características físicas de la misma.

Seguidamente se ubicó un tramo de tubería de producción hecha de acero al carbón de 1 [in] (2,54 [cm]) de diámetro y de 20 [cm] de largo, dentro del cual se ubicó una muestra de parafina simulando las condiciones en las que se encuentran los depósitos de parafina en la tubería de producción en un pozo. Repitiendo el mismo procedimiento con un tubería de acero inoxidable. Tal como se observa en la figura 6.15:

<sup>14</sup>1 [in]

Figura 6.15: Tubería de acero inoxidable impregnada de depósitos parafínicos.



Fuente: Autores

Las dos tuberías fueron sometidas al máximo valor de densidad de campo generado por el arreglo de la figura 6.14 por 60 [s] luego de los cuales la muestra no mostraba variación alguna en el volumen, color o temperatura.

Los experimentos anteriores sugieren que: campos magnéticos uniformes aplicados directamente o a través de la tubería de producción sobre volúmenes pequeños de depósitos orgánicos son ineficientes como alternativa de remoción de orgánicos en el pozo Col-25 del Campo Escuela Colorado.

### 6.1.2. Con campo magnético alterno

Para observar el efecto de altas densidades de campo magnético alterno sobre muestras de depósitos parafínicos, se utilizó el arreglo de dos bobinas cortas en serie con núcleo de hierro como se muestra en la figura 6.13, un amperímetro y un autotransformador que alimenta el circuito cuya máxima de corriente de salida es de 20 [A] (60 [Hz]). Estos últimos elementos se observan en la figura 6.16.

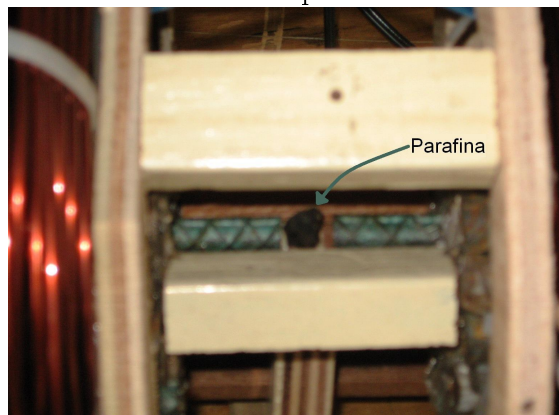
Figura 6.16: Elementos de laboratorio.



Fuente: autores.

Se sometió una muestra de 20 [g] del depósito parafínico a tres valores distintos de densidad de campo magnético producido variando la corriente de salida del autotransformador <sup>15</sup>, ubicando la muestra en el centro de las bobinas (ver figura 6.17) por tres minutos en cada caso, sin embargo, no se observó ningún cambio en el volumen o temperatura de la muestra, indicando de esta manera la ineficiencia de campos magnéticos alternos de baja frecuencia aplicados directamente a los depósitos de parafina como alternativa de remoción en los pozos afectados.

Figura 6.17: Detalle de la muestra de parafina en el centro de las bobinas.



Fuente: autores

---

<sup>15</sup>2 [A], 10 [A], 17 [A].

### 6.1.3. Campo magnético variable en el tiempo

Como se explicó en la sección 3.5, el proceso de calentamiento por inducción magnética puede llegar a ser utilizado en aplicaciones industriales. Para el caso en particular, se puede utilizar un sistema de calentamiento por inducción magnética como el elaborado por el Magíster Alfredo Acevedo.[4]

A continuación se expone una breve explicación al fenómeno de distribución de temperatura en la tubería que se desea estudiar.

Si un cuerpo es sometido, de forma rápida, a un cambio en su medio ambiente, debe transcurrir un cierto tiempo antes que en el cuerpo se imponga la condición de la temperatura de equilibrio. La condición de equilibrio se refiere al término estacionario. En el proceso transitorio de calentamiento o enfriamiento, que tiene lugar en el tiempo intermedio antes de alcanzarse el equilibrio, debe tenerse en cuenta la variación con el tiempo de la energía interna del cuerpo, y las condiciones de contorno deben ajustarse para que encajen con la situación física que se pone de manifiesto en el problema de transferencia de calor no estacionaria. El análisis de la transferencia de calor no estacionaria es innegablemente de interés práctico significativo, debido al gran número de procesos de calentamiento y enfriamiento que deben calcularse en aplicaciones industriales. Para analizar un problema transitorio de transferencia de calor, se podría proceder resolviendo la ecuación general de la conducción del calor por el método de separación de variables.

El caso de estudio es el siguiente: Se consideró una sección de tubería semiinfinita que se mantiene a una temperatura inicial  $T_{amb}$ . Se sube rápidamente la temperatura de la superficie por acción de un horno de inducción a  $T_{horno}$ , se mantiene a esta temperatura, y se busca una expresión para la distribución de temperaturas en la tubería en función del tiempo. Esta distribución de temperaturas puede utilizarse posteriormente para calcular el flujo de calor  $T(x, \tau)$  en una posición cualquiera  $x$  de la tubería en función del tiempo. La ecuación diferencial para la distribución de temperatura, cuando las propiedades son constantes, es

$$\frac{d^2T}{dx^2} = \frac{1}{\alpha} \frac{dT}{d\tau} \quad (6.2)$$

Las condiciones de contorno inicial son:

$$T(x, 0) = T_{amb}$$

$$T(0, \tau) = T_{horno} \text{ para } \tau > 0$$

Este es un problema que puede resolverse mediante la transformación de Laplace. La solución está dada como se muestra a continuación:

$$\frac{T(x, \tau) - T_{amb}}{T_{horno} - T_{amb}} = 1 - \operatorname{erf} \frac{x}{\sqrt{4\alpha\tau}} \quad (6.3)$$

Donde la función error de Gauss viene definida por:

$$\operatorname{erf} \frac{x}{\sqrt{4\alpha\tau}} = \frac{2}{\pi} \int_0^{\frac{x}{\sqrt{4\alpha\tau}}} e^{-\eta^2} d\eta \quad (6.4)$$

Se resalta que en esa definición  $\eta$  es una variable muda y la integral es función de su límite superior. Siendo  $\alpha = \frac{k}{\rho c_p}$  la difusividad térmica del sólido. En esta expresión,  $\rho$  es la densidad,  $c_p$  la capacidad calorífica y  $k$  la conductividad térmica. Los valores de  $k$ ,  $\rho$  y  $c_p$  dependen del material de la tubería y se pueden apreciar en la tabla 6.2.

Tabla 6.2: Propiedades termofísicas de los materiales @ 20 [°C].

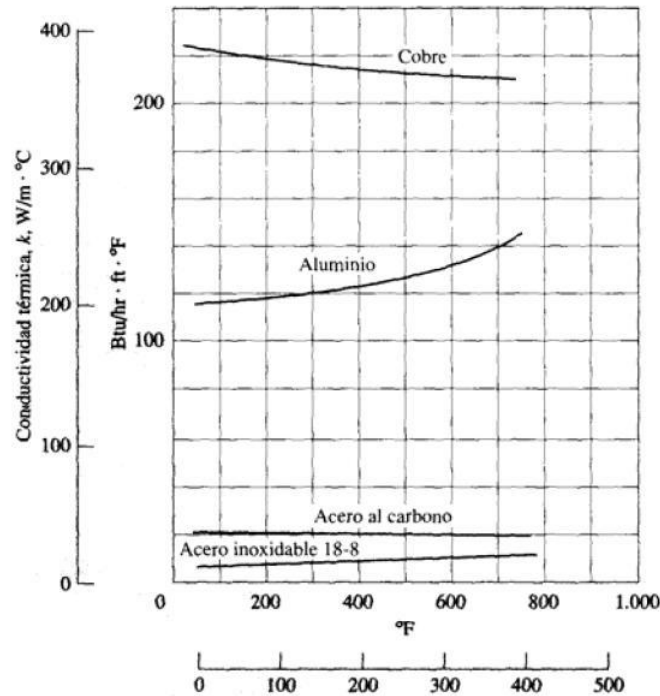
Metal	$\rho$ [Kg/m <sup>3</sup> ]	$c_p$ [KJ/Kg.C]	$k$ [W/m.C]	$\alpha, 10^5$ [m <sup>2</sup> /s]
Hierro puro	7,897	0,452	73	2,084
Hierro forjado, 0,5 %C	7,849	0,46	59	1,686
Acero al Carbono, 0,5 %C	7,833	0,465	54	1,474
Acero al Carbono, 1,0 %C	7,801	0,473	43	1,172
Acero al Carbono, 1,5 %C	7,753	0,486	36	0,970
Fuente: INCROPERA Frank [21].				

La difusividad térmica,  $\alpha$ , mide la capacidad de un material para conducir energía térmica en relación con su capacidad para almacenar energía. Materiales con  $\alpha$  grande, responderán rápidamente a cambios en su medio térmico, mientras que materiales con  $\alpha$  pequeños tardan más en alcanzar una nueva condición de equilibrio. Según la ecuación 6.3 las temperaturas dentro del medio se aproximan de forma monótona a  $T_{\text{horno}}$  al aumentar  $\tau$ . [34]

Se consideró la tubería como una lámina sólida seminfinita con el fin de proporcionar una idealización útil para el problema práctico. Se asume el cilindro como un cuerpo hueco y sólido, en el cual si se impone un cambio súbito de condiciones en su superficie ocurre transferencia de calor por conducción <sup>16</sup> unidimensional principalmente en el eje axial. Con base a esto se recurre al uso del modelo matemático para una lámina plana semiinfinita, el cual fue expuesto anteriormente. Así mismo, debido a que el estado es transitorio, la diferencia entre la temperatura ambiente y la temperatura de la placa antes de alcanzar el estado estacionario es mínima y pueden despreciarse pérdidas por convección. También se supone constante la conductividad térmica, ya que el material utilizado en las tuberías es acero al carbono, según se aprecia en la figura 6.18.

<sup>16</sup>Cuando hay transferencia de energía en un material desde la región de alta temperatura hacia la de baja temperatura.

Figura 6.18: Conductividad térmica de algunos sólidos típicos



Fuente: Tomado de ESPINOSA Susana y MASINI Guillermo. Fundamentos de Transferencia de calor. 2000. Pag. 5.

En procura de realizar una simulación, se analizó la distribución de temperatura con base en los análisis anteriores teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

$$T_{amb} = 25[^\circ\text{C}],$$

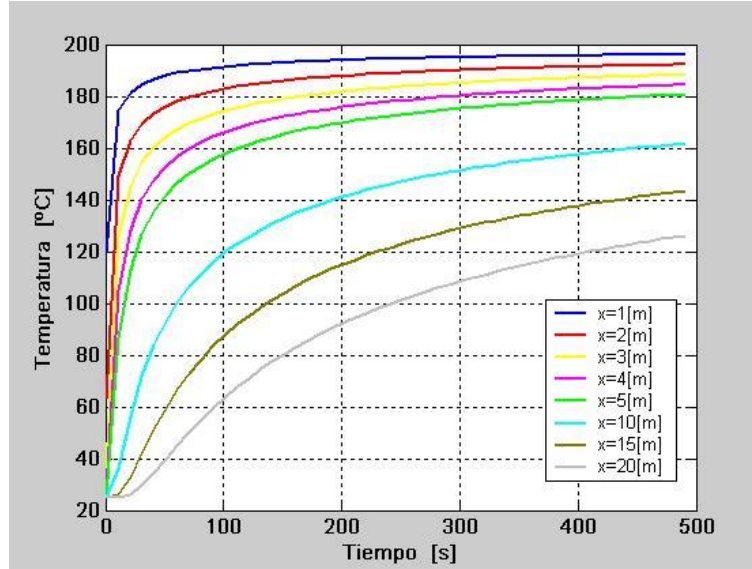
$$T_{horno} = 200[^\circ\text{C}]$$

Se realizó simulación para observar la temperatura a las siguientes distancias: 1, 2, 3, 4, 5, 10, 15 y 20 [m]. Tal como se observa en la figura 6.19.

Con estos resultados se comprueba el siguiente hecho: a medida que transcurre el tiempo, las temperaturas dentro de la tubería se aproximan a la temperatura impuesta por el horno de inducción, con lo cual se podría establecer un calentamiento de la tubería con el fin de diluir los depósitos ya formados de precipitados. Sin embargo, se debe tener en cuenta, que para tuberías muy largas, como se asumió en el modelamiento matemático, y como sucede a nivel industrial, se debería suministrar la temperatura que produce el horno por el tiempo que sea necesario con el fin de fundir los precipitados; o en su defecto, varios hornos de inducción deben ser colocados a lo largo de las tuberías para lograr tal fin. Esta solución no es adecuada de implementar considerando la situación actual de baja producción de los pozos del Campo Escuela Colorado, sin embargo, se deben enfocar

más esfuerzos con el fin de adecuar esta técnica como alternativa para remover los depósitos de aglomerados formados en las tuberías.

Figura 6.19: Distribución de temperatura a través del tiempo.



Fuente: Autores

## Capítulo 7

# Pruebas Dinámicas y resultados

Para determinar el efecto de campos magnéticos sobre las propiedades reológicas del crudo del Campo Escuela Colorado se llevaron a cabo pruebas dinámicas <sup>1</sup> sobre muestras de crudo sintético. Para las pruebas se decidió fabricar crudo sintético a partir de crudo muerto y depósitos parafínicos, esto con el fin de simular en lo posible las características del crudo de fondo de pozo sin la necesidad de tomar costosas muestras de fondo y su complejo manejo en el laboratorio.

Siendo la reducción del punto de nube la cuantificación real del efecto de campos magnéticos sobre el inicio de la precipitación de parafina en crudo muerto [19] [9], se escogió, por ser económico, el punto de fluidez para medir el desempeño en cada experimento y así, tras la comparación con la medición hecha al crudo sin tratamiento, observar el efecto producido en la precipitación de compuestos parafínicos. Por esta razón, se midió punto de nube únicamente antes y después del tratamiento aplicado al crudo, con los mejores parámetros obtenidos al final del diseño experimental.

En este capítulo se presentan los materiales, procedimientos y resultados para la determinación de la aplicabilidad del método magnético como alternativa de inhibición de la precipitación de compuestos parafínicos en los pozos COL -25 y COL-63 del Campo Escuela Colorado.

### 7.1. Pruebas dinámicas

Para las pruebas dinámicas se evaluó el efecto de las variables: tiempo de exposición y densidad de campo magnético aplicado, mediante la determinación del punto de fluidez del crudo antes y después del tratamiento con diferentes magnitudes de las variables, las cuales fueron dictadas por el diseño experimental propuesto en el anexo A.

Con el presente estudio se pretende determinar la viabilidad técnica del método magnético como alternativa para la inhibición de la precipitación de parafina en los pozos Col-25 y Col-63 del Campo

---

<sup>1</sup>Pruebas donde la muestra se encontraba en movimiento

Escuela Colorado. Comprende el hallazgo de las condiciones de tiempo de exposición y densidad de campo magnético propicias, con las cuales se mejoren las propiedades reológicas del crudo. La inhibición magnética de parafinas resulta más eficiente tratando el crudo antes de comenzar el mecanismo de precipitación de parafinas, es decir, a una temperatura superior al punto de nube; retardando la formación de los primeros cristales de parafina y evitando así su posterior aglomeración. La zona del pozo donde las condiciones de temperatura y presión son aun suficientes para mantener los sólidos en solución, esto es, antes que comience el mecanismo de precipitación de parafinas, es la cara de la formación. Por esto se debe llevar a cabo el estudio, en lo posible, aplicando los niveles de campo magnético al crudo bajo las condiciones termodinámicas de esta zona del pozo.

Con el fin de realizar un estudio de aplicabilidad del método magnético como alternativa de inhibición de la precipitación de parafinas, se utiliza un simulador<sup>2</sup> de las condiciones de caudal y temperatura similares al sitio en el pozo donde las condiciones son propicias para lograr efectividad en un eventual tratamiento magnético en los pozos del Campo Escuela Colorado.

El estudio requiere la manipulación de las variables: tiempo de exposición del crudo al campo magnético y densidad de campo magnético aplicado al crudo.

El tiempo que tarda una partícula de crudo en desplazarse una longitud determinada de tubería en el pozo, es función de dicha longitud, del caudal de crudo y del diámetro de la tubería (ecuación 7.13), por ello es necesario escalar debidamente el tiempo de exposición a nivel de laboratorio. Por otra parte, la densidad de campo magnético es función de la corriente, en el caso de los solenoides, o del material con que están hechos los imanes permanentes. Por ello, esta variable no se escala a nivel de laboratorio, es la misma en el campo y en el simulador.

Se debe tener presente que el método es de carácter inhibitorio y por lo tanto, la aplicación de campos magnéticos debe llevarse a cabo antes que comience el mecanismo de precipitación de la parafina en el crudo. El éxito del estudio de aplicabilidad del método depende, en gran medida, de la reproducibilidad de las condiciones del pozo donde se pretende llevar a cabo el tratamiento. El lugar del pozo donde las condiciones permiten mantener los sólidos en solución es lo más próximo a la cara de la formación, por esto, temperatura, presión y composición del crudo en dicha zona del pozo, deben ser reproducidas en el laboratorio lo más fielmente posible.

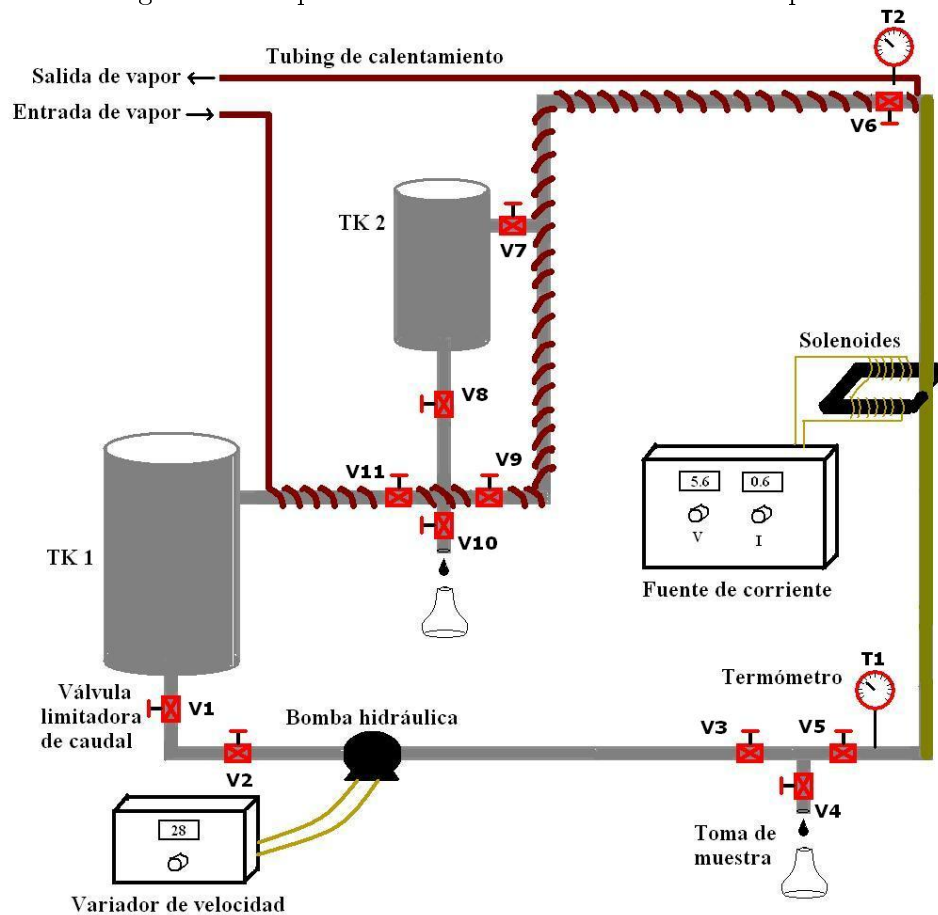
Por los elevados costos, el riesgo en la manipulación de equipos presurizados, la dificultad de la recolección, transporte y manejo en el laboratorio de las muestras tomadas a alta presión, y considerando que la reducción de dicha variable desde el yacimiento hasta la superficie, como se vio en el capítulo 2, no es un factor relevante en el mecanismo de acumulación de depósitos de parafina; se optó por trabajar el simulador a condiciones de presión atmosférica. Sin embargo la temperatura de

---

<sup>2</sup>Dicho simulador es propiedad del Instituto Colombiano del Petróleo y se utilizó en esta investigación gracias al convenio UIS-ICP.

104[°F] de la arena Mugrosa B <sup>3</sup>, es fácilmente reproducible en el laboratorio así como el caudal de crudo en el pozo. El simulador <sup>4</sup> consiste en un lazo de tubería de producción en acero al carbono <sup>5</sup> de 1,27 [cm] <sup>6</sup> de diámetro por donde fluye una muestra de crudo sintético a la temperatura del crudo en la cara de la formación Mugrosa B: 104 [°F]. Posee una bomba de desplazamiento con la que se varía el caudal de crudo, un tanque de carga, un tanque de descarga, dos “toma muestras”, un “tubing” de calentamiento por vapor que mantiene el crudo a la temperatura de formación en la tubería y dos solenoides alimentados por una fuente variable de corriente directa que permite la manipulación de la variable “densidad de campo magnético”, el cual es aplicado en forma perpendicular al flujo de crudo. Un esquema del simulador utilizado se observa en la figura 7.1.

Figura 7.1: Esquema simulador de las condiciones de pozo.



Fuente: Autores

<sup>3</sup>De donde proviene el crudo de los pozos Col-25 y Col-63.

<sup>4</sup>Los detalles de los elementos son reservados por cuanto son propiedad del Instituto Colombiano del Petróleo.

<sup>5</sup>El tramo donde se aplica el tratamiento es de acero inoxidable.

<sup>6</sup>0,5 [in]

Cabe destacar que existe una limitante técnica a mencionar: es posible la generación de altas densidades de campo magnético pero por poco tiempo, debido al sobrecalentamiento de los solenoides cuando por ellos circula alta corriente.

Para llevar a cabo el estudio de aplicabilidad del método magnético, se tomaron muestras de 38000 [cm<sup>3</sup>]<sup>7</sup> de crudo muerto en la cabeza de cada uno de los pozos Col-25 y Col-63 (ver figura 7.2) con las normas descritas en el capítulo 4 y se usó una muestra de 1030 [gr] de parafina depositada en la tubería de Col-25 (ver figura 7.3).

Figura 7.2: Recipientes para almacenamiento de crudo muerto.



Fuente: Autores

Figura 7.3: Muestra de parafina recolectada en campo.



Fuente: Autores

---

<sup>7</sup>10 [Gal]

La finalidad de las pruebas dinámicas, además de la verificación del mejoramiento de las propiedades reológicas del crudo, es encontrar en el laboratorio: los valores del tiempo de exposición y densidad de campo magnético propicias, y adaptarlas a las condiciones actuales de caudal del pozo para que el mejoramiento sea lo más efectivo posible, y así, lograr que las moléculas de parafina se polaricen adecuadamente inhibiendo la formación de cristales de parafina.

### 7.1.1. Preparación y puesta a punto

El primer paso consiste en ajustar los elementos que componen el simulador: la bomba, la tubería, válvulas, codos, uniones, tees, termómetros y tanques para evitar fugas de fluido durante cada corrida. Seguidamente se realizó la limpieza para eliminar rastros de cualquier producto en los elementos. Se utilizó un considerable volumen de solvente, suficiente para ocupar el máximo volumen en las tuberías y tanques; se dejó recircular por 30 minutos y luego se drenó todo el volumen. En este proceso es inevitable que los elementos queden impregnados de solvente aun cuando se drene por completo del sistema. Por ello fue necesario hacer una limpieza con crudo. Para lo cual, se cargaron 1200[ $cm^3$ ] de crudo muerto del pozo Col-25, se encendió el sistema de calentamiento para llevar el fluido hasta 104 [ $^{\circ}F$ ], se dejó recircular por 5 minutos a esta temperatura para luego drenarlo por completo. Este último procedimiento se repitió 4 veces para asegurar la eliminación completa de solvente en el simulador.

### 7.1.2. Caracterización de los elementos del simulador

Para llevar a cabo el estudio de aplicabilidad es necesario conocer la capacidad de cada elemento que compone el simulador, por lo tanto se hicieron una serie de mediciones de longitud, volumen, caudal, tiempo, etc, utilizando un pequeño volumen de crudo muerto de Col-25 a temperatura ambiente para usarlo en cada una de las siguientes pruebas.

- Volumen de la tubería

Debido a que se contaba con poco volumen de crudo proveniente de la arena B para llevar a cabo el estudio de aplicabilidad, se calculó el volumen de la tubería en 1400 [ $cm^3$ ] y seguidamente se midió experimentalmente el volumen de crudo mínimo que se requería para mantener la tubería del lazo llena de fluido y evitar así acumular fluido en los tanques, sin permitir que la bomba trabajara en vacío. En procura de esto, se cargaron 2000 [ $cm^3$ ] de crudo en el tanque 1, se abrieron todas las válvulas excepto V4, V7, V8, V10 y se encendió la bomba, luego de verificar que existiera flujo continuo; se procedió a abrir parcialmente la válvula V7 y a cerrarla luego de verificar que el nivel de TK1 era mínimo, asegurando que el flujo de crudo fuese continuo. Seguidamente se apagó la bomba

y se abrieron las válvulas V4 y V10, drenando todo el fluido existente en las tuberías y encontrando que el volumen mínimo experimental es 1200 [cm<sup>3</sup>]. Finalmente se drenó el TK2 cerrando V11 y abriendo V10.

- Bomba de desplazamiento

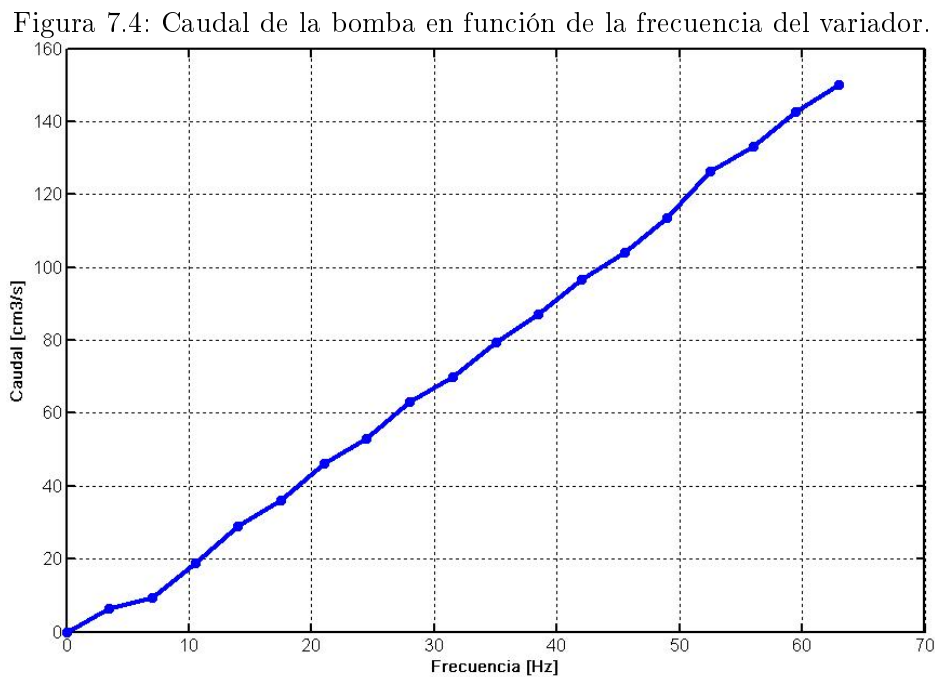
Para conocer el caudal producido por la bomba, se procedió a relacionarlo con la frecuencia del variador de velocidad que alimenta la bomba. Se cargaron 8000 [cm<sup>3</sup>] de crudo en TK1, se abrieron todas las válvulas excepto V4, V8, V10 y se midió el tiempo que tardaba la bomba en desocupar TK1 con distintos valores de frecuencia del variador de velocidad.

Se utilizó la relación

$$Q = \frac{V}{t} \quad (7.1)$$

donde “Q” es el caudal, “V” es el volumen bombeado <sup>8</sup> y “t” es el tiempo que tarda la bomba en drenar dicho volumen.

Finalmente se obtuvieron los resultados de la figura 7.4, similares a los resultados de estudios hechos con el mismo simulador <sup>9</sup>.



Fuente: Autores

<sup>8</sup>8000 [cm<sup>3</sup>]

<sup>9</sup>Los valores discretos se relacionan en la tabla B.6, apéndice B

- Generador de campo magnético

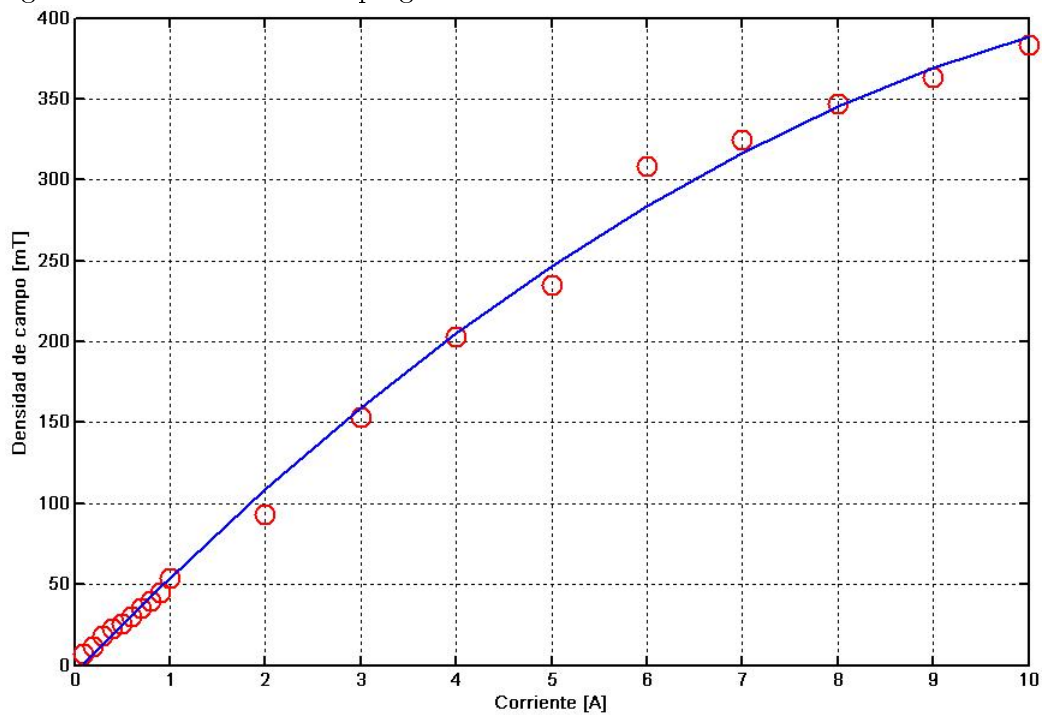
La relación entre la corriente entregada por la fuente de alimentación y el campo magnético existente en el centro de la tubería de acero inoxidable por donde fluye el crudo fue obtenida del manual de operaciones del simulador y se corroboró con los valores de la tabla 6.1 encontrando una gran similitud entre ellos.

Una regresión polinómica de segundo grado fue hallada con dichos valores <sup>10</sup>:

$$B = -2,2I^2 + 61,4I - 5,2 \quad (7.2)$$

Donde “B” es el valor de la densidad de campo en mT e “I” es la corriente de alimentación de los solenoides en amperes. La regresión y la representación de los valores discretos se puede observar en la figura 7.5.

Figura 7.5: Densidad de campo generada en función de la corriente de alimentación.



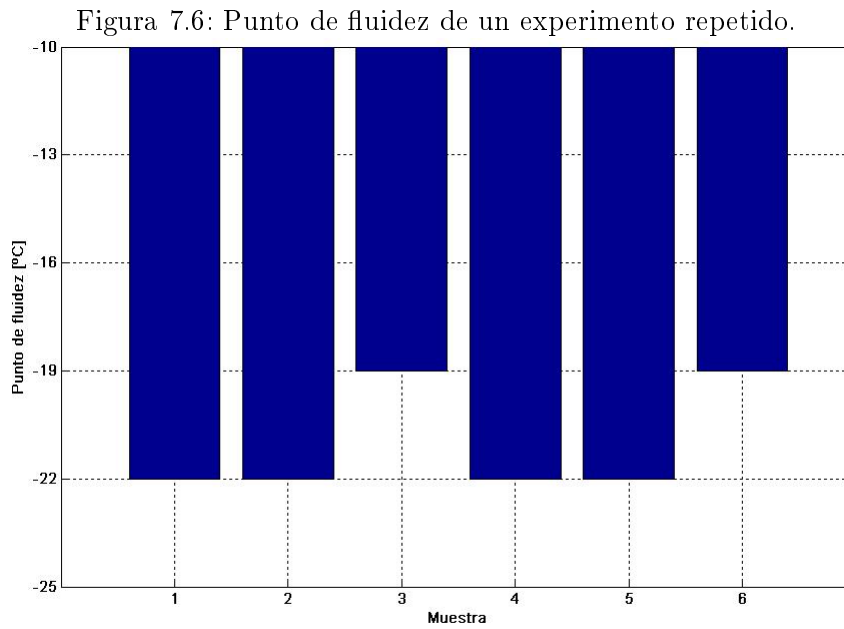
Fuente: Autores

Se corroboró con técnicos especializados de ECOPETROL que el rango de valores de densidad de campo obtenidos con éste equipo, pueden ser reproducibles enteramente por imanes permanentes.

<sup>10</sup>Los valores discretos se relacionan en la tabla B.7, apéndice B

- Cálculo del error experimental

Para medir el posible error experimental causado por diferentes razones: manejo de muestras en el laboratorio, alteraciones de los elementos del simulador, error en la medición de punto de fluidez, etc; se repitió el siguiente procedimiento: se tomaron 7200 [cm<sup>3</sup>] de crudo sintético Col-25 dividiéndose en 6 partes. Se preparó el simulador y el equipo para la medición de punto de fluidez, cada uno a la misma temperatura en cada experimento. El uso de recipientes para el transporte de las muestras, el tiempo de precalentamiento de las muestras y demás procedimientos rutinarios en el laboratorio fue el mismo para cada experimento. Finalmente cada muestra fue sometida a 1300 [gauss] simulando un caudal de campo de 7 [BOPD]. Los resultados fueron tabulados en B.8 y se aprecian en la figura 7.6.



Fuente: Autores

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

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (7.3)$$

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n - 1}} \quad (7.4)$$

$$CV = 100 * \frac{S}{\bar{X}} \quad (7.5)$$

Evaluando las ecuaciones en el estudio, arrojan como resultado:

$\bar{X} = 21$   $S = 1,5$   $CV = 7,14\%$ ; mostrando una buen grado de confiabilidad para los procedimientos realizados en cada experimento y posterior medición del punto de fluidez.

### 7.1.3. Preparación de las muestras de crudo en laboratorio

Buscando simular las características que posee el crudo en la zona cercana a la cara de la formación, se optó por la fabricación de crudo sintético. El procedimiento correcto y los detalles de cada producto se obtuvieron gracias a estudios hechos en el marco del trabajo de grado “Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafina en el crudo del Campo Colorado” por Ismael Orlando Ochoa y Sergio López Arteaga, dirigidos por el ingeniero M.Sc. Emiliano Ariza [19]. En ambos casos, para la fabricación de las muestras de los crudos Col-25 y Col-63, el procedimiento realizado fue el mismo: consta del calentamiento de un volumen de crudo muerto a 140 [°F] y posterior adición a 2% en peso de parafina previamente fundida a 158 [°F]. El producto resultante se deja en calentamiento y agitación 4 minutos para lograr una correcta homogenización. Se prepararon 55500 [cm<sup>3</sup>] de crudo sintético, suficiente para el desarrollo del diseño experimental propuesto.

### 7.1.4. Desarrollo del diseño experimental y análisis de punto de fluidez

Para la sustentación del método magnético en la mejora de las propiedades reológicas del crudo que ha sido tratado, se midió el punto de fluidez y el punto de nube a las muestras antes y después del tratamiento. El punto de fluidez se usó para hacer seguimiento al tratamiento durante todo el desarrollo del diseño experimental y únicamente a las muestras que mostraron la mayor reducción en el punto de fluidez les fue medido el punto de nube.

**Escalamiento** en el simulador:

Conversión de unidades y presentación de los datos conocidos:

- Caudal en campo  $Q_c = 1,84 * x[BOPD] = y[cm^3/s]$
- Diámetro tubería en campo  $D_c = 2\frac{7}{8}[in] = 7,3025[cm]$
- Longitud supuesta del tramo de tubería expuesto al campo magnético en campo  $L_c = 25[cm]$
- Volumen expuesto al campo magnético en campo  $V_c = \frac{\pi}{4}(7,3025)^2(25) = 1047,06[cm^3]$

- Diámetro simulador  $D_s = 1,543[cm]$
- Longitud efectiva del tramo de tubería expuesto al campo magnético en el simulador  $L_s = 20[cm]$
- Volumen expuesto al campo magnético en el simulador  $V_s = \frac{\pi}{4}(1,543)^2(20) = 37,39[cm^3]$

Para escalar los diversos valores de caudal de la tubería del campo, se iguala el régimen de flujo en la tubería del pozo con el régimen de la tubería del simulador mediante el número de Reynolds:

$$Re_{Simulador} = Re_{Campo} \quad (7.6)$$

Conociendo que el caudal en función de la velocidad característica del fluido y del área transversal de la tubería:

$$Q = (v)(A) \quad (7.7)$$

Y el número de Reynolds se puede expresar como:

$$Re = \frac{(\rho)(v)(D)}{\mu} \quad (7.8)$$

Se reemplazan las ecuaciones 7.8,7.7 en 7.6:

$$\frac{(\rho)(\frac{Q_c}{A_c})(D_c)}{\mu} = \frac{(\rho)(\frac{Q_s}{A_s})(D_s)}{\mu} \quad (7.9)$$

Asumiendo que la densidad  $\rho$  y la viscosidad dinámica  $\mu$  del fluido son constantes, la expresión 7.9 se reduce a:

$$Q_s = Q_c \left( \frac{D_s}{D_c} \right) \quad (7.10)$$

Ahora, utilizando la relación de la velocidad y el tiempo:

$$v = \frac{X}{t} \quad (7.11)$$

Se reemplaza la ecuación 7.11 en 7.7 y se obtiene el tiempo de exposición de una partícula de crudo que se mueve a través de un cierto volumen de tubería a un caudal determinado:

$$t = \frac{V}{Q} \quad (7.12)$$

Para que el tiempo de exposición óptimo luego del estudio en el simulador pudiera ser aplicado en el Campo, se requería tener valores iniciales con los cuales los resultados fueran viables técnicamente y los resultados no arrojaran condiciones imposibles de cumplir.

Por ello, se determinó que la longitud de la tubería del pozo expuesta a las líneas de flujo de campo magnético fuera de 25[cm] y el caudal del pozo no excediera los 150 [BOPD]<sup>11</sup>. Los valores resultado del escalamiento a nivel de laboratorio del caudal y densidad de campo requerida en cada corrida para el crudo Col-25 se encuentran en la tabla B.13 y para el crudo Col-63 se encuentran en la tabla B.17.

Ahora bien, si se desean aplicar al campo los resultados del tiempo de exposición y densidad de campo óptimos luego del estudio de aplicabilidad, se debe utilizar la ecuación 7.13 para calcular la longitud de la columna de crudo en el pozo que debe ser expuesta a las líneas de flujo magnético. Se debe conocer el valor del diámetro interno del tubing para calcular el área de la sección transversal  $A$  y el caudal actual de crudo  $Q$  del pozo donde se desea instalar la herramienta.

$$x = \frac{(Q)(t)}{A} \quad (7.13)$$

Así, como resultado se obtiene la longitud de una herramienta que genere la densidad de campo óptima y que debe ser instalada lo más cerca posible a la cara de la formación.

#### 7.1.4.1. Corridas para el crudo Col-25

**Puntos** centrales del diseño

En base a estudios de aplicabilidad del método magnético realizados al crudo del campo Lisama, se decidió tomar los siguientes puntos centrales debido a la similitud en la composición del crudo del Campo Escuela Colorado con el del Campo Lisama y a la necesidad de un punto de referencia para el diseño:

$$C_0 = 1300[Gauss] \quad (7.14)$$

$$D_0 = 7[BOPD] \quad (7.15)$$

---

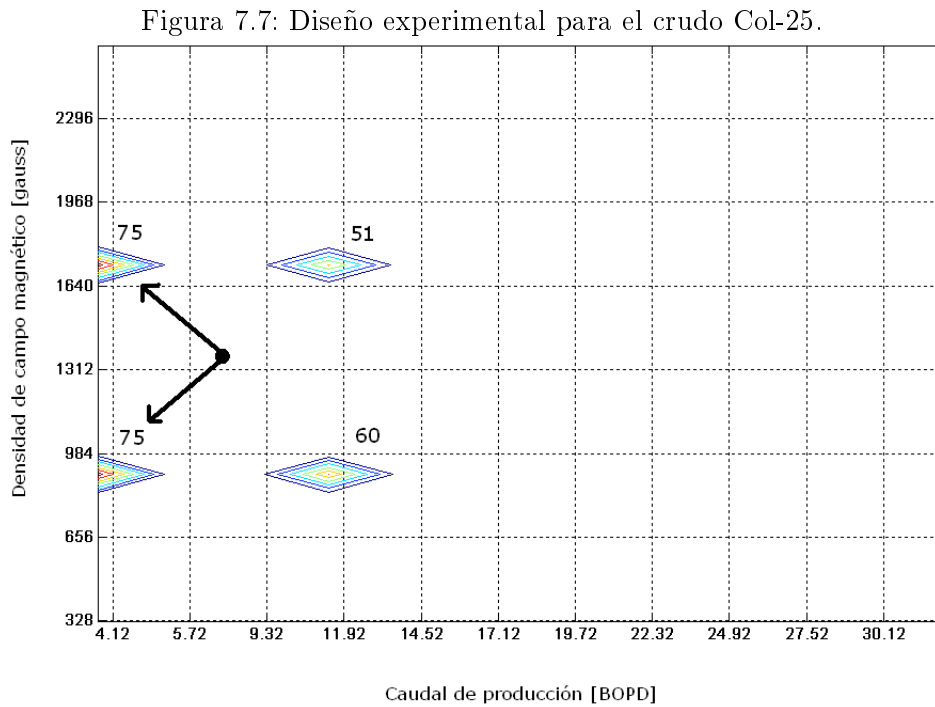
<sup>11</sup>Históricamente los pozos del campo Escuela Colorado no han superado éste valor.

**Diseño** experimental:

El procedimiento general que se siguió en la ejecución de los experimentos se encuentra descrito en su totalidad en el apéndice A.

La cobertura de la densidad de campo se tomó de 400[gauss] y para el caudal fue de 4[BOPD], seguidamente se realizó la medida del punto de fluidez del crudo en blanco (sin tratamiento) arrojando una lectura de  $-16^{\circ}\text{C}$ .

Los resultados obtenidos con el diseño factorial se exponen en la tabla B.9 y se resumen en la figura 7.7 donde se visualiza la tendencia encontrada .



Fuente: Autores

Manejando el valor absoluto de los resultados para simplificar cálculos y de las ecuaciones: A.3A.4A.5A.6 y A.7A.8A.9 , se obtiene:

$$a = 75$$

$$b = 60$$

$$ab = 51$$

$$(1) = 75$$

y

$$A = -1,5$$

$$B = -6,5$$

$$AB = -1,5$$

Seguidamente se calculan los valores de las sumas de cuadrados y la función de cada variable. Se resumen dichos valores en la tabla B.10

Allí se observa la gran influencia que tiene el caudal de producción simulado (tiempo de exposición al campo magnético) sobre el punto de fluidez del crudo tratado.

**Ascenso rápido:**

Se calculan los coeficientes del modelo de primer orden de las variables codificadas:

$$\frac{Y_c}{Y_b} = 4,33 \quad (7.16)$$

Ahora bien, se observa que la mayor reducción en el punto de fluidez del crudo tratado es hacia los puntos “(1)” y “a” de la gráfica A.1, además, el valor numérico es el mismo. Debido a esto, se debió llevar a cabo el ascenso en los dos sentidos con 10 pasos cada uno.

Se tomó como paso básico inicial:

$$\Delta\epsilon_1 = 350[\textit{gauss}] \quad (7.17)$$

Por lo tanto el paso de la variable codificada  $X_1$  es:

$$\Delta X_1 = \frac{1650 - 1300}{400} = 0,875 \quad (7.18)$$

Mediante la relación de A.17 se llega a un paso de la variable codificada  $X_2$ :

$$\Delta X_2 = (4,33)(0,875) = 3,8 \quad (7.19)$$

Por lo tanto el paso de la variable “caudal de producción” es:

$$\Delta\epsilon_2 = (3,8)(4) = 15,2[\textit{BOPD}] \quad (7.20)$$

Tomando la sugerencia del tamaño del paso proveniente del diseño experimental, se decidió cambiar el punto de inicio para abarcar los rangos posibles según las limitaciones técnicas de caudal y densidad de campo que ofrece el simulador de condiciones de pozo.

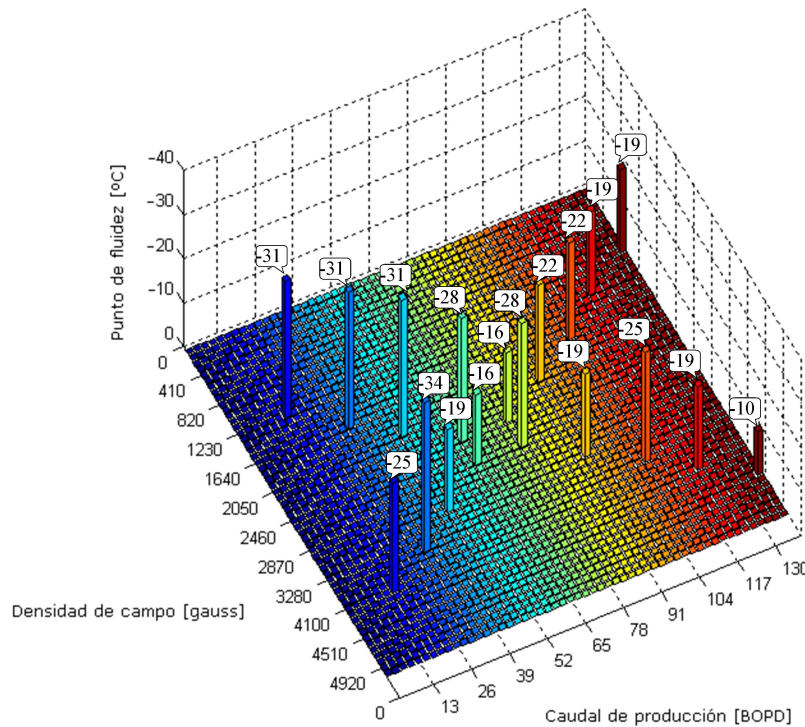
Se tomaron dos puntos de inicio, uno para cada sentido.

En el sentido de “a”:  $P_a = (138[BOPD] \bar{\wedge} 4050[gauss]$

En el sentido de “(1)”:  $P_1 = (138[BOPD] \bar{\wedge} 900[gauss]$

Los resultados obtenidos en ambos sentidos del ascenso rápido: “a” y (1), se aprecian en la figura 7.8.

Figura 7.8: Ascenso rápido para el crudo Col-25.



Fuente: Autores

El resumen de los experimentos en el sentido de “(1)” se resume en la tabla B.11 y en el sentido “a” en la tabla B.12. Como se puede observar en la tabla B.12, no se pudo llegar al último paso del ascenso debido a la imposibilidad del equipo generador de campo magnético de mantener  $0,405 [T]$  durante  $1,69 [horas]$ , tiempo calculado en el diseño para el escalamiento de  $3[BOPD]$  a nivel de laboratorio.

Luego del estudio se logró obtener una reducción del punto de fluidez de  $18^{\circ}C$  respecto a la muestra en blanco; encontrando que el caudal simulado más favorable es:

$$Q_c = 33[BOPD] \quad (7.21)$$

Mediante la ecuación 7.13, el tiempo de exposición más favorable para llevar a cabo eficientemente el tratamiento magnético sobre el crudo del pozo Col-25 es:

$$t_{exp} = 17,24[s] \quad (7.22)$$

Y el nivel de la densidad de campo magnético a la cual debe ser sometido el crudo es de:

$$\vec{B} = 3350[gauss] = 0,335[tesla] \quad (7.23)$$

Finalmente para encontrar la variación de caudal de producción permitida, se llevaron a cabo mediciones de punto de fluidez a muestras tratadas con 0,335 [tesla]. Los resultados se aprecian en la tabla 7.1.

Tabla 7.1: Rango de caudal permitido aplicando 0,335 [tesla] al crudo Col-25

Fuidez @ 10BOPD [°C]	Fuidez @ 37BOPD [°C]	Fuidez @ 67BOPD [°C]	Fuidez @ 97BOPD [°C]
-25	-34	-22	-22

Esto muestra que aun cuando el caudal del pozo Col-25 varíe dentro del rango de 10 a 97 [BOPD] se consiguen beneficios con la aplicación de campos magnéticos.

#### 7.1.4.2. Corridas para el crudo Col-63

Puntos centrales del diseño:

En base a los estudios de aplicabilidad del método magnético realizados al crudo del pozo Col-25 anteriormente descritos, se decidió tomar como puntos centrales:

$$C_0 = 3000[Gauss] \quad (7.24)$$

$$D_0 = 37[BOPD] \quad (7.25)$$

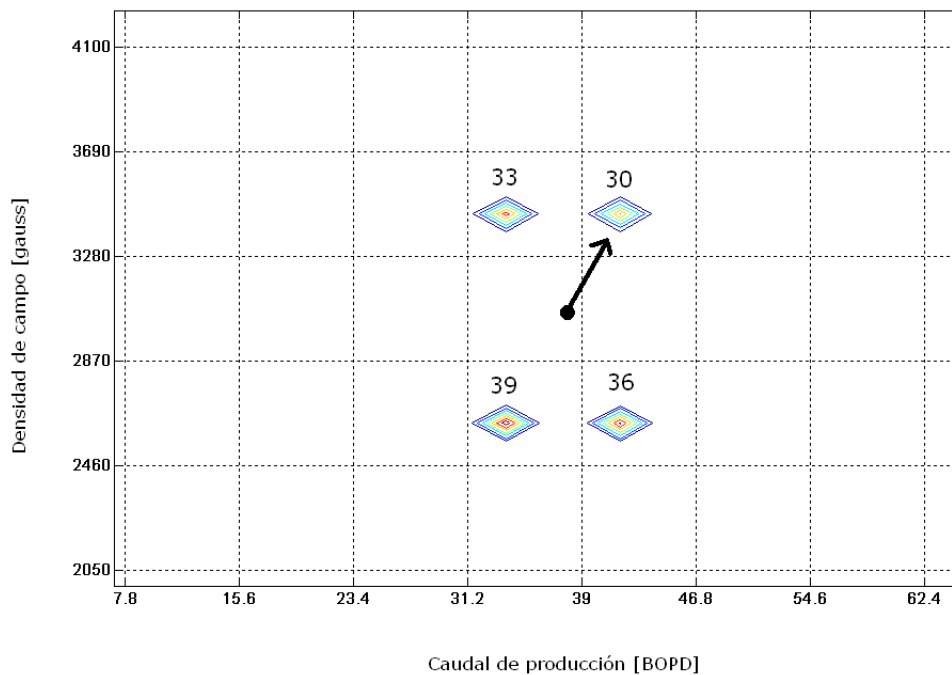
**Diseño** experimental:

El procedimiento que se siguió se encuentra descrito en su totalidad en el apéndice A.

Teniendo las relaciones entre los valores del campo y los del simulador se procede a llevar a cabo el diseño experimental.

La cobertura de la densidad de campo se tomó de 400[gauss] y para el caudal fue de 4[BOPD] y haciendo la medición del punto de fluidez del crudo en blanco arrojó una lectura de 14°C. El resultado obtenido luego del diseño factorial se muestra en la tabla B.14 resumido en la figura 7.9 donde se aprecia que el desempeño aumenta en el sentido “ab”, es decir, a altos valores de las variables hay una reducción del punto de fluidez de las muestras tratadas magnéticamente.

Figura 7.9: Diseño factorial para el crudo Col-63.



Fuente: Autores

De las ecuaciones: A.3A.4A.5A.6 y A.7A.8A.9 , se obtiene:

$$a = 33$$

$$b = 36$$

$$ab = 30$$

$$(1) = 39$$

y

$$A = -2$$

$$B = -1$$

$$AB = -1,5$$

Seguidamente se calculan los valores de las sumas de cuadrados y la función de cada variable. Se resumen dichos valores en la tabla B.15

Allí se observa la gran influencia que tiene la variable densidad de campo magnético aplicado sobre el punto de fluidez del crudo.

**Ascenso rápido:**

Se calculan los coeficientes del modelo de primer orden de las variables codificadas:

$$\frac{Y_c}{Y_b} = 0,5 \quad (7.26)$$

Ahora bien, se observa que la mayor reducción en el punto de fluidez del crudo tratado es hacia el punto “ab” de la gráfica A.1. Siguiendo la metodología, se llevó a cabo el ascenso rápido en dicho sentido con 10 pasos.

Se tomó como paso básico inicial:

$$\Delta\epsilon_2 = 3[BOPD] \quad (7.27)$$

Por lo tanto

$$\Delta X_2 = \frac{40 - 37}{4} = 0,75 \quad (7.28)$$

Eso lleva a un paso de la variable codificada:

$$\Delta X_1 = \left(\frac{1}{0,5}\right)(0,75) = 1,5 \quad (7.29)$$

Por lo tanto el paso de la variable caudal es:

$$\Delta\epsilon_1 = (1,5)(400) = 600[gauss] \quad (7.30)$$

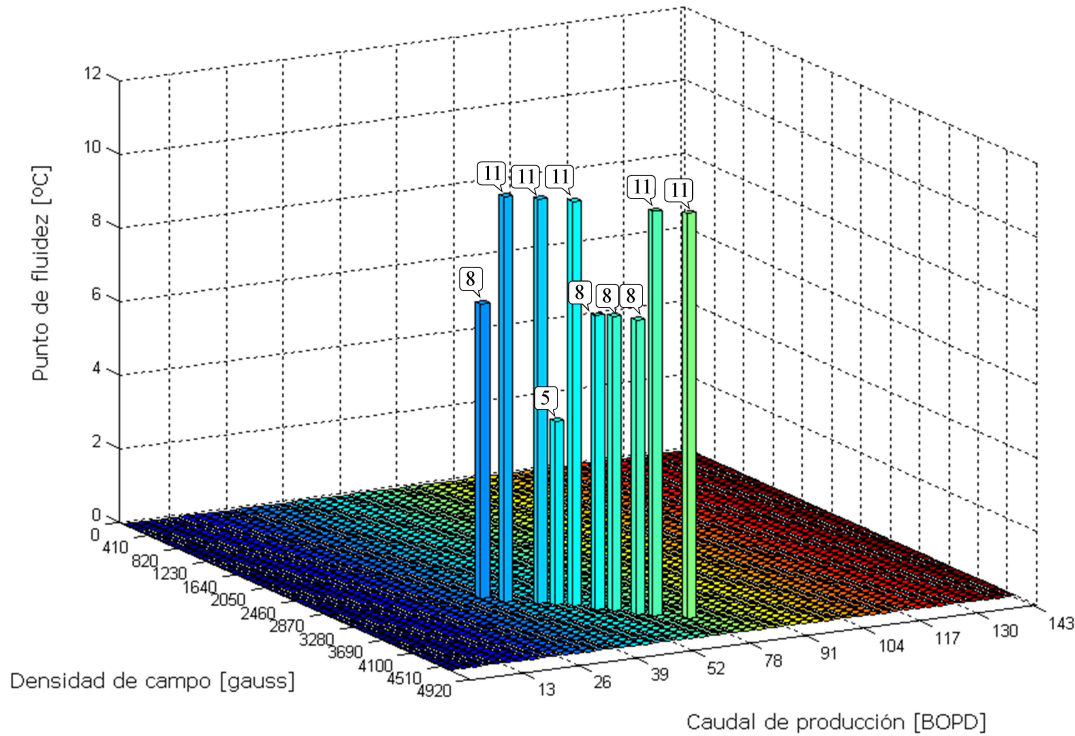
Lo que indica que se deben hacer grandes variaciones en la variable  $\epsilon_1$  y pequeñas variaciones en la variable  $\epsilon_2$ . Sin embargo por limitaciones técnicas ya mencionadas del equipo generador de densidad de campo magnético, se decidió reducir el paso de 600 a un máximo 120 [gauss] y así obtener 10 pasos sin salir del rango viable de la variable “densidad de campo aplicado”. Así se cubre todo el rango posible de valores siguiendo la sugerencia del método de ascenso rápido.

Se tomó como punto de inicio en el sentido de “ab”:

$$P_{ab} = (37[BOPD], 3000[gauss]) \quad (7.31)$$

El resultado de las mediciones de punto de fluidez con el ascenso en el sentido “ab” a las muestras tratadas se observa en la figura 7.10 y se encuentra en la tabla B.16.

Figura 7.10: Ascenso rápido para el crudo Col-63.



Fuente: Autores

Como se puede observar, se logró una reducción de 9°C en el punto de fluidez simulando un caudal de campo de:

$$Q_c = 46[BOPD] \quad (7.32)$$

Usando la ecuación 7.13 se encontró que el tiempo de exposición en campo más favorable para llevar a cabo eficientemente el tratamiento magnético sobre el crudo del pozo Col-63 es:

$$t_{exp} = 12,37[s] \quad (7.33)$$

Y el nivel de la densidad de campo magnético a la cual debe ser sometido el crudo es de:

$$\vec{B} = 3360[\textit{gauss}] = 0,336[\textit{tesla}] \quad (7.34)$$

Finalmente para encontrar la variación de caudal de producción permitida, se llevaron a cabo mediciones de punto de fluidez a muestras tratadas con 0,336 [tesla]. Los resultados fueron tabulados en 7.2.

Tabla 7.2: Rango de caudal permitido aplicando 0,336 [tesla] al crudo Col-63

Fuidez @ 20BOPD [°C]	Fuidez @ 46BOPD [°C]	Fuidez @ 73BOPD [°C]
8	5	11

Estos valores muestran que aun cuando el caudal del pozo Col-63 varíe dentro del rango de 20 a 73 [BOPD] se logra mejorar la reología del crudo aplicando campos magnéticos.

### 7.1.5. Análisis de punto de nube

Una vez ejecutado por completo el diseño experimental con el cual se logró reducir el punto de fluidez de cada crudo en estudio<sup>12</sup>, se repitió el tratamiento bajo las condiciones óptimas para cada crudo a una muestra en blanco y se realizó la medición del punto de nube en el laboratorio de reología FIR del Instituto Colombiano del Petróleo.

Los resultados muestran una mejoría notable en esta característica y se resumen en la tabla 7.3:

Tabla 7.3: Resultados de las pruebas de punto de nube.

Crudo	Punto de nube crudo en blanco [°C]	Punto de nube crudo tratado [°C]	Reducción [°C]
Colorado 25	21,6	16,3	5,3
Colorado 63	26,9	21,7	5,2

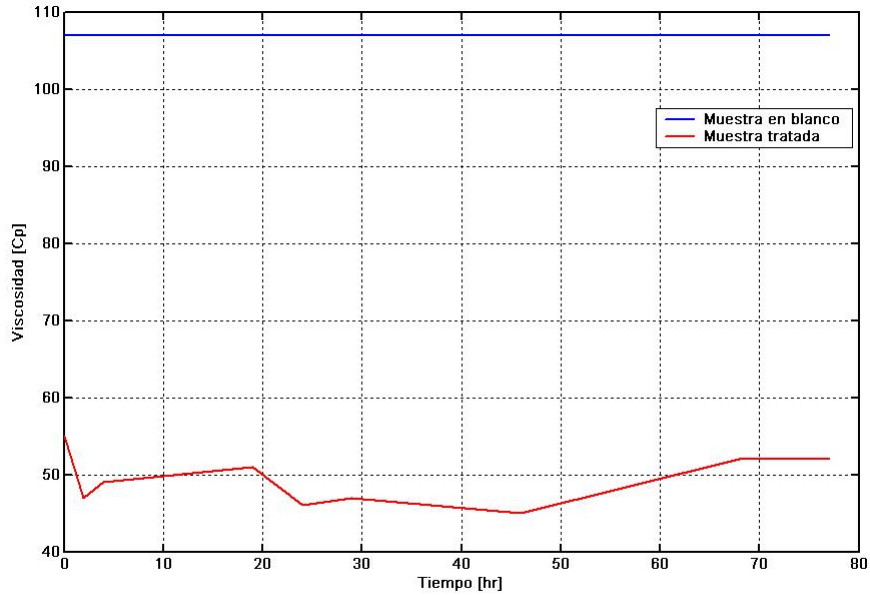
### 7.1.6. Análisis de la viscosidad

Con el objetivo de medir la variación en la viscosidad del crudo Col-63 a través del tiempo luego del tratamiento magnético; en el laboratorio de reología del Instituto Colombiano del petróleo se realizaron mediciones de viscosidad a intervalos regulares de tiempo sobre una muestra sometida al tratamiento bajo las condiciones óptimas encontradas en el diseño experimental para éste crudo, ecuaciones 7.32 y 7.34. Las mediciones fueron realizadas a temperaturas cercanas al punto de fluidez para observar en este punto crítico el comportamiento del aceite tratado y compararlo con el crudo sin tratamiento.

<sup>12</sup>Colorado 25 y Colorado 63

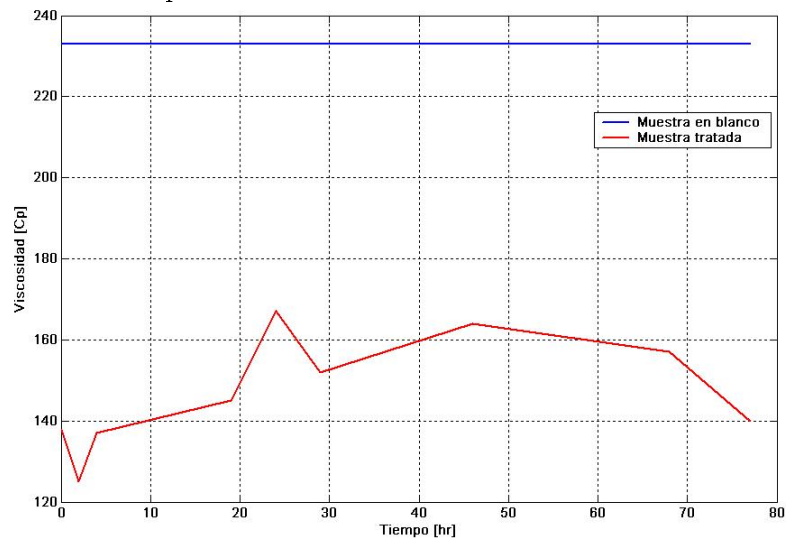
Los resultados obtenidos se ubican en la tabla B.18. Estos datos graficados se observan en las figuras 7.11, 7.12, 7.13.

Figura 7.11: Comportamiento de la viscosidad del crudo Col-63 @ 25°C.



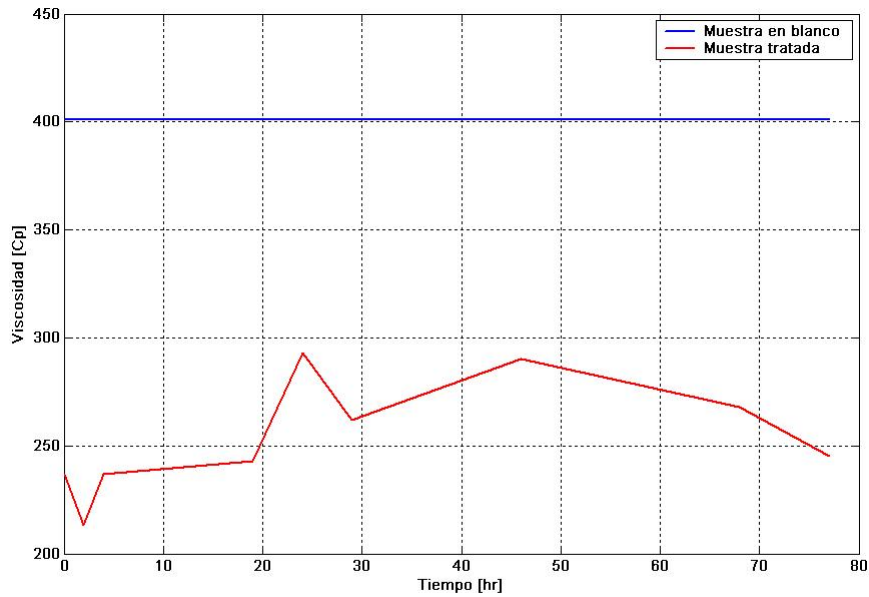
Fuente: Autores

Figura 7.12: Comportamiento de la viscosidad del crudo Col-63 @ 14°C.



Fuente: Autores

Figura 7.13: Comportamiento de la viscosidad del crudo Col-63 @ 10°C.



Fuente: Autores

Se aprecia claramente una reducción significativa de la viscosidad del crudo tratado a condiciones óptimas. Luego de 77 horas después de tratada la muestra no hay indicios de pérdida del efecto magnético. Lo anterior sugiere que el tiempo de inhibición es suficiente para extraer el crudo y transportarlo antes de presentar precipitación de orgánicos.

Los resultados globales obtenidos en las pruebas para cada crudo se encuentran resumidos en la tabla 7.4, donde se observan los grandes beneficios del tratamiento.

Tabla 7.4: Propiedades de los crudos antes y después del tratamiento.

Colorado 25		Colorado 63		
En blanco		En blanco		
Pto fluidez [°C]	Pto nube [°C]	Pto fluidez [°C]	Pto nube [°C]	Visc. [Cp] @ 25°C
-16	21,6	14	26,9	107
Aplicando 0,335 [tesla] por 17,24 [s]		Aplicando 0,336 [tesla] por 12,37 [s]		
Pto fluidez [°C]	Pto nube [°C]	Pto fluidez [°C]	Pto nube [°C]	Visc. [Cp] @ 25°C
-34	16,3	5	21,7	55
Reducción		Reducción		
Pto fluidez [°C]	Pto nube [°C]	Pto fluidez [°C]	Pto nube [°C]	Viscosidad [Cp]
18	5,3	9	5,2	52

Fuente: Autores.



## Capítulo 8

# Conclusiones

- La medición de valores de densidad de campo magnético realizada en distintas geometrías de núcleos de solenoides, mostraron que el comportamiento de las líneas de flujo de campo magnético está direccionado a seguir el camino de menor reluctancia, incrementándose el valor medido de densidad de campo magnético a medida que se reduce el área transversal del núcleo de un solenoide.
- La generación de altos valores de densidad de campo magnético a partir de solenoides se logra optimizando la geometría de los solenoides: usando múltiples devanados y reduciendo la longitud y el radio del solenoide.
- El material con que está elaborado el núcleo en un solenoide tiene una mayor importancia en la generación de campo magnético que la intensidad de corriente que lo alimenta.
- La representatividad de una muestra de parafina recolectada en campo depende del tiempo que esta se almacene. Al perder compuestos volátiles aumenta su densidad con el paso del tiempo.
- Con la aplicación de diferentes valores de densidad de campo magnético uniforme en un rango de 0 a 4000 [gauss] a muestras de parafina recolectadas de la tubería del pozo Colorado 25, no se logró aumentar la temperatura, modificar la coloración o variar la densidad de la misma, indicando así la ineficiencia del uso de los campos magnéticos estáticos para la remoción o fundición de cristales aglomerados en el pozo Colorado 25.
- Con el uso de campos magnéticos alternos a una frecuencia de 60 [Hz] como alternativa de remoción de depósitos de parafina no se logró ningún aumento de la temperatura, cambios en la coloración ni densidad de la muestra sometida. Sugiriendo esto que, la aplicación de campos magnéticos de baja frecuencia a depósitos de parafina extraídos del pozo Colorado 25, no es eficiente como alternativa de remoción.

- El resultado del modelado matemático correspondiente al calentamiento por inducción magnética en una tubería generó datos que sirven como base para suponer que, esta técnica podría llegar a ser eficiente para la solución al problema de remoción de aglomerados de parafina en las líneas de superficie, sin embargo, no es la solución adecuada considerando la situación actual de los pozos del Campo Escuela Colorado.
- Se comprobó que el acero al carbono posee una reluctancia muy baja comportándose como un blindaje magnético, por otro lado, el acero inoxidable es un material que permite el paso casi por completo de las líneas de flujo magnético. Por ello es ideal para el uso en un tratamiento magnético al crudo.
- El diseño experimental muestra una tendencia que debe ser analizada por el ingeniero, previo a la toma de decisiones, según los criterios de aplicabilidad fijados por las condiciones de trabajo.
- La reducción en el punto de nube y el punto de fluidez, se logra aplicando campos magnéticos a una muestra de crudo que fluye por una tubería manteniendo el fluido a una temperatura superior al punto de nube. De lo contrario, el efecto podría ser inverso provocando la aceleración del proceso de formación de cristales de parafina.
- Aplicando el tratamiento magnético bajo correctas condiciones a muestras de crudo sintético fabricado a partir de crudo muerto de los pozos Colorado 25 y Colorado 63 del Campo Escuela Colorado, se obtuvo una reducción el punto de nube y el punto de fluidez de los crudos tratados. Este resultado es ideal, considerando que se logra sin modificar las características químicas del crudo y sin acarrear ninguna consecuencia en la zona del pozo donde se aplica.
- Los bajos valores de viscosidad medidos luego de varios días a una muestra de crudo sintético del crudo Colorado 63 tratada magnéticamente, sugieren que el efecto inhibitor de la precipitación de parafinas es prácticamente permanente. Esto ratifica la aplicación de campos magnéticos estáticos como alternativa viable de control de la precipitación de parafinas en la tubería del pozo Colorado 63.
- Aun cuando las condiciones óptimas, que son resultado del estudio para los crudos de Colorado 25 y Colorado 63 sean similares, no se puede deducir que sea debido a que provengan de la misma arena. Por cuanto no se puede garantizar la efectividad del método aplicando dichas condiciones a todos los pozos productores de las arenas B en el Campo Escuela Colorado.
- Manteniendo constante la densidad de campo magnético en el simulador de laboratorio se evaluó el efecto de la variación del caudal de producción del pozo, se encontró que a pesar

de las posibles variaciones del caudal de producción en campo, el efecto del tratamiento sigue siendo favorable para el crudo en estudio.

- Dadas las precarias condiciones actuales de los pozos en estudio, aun no es posible implementar una herramienta magnética para la inhibición de la depositación de parafina. Las condiciones de producción de los pozos deben garantizar un caudal de crudo constante y dentro del rango aceptable resultado del estudio.



## Capítulo 9

# Recomendaciones

- Se recomienda utilizar los resultados del presente trabajo de grado como base para llevar a cabo una prueba piloto en los pozos Colorado 25 y Colorado 63 del Campo Escuela Colorado, siempre y cuando el estado mecánico del pozo, el sistema de levantamiento usado y las características termodinámicas del crudo permitan un flujo continuo de aceite. Esto es debido a que los resultados obtenidos en el laboratorio fueron comprobados únicamente para las condiciones de operación fijadas.
- Se sugiere realizar estudios de aplicabilidad del tratamiento magnético como herramienta inhibidora de la precipitación de parafina a otros pozos provenientes de las arenas B en el Campo Escuela Colorado, con el fin de establecer una posible relación de los resultados para dicha arena.
- Previo a una prueba piloto para implementar en campo la herramienta magnética se debe prestar especial atención a las características de fluido que es producido. Las pruebas en el simulador consideraron un caudal de crudo constante, con un despreciable contenido de agua. Se recomienda tener precaución si el crudo fluye por baches en la tubería de los pozos candidatos.
- Se recomienda dar continuidad a estudios relacionados con el calentamiento de las líneas de superficie para dar solución a la problemática originada por los aglomerados de parafina. La técnica de calentamiento por inducción podría resultar viable según las condiciones de los pozos. Se debe tener presente que si se desea implementar esta técnica en la tubería del pozo hay que considerar la volatilización de las fracciones más livianas del crudo que es producido y la sedimentación de orgánicos en la cara de la formación originadas por el calentamiento excesivo de fluido.



# Bibliografía

- [1] MATZAIN A. *Single Phase liquid Paraffin Deposition Modeling, MS thesis, University of Tulsa, Tulsa Oklahoma.* 1996.
- [2] PINZÓN S. Andrés Y ROJAS M. Jonattan A. *Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos de petróleo. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander.* 2006.
- [3] AVELLANEDA Alfonso. *Petróleo colonización y medio ambiente en Colombia.* 1998.
- [4] ACEVEDO P. Alfredo. Metodología para la construcción de un horno de inducción electromagnética. Master's thesis, Universidad Industrial de Santander., 2007.
- [5] TECH B. BIKRAM M. Baruah. Investigation of an advanced technique to select an optimal inhibition and removal method of paraffin deposition in oil wells. a thesis in petroleum engineering, august. 2001.
- [6] J. PARKS C. Chemical inhibitors combat paraffin deposition,oil and gas, april 4. 1960.
- [7] MONTGOMERY Douglas C. *Design and Analysis of Experiments. Second Edition.* John and Sons., 1984.
- [8] PATTON C. and CASAD B. Paraffin deposition from refined wax-solvent sistem. 1970.
- [9] HOYOS J. CRISTANCHO D. *Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del Campo Colorado. Tesis, Universidad Industrial de Santander.* 2008.
- [10] GARCÍA M. del Carmen. The influence of alkane class-types on crude oil wax crystallization and inhibitors efficiency, journal of petroleum science and engineering. 1999.
- [11] JAMES B. Dobbs. A unique method of paraffin control in production operations, spe, unichem, a division of bj services company, spe 55647, paper prepared for presentation at the 1999 spe rocky mountain regional meeting held in gillete, wyoming, 15-18 may. 1999.

- [12] FERREIRA M. DOTTO M.E.R., MARTINS R.N. and CAMARGO S.S. Jr. Influence of hydrogenate damorphous carbon coatings on the formation of paraffin deposits, universidade federal do rio de janeiro, brazil. 2006.
- [13] ROCHA DE OLIVEIRA Nelson e GONZÁLEZ Gaspar. Efeito do campo magnético na precipitacao de parafinas, petrobras, centro de pesquisas leopoldo a. miguez de mello , rio de janeiro , universidade federal do rio de janeiro, ct bloco a instituto de química. 1997.
- [14] centro de documentación. ECOPEPETROL. [www.ecopetrol.gov.co](http://www.ecopetrol.gov.co).
- [15] CARDONA C. Edgar. *Desarrollo de un modelo para evaluar la aplicabilidad de la herramienta magnética MAGCOP como nueva tecnología de UPSTREAM*, Tesis, Universidad Industrial de Santander. 2001.
- [16] GÓMEZ DE LEÓN Eduardo. *Corrientes Inducidas, nivel II: Corrientes inducidas, VV Staff, AEND (Asociación Española de ensayos no destructivos), Asociación Española de Ensayos no destructivos*. FC Editorial, ISBN 8496169219, 9788496169210, 244 páginas., 2004.
- [17] CHICO G. María Elena. RONDÓN P. Eliana Rocío. *Diseño de un Sistema de Control para un Levitador Magnético que opere sumergido en fluidos con viscosidades y densidades sustancialmente diferentes a la del aire. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga*. 2007.
- [18] HUNT Elton. Laboratory study of paraffin deposition, paper spe 279 presented at spe production research symposium held in april 12-13 in tulsa, oklahoma. 1962.
- [19] ARIZA L. Emiliano. *Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo Del Campo Colorado*, Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander. 2008.
- [20] KUZNETSOV O. VARGAS S. FARSHAD Fred F., LINSEY J. The effects of magnetic treatment on calcium sulfate scale formation, university of louisiana at lafayette, spe 76767. 2002.
- [21] Frank P. INCROPERA. *Fundamentos de transferencia de calor*. PRENTICE HALL. Cuarta Edición., México, 1999.
- [22] MEDINA C. ZAPATA J. REYES V. ORDOÑEZ Duarte L. NÚÑEZ L. JAIMES M., YÁNEZ J. Informe general: Evaluación del proceso de bombeo de aceite caliente como mecanismo de remoción de parafinas en los sistemas de producción del campo lisama. Technical report, Gerencia Regional del Magdalena Medio, Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga., 2004.

- [23] F. W. JESSEN and J. N. HOWELL. Effect of flow rate on paraffin accumulation in plastic, steel and coated pipe, paper spe 968-g. 1958.
- [24] CORNEY D. John. Advancements in the use of magnetics for controlling deposits and bs&w in oil wells, <http://www.magwell.com/paper1.htm>.
- [25] VILLEGAS Jorge. *Petróleo Oligarquía e imperio*. 1982.
- [26] JEWULSKY J. LISZCA K. and KOHESLING Z. Formation of paraffin deposits in tubes in operating oil wells in the light of laboratory studies. 1971.
- [27] URAZGALIEV B. MAKHMUTOV B. and SAGINBAEVA M. Study of intra pipe paraffin deposits. 1977.
- [28] SAIZ R. Claudia. MELENDEZ L. Jorge. *Control de parafina utilizando campo magnético, Tesis, Universidad Industrial de Santander*. 1990.
- [29] REYES R. Gerardo. MENDEZ L. Ignacio. Empleo de un dispositivo magnético, como una solución para la depositación de asfaltenos en pozos de alta productividad. congreso nacional aipm veracruz 2000.
- [30] BARKER K.M. NEWBERRY, M.E. and K.P. FLYNN. Identification and remediation of organic skin damage, paper presented at the 1999 aiche spring national meeting, international conference on petroleum & gas phase behavior and fouling, houston, texas, march 14-18. 1999.
- [31] M.E. NEWBERRY. *Chemical Effects on Crude Oil Pipeline Pressure Problems, J. Pet. Tech. May, pp. 779-786*. 1984.
- [32] M.E. NEWBERRY and K.M. BARKER. Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition, spe13796, paper presented at the 1985 spe operations symposium, oklahoma city, oklahoma, march 10-12, pp. 53-61. pages 53-61., 1985.
- [33] HERNANDEZ O. Improvements in single-phase paraffin deposition modeling, spe 84502. 2003.
- [34] HOLMAN J. P. *Transferencia de calor*. Mc. Graw Hill., 1998.
- [35] EATON P.E. and Weeter G.Y. Paraffin deposition in flow lines, paper n<sup>o</sup> 76 csms presented at 16th national heat transfer conference, st. louis, aug. 8-11. 1976.
- [36] SARMIENTO R. Juan. PEÑA N. Luis. *Influencia del tratamiento magnético en las propiedades de flujo de crudos parafínicos, Tesis, Universidad Industrial de Santander*. 1994.

- [37] PRIETO O. Y GRAY C. PRIETO G. Diseño estadístico experimental aplicado en la primera etapa de escalamiento de un proceso químico, journal información tecnológica, vol. 7, n<sup>o</sup> 5, pp. 66-70. 1996.
- [38] COLE R. and JESSEN F. Paraffin deposition, oil & gas, sep. 19. 1960.
- [39] HARTLEY R. and BIN M. Use of laboratory and field testing to identify potential production problems in the toll field. 1989.
- [40] JORDA R. Paraffin deposition and prevention in oil wells, paper spe 1598 published in journal of petroleum technology, december. 1966.
- [41] FOWLER J. Richard. *Electricidad: Principios y Aplicaciones*. Reverté., 1992.
- [42] ROCCHIETTI Rubén. Capítulo vi: Campo magnético. solenoides. departamento de física. universidad nacional de córdoba.
- [43] ARIAS S. Monografía: Evaluación técnico económica de las herramientas magnéticas magcop instaladas en el campo lisama de la superintendencia de mares de la gerencia centro oriente ecopetrol. *Instituto Colombiano del petróleo, Bucaramanga.*, 2000.
- [44] SOBHI Ali. SADEGHZAD Ayoub. The prediction of cloud point temperature: In pure paraffin deposition, nioc-research institute of petroleum industry, spe 87293, paper prepared for presentation at the 9th abu dhabi international petroleum exhibition and conference held in abu dhabi, 15-18 october. 2000.
- [45] KULWANT Singh. SANJAY Misra, SIMANTA Barua. Paraffin problems in crude oil production and transportation: A review, spe 28181, sept 21. 1994.
- [46] VENKATESAN R. SINGH P. and FOGLER S. Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels, 2000. 1996.
- [47] U. of Tulsa; STRAUB T. J., Amoco Production Co.; S.W. Autry and KING G. An investigation into practical removal of downhole paraffin by thermal methods and chemical solvents. this paper was prepared for presentation at the spe production operation symposium held in oklahoma city, oklahoma, march 13-14. spe 18889. 1969.
- [48] GRIEM K. Susanne. Exploraciones mineras, universidad de atacama.
- [49] ALLEN T. Production operations: Well completion, workover and simulation, oil & gas consultants international. 1993.

- 
- [50] SPE TUNG Nguyen P., VUONG Nguyen V., KHANH Bui Q., VINH Ngo Q., Institute of Materials Science-Vietnam NCNS HUNG Pham V., Petro Vietnam HUE Vu T., and PETRO V. HOE Le D. Studying the mechanism of magnetic field influence on paraffin crude oil viscosity and wax deposition reductions, paper prepared for presentation at spe asia pacific oil and gas conference and exhibition held in jakarta, indonesia, 17-19 april. spe 68749. 2001.
- [51] DONG Lijian. WANG Biao. Paraffin characteristics of waxy crude oils in china and methods of paraffin removal and inhibition, research inst. petrol. e&d of cnpc, paper prepared for presentation at the international meeting on petroleum engineering held in beijing, china. spe 29954, 14-17 november. 1995.
- [52] SHUAREN zhao. The application of magnetic techniques in oilfields, north-western university publishing house. 1991.



## Anexo A

# Diseño experimental.

### A.1. Introducción

Para la realización del proyecto se hizo necesario contar con un diseño experimental. La naturaleza empírica del método magnético, lleva al investigador a realizar un considerable número de pruebas con el fin de buscar precisión en los resultados, pero los costos, tiempo de realización, dificultad en el manejo de considerables cantidades de muestra, préstamo de equipos, etc, limitan el número de pruebas de laboratorio y obligan a obtener la mayor cantidad de información de cada una de ellas.

Es aquí en donde la metodología empleada juega un papel muy importante, siendo aconsejable el uso de un diseño experimental, que con el menor esfuerzo experimental brinda agilidad y confiabilidad en el análisis de datos con un significativo ahorro de recursos.[7] A diferencia del método tradicional de manipular una variable dejando las demás constantes, en un diseño experimental una gran cantidad de variables pueden ser estudiadas al mismo tiempo haciendo posible obtener una visión de sus efectos simultáneos sobre la respuesta del experimento.

### A.2. Diseño factorial

En el presente estudio se manejaron dos variables en dos niveles cada una, alto y bajo, utilizando un diseño factorial para encontrar el efecto de cada una sobre el punto de fluidez del crudo. Esto es llamado en la literatura como un diseño factorial  $2^2$ . El diseño factorial está limitado por la suposición de la relación de linealidad entre la respuesta y cualquiera de las variables en estudio. Por esto, el presente estudio de aplicabilidad de campos magnéticos sobre el crudo del Campo Escuela Colorado se complementó con el método de ascenso rápido. Utilizando el diseño experimental como indicador de la dirección en la cual el experimento es más eficiente, el ascenso rápido sirvió para encontrar aquellas condiciones bajo las cuales se logra mejorar las propiedades reológicas del crudo. Para usar una aproximación estadística en el diseño y análisis de datos en un experimento, es

necesario tener una idea clara de exactamente qué es lo que se está estudiando, cómo son tomados los datos y al menos una idea cualitativa de cómo estos datos serán analizados. Para ello Montgomery [7] recomienda seguir los siguientes pasos:

1. Reconocimiento y declaración del problema.
2. Selección de los factores y niveles.
3. Selección de la variable respuesta.
4. Selección del diseño experimental.
5. Desarrollo del experimento.
6. Análisis de datos.
7. Conclusiones y recomendaciones.

Para encontrar los valores óptimos de las variables y determinar el efecto de éstas sobre las propiedades reológicas del crudo tratado, además de medir el error experimental originado por la variabilidad de factores no previsible, es aconsejable el uso de un diseño experimental; que con bajo número de experimentos presenta confiabilidad en el análisis de los datos. [37]

El estudio está basado en un diseño factorial de dos variables <sup>1</sup> con puntos centrales  $C_0$  y  $D_0$ , tomándose como base para éstos, los resultados de estudios de aplicabilidad del método magnético hechos al crudo de Campo Lisama; <sup>2</sup> ajustándose, a las condiciones de bajo caudal de producción actual del campo.

Debido a que los indicadores de la reducción en la acumulación de depósitos de parafina son aquellos que revelan cambios en el comportamiento reológico del crudo, se midió el punto de nube, el punto de fluidez y la viscosidad; tomando como variable de salida principal el punto de fluidez  $P_f$ .

Para un manejo óptimo de las variables naturales, éstas se deben etiquetar y posteriormente, siguiendo la metodología del diseño factorial se deben codificar.

Para las etiquetas, se llamará  $\epsilon_1$  a la variable natural “Densidad de campo” y  $\epsilon_2$  a la variable natural “caudal de producción”. Cabe destacar que la variable de control  $\epsilon_0$  se compondrá de: una prueba de punto de nube, una prueba de punto de fluidez y una de viscosidad al crudo antes del tratamiento.

Las variables codificadas serán:  $\chi_1$  la variable “codificada de densidad de campo ” y  $\chi_2$  la variable “codificada del caudal de producción ”, calculadas como sigue:

---

<sup>1</sup>Variables naturales: caudal de producción y densidad de campo magnético.

<sup>2</sup>Debido a que el crudo de los Campos Lisama y Colorado tienen características similares.

$$\chi_1 = (\epsilon_1 - C_0)/Cobertura \tag{A.1}$$

$$\chi_2 = (\epsilon_2 - D_0)/Cobertura \tag{A.2}$$

Siendo la variable “Cobertura” la magnitud de la distancia entre el punto central y el extremo alto o bajo a lo largo de los ejes en cada variable del diseño factorial.

La Tabla A.1 muestra la matriz de diseño 2<sup>2</sup> factorial, que arroja como resultado las combinaciones de la variable de salida como se muestra en la figura A.1.

Tabla A.1: Resumen diseño factorial.

Variables naturales		Variables codificadas		Puntos	Replicas de la variable de salida		
$\epsilon_1$	$\epsilon_2$	$\chi_1$	$\chi_2$	$P_f$	I	II	III
Bajo	Bajo	-1	-1	(1*)	$Z_{11}$	$Z_{12}$	$Z_{13}$
Bajo	Alto	-1	1	b	$Z_{21}$	$Z_{22}$	$Z_{23}$
Alto	Bajo	1	-1	a	$Z_{31}$	$Z_{32}$	$Z_{33}$
Alto	Alto	1	1	ab	$Z_{41}$	$Z_{42}$	$Z_{43}$

Fuente: MONTGOMERY, Douglas [7].

1. Los valores obtenidos en la variable de salida servirán para calcular el error experimental y para observar el grado de interacción de las variables naturales.

A continuación se suman las réplicas obtenidas en cada combinación así:

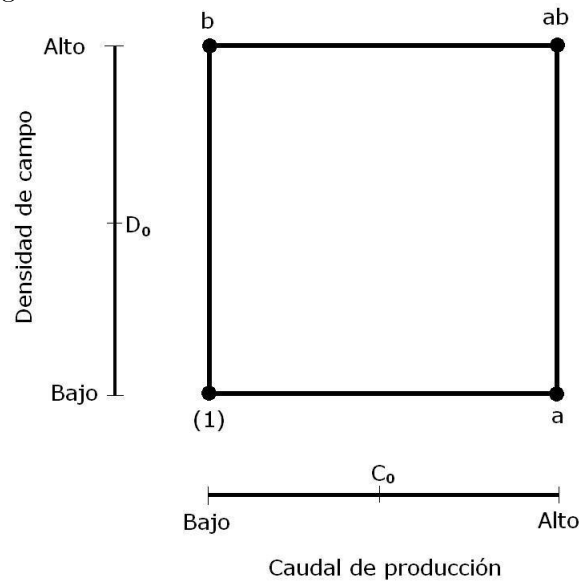
$$a = Z_{31} + Z_{32} + Z_{33} \tag{A.3}$$

$$b = Z_{21} + Z_{22} + Z_{23} \tag{A.4}$$

$$ab = Z_{41} + Z_{42} + Z_{43} \tag{A.5}$$

$$(1) = Z_{11} + Z_{12} + Z_{13} \tag{A.6}$$

Figura A.1: Combinaciones del tratamiento en el diseño factorial.



Fuente: Autores

Siguiendo la metodología para el desarrollo de un diseño factorial expuesta en Montgomery [7], se halla el efecto promedio que tiene cada variable de entrada en la variable de salida:

$$A = \frac{1}{2n}[ab + a - b - (1)] \quad (\text{A.7})$$

$$B = \frac{1}{2n}[ab + b - a - (1)] \quad (\text{A.8})$$

$$AB = \frac{1}{2n}[ab + (1) - a - b] \quad (\text{A.9})$$

Donde “A” es el efecto promedio que tiene la variable “Densidad de campo”, “B” es el efecto promedio que tiene la variable “Caudal de producción”, “AB” es el efecto promedio que tiene la combinación de las dos variables sobre el punto de fluidez del crudo.

Se calcula la suma de cuadrados del efecto promedio que tienen las variables y su combinación sobre el punto de fluidez:

$$SS_A = \frac{1}{4n}[ab + a - b - (1)]^2 \quad (\text{A.10})$$

$$SS_B = \frac{1}{4n}[ab + b - a - (1)]^2 \tag{A.11}$$

$$SS_{AB} = \frac{1}{4n}[ab + (1) - a - b]^2 \tag{A.12}$$

Se calcula la suma total de cuadrados:

$$SS_T = \sum_{i=1}^2 \sum_{j=1}^2 \sum_{k=1}^n Y_{ijk}^2 - \frac{Y^2 \dots}{4n} \tag{A.13}$$

El error en la suma de cuadrados:

$$SS_E = SS_T - SS_A - SS_B - SS_{AB} \tag{A.14}$$

Ahora, dividiendo cada suma de cuadrados entre el grado de libertad de cada variable, se obtiene el cuadrado principal de cada variable y la función  $F_0$ . En la tabla A.2 se observa el procedimiento:

Tabla A.2: Resumen del procedimiento

Fuente de variación	Suma de cuadrados	Grado de libertad	Cuadrado principal	Función $F_0$
Tratamiento con A	$SS_A$	a-1	$MS_A = \frac{SS_A}{a-1}$	$F_0 = \frac{MS_A}{MS_E}$
Tratamiento con B	$SS_B$	b-1	$MS_B = \frac{SS_B}{b-1}$	$F_0 = \frac{MS_B}{MS_E}$
Interacción	$SS_{AB}$	(a-1)(b-1)	$MS_{AB} = \frac{SS_{AB}}{(a-1)(b-1)}$	$F_0 = \frac{MS_{AB}}{MS_E}$
Error	$SS_E$	ab(n-1)	$MS_E = \frac{SS_E}{ab(n-1)}$	
Total	$SS_T$	abn-1		

Fuente: MONTGOMERY, Douglas [7].

### A.3. Método de ascenso rápido

Finalmente para encontrar los valores ideales con los cuales se obtiene la mayor reducción en el punto de fluidez se utiliza el método de ascenso rápido. Es un procedimiento para moverse secuencialmente a lo largo de la dirección de la máxima reducción en la respuesta.

En la figura A.1 se observa el camino a tomar; así, la secuencias de experimentos se realiza en la dirección del menor valor de los cuatro vértices: a, b, ab o (1), calculados como en A.3, A.4, A.5, A.6.

El investigador de acuerdo a la experiencia o las limitaciones técnicas del experimento, estima la longitud del paso básico de una variable natural. Mediante las ecuaciones A.1 o A.2, según sea la variable, se halla el valor del paso codificado de la misma variable:  $\Delta X_1$  o  $\Delta X_2$ .

Los coeficientes del modelo de primer orden de las variables codificadas se calculan así:

$$Y_b = [(ab + a - b - (1))/4] \quad (\text{A.15})$$

$$Y_c = [(ab + b - a - (1))/4] \quad (\text{A.16})$$

Seguidamente se calcula el paso de la variable codificada restante (por ejemplo  $X_2$ ) así:

$$\Delta X_2 = \left(\frac{Y_c}{Y_b}\right)(\Delta X_1) \quad (\text{A.17})$$

Finalmente se utiliza la ecuación A.2 para calcular el valor del paso en la variable natural y se realiza la tabulación respectiva como se muestra en la tabla A.3.

Tabla A.3: Tabulación del ascenso rápido.

Variables codificadas			Variables naturales		Respuesta
	$X_1$	$X_2$	$\epsilon_1$	$\epsilon_2$	$Y$
Origen	0	0	$C_0$	$D_0$	$Y_0$
$\Delta$	$\Delta X_1$	$\Delta X_2$	$\Delta \epsilon_1$	$\Delta \epsilon_2$	$Y_1$
Origen + $\Delta$	$2\Delta X_1$	$2\Delta X_1$	$C_0 + \Delta \epsilon_1$	$D_0 + \Delta \epsilon_2$	$Y_2$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
Origen + $m\Delta$	$m\Delta X_1$	$2\Delta X_1$	$C_0 + m\Delta \epsilon_1$	$D_0 + m\Delta \epsilon_2$	$Y_m$

Fuente: MONTGOMERY, Douglas [7].

## Anexo B

### Tablas de resultados

Tabla B.1: Densidad de campo generada por las bobinas cortas.

Densidad de campo magnético [mT]											
I [A] \ d [cm]	11	9	7	5	4	3	2,4	1,8	1,2	0,6	0
0,5	0,15	0,15	0,23	0,27	0,3	0,3	0,31	0,36	0,38	0,4	0,4
1	0,27	0,3	0,42	0,51	0,53	0,52	0,6	0,63	0,67	0,7	0,72
2	0,5	0,54	0,77	0,92	1,04	1,12	1,15	1,25	1,32	1,35	1,4
4	0,98	1,08	1,47	1,79	1,98	2,16	2,32	2,43	2,54	2,61	2,65
6	1,47	1,58	2,2	2,76	2,97	3,27	3,44	3,61	3,78	3,86	3,98
8	1,93	2,11	2,89	3,62	3,96	4,3	4,63	4,8	5,05	5,18	5,29
10	2,37	2,59	3,62	4,5	4,98	5,34	5,73	6	6,29	6,49	6,58
12	2,87	3,14	4,33	5,43	5,9	6,44	6,91	7,22	7,50	7,77	7,9
14	3,33	3,63	5	6,29	6,91	7,48	8	8,36	8,74	9,05	9,19
16	3,8	4,15	5,72	7,21	7,85	8,53	9,12	9,58	9,97	10,3	10,5
18	4,29	4,7	6,42	8,08	8,84	9,6	10,28	10,8	11,2	11,6	11,8
20	4,78	5,21	7,07	8,98	9,81	10,6	11,4	12	12,5	12,9	13,1

Fuente: Autores.

6.5 para volver al capítulo.

Tabla B.2: Densidad de campo generada por las bobinas largas.

Densidad de campo magnético [mT]											
I [A] \ d [cm]	11	9	7	5	4	3	2,4	1,8	1,2	0,6	0
2	0,02	0,02	0,02	0,03	0,06	0,03	0,07	0,05	0,07	0,07	0,09
4	0,05	0,05	0,05	0,1	0,13	0,12	0,15	0,13	0,16	0,15	0,16
6	0,09	0,1	0,13	0,16	0,19	0,19	0,21	0,22	0,23	0,24	0,29
8	0,12	0,13	0,19	0,24	0,26	0,28	0,32	0,31	0,34	0,33	0,39
10	0,16	0,23	0,23	0,31	0,34	0,38	0,4	0,38	0,43	0,45	0,49
12	0,20	0,25	0,28	0,38	0,42	0,44	0,49	0,48	0,51	0,55	0,58
14	0,25	0,29	0,36	0,45	0,48	0,52	0,57	0,57	0,59	0,65	0,68
16	0,3	0,35	0,4	0,49	0,56	0,6	0,61	0,66	0,71	0,74	0,78
18	0,32	0,41	0,46	0,58	0,63	0,67	0,71	0,73	0,78	0,83	0,89
20	0,36	0,43	0,52	0,64	0,69	0,75	0,78	0,82	0,88	0,93	0,98

Fuente: Autores.

6.5 para volver al capítulo.

Tabla B.3: Resultados del montaje para determinar la forma óptima del núcleo.

Densidad de campo magnético [mT]			
I [A] \ Tipo de núcleo	Terminación plana	Terminación convexa	Con protuberancia
4	7,13	14,7	15,8
8	12,2	26,7	28,6
12	17,3	39,2	42,5
16	22,5	51,8	57,3
20	27,8	64,3	71

6.10 para volver al capítulo.

Tabla B.4: Resultados del montaje para determinar la longitud óptima de la protuberancia del núcleo.

Densidad de campo magnético [mT]				
I [A] \ S [cm]	1	2	3	4
4	6,29	7,55	8,10	8,21
8	11,2	13,3	13,8	14,1
12	16	19,1	19,8	20,2
16	20,8	24,8	25,8	26,4
20	25,7	30,9	32	32,7

Fuente: Autores.

6.10 para volver al capítulo.

Tabla B.5: Resultados del montaje para determinar el efecto de dos solenoides en serie, longitud de la protuberancia y la corriente de alimentación sobre el valor de la densidad de campo magnético.

Densidad de campo magnético [mT]					
I [A] \ S [cm]	1	2	3	4	5
4	10,7	12,8	14	14,8	15,8
8	19,6	23,6	26,3	27,3	28,6
12	28,7	34,6	38,5	40,1	42,5
16	37,7	45,9	50,9	53,4	57,3
20	46,8	56,6	63,5	66,6	71
Fuente: Autores.					

6.12 para volver al capítulo.

Tabla B.6: Caudal producido por la bomba en función de la frecuencia de salida del variador de velocidad.

Frecuencia [Hz]	Caudal[ $cm^3/s$ ]
3,5	6,31
7	9,46
10,5	18,92
14	29,02
17,5	35,96
21	46,05
24,5	52,99
28	63,08
31,5	70,02
35	79,48
38,5	87,05
42	96,51
45,5	104,08
49	113,54
52,5	126,16
56	133,1
59,5	142,56
63	150,13
Fuente: Autores.	

7.4 para volver al capítulo.

Tabla B.7: Densidad de campo generada en función de la corriente de alimentación.

Corriente [A]	Densidad de campo [mT]
0,1	7
0,2	11,3
0,3	17,9
0,4	22,9
0,5	25,4
0,6	29,7
0,7	35,4
0,8	39,4
0,9	45,1
1	54,1
2	93,1
3	153,4
4	202,8
5	234,8
6	308,2
7	324,6
8	346,8
9	363
10	383,3
Fuente: Autores.	

7.5 para volver al capítulo.

Tabla B.8: Resultados de la repetición del mismo experimento.

Muestra	Punto de fluidez [°C]
1	-30
2	-30
3	-27
4	-30
5	-30
6	-27
Fuente: Autores.	

7.6 para volver al capítulo.

Tabla B.9: Resumen diseño factorial para el crudo del pozo Col-25.

Variables naturales		Variables codificadas		Puntos	Replicas de la variable de salida		
$\epsilon_1$ [Gauss]	$\epsilon_2$ [BOPD]	$\chi_1$	$\chi_2$	$P_f$	I	II	III
900	3	-1	-1	(1*)	-25°C	-25°C	-25°C
900	11	-1	1	b	-22°C	-22°C	-16°C
1700	3	1	-1	a	-25°C	-25°C	-25°C
1700	11	1	1	ab	-16°C	-19°C	-16°C

Fuente: Autores.

7.7 para volver al capítulo.

Tabla B.10: Resumen del procedimiento para el crudo Col-25.

Fuente de variación	Suma de cuadrados	Grado de libertad	Cuadrado principal	Función $F_0$
Densidad de campo	$SS_A = 6,75$	$(2-1)=1$	$MS_A = 6,75$	$F_0 = 1,8$
Caudal	$SS_B = 126,75$	$(2-1)=1$	$MS_B = 126,75$	$F_0 = 33,8$
Interacción	$SS_{AB} = 6,75$	$(2-1)(2-1)=1$	$MS_{AB} = 6,75$	$F_0 = 1,8$
Error	$SS_E = 30$	$2*2*(3-1)=8$	$MS_E = 3,75$	
Total	$SS_T = 170,25$	$2*2*3-1=11$		

Fuente: Autores.

7.17 para volver al capítulo.

Tabla B.11: Tabulación del ascenso rápido en el sentido “(1)”.

Variables codificadas			Variables naturales		Respuesta
	$X_1$	$X_2$	$\epsilon_1$ [gauss]	$\epsilon_2$ [BOPD]	Punto de fluidez [°C]
Origen	0	0	4050	138	-10
$\Delta$	0,875	3,8	3700	123	-19
Origen + $\Delta$	1,75	7,6	3350	108	-25
Origen + $2\Delta$	2,62	11,4	3000	93	-19
Origen + $3\Delta$	3,5	15,2	2650	78	-28
Origen + $4\Delta$	4,37	19	2300	63	-28
Origen + $5\Delta$	5,25	22,8	1950	48	-31
Origen + $6\Delta$	6,12	26,6	1600	33	-31
Origen + $7\Delta$	8,53	30,4	1250	18	-31
Origen + $8\Delta$	9,4	34,2	900	3	-28

Fuente: Autores.

7.8 para volver al capítulo.

Tabla B.12: Tabulación del ascenso rápido en el sentido “a”.

Variables codificadas			Variables naturales		Respuesta
	$X_1$	$X_2$	$\epsilon_1$ [gauss]	$\epsilon_2$ [BOPD]	Punto de fluidez [ $^{\circ}$ C]
Origen	0	0	900	138	-19
$\Delta$	0,875	3,8	1250	123	-19
Origen + $\Delta$	1,75	7,6	1600	108	-22
Origen + 2 $\Delta$	2,62	11,4	1950	93	-22
Origen + 3 $\Delta$	3,5	15,2	2300	78	-16
Origen + 4 $\Delta$	4,37	19	2650	63	-16
Origen + 5 $\Delta$	5,25	22,8	3000	48	-19
Origen + 6 $\Delta$	6,12	26,6	3350	33	-34
Origen + 7 $\Delta$	8,53	30,4	3700	18	-25

Fuente: Autores.

7.8 para volver al capítulo.

Tabla B.13: Valores necesarios en cada experimento para el crudo Col-25.

Variables de campo			Variables de laboratorio						
$Q_c$ [BOPD]	$t_c$ [s]	$Q_c$ [cc/s]	$Q_s$ [cc/s]	F[Hz]	$t_s$ [s]	$t_v$ [s]	$t_{rs}$ [min]	B[gauss]	I[A]
138	4,12	253,92	53,65	23,72	0,69	22,36	2,20	4050	11
123	4,62	226,32	47,82	21,29	0,78	25,09	2,47	3700	9
108	5,26	198,72	41,98	18,86	0,89	28,57	2,81	3350	7,6
93	6,11	171,12	36,15	16,43	1,03	33,18	3,27	3000	6,5
78	7,29	143,52	30,32	14	1,23	39,57	3,90	2650	5,5
63	9,03	115,92	24,49	11,58	1,52	48,99	4,83	2300	4,6
48	11,85	88,32	18,66	9,15	2	64,30	6,34	1950	3,7
33	17,24	60,72	12,82	6,72	2,91	93,53	9,22	1600	3
18	31,61	33,12	6,99	4,29	5,34	171,47	16,90	1250	2,3
3	189,68	5,52	1,16	1,86	32,06	1028,83	41,44	900	1,64

Fuente: Autores.

La nomenclatura usada es:

$Q_c$ = Caudal de campo.

$t_c$ = tiempo sometimiento en campo.

$Q_s$ = Caudal escalado al simulador.

F= Frecuencia del variador de la bomba.

$t_s$ = tiempo de sometimiento en simulador de una partícula al caudal estipulado.

$t_v$ = tiempo que tarda un volumen de muestra VMs en dar una vuelta al lazo del simulador.

$t_{rs}$ = tiempo de sometimiento del volumen de muestra VMs al caudal estipulado.

B= Densidad de campo aplicada.

I= Corriente de la fuente de alimentación de los solenoides.

Las constantes que se usaron son:

Dc= Diámetro tubing de campo pozo Col-63 =  $2 \frac{7}{8}'' = 7,3025[\text{cm}]$ .

Xc= Longitud supuesta sometida en campo = 25 [cm].

Vc= volumen supuesto sometido en campo = 1047 [cm<sup>3</sup>].

Ds= Diámetro real tubing en el simulador = 1,543 [cm].

Xc= Longitud sometida en el simulador = 20 [cm].

Vs= volumen sometido en simulador = 37,39 [cm<sup>3</sup>].

VMs= volumen muestra requerida para cada corrida = 1200 [cm<sup>3</sup>].

7.13 para volver al capítulo.

Tabla B.14: Resumen diseño factorial para el crudo del pozo Col-63.

Variables naturales		Variables codificadas		Puntos	Replicas de la variable de salida		
$\epsilon_1$ [Gauss]	$\epsilon_2$ [BOPD]	$\chi_1$	$\chi_2$	$P_f$	I	II	III
2600	33	-1	-1	(1*)	11°C	14°C	14°C
2600	41	-1	1	b	11°C	11°C	14°C
3400	33	1	-1	a	11°C	11°C	11°C
3400	41	1	1	ab	11°C	8°C	11°C

Fuente: Autores.

7.25 para volver al capítulo.

Tabla B.15: Resumen del procedimiento para el crudo Col-25.

Fuente de variación	Suma de cuadrados	Grado de libertad	Cuadrado principal	Función $F_0$
Densidad de campo	$SS_A = 12$	(2-1)=1	$MS_A = 12$	$F_0 = 5,5$
Caudal	$SS_B = 3$	(2-1)=1	$MS_B = 3$	$F_0 = 1,38$
Interacción	$SS_{AB} = 0,75$	(2-1)(2-1)=1	$MS_{AB} = 0,75$	$F_0 = 0,35$
Error	$SS_E = 17,25$	$2*2*(3-1)=8$	$MS_E = 2,16$	
Total	$SS_T = 33$	$2*2*3-1=11$		

Fuente: Autores.

7.9 para volver al capítulo.

Tabla B.16: Tabulación del ascenso rápido en el sentido "a".

Variables codificadas			Variables naturales		Respuesta
	$X_1$	$X_2$	$\epsilon_1$ [gauss]	$\epsilon_2$ [BOPD]	Punto de fluidez [°C]
Origen	0	0	3000	37	8
$\Delta$	1,5	0,75	3120	40	11
Origen + $\Delta$	3	1,5	3240	43	11
Origen + 2 $\Delta$	4,5	2,25	3360	46	5
Origen + 3 $\Delta$	6	3	3480	49	11
Origen + 4 $\Delta$	7,5	3,75	3600	52	8
Origen + 5 $\Delta$	9	4,5	3720	55	8
Origen + 6 $\Delta$	10,5	5,25	3840	58	8
Origen + 7 $\Delta$	12	6	3960	61	11
Origen + 8 $\Delta$	13,5	6,75	4080	64	11

Fuente: Autores.

7.27 para volver al capítulo.

Tabla B.17: Valores necesarios en cada experimento para el crudo Col-63.

Variables de campo			Variables de laboratorio						
$Q_c$ [BOPD]	$t_c$ [s]	$Q_c$ [cc/s]	$Q_s$ [cc/s]	$F$ [Hz]	$t_s$ [s]	$t_v$ [s]	$t_{rs}$ [min]	$B$ [gauss]	$I$ [A]
37	15,37	68,08	14,38	7,37	2,59	83,41	8,22	3000	6,5
40	14,22	73,6	15,55	7,85	2,40	77,16	7,60	3120	6,8
43	13,23	79,12	16,71	8,34	2,23	71,77	7,07	3240	7,2
46	12,37	84,64	17,88	8,82	2,09	67,09	6,61	3360	7,7
49	11,61	90,16	19,05	9,31	1,96	62,99	6,21	3480	8,1
52	10,94	95,68	20,21	9,79	1,84	59,35	5,85	3600	8,6
55	10,34	101,2	21,38	10,28	1,74	56,11	5,53	3720	9,1
58	9,81	106,72	22,54	10,77	1,65	53,21	5,24	3840	9,7
61	9,32	112,24	23,71	11,25	1,57	50,59	4,98	3960	10,4
64	8,89	117,76	24,88	11,74	1,50	48,22	4,75	4080	11,3

Fuente: Autores.

7.13 para volver al capítulo.

Tabla B.18: Comportamiento reológico del crudo Col-63.

Tiempo [hr]	Viscosidad @ 25°C [Cp]	Viscosidad @ 14°C [Cp]	Viscosidad @ 10°C [Cp]
Muestra en blanco	107	233	401
0	55	138	237
2	47	125	213
4	49	137	237
19	51	145	243
24	46	167	293
29	47	152	262
46	45	164	290
68	52	157	268
77	52	140	245

Fuente: Autores.

7.3 para volver al capítulo.