

**DISEÑO DE UN ESQUEMA PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO DE UN  
CRUDO PARAFÍNICO CON ALTO PUNTO DE FLUIDEZ, APLICADO AL  
CRUDO LISAMA**

**DANIEL AUGUSTO MORALES PÉREZ  
LUIS FERNANDO RODRÍGUEZ SILVA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

**DISEÑO DE UN ESQUEMA PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO DE UN  
CRUDO PARAFÍNICO CON ALTO PUNTO DE FLUIDEZ, APLICADO AL  
CRUDO LISAMA**

**DANIEL AUGUSTO MORALES PÉREZ  
LUIS FERNANDO RODRÍGUEZ SILVA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero  
de Petróleos**

**Director UIS  
ERIK GIOVANY MONTES  
Ingeniero de Petróleos**

**Co-Directores ICP  
RIGOBERTO BARRERO  
Ingeniero Químico**

**MANUEL JAIMES PLATA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## **DEDICATORIA**

*A Dios por brindarme la oportunidad y la dicha de la vida, al brindarme los medios necesarios para continuar con mi formación profesional, y siendo un apoyo incondicional para lograrlo ya que sin el no hubiera sido posible*

*A mi mamita, dedicarle este presente documento quien permanentemente me apoyo con sus palabras y oraciones contribuyendo incondicionalmente a lograr mis metas y objetivos propuestos*

*A mi familia, padre y hermanos que me acompañaron a lo largo del camino brindándome la fuerza necesaria para continuar y momentos de ánimo, así mismo ayudándome en lo que fuera posible dando consejos y orientación.*

**Daniel Augusto**

## DEDICATORIA

*A Dios Todopoderoso por darme el don de la vida para luchar por mis sueños cada día y rodearme de personas tan maravillosas.*

*A mi mamá, por su infinito amor y comprensión, su incondicionalidad y oraciones. A mi papá, por confiar siempre en mí, apoyarme y alentarme durante toda mi vida. Gracias a ustedes logré terminar cada una de mis metas.*

*A Dianita, mi hermanita menor, por ser el principal motivo para seguir luchando, por su amor y consejos y recordarme que con esfuerzo y dedicación se pueden alcanzar los sueños. Gracias familia linda por estar ahí para mí. Los amo.*

*A todos mis familiares y seres queridos, mis abuelitas Elena y Carmen, tíos y primos que durante todo este tiempo me apoyaron. A mis abuelitos Cleotilde y Manuel, que desde el cielo me iluminan e interceden por mí ante Dios Todopoderoso.*

*A Patricia, por su compañía durante toda esta lucha brindándome su amor, paciencia, apoyo, tranquilidad y fuerza necesaria que me permite terminar felizmente este proyecto.*

*A Doña Anita, Fausto y July por abrirme las puertas de su hogar y apoyarme incondicionalmente.*

*A mis grandes amigos del colegio y de la universidad, por todos esos momentos que compartimos y alegraron mi vida. Siempre los llevaré en mi corazón.*

*Para todos ustedes, con mucho cariño.*

**Luis Fernando**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores desean expresar sus agradecimientos a:

Al ingeniero Erik Montes por su dirección y asesoría en este trabajo de grado.

A los ingenieros Rigoberto Barrero y Javier Durán por brindarnos la oportunidad de desarrollar este trabajo de investigación, su apoyo incondicional, asesoría y confianza en todo momento.

Al ingeniero Edgar Patiño por su dedicación y colaboración para culminar satisfactoriamente el trabajo de investigación.

Al personal de los laboratorios de Desasfaltado y de Reología y Fenómenos Interfaciales en el Instituto Colombiano del Petróleo, por compartirnos su conocimiento por su colaboración técnica en el desarrollo de las pruebas,

Al personal de apoyo de Plantas Piloto I por su colaboración y atención, en especial al ingeniero Jesús Badillo y Fidel Martínez.

A Gildardo Santoyo, porque sin su apoyo este proyecto no hubiese sido posible.

Finalmente, al FC Barcelona por deleitar al mundo con su fútbol y al gran Lionel Messi, porque su magia y los 80 goles que lleva en este año amenizaron muchos de los momentos de frustración y estrés durante la tesis.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	19
1. GENERALIDADES DEL ASEGURAMIENTO DE FLUJO.....	21
2. FUNDAMENTOS SOBRE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS.....	24
2.1. GENERALIDADES DE LAS PARAFINAS .....	24
2.2. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS .....	25
2.2.1. Ceras Parafínicas o Macrocristalinas: .....	26
2.2.2. Ceras Microcristalinas: .....	26
2.3. PROPIEDADES DE LAS PARAFINAS .....	27
2.3.1. Punto De Nube:.....	27
2.3.2. Punto De Fluidez:.....	27
2.3.3. Comportamiento Reológico:.....	28
2.4. PRECIPITACIÓN DE LAS PARAFINAS .....	28
2.5. PROCESO DE CRISTALIZACIÓN DE PARAFINAS .....	30
2.5.1. Nucleación: .....	30
2.5.2. Crecimiento: .....	30
2.5.3. Aglomeración: .....	31
2.6. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS.....	31

2.6.1. La Temperatura:.....	31
2.6.2. El Peso Molecular Y El Punto De Fusión De La Parafina: .....	32
2.6.3. Tasa De Flujo:.....	32
2.6.4. La Presión: .....	33
2.6.5. Naturaleza De La Solución:.....	33
2.6.6. Pérdida De Componentes Volátiles: .....	33
2.6.7. Enfriamiento Por Expansión De Gas:.....	33
2.6.8. Enfriamiento Por Inyección De Fluidos Y Agua:.....	34
2.7. MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS .....	34
2.7.1. Difusión Molecular:.....	35
2.7.2. Difusión Por Esfuerzos De Corte: .....	35
2.7.3. Difusión Browniana: .....	35
3. MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS.....	36
3.1. MÉTODO MECÁNICO.....	36
3.2. MÉTODO TÉRMICO .....	36
3.3. MÉTODO QUÍMICO .....	37
3.3.1. Disolventes:.....	37
3.3.2. Surfactantes: .....	38
3.3.3. Dispersantes: .....	38
3.3.3.1. Factores que afectan el Rendimiento de los PDD:.....	40
3.4. MÉTODO MAGNÉTICO .....	40
3.4.1. Definiciones Básicas Sobre Magnetismo: .....	41
3.4.1.1. Campo Magnético: .....	41

3.4.1.2. Permeabilidad: .....	42
3.4.1.3. Reluctancia:.....	42
3.4.1.4. Retentividad: .....	42
3.4.2. Clasificación De Los Materiales: .....	43
3.4.2.1. Materiales diamagnéticos:.....	43
3.4.2.2. Materiales paramagnéticos: .....	43
3.4.2.3. Materiales ferromagnéticos: .....	43
3.4.3. Aplicación Del Campo Magnético En La Industria Del Petróleo:.....	44
3.4.3.1. Uso del campo magnético en aguas de inyección: .....	45
3.4.3.2. Uso del campo magnético en aguas de enfriamiento:.....	46
3.4.3.3. Uso del campo magnético en producción de crudos viscosos: .....	46
3.4.4. Comportamiento Del Crudo Parafínico Bajo Campos Magnéticos:.....	47
3.4.4.1. Intensidad del campo: .....	48
3.4.4.2. Tiempo de exposición:.....	48
4. PLANTEAMIENTO EXPERIMENTAL.....	49
4.1. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PARA TRATAMIENTO MAGNÉTICO....	55
4.1.1. Sección de Almacenamiento y Acondicionamiento .....	55
4.1.2. Sección de Bombeo .....	55
4.1.3. Sección de Toma de Muestras.....	55
4.1.4. Sección Magnética .....	55
4.1.5. Sección de Calentamiento .....	56
4.1.6. Diagrama del Circuito para las pruebas magnéticas .....	56
4.2. ADECUACIÓN DE EQUIPOS PARA TRATAMIENTO MAGNÉTICO.....	57
4.3. PRUEBAS PRELIMINARES Y PREPARACIÓN DE MUESTRAS.....	57
4.3.1. Determinación De Error Experimental.....	58

4.4. EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO .....	58
4.4.1. Determinación de los niveles del Factor A .....	61
4.4.1.1. Procedimiento experimental de las Pruebas Químicas .....	61
4.4.2. Determinación de los niveles del Factor B .....	63
4.4.2.1. Procedimiento experimental de las Pruebas Magnéticas .....	63
4.4.3. Variables Del Proceso .....	65
5. RESULTADOS Y ANÁLISIS .....	66
5.1. RESULTADOS .....	66
5.1.1. Pruebas Químicas .....	67
5.1.2. Pruebas Magnéticas .....	69
5.1.3. Combinación de los dos métodos mediante un Diseño Factorial $3^2$ .....	70
5.2. ANÁLISIS .....	78
CONCLUSIONES .....	81
RECOMENDACIONES .....	83
BIBLIOGRAFÍA .....	84
ANEXOS .....	88

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Viscosidad Crudo Lisama XX.....	49
Tabla 2. Análisis SARA del Crudo Lisama XX .....	50
Tabla 3. Propiedades del Crudo Lisama XX .....	50
Tabla 4. Cortes del crudo Lisama XX .....	53
Tabla 5. Especificaciones Técnicas de las Bobinas Electromagnéticas .....	56
Tabla 6. Diseño Factorial $3^2$ en dos notaciones útiles. ....	60
Tabla 7. Punto de Fluides del Crudo Lisama XX con 4000 ppm de xileno .....	67
Tabla 8. Resultados de las Pruebas Químicas .....	67
Tabla 9. Resultados de las Pruebas Magnéticas .....	69
Tabla 10. Niveles de los Factores en el Diseño Factorial $3^2$ .....	71
Tabla 11. Resultados de los tratamientos aplicados según Diseño Factorial $3^2$ ....	72
Tabla 12. Función de Deseabilidad evaluada para corrida del diseño .....	75
Tabla 13. Optimización de la Función de Deseabilidad .....	76
Tabla 14. Diseño preliminar de la herramienta para Q (25-50 BPD).....	80
Tabla 15. Casuística para la determinación del error experimental. ....	90
Tabla 16. Calibración de las bobinas electromagnéticas .....	96

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Reducción del flujo de hidrocarburos por la depositación de sólidos.....	22
Figura 2. Típico proceso de diseño de la función de aseguramiento de flujo. ....	23
Figura 3. Mecanismo idealizado del depresor de punto de fluidez. ....	39
Figura 4. Producción Histórica del Pozo Lisama XX.....	51
Figura 5. Cromatograma del crudo Lisama XX visto por Destilación Simulada ....	52
Figura 6. Esquema para el desarrollo del planteamiento experimental .....	54
Figura 7. Combinaciones de tratamientos en el Diseño Factorial $3^2$ .....	59
Figura 8. Punto de Fluidez Vs. Tiempo de Exposición.....	64
Figura 9. Representación de las variables manejadas durante las pruebas.....	65
Figura 10. Efecto de la concentración del químico sobre el punto de fluidez. ....	68
Figura 11. Efecto del campo magnético sobre el punto de fluidez.....	70
Figura 12. Combinaciones de tratamientos según el Modelo Factorial $3^2$ . ....	71
Figura 13. Efectos principales de los factores sobre el punto de fluidez.....	73
Figura 14. Interacción de los factores sobre el punto de fluidez .....	74
Figura 15. Diagrama de Pareto Estandarizado para el punto de fluidez.....	74
Figura 16. Contornos de la superficie de respuesta estimada .....	76
Figura 17. Superficie de respuesta estimada.....	77
Figura 18. Valores del punto de fluidez para diferentes rangos de operación .....	79
Figura 19. Diagrama del circuito de pruebas .....	88
Figura 20. Combinaciones de tratamientos a efectuar en el modelo factorial.....	94
Figura 21. Orden de las pruebas a realizar incluyendo una réplica .....	95
Figura 22. Calibración de la herramienta magnética.....	97
Figura 23. Calibración de la bomba de impulsión .....	98

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. DIAGRAMA DEL CIRCUITO DE PRUEBAS.....	88
ANEXO B. DETERMINACIÓN DEL ERROR EXPERIMENTAL.....	89
ANEXO C. DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE FLUIDEZ .....	91
ANEXO D. APLICACIÓN DEL DISEÑO FACTORIAL $3^2$ .....	94
ANEXO E. CALIBRACIÓN DE LAS BOBINAS ELECTROMAGNÉTICAS.....	96
ANEXO F. CALIBRACIÓN DE LA BOMBA.....	98

## RESUMEN

**Título:** DISEÑO DE UN ESQUEMA PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO DE UN CRUDO PARAFÍNICO CON ALTO PUNTO DE FLUIDEZ, APLICADO AL CRUDO LISAMA<sup>1</sup>

**Autores:** MORALES PÉREZ DANIEL AUGUSTO  
RODRÍGUEZ SILVA LUIS FERNANDO<sup>2</sup>

**Palabras Claves:** parafinas, precipitación, punto de fluidez, aseguramiento de flujo, depresor de punto de fluidez, campo magnético, diseño factorial.

### Descripción:

Las parafinas son un componente perteneciente a la rama de los hidrocarburos saturados con cadenas de  $C_{18+}$  que pueden causar problemas por su deposición en la formación o facilidades bloqueando parcial o totalmente el flujo en tuberías de producción o de transporte. Debido a esto, en la industria se aplican estrategias de aseguramiento de flujo que garanticen una producción continua.

El campo Lisama se caracteriza por la producción de crudos parafínicos. La presente investigación se centra en el pozo Lisama XX, el cual posee un tipo de parafina altamente incrustante que hace necesario aplicar trabajos de workover, varilleo e inyección de aceite caliente causando interrupciones en la producción y pérdidas económicas.

Para el desarrollo experimental de este proyecto se ha implementado un Diseño Factorial  $3^2$  combinando la inyección de depresores de punto de fluidez y la aplicación de campos magnéticos que actúan sobre la disminución del punto de fluidez del crudo. Este diseño permitirá estudiar el efecto tanto individual como la sinergia existente entre los dos tratamientos mencionados.

A partir del análisis de los resultados se obtienen gráficos de superficie de respuesta y contornos que permite establecer la combinación óptima de niveles que disminuyen el punto de fluidez del crudo, permitiendo establecer un esquema final para garantizar el aseguramiento de flujo evitando la formación de parafinas.

---

<sup>1</sup> Proyecto de Grado. Modalidad de Investigación.

<sup>2</sup> Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik G Montes. Co-Directores: Rigoberto Barrero, Manuel J Plata.

## ABSTRACT

**Title:** SCHEMA DESIGN FOR FLOW ASSURANCE OF HIGH POUR POINT PARAFFINIC CRUDE OIL, APPLIED TO LISAMA OIL<sup>3</sup>

**Authors:** MORALES PÉREZ DANIEL AUGUSTO  
RODRÍGUEZ SILVA LUIS FERNANDO<sup>4</sup>

**Keywords:** paraffin, precipitation, pour point, flow assurance, pour point depressor, magnetic field, factorial design.

### Description:

The paraffins belong to the branch of saturated hydrocarbons C18+ chains. These compounds can cause all sorts of problems because of their deposition in the formation or facilities blocking partially or completely the flow in production or transport pipelines. Because of this, in industry strategies of flow assurance are applied to guarantee continuous production.

Lisama field is characterized by the production of paraffinic crude oils. This research focuses on the Lisama XX wellbore, which has a kind of highly fouling paraffin becomes necessary to apply workover jobs, rod works and injection of hot oil causing interruptions in production and economic losses.

For the experimental development of this project it has implemented a 32 factorial design, combining the injection of pour point depressants and the application of magnetic fields that act on decreasing pour point of the oil. This design allows us to study the individual effect and existent synergy between the mentioned methods.

From the analysis of the results obtained it has been determined surface response and contour graphics to establish the optimal combination of levels that reduce the pour point of crude oil, allowing to establish a final schema to ensure the crude oil flow assurance, avoiding the formation of paraffins.

---

<sup>3</sup> Degree Project. Research Mode

<sup>4</sup> Industrial University of Santander. Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Erik G Montes. Co-Directors: Rigoberto Barrero, Manuel J Plata.

## INTRODUCCIÓN

Durante el proceso de producción y transporte de hidrocarburos se puede presentar la depositación de componentes orgánicos, ya sean parafinas o asfaltenos, lo que conlleva a la disminución de la producción por la reducción del diámetro efectivo de flujo en la tubería, causando millones de dólares en pérdidas en la industria del petróleo.

Inicialmente, las parafinas y asfaltenos se encuentran en equilibrio termodinámico a condiciones de yacimiento, pero una vez comienza la producción de crudo dicho equilibrio se altera. La aparición de los depósitos parafínicos se presenta en tres etapas: nucleación, cuando aparece el primer núcleo o cristal de cera; crecimiento, donde las moléculas de parafinas precipitan en dichos núcleos y finalmente la aglomeración, cuando se unen los cristales más grandes formando redes cristalinas rígidas. La precipitación de parafinas se produce por el enfriamiento del crudo y/o desprendimiento de las fracciones más livianas, originalmente disueltas en el crudo, a medida que se produce el crudo.

Existen diversos métodos para el tratamiento de parafinas, entre los cuales están los métodos predictivos, los métodos preventivos o adición de químicos y los métodos correctivos o remoción mecánica mediante el uso de raspadores. El método magnético se basa en la aplicación de campos magnéticos que interrumpen la formación de depósitos polarizando las moléculas orgánicas y por lo tanto, éstas se dispersan entre sí. El método químico busca mantener las partículas en suspensión evitando la nucleación y aglomeración, evitando taponamientos en tuberías y equipos de superficie.

Debido a que uno de los problemas más graves relacionados con la depositación de parafinas que se presentan en la producción de petróleo es el taponamiento de la formación y de los ductos por los cuales fluye el crudo, la industria centra sus esfuerzos en predecir, prevenir y/o corregir la depositación de compuestos orgánicos, debido a la importancia que representa para la industria encontrar soluciones óptimas desde el punto de vista económico y técnico.

De acuerdo con lo anterior, el propósito de este proyecto de investigación es mostrar un esquema de operación en el cual se presente los valores óptimos de intensidad de campo magnético y dosificación del depresor del punto de fluidez que garantice el flujo continuo del pozo Lisama XX\*. Para ello, es necesario comprender y evaluar el efecto de la aplicación del método magnético, del método químico y la posterior combinación de los dos métodos mediante la aplicación y análisis de un Diseño Factorial 3<sup>2</sup>.

Para ello, las variables que se tienen en cuenta para el desarrollo del proceso son la intensidad de campo magnético aplicado, tiempo de exposición del crudo a dicho campo y la dosificación del depresor de punto de fluidez, teniendo como parámetros de respuesta el punto de fluidez y la viscosidad, principalmente.

---

\* Denominado así por el acuerdo de confidencialidad firmado con ECOPEPETROL S.A.

## 1. GENERALIDADES DEL ASEGURAMIENTO DE FLUJO

En la industria del petróleo y gas, el concepto de aseguramiento de flujo se refiere a las operaciones exitosas que generan un flujo confiable, manejable y rentable de fluidos desde el yacimiento hasta los puntos de venta; en otras palabras, es la ciencia que estudia los parámetros de producción de fluidos mediante la integración de varias disciplinas y ofrece soluciones ingenieriles a los desafíos que presentan dichos parámetros, tales como: formación de hidratos de gas e incrustaciones orgánicas o inorgánicas, depositación de parafinas en la tubería de producción por la pérdida de calor desde el yacimiento hasta las facilidades de superficie, emulsiones, depositación de asfaltenos y corrosión por  $H_2S$  y  $CO_2$  debido a la acidificación del yacimiento<sup>1, 2</sup>. El aseguramiento de flujo implica el análisis de muestras de fluidos de yacimiento para caracterizar los comportamientos de fases y anticipar los problemas de flujo asociados con tales comportamientos, de modo que las instalaciones de producción puedan ser diseñadas y operadas con el objetivo de evitar o manejar estos problemas<sup>3</sup>.

Por lo tanto, el objetivo general del aseguramiento de flujo es “mantener la trayectoria del flujo abierta”. Las estrategias de aseguramiento de flujo son desarrolladas para evitar los problemas mencionados anteriormente que pueden generar la reducción o completa interrupción del flujo de hidrocarburos. Estos taponamientos pueden producir problemas operacionales y cuantiosas pérdidas económicas, no solo por la pérdida de producción sino por daño en los equipos y las tuberías. **(Ver Figura 1).**

Las estrategias operacionales varían considerablemente de un proyecto a otro, debido a que dependen de factores que varían para cada región, ambiente o condiciones del yacimiento así como las características históricas de producción, facilidades de superficie, duración del proyecto y restricciones ambientales<sup>4</sup>.

**Figura 1.** Reducción del flujo de hidrocarburos por la depositación de sólidos.

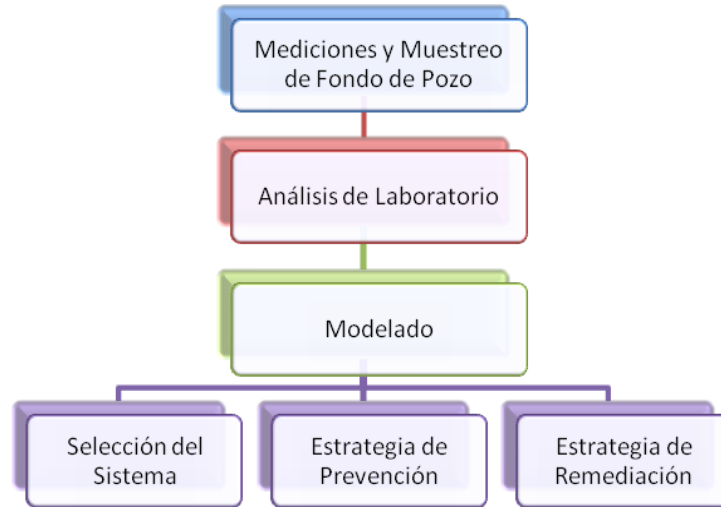


**Fuente:** KACZMARSKI Andrzej A. LORIMER Susan E. Emergence of Flow Assurance as a Technical Discipline Specific to Deepwater: Technical Challenges and Integration into Subsea Systems Engineering. Artículo Técnico SPE-OTC 13123. Mayo 2001. Página 8.

Teniendo en cuenta que los fluidos producidos en pozos de petróleo son mezclas constituidas de petróleo, gas natural y agua de formación y que en muchos casos son difíciles de manejar, medir o transportar a refinerías para su procesamiento, el trabajo de aseguramiento de flujo normalmente comienza con un completo entendimiento y un análisis detallado de los pronósticos de producción y de las propiedades del fluido y del yacimiento; información que se obtiene a partir de los análisis de muestras de fluidos, curvas de estabilidad de hidratos y asfaltenos, determinación de los patrones de depositación de cera, mediciones del punto de nube y del punto de fluidez y análisis de incrustaciones<sup>5</sup>. Dicho análisis es fundamental para la definición de los comportamientos de fases y las propiedades

físicas del petróleo, el gas y el agua producidos en un yacimiento, así como también de las ceras parafínicas, los asfaltenos y los hidratos que precipitan de los fluidos del yacimiento con los cambios de temperatura y presión. **(Ver Figura 2).**

**Figura 2.** Típico proceso de diseño de la función de aseguramiento de flujo.



**Fuente:** AMIN Amin. RIDING Mark. SHEPLER Randy. SMEDSTAD Eric. RATULOWSKI John. Desarrollo Submarino desde el Medio Poroso hasta el Proceso. Oilfield Review Summer 2005 Spanish Version, Volumen 17 Número 2. Página 9.

Con el fin de asegurar que el sistema opere satisfactoria y económicamente, durante la etapa del diseño se deben considerar también las características del yacimiento, los perfiles de producción, la química de los fluidos producidos y las condiciones ambientales, además de los factores mecánicos, operacionales, de riesgo y económicos para todo el sistema. Otro aspecto importante a tener en cuenta es el flujo multifásico en tuberías, debido a que dependiendo de las condiciones de operación se presenta un determinado patrón de flujo que va a dificultar la movilidad de los fluidos<sup>6</sup>.

## 2. FUNDAMENTOS SOBRE LA DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS

La depositación de cera durante la producción y transporte de crudo parafínico es uno de los problemas más serios afrontados en las operaciones de fondo de pozo y superficie.

Aunque la gran mayoría de los crudos presenta algún contenido de parafinas, sólo se considerará crudo parafínico a aquel que vea afectadas sus propiedades de flujo en forma significativa y constante. Se tiene conocimiento de que un contenido parafínico superior al 10% produce grandes problemas en las actividades de producción y transporte tales como taponamiento de tuberías, aumento de la viscosidad y del punto de fluidez; problemas que afectan severamente las operaciones con este tipo de crudo, y que conllevan necesariamente a una alta inversión para proporcionar un tratamiento adecuado que reduzca tales inconvenientes<sup>7</sup>.

Durante trabajos de fracturamiento o acidificación, la parafina depositada en la tubería de producción puede ser removida y forzada a entrar en la cara del pozo. En los tratamientos con aceite caliente en yacimientos maduros, es posible que el aceite funda la parafina de tubería de producción y la inyecte a la formación. Si la formación está por debajo de la temperatura del punto de nube el resultado de estos procesos será el precipitado en el yacimiento<sup>8</sup>.

### 2.1. GENERALIDADES DE LAS PARAFINAS

En el proceso de producción de un pozo se encuentra una gran variedad de problemas relacionados con la naturaleza del fluido producido o con las condiciones mecánicas del pozo, entre los cuales se encuentra la depositación de parafinas en diferentes sitios del sistema, ya sea en la cara del pozo, tuberías de

producción, cerca a la entrada y salida de los choques, collares y restricciones similares en las líneas de flujo, en los equipos de superficie y finalmente, en los tanques de almacenamiento.

Las moléculas parafínicas son constituyentes del petróleo, las cuales son solubles a condiciones del yacimiento. A medida que se rompe el equilibrio del crudo por los cambios de presión y temperatura en el pozo, la parafina comenzara a salir de la solución como un precipitado del aceite más pesado, dada la volatilización de los hidrocarburos más livianos (como por ejemplo el metano, etano, propano, butano, etc.) que decrece de manera sustancial la solubilidad de la parafina en el crudo<sup>9</sup>.

La depositación de parafinas se puede presentar en todo tipo de pozos sean de aceite, condensado o de gas, debido a que sus principales causas son las caídas de presión y temperatura y la distribución de alcanos en el hidrocarburo producido<sup>10</sup>. A medida que la temperatura disminuye, dicha depositación forma redes cristalinas que atrapan moléculas de hidrocarburo líquido evitando que el crudo pueda fluir<sup>11</sup>.

Es por ello que existen varios métodos usados en campo para el control y tratamiento de depósitos parafínicos, entre los cuales están los métodos mecánicos, térmicos y químicos.

## 2.2. DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS

El petróleo en su estado natural es una mezcla de compuestos orgánicos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes, lo que conlleva a análisis y procesos acordes a la complejidad del crudo<sup>12</sup>. Está constituido por cuatro fracciones bien definidas: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos. Los crudos livianos tienen mayor contenido de aromáticos y saturados de bajo peso

molecular, y los pesados, mayor contenido de resinas y asfaltenos. Las parafinas se encuentran en la fracción conocida como saturados.

Las parafinas son mezclas de hidrocarburos lineales (n-alcanos) y ramificados (iso-alcanos), representados por la fórmula general  $C_nH_{2n+2}$ . Aunque cualquier hidrocarburo saturado (por ejemplo el metano) encaja en esta definición, los depósitos parafínicos están formados principalmente por cadenas de  $C_{20}$  a  $C_{60}$  con temperaturas de fusión de 98 °F a 215 °F respectivamente. Avanzadas técnicas analíticas han permitido detectar hasta 160 átomos de carbono en estos depósitos<sup>13</sup>. Con frecuencia, los depósitos de cera parafínica contienen gomas, resinas, material asfáltico, crudo, arenas y en ocasiones agua<sup>8</sup>. Las parafinas presentan consistencia sólida a temperatura ambiente y son resistentes al ataque con ácidos, bases o agentes oxidantes, debido a esto ha sido difícil inhibir exitosamente su precipitación<sup>7</sup>.

De acuerdo a la configuración de su estructura molecular y al número de carbonos que contengan las parafinas se pueden clasificar en:

### **2.2.1. Ceras Parafínicas o Macrocrystalinas:**

Es un depósito procedente de un crudo donde el 40% o 60% son ceras parafínicas únicamente, las cuales contienen entre 18 y 30 carbonos en cadena lineal. La estructura molecular formada se conoce como macrocristales, los cuales tienen forma de agujas que al conglomerarse forman grandes depósitos de cera aumentando la viscosidad y causando el taponamiento de las líneas de flujo.

### **2.2.2. Ceras Microcrystalinas:**

Se encuentran en las parafinas que contienen entre 30 y 60 carbonos en cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos a lo largo de la cadena principal. Sus

cristales son pequeños e irregulares lo que no permite su aglomeración, permaneciendo dispersos y sin formar depósitos. No constituyen problemas en las líneas de producción pero si se precipitan en la formación pueden reducir la permeabilidad debido a su tendencia a adherirse a la superficie de los granos<sup>14</sup>.

### 2.3. PROPIEDADES DE LAS PARAFINAS

Las propiedades más importantes que se deben tener en cuenta en el momento de escoger algún tipo de tratamiento de parafinas son el punto de fluidez, punto de nube y comportamiento reológico, los cuales dependen de la temperatura de saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se someta la mezcla de hidrocarburo<sup>15</sup>. El punto de ebullición y el punto de fusión de las parafinas, y en general de los alcanos aumenta con el aumento de su peso molecular<sup>24</sup>.

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

#### 2.3.1. Punto De Nube:

Es la temperatura a la cual los cristales de parafina comienzan a precipitar de la solución a presión atmosférica<sup>9</sup> y depende de la temperatura de saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se someta la mezcla de hidrocarburos<sup>15</sup> y de la composición del fluido que contenga la parafina; es decir, si la temperatura del sistema alcanza el punto de nube del crudo entonces la parafina comenzara a depositarse a partir de ese punto dentro del sistema<sup>16</sup>.

#### 2.3.2. Punto De Fluidez:

Se define como la temperatura más baja a la cual fluye el fluido. Es un dato relevante en el transporte de fluidos por oleoductos que atraviesan zonas de bajas

temperaturas. Cuando el crudo alcanza el punto de fluidez, el crudo no se congela; lo que realmente ocurre es que las parafinas en el crudo forman una matriz de ceras parafínicas que retiene gran parte del crudo líquido, evitando que el crudo fluya normalmente<sup>17</sup>, en otras palabras el punto de fluidez de un crudo refleja la capacidad de la parafina dentro del crudo para desarrollar una red cristalina lo suficientemente resistente para retener o inmovilizar la fase aceite<sup>18</sup>.

### 2.3.3. Comportamiento Reológico:

La reología es la ciencia que estudia las características de deformación y de flujo tanto de líquidos como de sólidos describiendo el comportamiento del material a partir de variables como la temperatura, gradiente de velocidad de deformación, esfuerzo de corte y viscosidad.

La viscosidad es un parámetro fundamental en la reología de un fluido y se define como una medida de la resistencia a la deformación del fluido que es afectada por variables tales como la temperatura, la presión y la velocidad de deformación<sup>15</sup>.

## 2.4. PRECIPITACIÓN DE LAS PARAFINAS

Durante el proceso de producción, los hidrocarburos experimentan una serie de fenómenos fisicoquímicos y termodinámicos complejos, debido a las variaciones en las condiciones de operación que generan cambios de fase (líquido a gas y a sólido) y depositan o segregan partículas (parafinas, asfaltenos y resinas) que obstruyen el flujo. Dichas depositaciones ocasionan pérdidas en la producción, por lo que se requiere realizar la limpieza permanente de pozos y tuberías en superficie. Cuando se presentan casos graves de depositación de parafina, la eliminación de los depósitos por medios mecánicos, térmicos o por otros medios requeridos, da como resultado costosas pérdidas de tiempo y el aumento en los costos operacionales.

Inicialmente la parafina está disuelta en el crudo formando parte de éste, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento<sup>19</sup>. Una vez se inicie el proceso de explotación de crudo y la temperatura de operación disminuya por debajo del punto de nube la cera parafínica se precipita de la solución en la que se encuentra y se acumulan en las irregularidades presentes en las superficies dentro del yacimiento, en la cara del pozo, en las facilidades de producción o durante el transporte de crudo por ductos (zonas de baja velocidad o restricciones al flujo)<sup>12</sup>. Cuando se presenta en el yacimiento, reduce el diámetro de la garganta del poro, lo cual causa una disminución en la permeabilidad efectiva de la formación productora.

Las parafinas pueden cristalizar de formas diferentes de acuerdo a la velocidad de enfriamiento. Cuando dicha velocidad es lenta, los cristales son pequeños y homogéneos lo que genera depósitos de consistencia más dura; por otro lado, cuando la velocidad de enfriamiento es alta, los cristales son irregulares presentando estructuras desordenadas y de consistencia más suave haciéndolos frágiles frente a un esfuerzo<sup>11</sup>.

Al analizar las ceras parafínicas en laboratorio, se ha observado que en aquellos crudos con cadenas de hidrocarburos mayores a  $C_{45}H_{92}$  se puede esperar más problemas en producción por taponamientos en la formación, especialmente si los pozos son someros, debido a que la temperatura de fondo de pozo es baja<sup>16</sup>. La depositación de parafinas en la cara del pozo puede reducir la permeabilidad del yacimiento, ocasionar daños a la formación y obstruir los orificios cañoneados. Cuando dicha depositación ocurre en los sistemas de producción o en los oleoductos reduce el radio efectivo por el cual fluye disminuyendo el nivel de fluido en los tanques de almacenamiento<sup>14</sup>. En el yacimiento, el depósito se produce por la disminución natural de presión y la pérdida de solubilidad de los componentes livianos en el crudo. Dependiendo del tamaño de los cristales formados, se

depositará sobre la superficie del poro o continuarán suspendidas en el crudo, con un aumento en la viscosidad<sup>18</sup>.

Por lo expuesto anteriormente, las condiciones de operación ideales para la producción de un crudo con contenido de parafinas son aquellas en las que el fluido producido llega a las facilidades de superficie a una temperatura superior al punto de nube; sin embargo existen muchos factores, como la disminución de la temperatura o de la solubilidad de la parafina en el crudo, que impiden que esto siempre suceda, por lo que se requiere hacer un estudio para caracterizar el fluido, con el fin de determinar e implementar los métodos de control de depositación de parafinas para asegurar el flujo hasta la superficie<sup>12</sup>.

## 2.5. PROCESO DE CRISTALIZACIÓN DE PARAFINAS

La cristalización de parafinas está determinada por tres fenómenos sucesivos, los cuales son<sup>15</sup>:

### 2.5.1. Nucleación:

Ocurre cuando la temperatura de la solución disminuye hasta el punto de nube y aparecen los primeros núcleos cristalinos, causando que las fuerzas intermoleculares lleguen a un punto donde las interacciones solvente – parafina se hacen más grandes. La formación de estos núcleos determinará el tamaño y la distribución de los cristales producidos. Cabe anotar que cualquier partícula inorgánica, agua o asfaltenos pueden actuar como sitio de nucleación.

### 2.5.2. Crecimiento:

Cuando la temperatura se mantiene cercana al punto de nube, el crecimiento de los cristales es normalmente espontáneo, debido a que las moléculas precipitan

sucesivamente sobre las caras laterales de los cristales<sup>11</sup>, las cuales se depositan en forma de placas, agujas, esférulas o mezclas de éstas<sup>18</sup>.

### **2.5.3. Aglomeración:**

Finalmente, esta etapa del proceso se presenta cuando el producto es enfriado a una temperatura más baja que el punto de nube modificando el comportamiento reológico de la solución debido a que los cristales ya formados se unen dando paso a aglomeraciones de mayor dimensión con redes cristalinas rígidas<sup>11</sup>.

## **2.6. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS**

Entre los factores que controlan la precipitación de parafinas se encuentran:

### **2.6.1. La Temperatura:**

La principal causa de la formación y posterior depositación de cristales de parafina es el gradiente térmico del crudo<sup>11</sup>. Los hidrocarburos a condiciones de yacimiento se encuentran a cierta temperatura que depende de la profundidad. A medida que los fluidos viajan por la tubería de producción se van enfriando. Estos cambios de temperatura se pueden presentar por la liberación de gas y componentes livianos del crudo en el yacimiento y en el viaje de yacimiento a superficie, por la radiación de calor del yacimiento a formaciones vecinas, por intrusión de agua u otro líquido y por temperaturas externas bajas (en cabeza de pozo).

La depositación de parafinas está caracterizada por cuatro diferentes temperaturas, las cuales son: punto de nube, punto de fluidez, punto de gel y el punto de fusión<sup>12</sup>. Como ya se vio anteriormente, el punto de nube es la temperatura donde aparece el primer cristal de cera y depende de la presión, temperatura y composición del crudo. El punto de fluidez es la temperatura más

baja a la que fluye un fluido. El punto de gel es aquella temperatura a la cual se forma una red cristalina, cuando el fluido está en reposo y se encuentra a una temperatura menor del punto de fluidez. Finalmente, el punto de fusión es la temperatura a la que la sustancia pasa de sólido a líquido y el. Tanto el punto de gel como el punto de fluidez son propiedades reológicas que son afectadas por la estructura, tamaño y número de cristales de cera.

### **2.6.2. El Peso Molecular Y El Punto De Fusión De La Parafina:**

Cuando el peso molecular aparente de la solución disminuye, la temperatura de cristalización disminuye, lo cual retarda la precipitación de parafinas. Por tanto, la precipitación de parafinas depende de la composición del crudo parafínico.

Por otra parte, a temperatura constante, cuando el peso molecular de la parafina se incrementa, el punto de fusión aumenta, disminuyendo la solubilidad de los solventes.

### **2.6.3. Tasa De Flujo:**

Entre mayor sea la cantidad de aceite o condensado que produzca un pozo de petróleo, mayor será la cantidad de parafina que se transportara a través del sistema. No es muy diciente si se expresa que un crudo contiene 2% de parafina, es más explicativo si se dice que son 2 barriles de parafina por cada 100 barriles de crudo producido<sup>16</sup>. En flujo laminar se incrementa la depositación de parafinas debido al largo tiempo de residencia del crudo en la tubería, permitiendo una mayor pérdida de calor o el enfriamiento del crudo. En flujo turbulento disminuye gradualmente la depositación debido a la velocidad de dispersión.

#### **2.6.4. La Presión:**

La solubilidad de la parafina disminuye con el incremento de presión en la solución, debido a que las fuerzas intermoleculares entre moléculas del mismo tipo son mayores que entre moléculas no similares, causando incremento en el punto de cristalización.

#### **2.6.5. Naturaleza De La Solución:**

Hace referencia a la composición física y química del crudo; la primera indica la presencia y cantidad de materiales como agua, resinas, metales, productos de corrosión, material asfáltico coloidal, arena y arcilla entre otros que actúan como centros de nucleación de parafinas<sup>12</sup>.

#### **2.6.6. Pérdida De Componentes Volátiles:**

Los componentes parafínicos son solubles en los constituyentes más livianos (volátiles) debido a que son los solventes naturales del crudo. A medida que se produce el crudo se establece un gradiente de presión causando pérdidas de volátiles lo que favorece el inicio de la cristalización<sup>11</sup>. Por lo tanto, se puede destacar que el petróleo con la mínima cantidad de parafina en volumen es el petróleo que se encuentra en la formación; en cambio, el petróleo más parafínico en cualquier sistema es aquel crudo que se encuentra en el fondo de los tanques de almacenamiento<sup>16</sup>.

#### **2.6.7. Enfriamiento Por Expansión De Gas:**

En las regiones húmedas no es común ver hielo en las válvulas de estrangulamiento dentro de los sistemas de producción de gas y aceite. La razón de la presencia de este hielo es la rápida expansión de las moléculas de gas a través del estrangulamiento, debido a la drástica caída de presión que ocurre en

él. En la práctica, normalmente se puede observar una corriente de 2000 psi hacia una válvula de este tipo y 100 psi a la salida de ésta. Estos 1900 psi de caída de presión causan 95 °F de caída de temperatura en dicha válvula y si ésta cae por debajo de 32 °F, se formará hielo.

#### **2.6.8. Enfriamiento Por Inyección De Fluidos Y Agua:**

En muchas operaciones de campo se debe bombear grandes volúmenes de fluido entre la tubería de producción y/o los anulares, ya sea para matar el pozo para trabajar en él, acidificarlo, fracturarlo y en el caso de la inyección de agua, para mantener la presión de la formación. El problema radica en que dependiendo de la temperatura del fluido inyectado y de la tasa de inyección, los fluidos inyectados pueden llegar hasta la formación y disminuir la temperatura en fondo, por lo que las parafinas podrían depositarse en las fracturas de la formación a medida que se produce, atrapando el petróleo en la formación<sup>16</sup>.

### **2.7. MECANISMOS DE DEPOSITACIÓN DE PARAFINAS**

Para yacimientos cuya temperatura está por encima del punto de cristalización, el punto crítico en donde puede iniciar la precipitación y acumulación de parafina es en la tubería de producción, en donde se presenta una fuerte liberación de presión y significativa caída de temperatura<sup>12</sup>.

La depositación total de parafina en tubería es el resultado de la combinación de fuerzas o mecanismos, entre los que se encuentran la Difusión Molecular, la Difusión Browniana y Difusión por Esfuerzos de Corte:

### **2.7.1. Difusión Molecular:**

Es el mecanismo más frecuente de depositación en tuberías cuando la temperatura del yacimiento está por encima del punto de nube y disminuye a medida que se produce el crudo; de hecho, en condiciones a altas temperaturas este mecanismo es el dominante. Se presenta en la región de flujo laminar donde el crudo está sometido a un enfriamiento natural, existiendo un gradiente de temperatura con lo cual se precipitan los primeros cristales de parafina que forman partículas sólidas.

### **2.7.2. Difusión Por Esfuerzos De Corte:**

Es el principal mecanismo de depositación y toma lugar después de que la temperatura del crudo sea menor que el punto de nube. En este punto, cualquier partícula inorgánica como el agua, asfaltenos e inclusive otro cristal de parafina pueden actuar como materiales de nucleación. Los cristales dispersos en el crudo son llevados por esfuerzo de corte a las paredes de la tubería en donde se agrupan con las capas ya formadas por difusión molecular<sup>8</sup>. En condiciones de temperatura y tasas de flujo de calor bajas este mecanismo es el dominante.

### **2.7.3. Difusión Browniana:**

Es el mecanismo menos reconocido por los investigadores y se identifica como el movimiento al azar de las partículas debido a los choques entre moléculas. Los cristales de parafina ya precipitados y suspendidos en el crudo son lanzados por moléculas de crudo formando depósitos con cierto grado de consistencia<sup>10</sup>.

### 3. MÉTODOS DE CONTROL DE PARAFINAS

Hay numerosos métodos usados en la industria para controlar la depositación de parafina, los cuales pueden dividirse en dos categorías: remoción (mecánico, térmico y químico) y de prevención o inhibición (dispersantes y modificadores de cristal). Usar un efectivo inhibidor de parafina puede representar ahorros significativos en comparación con los procedimientos de remoción. Dado que las características y compuestos de las parafinas varían drásticamente de un yacimiento a otro, los problemas de producción y sus soluciones también varían. Los métodos que son efectivos en un sistema no siempre son exitosos en otros yacimientos inclusive en pozos ubicados en el mismo yacimiento<sup>13</sup>.

Entre estos métodos se encuentran:

#### 3.1. MÉTODO MECÁNICO

Método comúnmente usado para el control de parafinas el cual consiste en la remoción de éstas de la tubería de producción mediante el uso de raspadores, cuchillas, ganchos, cortadores de parafina, entre otras.

Es un método efectivo cuando los depósitos están ubicados en tubería de producción o superficie, siempre y cuando no requieran mucha frecuencia de tratamiento, como por ejemplo pozos con problemas críticos de depósitos de cera.

#### 3.2. MÉTODO TÉRMICO

Es uno de los tratamientos más usados a través del tiempo en la remoción de ceras presentes en la tubería de producción y de superficie. El método consiste en

el desplazamiento de un fluido caliente, generalmente agua o aceite elevando la temperatura de la cera por encima de su punto de fundición.

### 3.3. MÉTODO QUÍMICO

La acumulación de cera parafínica en los yacimientos de petróleo y equipos de producción sigue siendo un problema constante que se reflejan en cuantiosos gastos en la producción de aceite. El uso de raspadores, solventes y tratamientos con aceite caliente han mitigado el problema; sin embargo, con la aparición de pozos de producción extremadamente profundos, perforación costa fuera y completamiento en el lecho marino, la aplicación de medidas correctivas es realmente costosa. Como resultado, el uso de aditivos químicos como inhibidores de depositación de parafinas es cada vez más frecuente<sup>24</sup>.

El tratamiento químico es generalmente utilizado como una alternativa a la inyección de aceite caliente (método termodinámico). Este método consiste en la inducción continua del químico o en forma de baches, de forma que el químico se inyecta por el anular y retorna por el pozo, de esa manera se consigue arrastrar las depositaciones de parafina adheridas a la pared de la tubería y además se altera las propiedades de flujo del crudo ceroso disminuyendo el punto de nube.

El control químico correctivo de los problemas de depositación de parafinas en pozos de petróleo se basa en el uso de tres clases de productos químicos: disolventes, surfactantes y dispersantes:

#### 3.3.1. Disolventes:

Usados para disolver los depósitos de parafina existentes, los hay alifáticos y aromáticos. Los disolventes alifáticos normalmente usados son diesel, kerosene y condensado. Los solventes aromáticos utilizados son el xileno y el tolueno.

Los solventes deberían ser usados en caliente, debido a que de este modo aprovecha el calor para solubilizar e incrementar el flujo de depósitos removidos, siendo la temperatura y el tiempo de contacto los factores más importantes para solubilizar las partículas de parafina. La modificación de uno o más factores puede cambiar drásticamente la efectividad del método para un mismo tipo de parafina.

### 3.3.2. Surfactantes:

O también llamados *Detergentes*. Los surfactantes son rígidos en su estructura. Se caracterizan porque tienen una alta tensión superficial, habilidad lubricante y resistencia tanto química como térmica, además facilitan o aumentan la emulsividad, la dispersión, el mojado, la distribución, la adherencia, la penetración y otras propiedades relacionados con la modificación de superficies de los líquidos.

Son compuestos que producen cambios físicos en la superficie de los líquidos, en la interfase entre dos líquidos, o entre un líquido y un gas o sólido. Debido a los cambios que ellos producen en las superficies, los surfactantes se conocen como agentes con actividad superficial. Las aplicaciones prácticas de los surfactantes son debidas a su tendencia a ser absorbidos en la interfase entre la solución y la fase líquida, sólida o gaseosa adyacente.

### 3.3.3. Dispersantes:

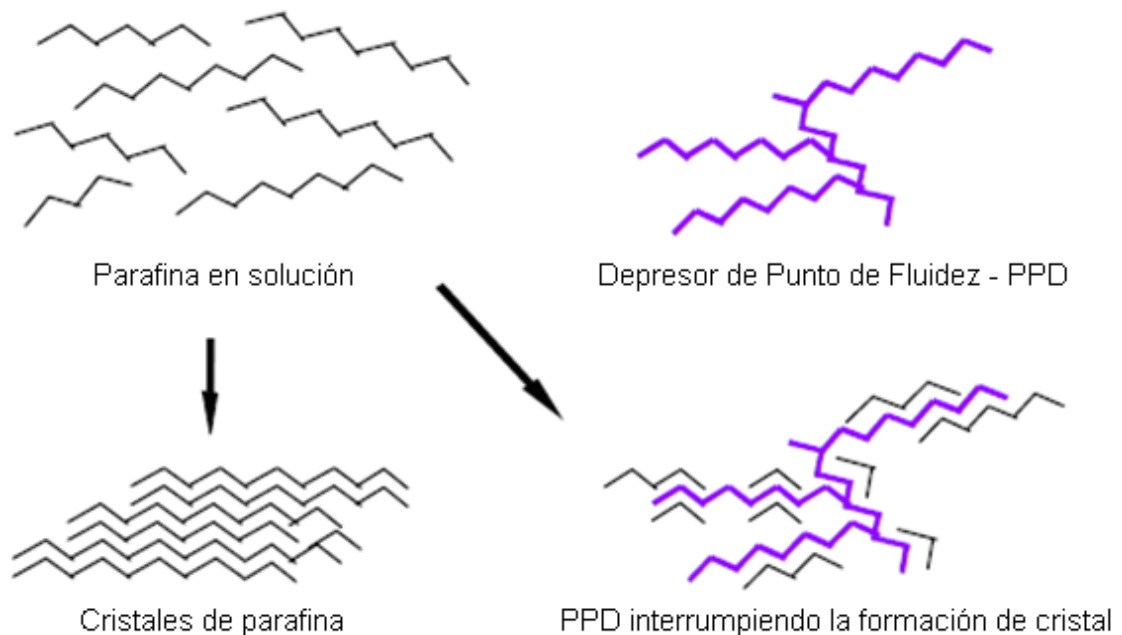
Es uno de los aditivos más importantes usados en la industria del petróleo porque estos hacen efectiva la reducción de la acumulación de ceras orgánicas producidas durante la extracción normal del crudo.

Estos aditivos, como por ejemplo los depresores de punto de fluidez, o simplemente PPD (por sus siglas en Inglés, Pour Point Depressant) tienen una

acción preventiva por la disminución o eliminación del crecimiento de los cristales, reduciendo la energía de un sistema a través de un mecanismo de adsorción en la interfase, envolviendo a los agregados moleculares ocasionado finalmente que se repelan entre sí.

Dichos depresores de punto de fluidez son polímeros con cadenas de hidrocarburos que interactúan con las parafinas en el crudo y por ende, impiden la formación y el crecimiento de grandes núcleos de ceras, disminuyendo el punto de fluidez mientras afecta el tamaño y la forma de cera parafínica. **(Ver Figura 3).**

**Figura 3.** Mecanismo idealizado del depresor de punto de fluidez.



**Fuente:** MANKA John S. ZIEGLER Kim L. Factors Affecting the Performance of Crude Oil Wax-Control Additives. Artículo SPE No. 67326. Marzo 2001.

### 3.3.3.1. Factores que afectan el Rendimiento de los PDD:

Entre los factores que afectan el rendimiento de estos aditivos se pueden encontrar:

- **Longitud de las cadenas colgantes:** La interacción entre los depresores de punto de fluidez y las parafinas en el crudo es crucial para determinar su rendimiento partiendo de que estos aditivos trabajan mejor cuando se ajustan a la distribución de parafina en el crudo, por lo que entre mejor se ajuste la longitud de las cadenas de polímeros con la distribución de parafina en el crudo, mejor serán los resultados en la disminución del punto de fluidez.
- **Peso molecular del polímero:** El peso molecular puede afectar la interacción del polímero con las parafinas. Un polímero de bajo peso molecular puede no tener el suficiente volumen molecular para interrumpir la nucleación de la parafina, en cambio, un polímero con alto peso molecular puede ser tan grande que interactúa con él mismo en lugar de hacerlo con la parafina, por lo tanto la solubilidad del polímero en el crudo puede reducirse y así, iniciar la cristalización de la parafina elevando el punto de fluidez del crudo.
- **El solvente y la dilución:** Los depresores de punto de fluidez sin diluir son materiales cerosos que con frecuencia son sólidos a temperatura ambiente. Es por ello que para bombear estos productos en el pozo se necesitan diluir con algún solvente que permita maximizar la interacción con la parafina presente en el crudo evitando que se enrollen o se entrelacen entre sí<sup>17</sup>.

## 3.4. MÉTODO MAGNÉTICO

La inhibición magnética es la técnica más reciente utilizada en la industria del petróleo aplicada en diferentes sistemas de producción para establecer un control continuo en la precipitación de parafina. Corney<sup>23</sup> sostiene que al aplicar campos

magnéticos sobre muestras de crudo, las propiedades reológicas del mismo se ven afectadas.

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, lo que remueve o inhibe la formación de depósitos de parafina en las paredes internas de la tubería, sin que esto afecte las características del crudo<sup>9</sup>.

### 3.4.1. Definiciones Básicas Sobre Magnetismo:

Para una mayor comprensión, a continuación se dan algunas definiciones básicas sobre el fenómeno del Magnetismo.

#### 3.4.1.1. Campo Magnético:

Se da el nombre de campo magnético al estado especial y característico de una región del espacio que es afectada por un material magnético. El campo magnético está compuesto por líneas imaginarias de fuerza con dirección constante que forman, cada una, un circuito completo. Estas líneas magnéticas se conocen como flujo magnético y fuera del material magnético su dirección es fija del polo norte al polo sur. La densidad de las líneas magnéticas en el espacio es conocida como la *intensidad del campo magnético*.

El potencial magnético es el encargado de impulsar el flujo magnético y existen solamente dos formas de generar este potencial:

- Mediante imanes potentes.
- Mediante corriente eléctrica<sup>7</sup>.

#### 3.4.1.2. Permeabilidad:

Las líneas de fuerza pueden pasar a través de todos los materiales conocidos. La facilidad con la cual un material deja pasar las líneas de fuerza se conoce como permeabilidad y su símbolo es la letra griega  $\mu$  ( $\mu$ ).

La permeabilidad de un material se mide con respecto al aire. El aire tiene una permeabilidad de 1. Por lo tanto un material con  $\mu = 1000$  conduciría mil veces más líneas de fuerza que el aire.

#### 3.4.1.3. Reluctancia:

Es la propiedad de un material que se opone a que las líneas magnéticas pasen a través de él. Puede decirse que la reluctancia se opone al flujo como la resistencia obstaculiza la corriente. Por lo tanto, la permeabilidad y la reluctancia son recíprocas una de la otra. Un material con alta permeabilidad tendrá una baja reluctancia, y viceversa.

#### 3.4.1.4. Retentividad:

La capacidad de un material para conservar magnetismo se denomina retentividad. En términos generales, los materiales ferromagnéticos suaves tienen baja retentividad y los ferromagnéticos duros tienen retentividad alta.

Los imanes permanentes están contruidos generalmente de materiales con una retentividad muy alta debido a que mientras más alta sea la retentividad de dichos materiales, mayor será el tiempo que perduren sus propiedades magnéticas.

### **3.4.2. Clasificación De Los Materiales:**

Cuando la intensidad de campo magnético tiene la magnitud suficiente, todos los materiales reaccionan al campo. Los materiales se clasifican de acuerdo con su reacción al campo en diamagnéticos, ferromagnéticos y paramagnéticos.

#### **3.4.2.1. Materiales diamagnéticos:**

Los materiales diamagnéticos se alinean por si mismos en forma perpendicular al campo magnético, tienen una permeabilidad ligeramente menor a la unidad y son en realidad repelidos por el campo magnético, como por ejemplo: bismuto, cobre y agua, los cuales tienen permeabilidades de 0,999.

#### **3.4.2.2. Materiales paramagnéticos:**

Son materiales que son atraídos por campos magnéticos y tienen a alinearse en forma paralela a las líneas de fuerza. Su permeabilidad es ligeramente mayor a la unidad, como por ejemplo el aluminio y el erbio.

#### **3.4.2.3. Materiales ferromagnéticos:**

Estos materiales poseen muy altas permeabilidades y son fuertemente atraídos a los campos magnéticos. Materiales como el níquel, el acero, hierro y/o cobalto tienen permeabilidades de 1000 o más.

En las sustancias ferromagnéticas hay interacciones tan intensas entre los momentos magnéticos de átomos vecinos que los momentos atómicos pueden alinearse con poca o ninguna ayuda de campos aplicados exteriormente. Es natural que si hubiera campos externos presentes, los momentos atómicos se alinearían en la dirección de estos; incluso cuando se tienen campos externos que no sean demasiado intensos. En consecuencia, los materiales ferromagnéticos

presentan permeabilidades magnéticas muy grandes, y en general se pueden imantar o magnetizar permanentemente. Puesto que los momentos atómicos casi se alinean del todo, incluso con campos externos relativamente poco intensos, el valor saturante de la magnetización se obtiene fácilmente con valores pequeños de la intensidad magnética, y la magnetización no es una función lineal del campo aplicado.

Un metal ferromagnético suave, como el hierro, es relativamente fácil de magnetizar, pero cuando la fuerza magnetizante se suprime pierde su propiedad magnética muy rápidamente.

### **3.4.3. Aplicación Del Campo Magnético En La Industria Del Petróleo:**

El magnetismo hidrodinámico es la ciencia que se ocupa de la interacción de un campo magnético con un fluido conductor de electricidad, usando el magnetismo como única influencia.

Esta es la hipótesis básica para la aplicación de campos magnéticos sobre los hidrocarburos aprovechando el carácter diamagnético de las sustancias orgánicas. Al ser tratadas dichas moléculas, se causa una polarización que provoca que las moléculas se repelen entre sí y se dispersen en el fluido evitando de esta manera la formación de depósitos de parafina.

Esta técnica desarrollada e implementada en más de 14.000 pozos de petróleo en China, es de gran efectividad, no requiere la aplicación de químicos adicionales y los costos son relativamente bajos<sup>21</sup>. Los parámetros de selección a la hora de aplicar este método se convierten en una de sus mayores desventajas, debido a que el crudo debe tener ciertas características específicas para que la aplicación brinde buenos resultados.

Hay que anotar que los campos magnéticos no afectan el equilibrio de las propiedades termodinámicas como la temperatura y la solubilidad de la cera en el aceite; por lo tanto, se puede afirmar que:

- La presencia de campos magnéticos evita que la cera presente en el crudo se precipite.
- Con el fin de tener un efecto significativo, el campo magnético se debe aplicar en el crudo saturado o sobresaturado de cera<sup>22</sup>.

Además de la utilización del campo magnético en la inspección de tubería y en la medición de flujo se está haciendo investigaciones en varios países sobre la aplicación directa del campo magnético en otras áreas de la industria petrolera. Estas áreas de aplicación son las siguientes:

#### **3.4.3.1. Uso del campo magnético en aguas de inyección:**

En proyectos de recuperación secundaria el agua que se está inyectando entra en contacto con sólidos de la formación los cuales se disuelven hasta alcanzar el punto de saturación. A partir de este momento se presentara un arrastre de sólidos con el frente de avance del agua, lo cual causa daño en la permeabilidad por las incrustaciones de  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{Mg}^{++}$  que taponan la formación.

El campo magnético aumenta la capacidad del agua para mantener los sólidos en suspensión y en consecuencia se retarda el daño a la formación que a su vez se traduce en una disminución en el número de trabajos de reacondicionamiento de pozos en un determinado periodo, disminuyendo así los costos de operación.

#### **3.4.3.2. Uso del campo magnético en aguas de enfriamiento:**

El agua utilizada para enfriamiento en las plantas petroquímicas contiene una cierta cantidad de sólidos, denominada dureza del agua. Durante el ciclo de enfriamiento, el agua se va calentando lo que aumenta también su presión de vapor y por consiguiente, el agua se evaporara más rápido hacia el medio ambiente. Este proceso incrementa la dureza del agua líquida permanente hasta que alcanza la sobresaturación, momento en el cual empezara a precipitarse los iones de sodio y magnesio que taponan las líneas de flujo por donde debe circular el agua de enfriamiento.

Con el fin de controlar este fenómeno, la industria utiliza aditivos químicos para mantener el PH en ciertos niveles y adicionalmente repone el agua perdida con agua fresca de baja dureza. Sin embargo la excitación magnética del agua permite reducir el consumo de químicos y la cantidad de agua a reponer debido a la capacidad que tiene el agua de mantener sólidos en suspensión gracias a la aplicación de campos magnéticos.

#### **3.4.3.3. Uso del campo magnético en producción de crudos viscosos:**

En realidad aquí se utiliza el calentamiento electromagnético. Por medio de ondas y resistencias eléctricas se logra calentar el crudo hasta temperaturas muy altas alcanzando una mayor fluidez debido a la disminución de la viscosidad. Para cuyo caso el área de interés son los crudos parafínicos, debido a que cuando el equilibrio del crudo es alterado por la disminución de la temperatura y de la presión en el pozo por debajo del punto de burbuja, la parafina se precipita de la solución por ser más pesada que el aceite<sup>20</sup>.

También se está estudiando la aplicación del campo magnético para controlar la corrosión causada por el ácido carbónico en pozos que producen CO<sub>2</sub> natural o inyectado y en el control de asfaltenos<sup>26</sup>.

#### 3.4.4. Comportamiento Del Crudo Parafínico Bajo Campos Magnéticos:

Es bien conocido que en pozos donde la temperatura está por debajo del punto de nube se presenta depositación de parafina y por ende taponamientos en la tubería de producción y en las líneas de transporte.

Cuando el crudo se hace fluir en un campo magnético adecuado, las moléculas de parafina tienden a alinear sus polos con los del campo magnético, siempre y cuando la agitación térmica no sea excesiva. El campo magnético carga las partículas de parafina positiva o negativamente apartándolas unas de otras y evitando su coalescencia, manteniendo así la fluidez del crudo; en consecuencia el campo magnético es un depresor del punto de nube. Como resultado, bajo un campo magnético dado, se inducen dipolos débiles en las moléculas de parafina los cuales generan fuerzas de repulsión entre estas moléculas y generan cambios en sus propiedades reológicas y morfológicas<sup>25</sup>.

En las líneas de transporte en superficie, la excitación magnética reduce el punto de nube y disminuye la depositación de parafina que es la causa de taponamiento y pegas en las líneas de flujo. Algunas de las ventajas de la aplicación de campos magnéticos como inhibidores de formación de parafinas son:

- Bajos costos operacionales, debido a que la herramienta es fácil de instalar, manejar y mantener en buenas condiciones.
- La herramienta no necesita energía diferente a la del pozo en producción, y mientras el magneto no sea sometido a la acción de otras sustancias, éste tiene vida útil infinita.
- No altera la composición del crudo tratado y se obtienen excelentes resultados.
- Evita la contaminación ambiental y reduce las interrupciones en la producción.
- Es un tratamiento de inhibición continuo, constante e indefinido, por tanto evita trabajos de remoción costosos y dispendiosos<sup>7</sup>.

Por experiencia se afirma que el efecto de la inhibición magnética de parafina es de tiempo prolongado; se tienen muestras con nueve meses de haber sido tratadas y todavía presentan la misma fluidez del momento después del tratamiento. Pero aplicar un tratamiento magnético a un crudo no es simplemente exponer el crudo a un campo magnético; el tratamiento consiste en darle al crudo una adecuada influencia magnética, que se logra combinando de manera correcta algunos factores tales como: Intensidad del campo y tiempo de exposición.

#### **3.4.4.1. Intensidad del campo:**

Está determinada por la densidad del flujo (número de líneas por unidad de área) en un punto dado del campo magnético. Las líneas se concentran cerca de los polos y se dispersan en todas las direcciones, es por ello que las zonas más intensas son las cercanas al polo norte y al polo sur.

Una línea de fuerza es un Maxwell. Cuando se tiene un Maxwell por centímetro cuadrado, la unidad de la densidad de flujo es un Gauss. Según esto, un área con una concentración de 100 líneas de flujo en un centímetro cuadrado tendrá una densidad de flujo de 100 Gauss. El símbolo para la intensidad de flujo es B, el cual representa la densidad de flujo, que equivale a Maxwells por centímetro cuadrado.

#### **3.4.4.2. Tiempo de exposición:**

Es el tiempo que se debe exponer cierto volumen de crudo para que obtenga un tratamiento adecuado. Como el tratamiento es aplicado en un conducto cilíndrico, un volumen determinado de aceite será afectado por el campo magnético durante un lapso de tiempo que depende de las siguientes características:

- Caudal
- Dimensiones de la herramienta usada para el tratamiento magnético

#### 4. PLANTEAMIENTO EXPERIMENTAL

El campo Lisama, localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se caracteriza por la producción de crudos parafínicos y su gravedad API oscila entre 20 y 34 °API. En el caso particular del pozo Lisama XX, se presenta una restricción del flujo en cabeza de pozo, debida a la depositación de parafinas altamente incrustante lo que se traduce en una reducción de la producción del campo. Actualmente, se está inyectando aceite caliente como método de remediación, con el inconveniente de que la alta temperatura de este fluido funde la parafina depositada en la tubería de producción y la inyecta a la formación.

Antes de presentar el planteamiento experimental que se lleva a cabo en el desarrollo experimental del presente proyecto de investigación, es conveniente dar a conocer la caracterización inicial que se le realizó al crudo Lisama XX. Dicha caracterización se presenta a continuación:

**Tabla 1.** Viscosidad Crudo Lisama XX

VELOCIDAD DE DEFORMACIÓN [s <sup>-1</sup> ]	TEMPERATURA [°F] VS. VISCOSIDAD [cP]				
	50	59	68	86	104
10	901	400	183	76,1	44,6
30	588	346	169	75,4	43,2
50	522	325	162	75,8	42,8
100	446	294	152	73,5	41,8

**Fuente:** Autores.

**Tabla 2.** Análisis SARA del Crudo Lisama XX

MUESTRA	SATURADOS [%]	AROMÁTICOS [%]	RESINAS [%]	ASFALTENOS [%]
Lisama XX	51,28	26,98	10,83	1,11

\* PÉRDIDA DE LIVIANOS [%] 9,80

**Fuente:** Autores

De la Tabla 2, se puede ver que el crudo Lisama XX objeto de estudio presenta un alto porcentaje de saturados (parafinas); es por esta razón que se seleccionó para la realización de este proyecto.

**Tabla 3.** Propiedades del Crudo Lisama XX

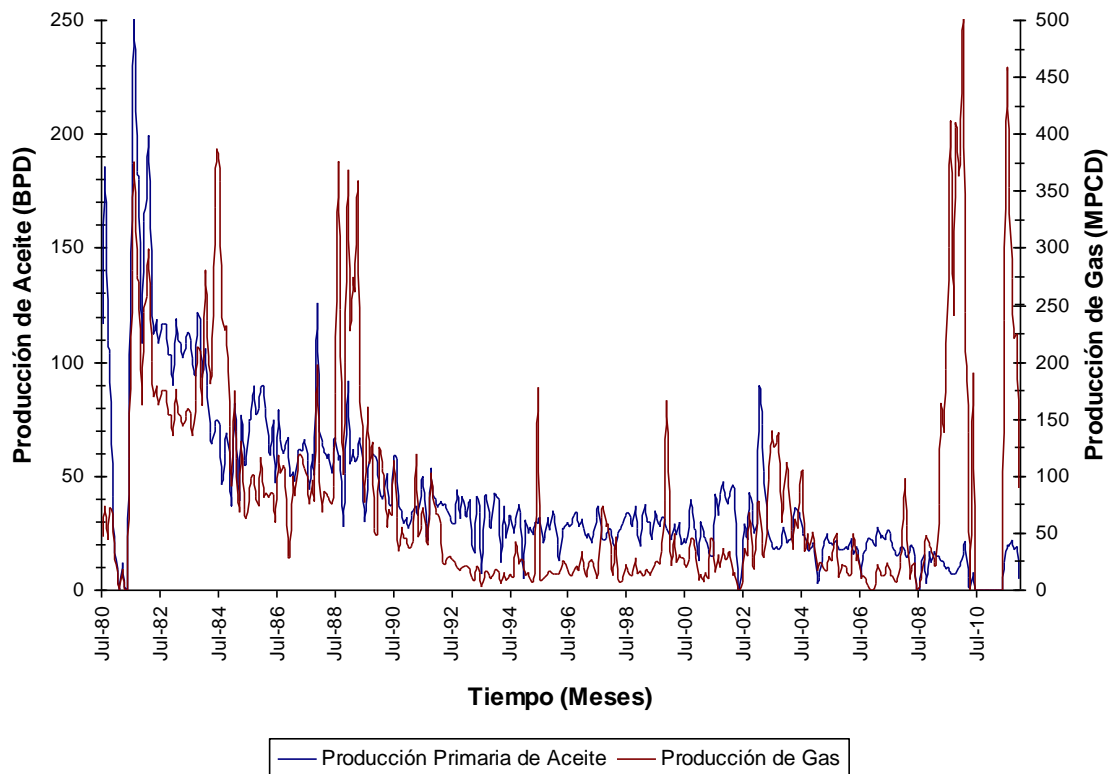
PROPIEDAD	UNIDADES	CRUDO LISAMA XX
Gravedad API	° API @ 60°F	26,1
Gravedad Específica		0,9017
Punto de Fluidez sin Deshidratar	°F	64,4
Punto de Fluidez Deshidratado	°F	64,4
Producción Bruta de Aceite	BPD	27
Producción Neta de Aceite	BPD	20
Producción de Gas	KPCD	24
BSW	%	26
Punto de Ebullición Inicial	°F	271,22

**Fuente:** Autores

El crudo Lisama XX, objeto de estudio es un crudo mediano, tiene una gravedad API de 26,1 °API; el BSW es de 26% y al determinar el punto de fluidez del crudo sin deshidratar y deshidratado, el valor es igual para ambos casos, es decir, presenta un punto de fluidez de 64,4 °F (18 °C).

Actualmente, el pozo Lisama XX presenta una producción bruta de 27 BFPD, una producción neta de crudo de 20 BOPD y una producción total de gas igual a 24 KPCD. Desde tiempos tempranos, la producción del pozo se ha visto afectada por los depósitos de parafina, forzando a la continua intervención de trabajos de workover, cambio de bomba, prueba de tubería, etc. La producción histórica del pozo Lisama XX se presenta en la Figura 4.

**Figura 4.** Producción Histórica del Pozo Lisama XX

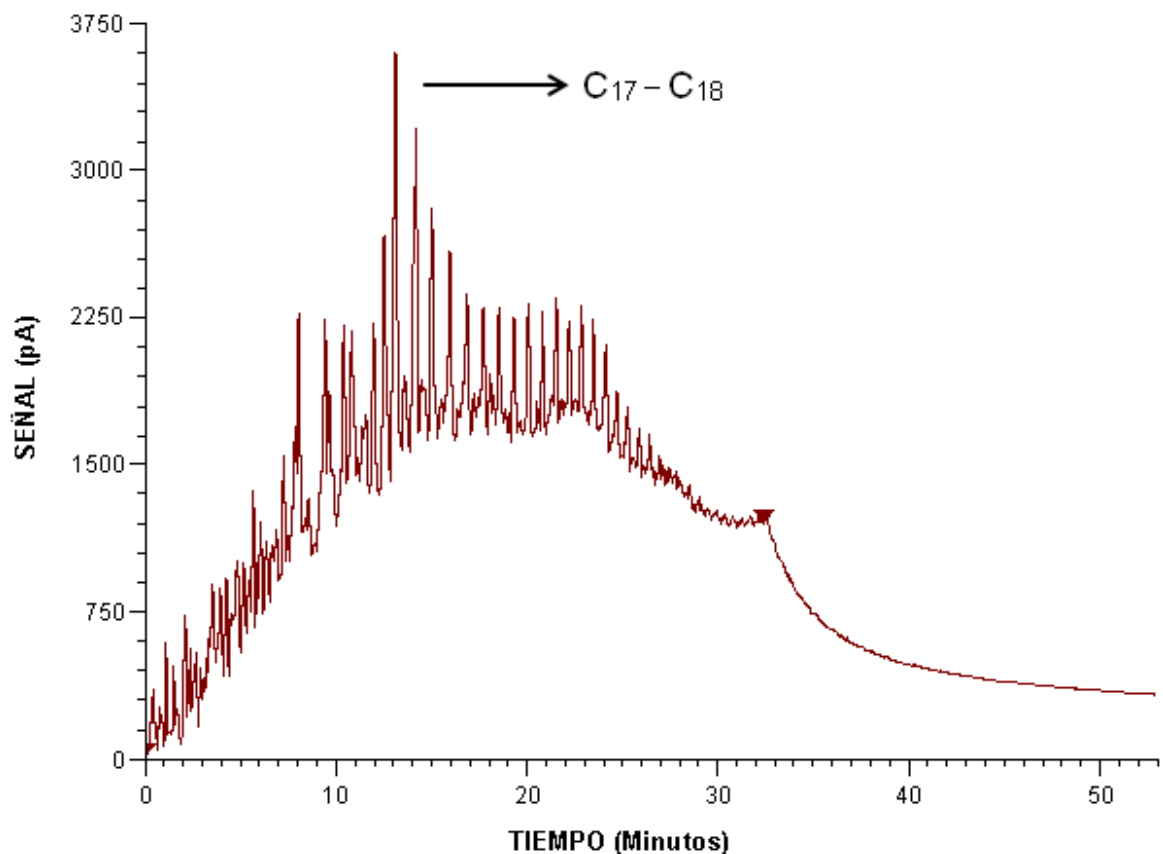


**Fuente:** Autores

Con la ayuda del Laboratorio de Cromatografía, en el Instituto Colombiano del Petróleo – ICP, al crudo Lisama XX se le realizó una prueba de Destilación Simulada (Norma ASTM 5307), con el cromatograma de la Figura 5 como resultado. Se puede ver que el grupo de carbonos con mayor presencia en un depósito de parafina son del C<sub>15</sub> al C<sub>20</sub>, con un porcentaje en peso igual al 17,4%.

Además al analizar cualitativamente la forma que presenta los picos en el cromatograma, se puede concluir que en los depósitos de parafina que afectan el punto de fluidez del crudo predominan las parafinas lineales (n-parafinas) y en una pequeña proporción, están las parafinas ramificadas (iso-parafinas).

**Figura 5.** Cromatograma del crudo Lisama XX visto por Destilación Simulada



Fuente: Autores

Finalmente, en la Tabla 4 se presenta la tabla de cortes del crudo con el fin de visualizar la calidad del crudo en el momento de la refinación.

**Tabla 4.** Cortes del crudo Lisama XX

TEMPERATURA (°C)	COMPONENTE	PORCENTAJE (%)
0 – 60	Nafta 1	0,0
60 – 107	Nafta 2	0,1
107 – 152	Nafta 3	0,6
152 – 199	Nafta 4	3,6
199 – 249	Keroseno	7,3
249 – 315	ACMP Liviano	14,6
315 – 371	ACMP Pesado	13,6
	<b>TOTAL</b>	<b>39,8</b>

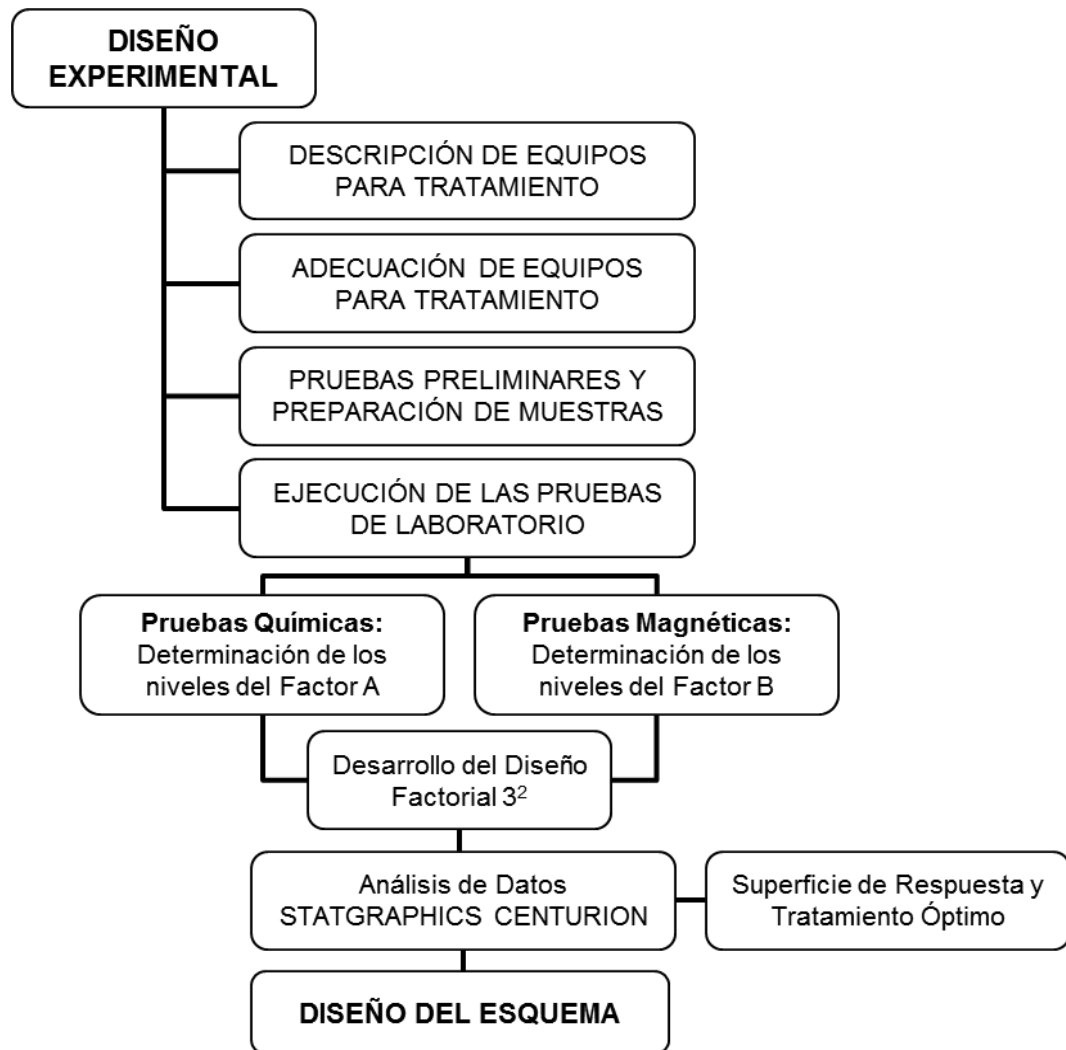
**Fuente:** Autores.

Como ya se vio anteriormente, se han desarrollado distintos métodos para la inhibición de la precipitación de parafinas que buscan mantener dispersas las moléculas de parafina en el crudo y evitar su depositación.

El desarrollo de este proyecto busca mejorar las propiedades del crudo parafínico disminuyendo el punto de fluidez y la viscosidad aparente, aplicando únicamente los tratamientos químico y magnético y la combinación de los dos mediante un Diseño Factorial 3<sup>2</sup> mediante pruebas experimentales a nivel de laboratorio y escala planta piloto, con el objetivo de diseñar un esquema que garantice la fluidez del crudo en campo.

Para ello, la metodología de trabajo utilizada durante el desarrollo de la tesis, a fin de cumplir con los objetivos planteados, comprende cuatro fases o etapas: Diseño del Proceso, Adecuación de Equipos, Pruebas Preliminares y Preparación de Muestras, y finalmente, Ejecución de las Pruebas de Laboratorio. Dichas fases son explicadas con ayuda de la Figura 6:

Figura 6. Esquema para el desarrollo del planteamiento experimental



Fuente: Autores.

#### **4.1. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PARA TRATAMIENTO MAGNÉTICO**

El proceso de inhibición de parafinas a aplicar los diferentes tratamientos, se divide en las siguientes secciones:

##### **4.1.1. Sección de Almacenamiento y Acondicionamiento**

Consta de dos tanques, uno de descarga y otro de calentamiento. Están hechos en acero inoxidable con una capacidad máxima de almacenamiento igual a 2 Gal. Trabajan a una temperatura máxima de 248 °F (120 °C) con un sistema de sellado O-Ring y cuentan con válvulas limitadoras de caudal a presión atmosférica.

##### **4.1.2. Sección de Bombeo**

En esta sección se encuentra una bomba de desplazamiento positivo de cavidades progresivas que es empleada para movilizar el crudo dentro del circuito a condiciones de temperatura ambiente, con un flujo de 2,38 GPM a 720 RPM como valores máximos. Es importante aclarar que la bomba no debe trabajar con fluidos cuya temperatura sea superior a 158 °F (70 °C).

##### **4.1.3. Sección de Toma de Muestras**

En esta zona se realiza la toma de muestra del crudo. Se encuentra un recipiente que se encarga de recibir la muestra, junto con tres válvulas limitadoras de caudal. Esta sección también presenta un indicador de temperatura (TI) que se encarga de medir el valor de la temperatura de operación del crudo.

##### **4.1.4. Sección Magnética**

Es aquí donde se realiza la exposición del crudo al campo magnético mientras éste circula por la tubería. La herramienta magnética dispone de dos bobinas

electromagnéticas con una capacidad máxima de trabajo de 3000 y 3800 Gauss de intensidad de campo magnético, respectivamente. Se debe garantizar que los materiales usados sean de acero inoxidable debido a que emplear otro tipo de materiales arroja resultados erróneos. En la Tabla 5 se puede observar las especificaciones técnicas de las dos bobinas ya mencionadas:

**Tabla 5.** Especificaciones Técnicas de las Bobinas Electromagnéticas

BOBINA	DIMENSIONES	ALAMBRE	PESO	I MÁX.	B MÁX.	DIÁMETRO
B10C01	21x28x24	1000 espiras, Calibre 12	15 Kg.	15 Amp	3000 Gauss	¾ pulgada
B20C01	31x26x24	1500 espiras, Calibre 12	30 Kg.	15 Amp	3800 Gauss	¾ pulgada

**Fuente:** Autores

#### 4.1.5. Sección de Calentamiento

En esta zona se acondiciona el crudo a una temperatura por encima de su punto de nube y consta de una tubería de calentamiento por el cual circula vapor que se encarga de calentar el crudo. Además presenta un indicador de temperatura (TI) cuya función es medir la temperatura del crudo que se encuentra circulando por la tubería. También presenta dos válvulas limitadoras de caudal.

#### 4.1.6. Diagrama del Circuito para las pruebas magnéticas

El diagrama del circuito utilizado durante el desarrollo de las pruebas magnéticas y combinadas en Plantas Piloto, ICP se puede apreciar en el Anexo A.

#### **4.2. ADECUACIÓN DE EQUIPOS PARA TRATAMIENTO MAGNÉTICO**

Posterior al ensamblaje del montaje se debe realizar una prueba para verificar el correcto funcionamiento de los equipos del proceso, de las tuberías y accesorios que se van a utilizar revisando la ausencia de fugas para evitar la pérdida de fluido. Seguido a esto, se debe realizar la limpieza de las tuberías y demás elementos del montaje con solvente y luego con crudo, para no incurrir en errores al realizar las corridas.

#### **4.3. PRUEBAS PRELIMINARES Y PREPARACIÓN DE MUESTRAS**

Para conocer la capacidad de cada uno de los equipos del proceso, se deben llevar a cabo pruebas para su caracterización. Para comenzar, se realiza la medición del volumen de crudo necesario que mantenga la tubería del circuito de pruebas llena, para evitar que la bomba trabaje en vacío. Es así como se determina el volumen de trabajo en 1,7 litros de fluido.

A continuación se determina la curva de trabajo de la bomba y de la herramienta magnética. Para la calibración de la bomba; se enciende y se hace circular el crudo por las tuberías y se registra el tiempo de llenado de 1 litro de fluido, a medida que se varía la velocidad de frecuencia de la bomba. Posteriormente, para calibrar la herramienta magnética se varía la intensidad de corriente que alimenta las bobinas y con ayuda de un gaussímetro se mide la intensidad de campo magnético que se genera en el interior de la tubería de acero inoxidable. Los resultados de la calibración de la bomba y de la herramienta magnética, se presentan en los anexos B y C, respectivamente.

Finalmente, se toma en cuenta la caracterización inicial del crudo con el fin de tener unos parámetros iniciales que sirvan de referencia para el posterior análisis de los efectos generados al aplicar los tratamientos planteados.

#### 4.3.1. Determinación De Error Experimental

Dado que no se conoce el valor verdadero de las magnitudes que se van a medir, se lleva a cabo el procedimiento descrito en el Anexo D para hacer una estimación del valor verdadero y de su cota de error.

#### 4.4. EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

En la experimentación existen dos procedimientos que comúnmente pueden utilizarse: **experimento de factor único** y **experimentos factoriales**; el primero estudia el efecto que se presenta a partir de cantidades diferentes de un solo factor, permaneciendo los demás factores a niveles constantes; mientras que el segundo estudia los efectos de diferentes factores en forma individual y conjunta sobre una o varias respuestas, es decir, abarca todos los tratamientos posibles que resultan de combinar cada uno de los niveles de los diferentes factores a estudiar.

Utilizando **experimentos factoriales** se puede determinar la combinación de niveles de los factores que dan la respuesta máxima, obtener información acerca de la independencia de los efectos de los factores o si existe interacción entre ellos, además de ahorrar tiempo y material dedicado a los experimentos. Para estudiar la manera en que influye cada factor sobre la variable de respuesta es necesario elegir al menos dos niveles de prueba para cada uno de ellos. Por lo tanto, el desarrollo experimental para este proyecto de investigación se basa en el **diseño factorial  $3^k$** , el cual considera  $k$  factores con 3 niveles cada uno y cuenta con  $3^k$  tratamientos posibles.

Debido a que el desarrollo de la tesis plantea la evaluación de dos métodos de control y/o inhibición de parafinas (químico y magnético) se establecen como únicos dos factores la **concentración química del depresor de punto de fluidez** y la **intensidad de campo magnético**, por lo que el diseño factorial a desarrollar

es el *caso específico*  $3^2$ ; es decir, dos factores con tres niveles cada uno para un total de nueve tratamientos diferentes que se generan por la combinación de cada nivel de ambos factores (**Ver Figura 7**).

**Figura 7.** Combinaciones de tratamientos en el Diseño Factorial  $3^2$ .

<b>Factor A</b>	{	$a_0$ $a_1$ $a_2$	<b>Factor B</b>	{	$b_0$ $b_1$ $b_2$	<b>Tratamientos</b>									
						<table style="border-collapse: collapse; margin: 0 auto;"> <tr> <td style="padding: 0 10px;"><math>a_0b_0</math></td> <td style="padding: 0 10px;"><math>a_1b_0</math></td> <td style="padding: 0 10px;"><math>a_2b_0</math></td> </tr> <tr> <td style="padding: 0 10px;"><math>a_0b_1</math></td> <td style="padding: 0 10px;"><math>a_1b_1</math></td> <td style="padding: 0 10px;"><math>a_2b_1</math></td> </tr> <tr> <td style="padding: 0 10px;"><math>a_0b_2</math></td> <td style="padding: 0 10px;"><math>a_1b_2</math></td> <td style="padding: 0 10px;"><math>a_2b_2</math></td> </tr> </table>	$a_0b_0$	$a_1b_0$	$a_2b_0$	$a_0b_1$	$a_1b_1$	$a_2b_1$	$a_0b_2$	$a_1b_2$	$a_2b_2$
$a_0b_0$	$a_1b_0$	$a_2b_0$													
$a_0b_1$	$a_1b_1$	$a_2b_1$													
$a_0b_2$	$a_1b_2$	$a_2b_2$													

**Fuente.** Autores

El modelo estadístico para el diseño  $3^2$  se puede escribir considerando el efecto individual de cada factor y de la interacción entre ambos, y queda como sigue:

$$Y_{ijk} = \mu + \gamma_i + \delta_j + (\gamma\delta)_{ij} + \varepsilon_{ijk}$$

Con  $i=1, 2, 3$ ;  $j=1, 2, 3$ ;  $k=1, 2, \dots, n$

Donde:  $\gamma_i$  es el efecto del factor A en su nivel  $i$

$\delta_j$  representa el efecto del factor B en su nivel  $j$

$(\gamma\delta)_{ij}$  es el efecto de interacción de ambos en los niveles  $ij$

$n$  es el número de repeticiones de cada tratamiento.

La Tabla 6 muestra dos sistemas de notaciones para este tipo de diseños.

**Tabla 6.** Diseño Factorial  $3^2$  en dos notaciones útiles.

TRATAMIENTO		A	B	A	B
bajo	bajo	-1	-1	0	0
medio	bajo	0	-1	1	0
alto	bajo	1	-1	2	0
bajo	medio	-1	0	0	1
medio	medio	0	0	1	1
alto	medio	1	0	2	1
bajo	alto	-1	1	0	2
medio	alto	0	1	1	2
alto	alto	1	1	2	2

**Fuente:** GUTIÉRREZ P. Humberto. DE LA VARA S. Román. ANÁLISIS Y DISEÑO DE EXPERIMENTOS. McGraw-Hill. Año 2004. Página 297.

En pruebas de laboratorio, algunas veces hay experimentos con los que no se obtienen las respuestas buscadas o el nivel de mejoras logrado no es suficiente, por lo que es necesario experimentar de manera secuencial hasta encontrar el nivel de mejoras deseado. En este caso, después de una primera etapa experimental quizá sea necesario desplazar la región experimental en una dirección adecuada, o bien, explorar en forma más detallada la región experimental inicial. La forma de realizar ambas cosas son parte de la llamada *Metodología de Superficies de Respuesta – MSR*.

La *Metodología de Superficies de Respuesta* es una estrategia experimental y de análisis que permite resolver el problema de encontrar las condiciones de operación óptimas de un proceso, es decir, aquellas que dan por resultado “valores óptimos” de una o varias características de calidad del producto.

Suponiendo que la investigación se interesa en examinar una respuesta  $\eta$ , la cual depende de las variables controladas o regresoras,  $\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_p$  bajo el control del experimentador y con un mínimo de error se denota:

$$\eta = f(\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_p)$$

Entre los objetivos de la Metodología de Superficies de Respuesta se encuentran:

- Aproximar convenientemente la función  $f$  para usarla en la predicción de  $Y$
- Optimizar a  $\eta$ , a través de la función de  $Y$
- Describir la Superficie de Respuesta y estudiar su naturaleza.

Por consiguiente, se define como **Factor A** la *Concentración de depresor de punto de fluidez* y como **Factor B** la *Intensidad de Campo Magnético*. El procedimiento experimental para el desarrollo de la investigación se explica a continuación:

#### 4.4.1. Determinación de los niveles del Factor A

Con el fin de identificar los niveles a trabajar en el diseño factorial  $3^2$ , es necesario analizar individualmente el efecto del químico en el crudo, para lo cual se realiza una prueba de barrido con concentraciones de 60, 120, 180, 400, 600 y 800 ppm de depresor de punto de fluidez. Según la curva de respuesta obtenida, se determinará los niveles óptimos  $a_0$ ,  $a_1$  y  $a_2$  a trabajar en el desarrollo del diseño factorial  $3^2$ .

##### 4.4.1.1. Procedimiento experimental de las Pruebas Químicas

En el desarrollo de las pruebas químicas, al volumen de crudo a evaluar se le adiciona el inhibidor en los valores de concentración ya definidos. Para ello se prepara una solución del depresor de punto de fluidez (soluta) en un solvente que

no afecte el resultado. Para este caso se seleccionó xileno, debido a que el ingrediente activo del depresor está diluido en xileno; al diluirlo más, se facilita la medición del volumen necesario de químico a inyectar en la muestra de crudo. A partir de esta dilución, se hacen los cálculos respectivos para determinar el volumen en microlitros ( $\mu\text{L}$ ) que se deben añadir para cada tratamiento, utilizando la siguiente ecuación:

$$C_1V_1 = C_2V_2$$

Esta relación se utiliza para hallar el volumen al cual debe diluirse una solución para obtener la concentración deseada. Así pues  $C_1 = 100000 \text{ ppm}$  (porque el químico está diluido al 10%);  $V_1$  es el volumen de dilución a añadir al crudo;  $C_2$  es la concentración que se desea agregar y finalmente,  $V_2$  es el volumen de crudo donde se va a añadir el químico, el cual es de 50 mL. Por ejemplo:

- **Determinación del volumen a añadir para una concentración de 200ppm:**

$$(100000 \text{ ppm}) * V_1 = (200 \text{ ppm}) * (50 \text{ mL})$$

$$V_1 = 0,1 \text{ mL} = 100 \mu\text{L}$$

Para evaluar una concentración de 200 ppm del depresor de punto de fluidez, se debe añadir en 50 mL de crudo un volumen igual a 0,1 mL ó 100  $\mu\text{L}$  de la dilución del depresor de punto de fluidez.

Por otro lado, el procedimiento para la realización de las pruebas químicas consiste en calentar un volumen de crudo, en este caso de 50 mL hasta la temperatura de trabajo en donde se agrega la solución del depresor de punto de fluidez con la concentración deseada y se agita durante 3 minutos, tras los cuales se le determina a la muestra el punto de fluidez, según la Norma ASTM D5853, expuesta en el Anexo E.

#### 4.4.2. Determinación de los niveles del Factor B

Para determinar los niveles del Factor B se realiza una prueba de barrido con los siguientes valores de intensidad de campo magnético: 1500, 2500 y 3500 Gauss, corroborando los resultados obtenidos en el proyecto de investigación *CONTROL MAGNÉTICO DE PARAFINAS EN EL CAMPO LISAMA de Efraín Sandoval y Jairo Suárez (1991)*. Igualmente, según la curva de respuesta se determinara los niveles óptimos  $b_0$ ,  $b_1$  y  $b_2$  a trabajar en el desarrollo del diseño factorial  $3^2$ .

##### 4.4.2.1. Procedimiento experimental de las Pruebas Magnéticas

Para llevar a cabo este tratamiento, se debe circular el crudo a través de la herramienta magnética del circuito ubicado en Plantas Piloto I bajo las condiciones de temperatura de trabajo, caudal de flujo y tiempo de exposición determinados:

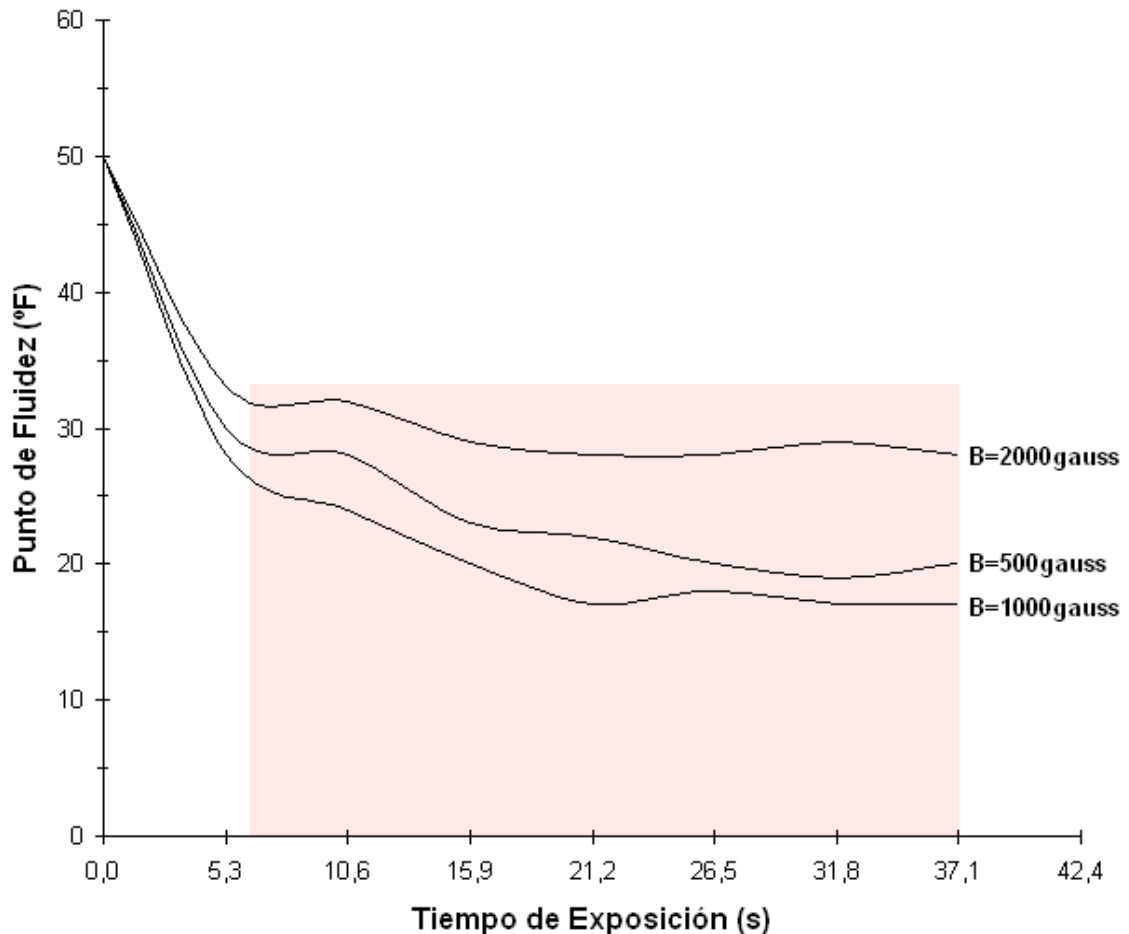
- **Caudal de flujo:** El pozo objeto de estudio presenta actualmente una producción de 27 BFPD, los cuales por conversión son iguales a  $50 \text{ cm}^3/\text{s}$ , que son las unidades en las que trabaja la bomba.
- **Tiempo de exposición:** La herramienta magnética tiene aproximadamente una longitud de 20 cm y el diámetro de tubería que la atraviesa es igual a 0,5 pulgadas ID, por lo que para un caudal de  $50 \text{ cm}^3/\text{s}$  el tiempo de exposición es de aproximadamente 1,6 seg. por corrida.

Para una tubería de producción de  $2\frac{7}{8}$  pulgadas con un caudal de 50 BFPD, el tiempo de exposición a campos magnéticos igual o mayor a 10 segundos es el tiempo en el cual se presenta una mayor reducción del punto de fluidez, según se puede determinar de la investigación de *Efraín Sandoval y Jairo Suárez (1991)*. **(Ver Figura 8).**

Para el desarrollo del procedimiento en el circuito de pruebas, se va a calentar un volumen de crudo muestra (1500 mL) a la temperatura de trabajo igual a 120 °F (48,8 °C), dejando circular por 15 minutos para que alcance la homogenización. Posteriormente se enciende la herramienta magnética y se aplica las intensidades de campo magnético a evaluar en el tiempo de exposición definido. Seguidamente se toma una muestra y se le determina el punto de fluidez.

La aplicación del Diseño Factorial  $3^2$  al caso estudio se detalla en el Anexo F.

**Figura 8.** Punto de Fluidez Vs. Tiempo de Exposición

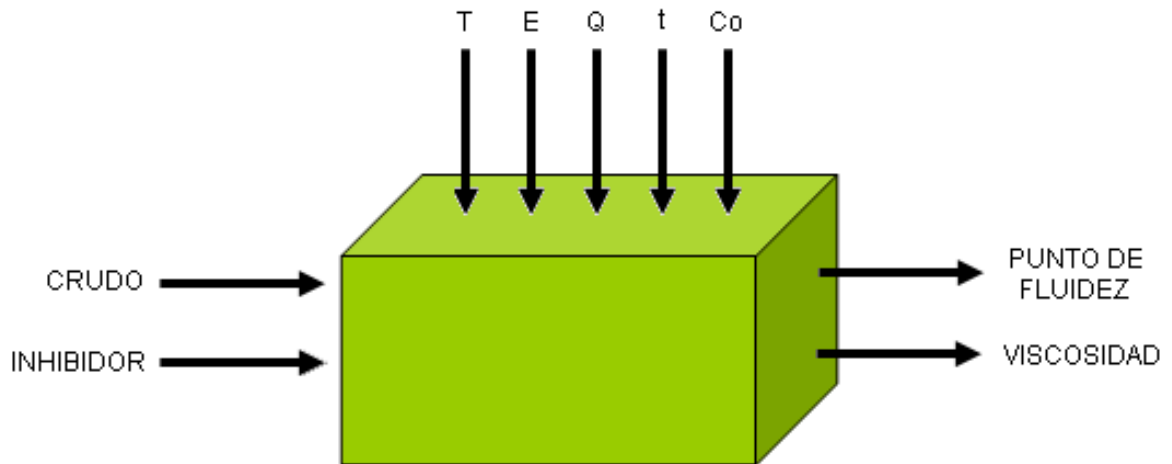


**Fuente:** SANDOVAL Efraín. SUÁREZ Jairo. CONTROL MAGNÉTICO DE PARAFINAS EN EL CAMPO LISAMA, Pág. 48. 1991.

#### 4.4.3. Variables Del Proceso

En la siguiente gráfica se representan las variables de entrada, las variables manipulables, los parámetros que se deben mantener constantes y las variables de salida.

**Figura 9.** Representación de las variables manejadas durante las pruebas.



**Fuente:** Autores.

Dónde:

$T$ : Temperatura de trabajo del crudo

$E$ : Densidad de campo magnético

$Co$ : Concentraciones del inhibidor

$Q$ : Valor del caudal

$t$ : Tiempo de exposición del campo magnético.

## 5. RESULTADOS Y ANÁLISIS

El modelo factorial  $3^2$  permite aplicar la metodología de la superficie de respuesta para observar el efecto principal de los factores intensidad de campo magnético y concentración de depresor de punto de fluidez y la interacción entre estos sobre la variable de respuesta, o en otras palabras, el punto de fluidez.

Para ello, los datos obtenidos después de finalizados las pruebas experimentales, se analizarán con el software STATGRAPHICS CENTURIÓN ©, el cual permite analizar estadísticamente el proceso y crear la respectiva superficie de respuesta de esta investigación, facilitando la determinación del tratamiento óptimo donde se obtenga la mejor reducción del punto de fluidez, desde un punto de vista económico y operacional.

Como ya se explicó anteriormente, al crudo Lisama XX se le aplicaron diferentes concentraciones de depresor de puntos de fluidez e intensidades de campo magnético, para definir los tres niveles más representativos de cada factor y así desarrollar el diseño factorial  $3^2$ .

### 5.1. RESULTADOS

El punto de fluidez del crudo Lisama XX reportó en la Tabla 3 es igual a 64,4 °F (18 °C). Este valor se toma como referencia para determinar el descenso que se presenta en el punto de fluidez del crudo al evaluar cada factor en sus diferentes niveles y al aplicar finalmente el diseño factorial  $3^2$ .

A continuación se presentan los resultados obtenidos durante el desarrollo de las pruebas experimentales:

### 5.1.1. Pruebas Químicas

Es importante determinar si el xileno afecta las mediciones del punto de fluidez del crudo objeto del estudio; para ello se adicionó 4000 ppm (200 µL) de xileno puro a una muestra. Se pudo determinar que el punto de fluidez no varía. **(Ver Tabla 7).**

**Tabla 7.** Punto de Fluidez del Crudo Lisama XX con 4000 ppm de xileno

MUESTRA	PUNTO DE FLUIDEZ (°F)
Crudo en blanco	64,4
Crudo con 4000ppm de Xileno	64,4

**Fuente:** Autores.

En el desarrollo de las pruebas químicas, se evaluó si la temperatura del crudo afecta el rendimiento del químico durante la inyección. Para ello se realizaron dos corridas, a 75,2 °F (24 °C) y 116,6 °F (47 °C), respectivamente. Los resultados de esta evaluación se presentan en la Tabla 8.

**Tabla 8.** Resultados de las Pruebas Químicas

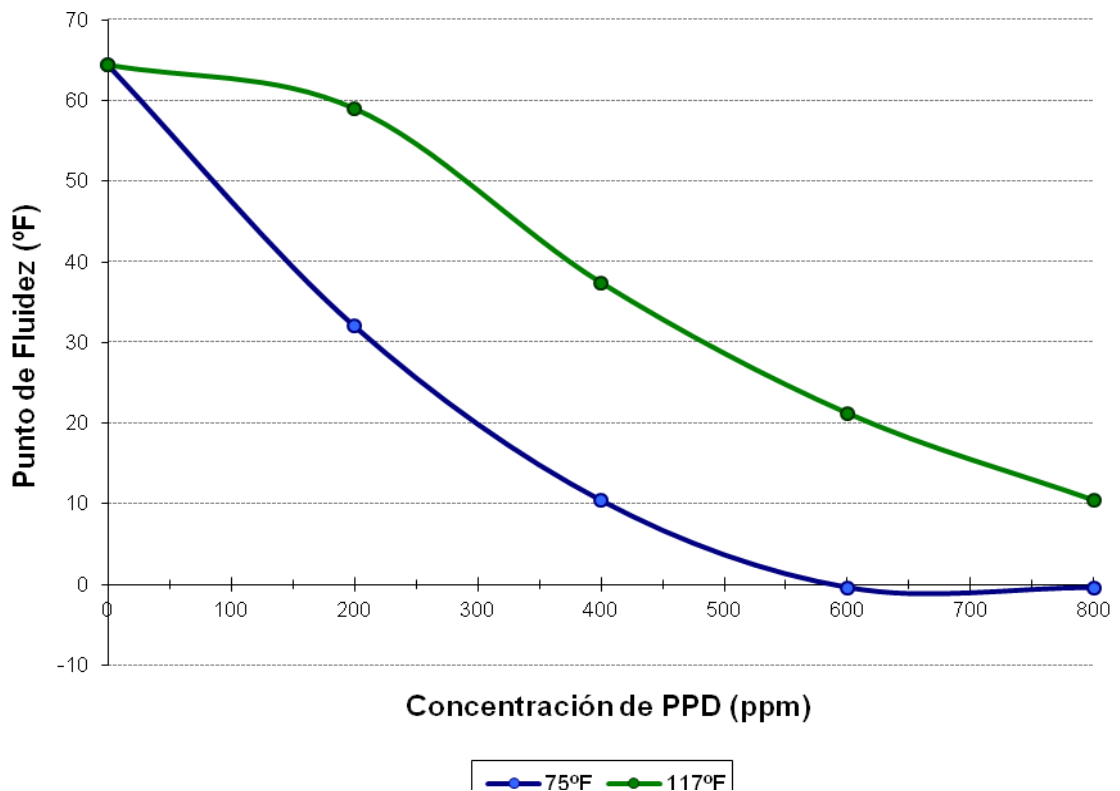
CONCENTRACIÓN DEL QUÍMICO (ppm)	VOLUMEN AÑADIDO (µL)	PUNTO DE FLUIDEZ CRUDO @75 °F (°F)	PUNTO DE FLUIDEZ CRUDO@117 °F (°F)
0	0	64,4	64,4
200	100	32,0	59,0
400	200	10,4	37,4
600	300	-0,4	21,2
800	400	-0,4	10,4

**Fuente:** Autores

La mayor disminución del punto de fluidez se aprecia cuando el crudo tiene una temperatura igual a 75 °F (24 °C), debido a que para un mismo delta de disminución del punto de fluidez, a esta temperatura se usa la mitad de la concentración de químico del que se debe usar a una temperatura de 117 °F (47 °C), por lo que muestra mayor efectividad y economía (Ver Figura 10).

Además, en la industria petrolera debido al caudal manejado en las tuberías de producción es ideal la inyección del químico a bajas dosificaciones debido a que la relación beneficio – costo incide en la rentabilidad del proceso.

Figura 10. Efecto de la concentración del químico sobre el punto de fluidez.



Fuente: Autores.

### 5.1.2. Pruebas Magnéticas

Utilizando el minicircuito expuesto en el Anexo A y aplicando los valores de intensidad de campo magnético definidos como 500, 1500, 2500 y 3500 Gauss se obtienen los resultados presentados en la Tabla 9.

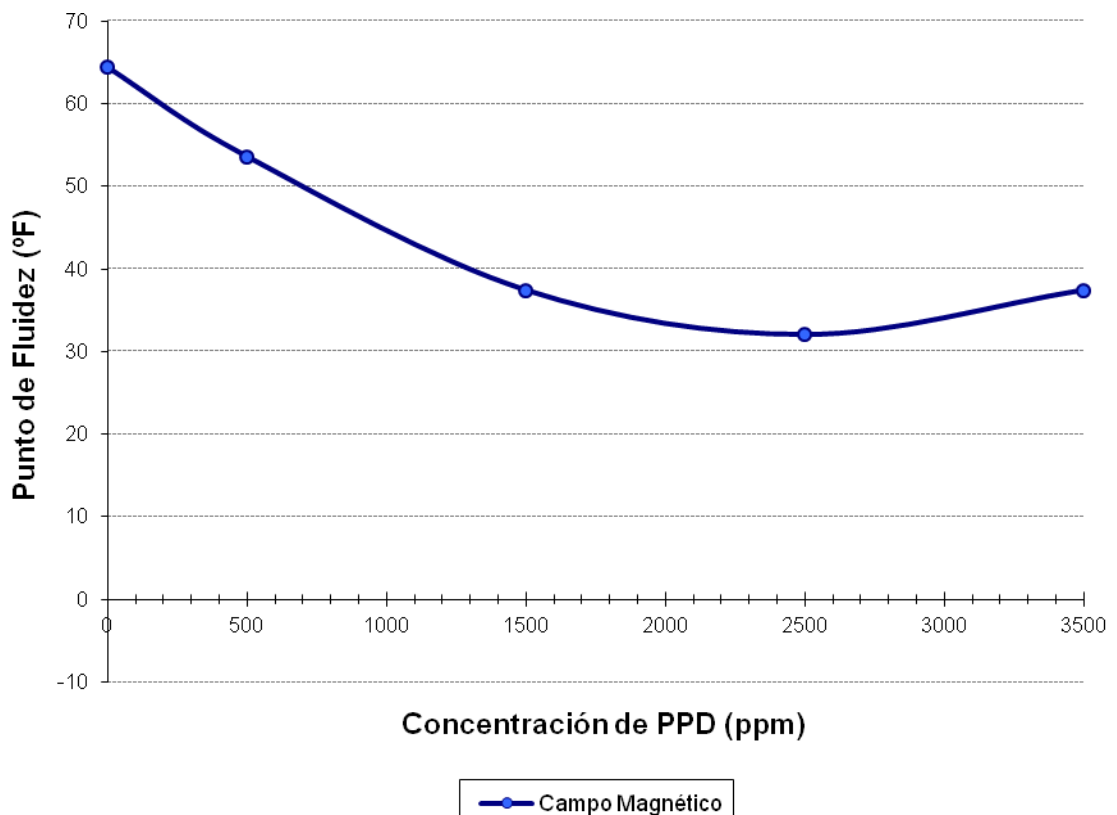
**Tabla 9.** Resultados de las Pruebas Magnéticas

INTENSIDAD DE CAMPO MAGNÉTICO (Gauss)	PUNTO DE FLUIDEZ (°F)
0	64,4
500	53,6
1500	37,4
2500	32,0
3500	37,4

**Fuente:** Autores.

Como se puede observar, a partir de una intensidad de campo magnético igual a 2500 Gauss, no se logra mayor reducción del punto de fluidez, debido a que para este crudo en específico, al aumentar la intensidad de campo magnético después de este punto, el efecto que se observa es inverso al esperado (**Ver Figura 10**).

Figura 11. Efecto del campo magnético sobre el punto de fluidez



Fuente: Autores

### 5.1.3. Combinación de los dos métodos mediante un Diseño Factorial $3^2$

Para llevar a cabo el diseño factorial  $3^2$ , es necesario determinar los tres niveles de cada factor: Concentración de Depresor de Punto de Fluidez e Intensidad de Campo Magnético a partir de las pruebas ya realizadas. Para ello, se analizan los resultados para determinar la eficiencia de cada tratamiento y así, donde los cambios son más significativos y económicamente rentables.

Los niveles serán denominados como 0, 1 y 2 correspondientes al nivel bajo, medio y alto, respectivamente. Según este análisis, los niveles para cada factor son:

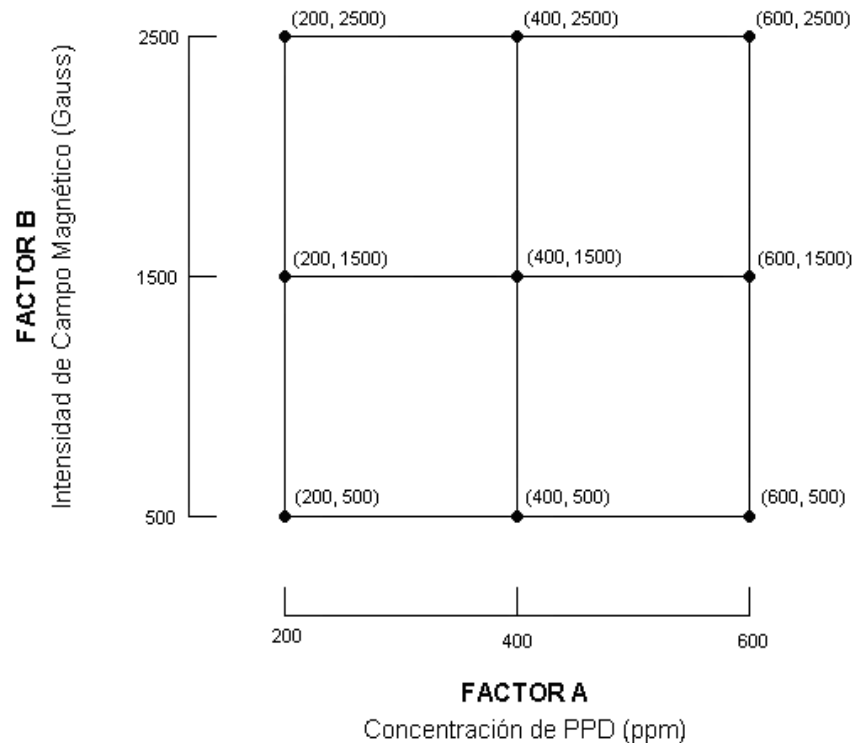
**Tabla 10.** Niveles de los Factores en el Diseño Factorial  $3^2$ .

FACTOR	NIVELES		
	0	1	2
A: Concentración de Químico (ppm)	200	400	600
B: Intensidad de Campo Magnético	500	1500	2500

**Fuente:** Autores

Como se explica en el Anexo C, teniendo ya definidos los tres niveles tanto del Factor A (Tratamiento Químico) como el Factor B (Tratamiento Magnético), se procede a crear el Diseño Factorial  $3^2$ , el cual consta de 9 tratamientos, así:

**Figura 12.** Combinaciones de tratamientos según el Modelo Factorial  $3^2$ .



**Fuente:** Autores

Se realizó una réplica de cada tratamiento para efectos del análisis estadístico del proceso, por lo tanto, estos son los resultados obtenidos:

**Tabla 11.** Resultados de los tratamientos aplicados según Diseño Factorial 3<sup>2</sup>.

PUNTO DE FLUIDEZ (°F)		FACTOR B: Intensidad de Campo Magnético					
		b <sub>0</sub>		b <sub>1</sub>		b <sub>2</sub>	
FACTOR A: Concentración de Químico	a <sub>0</sub>	32,0	37,4	10,4	15,8	15,8	10,4
	a <sub>1</sub>	5,0	5,0	-16,6	-16,6	-22,0	-16,6
	a <sub>2</sub>	-0,4	-0,4	-22,0	-16,6	-16,6	-16,6

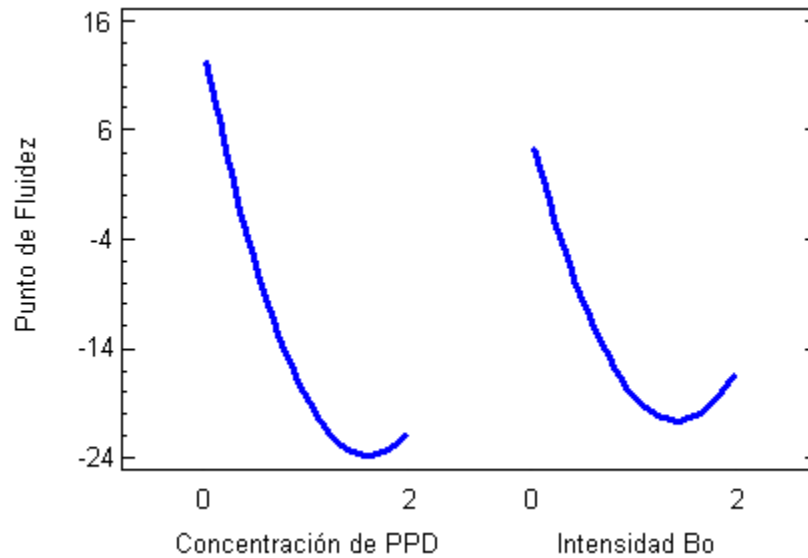
**Fuente:** Autores.

La *representación de los efectos principales* permite comprender cómo está actuando físicamente cada factor sobre la variable de respuesta. Además, a partir de dicha gráfica (**Ver Figura 13**) es muy sencillo localizar el mejor tratamiento, los valores óptimos tanto de Concentración de Depresor de Punto de Fluides como de Intensidad de Campo Magnético con los cuales se obtienen el mayor descenso en el punto de fluidez.

Las curvas de la Figura 13 indican el cambio estimado en el punto de fluidez conforme cada factor es movido de su nivel inferior a su nivel superior, manteniendo constante el otro factor en su nivel medio. Se observa que de los dos factores, la concentración de depresor de punto de fluidez tiene un impacto mayor en la respuesta que el otro, la intensidad de campo magnético

La *gráfica de interacción entre dos factores* (**Ver Figura 14**) permite establecer que pasa en la variable de respuesta cuando se mueve un factor dependiendo del nivel donde está el otro.

**Figura 13.** Efectos principales de los factores sobre el punto de fluidez.



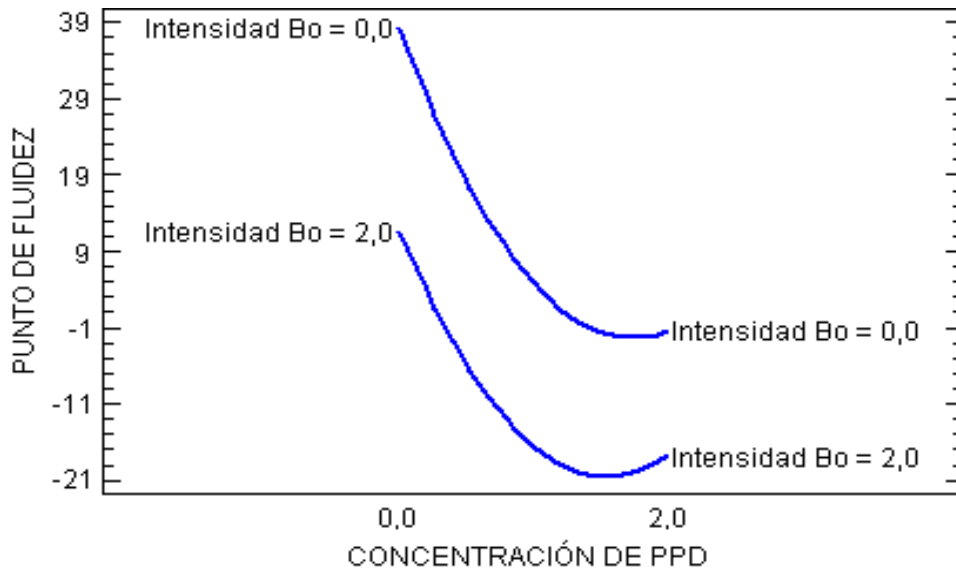
**Fuente:** Autores.

La interpretación de la gráfica de interacciones es de vital importancia para entender como actúan los factores sobre la variable de respuesta. Además, ayuda a seleccionar la condición en la que debe operarse el proceso para mejorar su desempeño. Por ejemplo, si se busca minimizar el valor de la respuesta, se ubica en la gráfica la combinación que corresponde a los puntos más bajos de la escala. En la Figura 14, el mínimo se logra cuando el Factor A y el Factor B están aproximadamente en el nivel 2,0.

El *Diagrama de Pareto Estandarizado* muestra los efectos en orden de significancia decreciente con una línea para determinar que efectos son estadísticamente significativos en el nivel de significancia establecido de forma predeterminada en 5%. En este caso, los dos factores estudiados presentan efectos significativos, donde se resalta que la Concentración de depresor de punto de fluidez presenta un mayor efecto sobre el punto de fluidez que la Intensidad de Campo Magnético; así mismo se ve que las partes cuadráticas de los factores

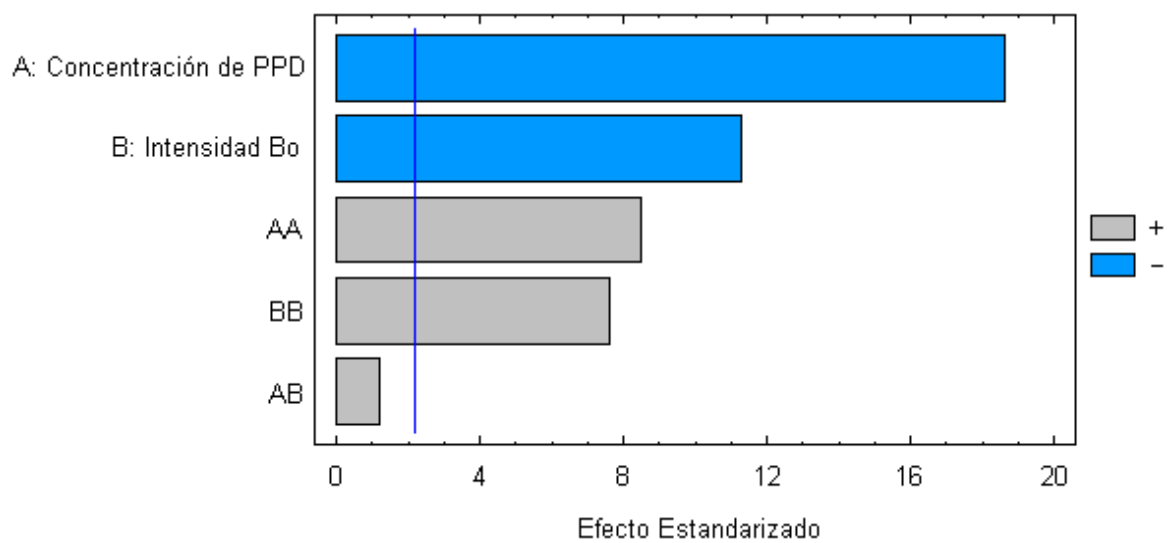
también presentan un efecto significativo, no así la interacción entre los dos factores (barra AB). (Ver Figura 15).

**Figura 14.** Interacción de los factores sobre el punto de fluidez



Fuente: Autores

**Figura 15.** Diagrama de Pareto Estandarizado para el punto de fluidez



Fuente: Autores

La *Metodología de Superficies de Respuesta* ayuda a determinar la combinación de los factores experimentales que simultáneamente optimiza varias respuestas. Los hace maximizando la *Función de Deseabilidad*. La Tabla 12 muestra la Función de Deseabilidad evaluada en cada corrida del diseño.

**Tabla 12.** Función de Deseabilidad evaluada para corrida del diseño

CORRIDA	PUNTO DE FLUIDEZ (°F)	DESEABILIDAD	
		PREVISTA	OBSERVADA
1	-16,6	0,941525	0,908475
2	15,8	0,438136	0,359322
3	10,4	0,415254	0,450847
4	5,0	0,583051	0,542373
5	-22,0	0,933898	1,0
6	32,0	0,0415254	0,0847458
7	-22,0	0,964407	1,0
8	-16,6	0,933898	0,908475
9	-0,4	0,636441	0,633898
10	-16,6	0,911017	0,908475
11	10,4	0,407627	0,450847
12	15,8	0,384746	0,359322
13	5,0	0,552542	0,542373
14	-16,6	0,90339	0,908475
15	37,4	0,0110169	0,0
16	-16,6	0,933898	0,908475
17	-16,6	0,90339	0,908475
18	-0,4	0,605932	0,633898

Fuente: Autores

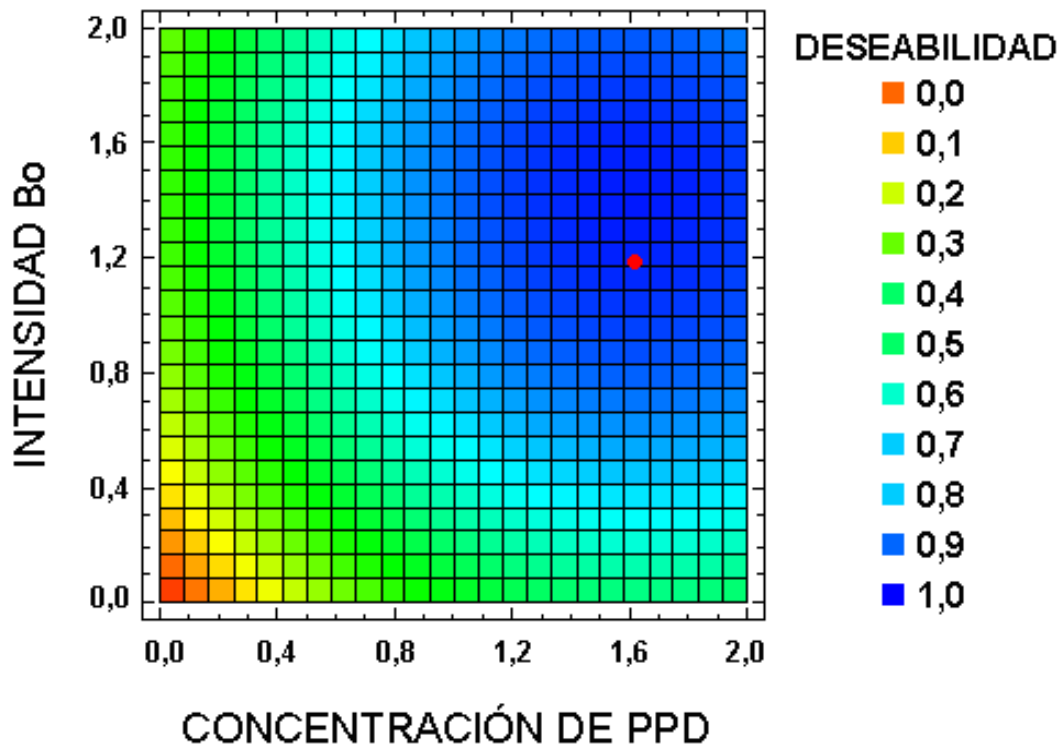
La Tabla 13 muestra la combinación de niveles de los factores que maximiza la función de deseabilidad en la región indicada. También muestra la combinación de factores a la cual se alcanza el punto de fluidez óptimo.

**Tabla 13.** Optimización de la Función de Deseabilidad

FACTOR	NIVELES			NIVEL ÓPTIMO	PUNTO DE FLUIDEZ ÓPTIMO
	Bajo	Medio	Alto		
Concentración de Químico	0,0	1,0	2,0	1,6	-23 °F
Intensidad Bo	0,0	1,0	2,0	1,2	

**Fuente:** Autores

**Figura 16.** Contornos de la superficie de respuesta estimada



**Fuente:** Autores.

Los *Contornos de Superficie* grafica la función usando valores iguales. (Ver Figura 16). El punto rojo representa el punto óptimo encontrado con el anterior análisis.

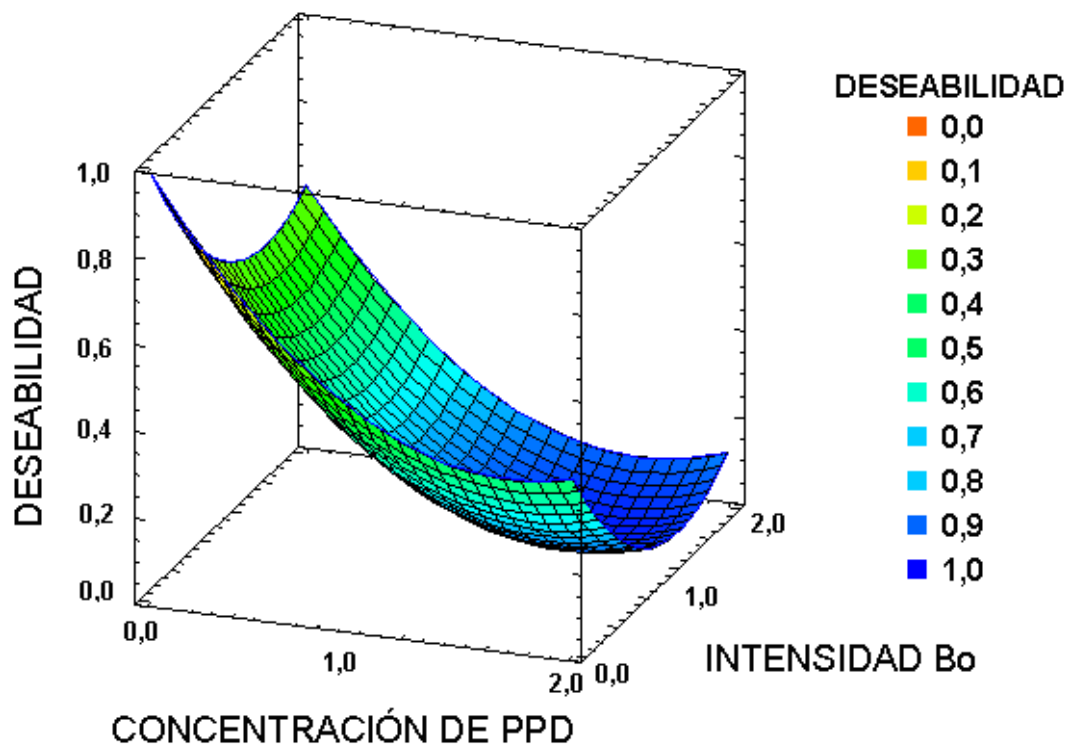
Finalmente, la *Gráfica de Superficie de Respuesta* representa el valor que toma el punto de fluidez al combinar los diferentes niveles de cada factor. La ecuación matemática que relaciona la variable de respuesta con dichos factores es:

$$PF = 35,45 - 46,35A - 32,4B + 14,4A^2 + 1,35AB + 10,35B^2$$

Donde PF es el punto de fluidez esperado ( $^{\circ}F$ ), A es la concentración de depresor de punto de fluidez (ppm) y B es la Intensidad de Campo Magnético (Gauss)

La gráfica de superficie de respuesta estimada se puede ver en la Figura 17.

Figura 17. Superficie de respuesta estimada



Fuente: Autores.

## 5.2. ANÁLISIS

Hasta este punto, el proyecto de investigación ya ha llevado cabo las tres primeras etapas del proceso de un diseño típico de aseguramiento de flujo, mostrado en la Figura 2, puesto que inicialmente ya se hizo un muestreo del pozo estudio, se analizaron ciertas propiedades físicas del crudo en laboratorio y ya se estableció el modelo matemático que gobierna la disminución del punto de fluidez utilizando métodos químicos y magnéticos.

Así pues, para continuar con la estrategia de prevención y para efectos de presentar el esquema para el aseguramiento de flujo del pozo Lisama XX bajo las condiciones actuales de operación, se debe tener en cuenta principalmente la temperatura de operación, el caudal de producción, tiempo de exposición, los valores óptimos de concentración de depresor de punto de fluidez inyectada e intensidad de campo magnético aplicada y las propiedades físicas del crudo.

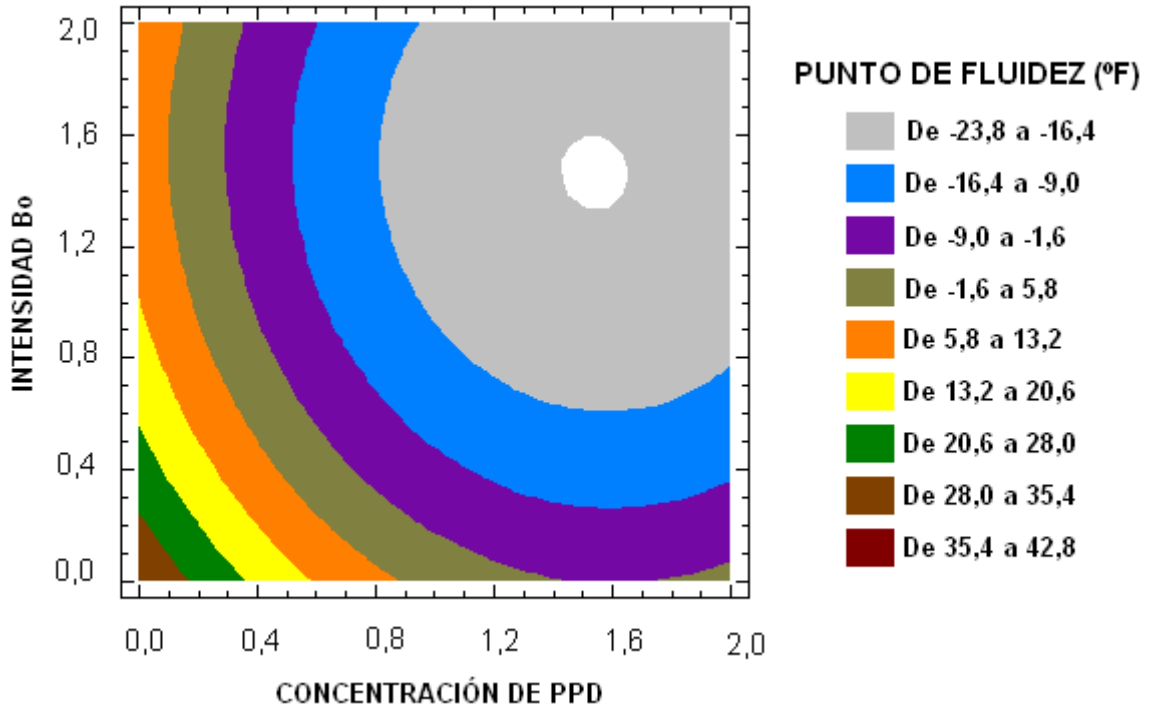
Para ello, es conveniente definir un valor o un rango de valores de punto de fluidez para los cuales se garantice el continuo flujo del crudo producido inhibiendo en su totalidad la precipitación de parafinas. El modelo matemático definido anteriormente facilita establecer las combinaciones de los niveles a y b donde se obtiene los valores de punto de fluidez óptimos, esperados o deseados.

Teniendo en cuenta las condiciones de operación en pozo, el relieve geográfico para el transporte del crudo y los parámetros con los que se ha desarrollado la investigación en laboratorio, se establece 10,4 °F (-12 °C) como valor ideal de punto de fluidez, esto representa una reducción de más de 50 °F (30 °C) del valor inicial que se determinó durante la caracterización del crudo.

Teniendo en cuenta la Figura 16, se desarrolla una gráfica de contornos que grafique los rangos de respuesta que se obtienen con la combinación de los niveles de cada factor, lo que facilita determinar la combinación óptima de dichos

niveles con los cuales se obtiene un mismo valor de punto de fluidez. En este caso, para el valor deseado de 10,4 °F (-12 °C), se observa que dicho valor se encuentra dentro de la “zona naranja” de la gráfica. Ver Figura 18.

**Figura 18.** Valores del punto de fluidez para diferentes rangos de operación



**Fuente:** Autores

Una vez definida la zona donde se va a trabajar, se selecciona aquella combinación de niveles donde se presente una mayor optimización del proceso, es decir donde se disminuya significativamente la cantidad de químico inyectado, objetivo planteado inicialmente y que representa un ahorro desde el punto de vista económico. Según lo anterior, dicha combinación de niveles corresponde a  $a_{(0,0)} = 200 \text{ ppm}$  y  $b_{(1,6)} = 2000 \text{ Gauss}$ .

Este último dato, la intensidad de campo magnético permite proceder a realizar un dimensionamiento básico y preliminar de la herramienta magnética para el pozo Lisama XX, con el que se busca mejorar sustancialmente la concentración y distribución de los campos magnéticos inducidos contando con un equipo más eficiente, compacto y de menor costo para este tipo de tratamiento de parafinas. Las especificaciones de la herramienta se pueden observar en la Tabla 14.

**Tabla 14.** Diseño preliminar de la herramienta para Q (25-50 BPD).

HERRAMIENTA MAGNÉTICA	RANGO DE VALORES	UNIDADES
DIÁMETRO INTERNO	3,5	pulgadas
DIÁMETRO EXTERNO	4,5 a 5,5	pulgadas
LONGITUD EFECTIVA	0,5 a 1,0	pies
LONGITUD TOTAL	1,5 a 2,0	pies
RANGO DE $B_0$	2000 a 2500	Gauss
GEOMETRÍA DE $B_0$	Cilíndrica / Bloque	Aplicación Axial
MATERIAL	Imán Cerámico Grado 1	–

**Fuente:** Autores

En caso de que se tenga diferentes parámetros a los mencionados en la Tabla 14, se puede consultar en literatura diferentes diseños y materiales de imanes permanentes, ya sean para fondo o superficie de pozo, pues en el mercado se cuenta con una gran variedad de materiales, grados y geometrías diferentes que permite abarcar diversas condiciones de aplicabilidad.

## CONCLUSIONES

En las pruebas de laboratorio sobre la aplicación de tratamientos magnéticos se estudiaron en profundidad las variables de temperatura, caudal de producción, velocidad de flujo, relación agua-aceite, composición del crudo, distribución de parafinas, propiedades físicas del crudo, tiempo de exposición y vectores de aplicación de campo magnético con el fin de estandarizar los procedimientos para cada una de las pruebas.

Las intensidades de campo Magnético evaluadas en el proyecto actúan como método para la prevención de la precipitación y posible depositación de parafinas logrando una reducción máxima del punto de fluidez de 34,4 °F.

La inducción de campos magnéticos reduce favorablemente la dosificación de depresor de punto de fluidez cuyos valores recomendados se estiman en 200 ppm y 2000 Gauss, reduciendo los costos de operación para el control de parafinas en el campo Lisama, logrados aplicando un Diseño Factorial 3k y la metodología de Superficies de Respuesta.

Para efectos de tratamiento químico, se determinó experimentalmente que la aplicabilidad de un depresor de punto de fluidez se ve afectado por la temperatura del crudo en el momento de la inyección, de manera que a mayores temperaturas, el efecto del depresor se ve disminuido mientras que a temperaturas más frías, como la temperatura ambiente, se ha podido observar un mejor rendimiento. Cabe aclarar que el comportamiento de los aditivos varía con el tipo de crudo al que se le realiza el tratamiento.

La aplicación de campos magnéticos como mecanismo de inhibición de la precipitación de parafinas exige que la temperatura de tratamiento sea mayor que el punto de nube del crudo, de lo contrario el efecto esperado no sería efectivo debido a que actúa como un mecanismo de inhibición más no de remoción.

En el estudio se determinó que al tratar un crudo con campos magnéticos, se mejora la movilidad del crudo disminuyendo la viscosidad y reduciendo la temperatura de punto de fluidez, mientras que la gravedad API del crudo, su distribución química y de carbonos de parafina no refleja cambio alguno, demostrando que se presenta únicamente alteración de tipo reológico.

Durante la aplicación de campos magnéticos al crudo sin deshidratar se presentó separación de agua, de manera que este tratamiento puede deshidratar un crudo sin necesidad del calentamiento y posterior pérdida de volátiles que normalmente se utiliza para la deshidratación térmica con rompedores de emulsión.

El control magnético de parafina al ser un método de aplicación continuo reduce los costos de mantenimiento, las interrupciones en la producción del pozo, disminuyendo consigo los riesgos de operación.

Las estrategias de aseguramiento de flujo mejoran considerablemente el análisis, interpretación y remediación de los problemas que se presentan en el flujo de fluidos permitiendo estandarizar los procedimientos y operar de tal forma que se disminuyan los costos de operación.

## RECOMENDACIONES

Para efectos de un control óptimo de parafinas en el pozo Lisama XX se recomienda la instalación en fondo de pozo de una herramienta que otorgue una intensidad de campo magnético igual a 2000 Gauss y la inyección en superficie de 200 ppm del depresor del punto de fluidez evaluado.

Por las limitantes presentes en este proyecto de investigación con respecto al diseño de la Planta Piloto es recomendable estudiar procedimientos similares a condiciones de fondo de pozo para mejoras en la producción del mismo.

Analizar los diferentes efectos de variables tales como el tiempo de exposición, caudales de producción, diámetros de tubería, sistemas de calentamiento y diferentes tipos de crudo, aplicando un robusto diseño experimental que permita evaluar los efectos individuales y la interacción entre dichas variables.

Estudiar la aplicación del tratamiento magnético en la deshidratación de crudos.

Debido a que el campo magnético requerido para el control de parafina tiene un efecto variable dependiendo de la concentración de parafina se recomienda que para próximas investigaciones hacer pruebas de cromatografía para poder establecer la relación del campo magnético con la distribución de carbonos en la parafina del crudo.

## BIBLIOGRAFÍA

1. BROWN Lloyd D. Flow Assurance: A  $\pi$ 3 Discipline. Offshore Technology Conference, 6 May-9 May 2002, Houston, Texas. Artículo SPE-OTC 14010.
2. NENKODA Ardian. SULISTYO Hary. PRASETYO Imam. AMIJAYA Hendra. A Current Mapping and Predicting of Indonesia Flow Assurance Challenges Based on Fluid Physical Characteristics. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 20-22 September 2011, Jakarta, Indonesia. Artículo SPE 144639.
3. AMIN Amin. RIDING Mark. SHEPLER Randy. SMEDSTAD Eric. RATULOWSKI John. Desarrollo Submarino desde el Medio Poroso hasta el Proceso. Oilfield Review Summer 2005 Spanish Version, Volumen 17 Núm. 2.
4. DYKHNO L. MEHTA A. Applicability of Flow Assurance Solutions for Russian Oil & Gas Developments. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 3-6 October 2006, Moscow, Russia. Artículo Técnico SPE 102798.
5. KACZMARSKI Andrzej A. LORIMER Susan E. Emergence of Flow Assurance as a Technical Discipline Specific to Deepwater: Technical Challenges and Integration into Subsea Systems Engineering. Offshore Technology Conference, 30 April-3 May 2001, Houston, Texas. Artículo Técnico SPE-OTC 13123.
6. McMULLEN N. D. Flow-Assurance Field Solutions (Keynote). Offshore Technology Conference, 1 May-4 May 2006, Houston, Texas. Artículo Técnico SPE-OTC 18381.

7. PEÑA Luis, SARMIENTO Juan Francisco. Influencia del tratamiento magnético en las propiedades de flujo de crudos parafínicos. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1994.
8. DÍAZ Harving, LOZA Jaime. Precipitación de Parafinas y Asfaltenos: Causas, Prevención y Soluciones. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1995.
9. PHUONG TUNG Nguyen. VAN VUONG Nguyen and et al. Studying the Mechanism of Magnetic Field Influence on Paraffin Crude Oil Viscosity and Wax Deposition Reductions. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 17-19 April 2001, Jakarta, Indonesia. Artículo Técnico SPE 68749.
10. MELENDEZ Jorge. SAIZ Claudia. Control de Parafina utilizando Campo Magnético. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1990.
11. BADILLO Jesús, GÓMEZ Johana. Efecto del Tratamiento Electromagnético y Químico sobre la Inhibición en la Formación de Cristales de Parafinas en Crudo de Alto Punto de Fluidez. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011.
12. ARIZA Emiliano. Determinación del Umbral de Cristalización de las Parafinas en el Crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008.
13. GARCÍA María del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 13-16 February 2001, Houston, Texas. Artículo Técnico SPE 64992.

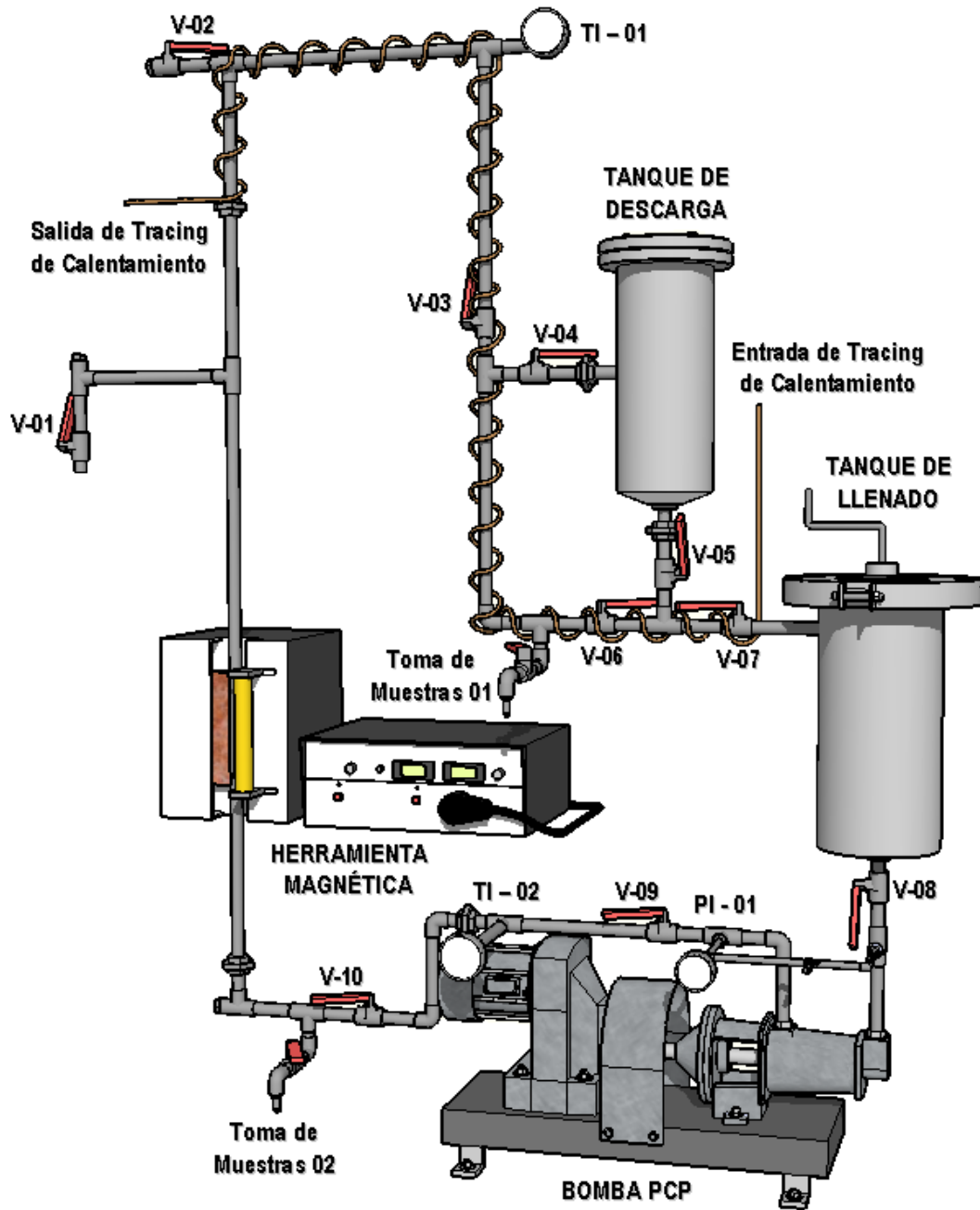
14. CANDELO Andrés, CARVAJAL Benjamín. Estudio Comparativo de los Métodos de Control de Parafinas para Aplicación en el Campo Colorado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2010.
15. OCHOA Ismael, LÓPEZ Sergio. Evaluación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en el Crudo de Campo Colorado. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2009.
16. BARKER K. M. BREITIGAM J. V. BROTHERTON R. L. GOFF L. L. HAKE K. J. SCHOFIELD R. D. Crude Oils of Kentucky and Tennessee: Characteristics, Problems, and Solutions. Eastern Regional Meeting, 17-19 October 2007, Lexington, Kentucky USA. Artículo Técnico SPE 111142.
17. MANKA John S. ZIEGLER Kim L. Factors Affecting the Performance of Crude Oil Wax-Control Additives. SPE Production and Operations Symposium, 24-27 March 2001, Oklahoma City, Oklahoma. Artículo SPE No. 67326.
18. RESTREPO Karin, GARZA Carlos. Daño a la Formación por Precipitación de Parafinas: Estado del Arte. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2006.
19. VILLABONA César, GONZALEZ Diana. Mejora de la Movilidad del Crudo Parafínico mediante Campos Magnéticos. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2009.
20. ARIAS Sharon. CORREDOR José. RICO Rodrigo. Evaluación Técnico Económica de las Herramientas Magnéticas MAGCOP instaladas en el Campo Lisama de la Superintendencia de Mares de la Gerencia Centro Oriente ECOPETROL. Monografía. Instituto Colombiano del Petróleo. Bucaramanga, 2000.

21. BIAO Wang, LIJIAN Dong. Paraffin Characteristics of Waxy Crude Oils in China and the Methods of Paraffin Removal and Inhibition. International Meeting on Petroleum Engineering, 14-17 November 1995, Beijing, China. Artículo SPE. No. 29954.
22. CHOW R. SAWATZKY R. HENRY D. BABCHIN A. WANG Y. CHERNEY L. HUMPHREYS R. Precipitation of Wax From Crude Oil Under the Influence of a Magnetic Field. Journal of Canadian Petroleum Technology, Volume 39, Number 6. Artículo Técnico SPE 00-06-05. Junio de 2000.
23. CORNEY D. John. Advancements in the Use of Magnetism for Controlling Deposits and BS&W in Oil Wells. Página Web visitada el 17 de Junio de 2011. <http://www.magtekinc.com/feedback.htm>
24. MENDELL John L. JESSEN F. W. Mechanism of Inhibition of Paraffin Deposition in Crude Oil Systems. SPE Production Techniques Symposium, 14-15 May 1970, Wichita Falls, Texas. Artículo Técnico SPE 2868.
25. ROCHA N. O. MARQUES L. C. C. and et al. Study of Paraffin Crystallization Process Under The Influence of Magnetic Fields and Chemicals. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 30 August-3 September 1997, Rio de Janeiro, Brazil. Artículo Técnico SPE 38990.
26. SANDOVAL Efraín. SUAREZ Jairo. Control Magnético de Parafinas en el Campo Lisama. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1991.

## ANEXOS

### ANEXO A. DIAGRAMA DEL CIRCUITO DE PRUEBAS

Figura 19. Diagrama del circuito de pruebas



Fuente: Autores

## ANEXO B. DETERMINACIÓN DEL ERROR EXPERIMENTAL

Dado que no conocemos el valor verdadero de las magnitudes que se van a medir, se lleva a cabo el siguiente procedimiento para hacer una estimación de éste y de su cota de error. Con el fin de alcanzar cierta validez estadística en los resultados es muy conveniente repetir varias veces su determinación; por convenio se establece que tres (3) es el número mínimo.

Para empezar, se realizan tres (3) mediciones  $x_i$  de la magnitud en cuestión y se calcula su valor medio:

$$\bar{x}_n = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

A continuación se determina su Dispersión  $D$ , esto es la diferencia entre los valores extremos de las medidas:

$$D = x_{m\acute{a}x} - x_{m\acute{i}n}$$

Finalmente, se obtiene el tanto por ciento de dispersión  $T$ , que viene dado por:

$$T = 100 * \frac{D}{\bar{x}_n}$$

Determinados estos parámetros, se pasa a la Tabla 15 que establece la casuística\* que puede darse; donde:

$S$  = representa la sensibilidad del aparato de medida,

$D_n$  = es la dispersión para  $n$  medidas y,

$N$  = es el número de medidas necesarias para cada caso.

**Tabla 15.** Casuística para la determinación del error experimental.

D	T	N	$x_o$	$\Delta X$
D<S		3	$\bar{x}_n = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N}$	S
D>S	T≤2%	3		S
	2%≤T≤8%	6		máx{ $D_n/4$ , S}
	8%≤T≤15%	15		$\Delta X = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}_n)^2}{N*(N-1)}}$
	T≤15%	>50		

Así, por ejemplo, si se ha obtenido que la dispersión es mayor que la sensibilidad y el tanto por ciento de dispersión está comprendido entre el 2% y el 8%, son necesarias 6 medidas; el valor verdadero queda establecido en la media aritmética de las 6 medidas y su error corresponde al máximo de entre la dispersión de las seis medidas dividido por 4 o la sensibilidad.

\* Casuístico, ca: Diversos casos particulares que se pueden prever en un proceso.

## ANEXO C. DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE FLUIDEZ NORMA ASTM D5853

**1. Alcance.** Basado en la Norma ASTM D97, este método cubre dos procedimientos para la determinación de punto de fluidez de crudos hasta  $-36^{\circ}\text{C}$ .

**2. Resumen del Método.** El método consiste de un calentamiento preliminar seguido de un enfriamiento a una tasa específica y examinando las características de flujo a intervalos de  $3^{\circ}\text{C}$ .

**3. Importancia y Uso.** El punto de fluidez de un crudo es un índice de la temperatura más baja a la cual todavía el crudo fluye y de utilidad para ciertas aplicaciones. Es un dato relevante en el transporte de fluidos por oleoductos que atraviesan zonas de bajas temperaturas.

### 4. Terminología

**Punto de Fluidez.** Se define como la temperatura más baja en la cual el movimiento de la muestra es observada bajo las condiciones de la prueba.

**Punto de Fluidez Máximo.** Se define como el punto de fluidez obtenido después de que la muestra se ha sometido a un tratamiento diseñado para mejorar la gelación de los cristales de cera y la solidificación de la muestra.

**Punto de Fluidez Mínimo.** Se define como el punto de fluidez obtenido después de que la muestra se ha sometido a un tratamiento diseñado para retardar la gelación de los cristales de cera y la solidificación de la muestra.

### 5. Equipos, Elementos y Accesorios

- Recipiente de Prueba: tubo de vidrio de fondo plano, de vidrio claro, OD 33.2 a 34.8mm y altura de 115 a 125mm.
- Termómetros: según indica la tabla.

TERMÓMETRO	RANGO	ASTM	IP
Alto cloud y pour	$-38$ a $50^{\circ}\text{C}$	5C	1C
Bajo cloud y pour	$-80$ a $20^{\circ}\text{C}$	6C	2C
Punto Medio	$32$ a $127^{\circ}\text{C}$	61C	63C

- Corcho, disco, cubierta y un baño de temperatura (se debe implementar con mezclas refrigerantes apropiadas para obtener las temperaturas requeridas).

MEZCLAS REFRIGERANTES	TEMPERATURA Debajo de
▪ Hielo y agua	$9^{\circ}\text{C}$
▪ Hielo molido y cristales de cloruro de sodio	$-12^{\circ}\text{C}$
▪ Hielo molido y cristales de cloruro de calcio	$-27^{\circ}\text{C}$
▪ Acetona o nafta helada con mezcla hielo-sal para dar la temperatura deseada	$-57^{\circ}\text{C}$

- Baño de agua: El tamaño y la forma del recipiente son opcionales, y es necesario instalar un soporte para mantener el recipiente de la muestra siempre firme y vertical.

- Recipiente de presión: construido en acero inoxidable y capaz de resistir una presión de 700kPa.

**6. Reactivos.** De acuerdo con las temperaturas que quieran alcanzarse, acetona, metanol, etanol, nafta, tolueno, sólidos de dióxido de carbono.

### 7. Preparación.

**Identifique la muestra.** Es importante homogeneizar el crudo para que todos los cristales de cera estén mezclados en toda la muestra.

Seleccione el termómetro ASTM apropiado de acuerdo con el rango de temperatura.

### 8. Procedimiento para el Punto de Fluidez Máximo

- Vierta la muestra en el recipiente de prueba hasta la marca del nivel. Si es necesario caliente la muestra a una

temperatura no mayor de 20°C por encima del punto de fluidez esperado, pero no mayor de 60°C.

- Cierre el recipiente de prueba con el corcho y el termómetro insertado.
- Mantenga el recipiente con la muestra a temperatura ambiente. Aceites con puntos de fluidez por encima de 36°C.
- Caliente la muestra sin agitación a 9°C por encima del punto de fluidez esperado. Si el punto de fluidez esperado es menor que 36°C, caliente la muestra a 45°C (en un baño mantenido a 12°C por encima del punto de fluidez esperado pero a lo menos 48°C).
- Chequear el correcto montaje del equipo e insertar el recipiente de prueba en la cubierta. Nunca coloque un recipiente dentro del medio enfriante. Asegúrese de que el disco, y el interior de la cubierta estén limpios y secos.
- Después de que el aceite se haya enfriado permitir la formación de cristales de parafina, tenga mucho cuidado de no alterar la masa del aceite o permitir que el termómetro se mueva en el aceite, cualquier disturbio conducirá a resultados erróneos.
- Los puntos de fluidez se expresan como enteros positivos o negativos múltiplos de 3°C. Empiece a examinar la apariencia del crudo cuando la temperatura este 9°C por encima del punto de fluidez esperado. Cada 3°C por debajo de la temperatura de inicio retire el recipiente de prueba de la cubierta. Remueva la mezcla condensada que limita la visibilidad de la superficie con un trapo limpio mojado en alcohol (etanol o metanol).
- Ladee el recipiente lo suficiente para determinar si hay algún movimiento del crudo en el recipiente de prueba (esta operación no debe demorar mas de 3 segundos).
- Si el crudo aún fluye cuando su temperatura ha alcanzado 30°C, transfiera el recipiente de prueba a un siguiente baño de temperatura más bajo de acuerdo con los datos de la tabla.
- Tan pronto como el crudo no fluya cuando se ladee el recipiente, colóquelo en una posición horizontal por 5 segundos y observe cuidadosamente. Si el aceite muestra algún movimiento, vuelva a colocar el recipiente nuevamente

en la cubierta y repita la prueba para una próxima temperatura 3°C más baja que la presente.

TEMPERATURA DEL CRUDO MUESTRA:	LLEVAR A UN BAÑO MANTENIDO A:
$T_{\text{crudo}} > 27^{\circ}\text{C}$	0°C
$27^{\circ}\text{C} > T_{\text{crudo}} > 9^{\circ}\text{C}$	-18°C
$9^{\circ}\text{C} > T_{\text{crudo}} > -6^{\circ}\text{C}$	-33°C
$-6^{\circ}\text{C} > T_{\text{crudo}} > -24^{\circ}\text{C}$	-51°C
$-24^{\circ}\text{C} > T_{\text{crudo}} > -42^{\circ}\text{C}$	-69°C

- Continúe de esta forma hasta que alcance el punto de fluidez al cual al inicio no mostrará movimiento cuando el recipiente de prueba se coloque en posición horizontal por 5 segundos. Registre la lectura del termómetro.
- Si la muestra ha alcanzado -36°C, y aún presenta movimiento, suspenda la prueba.

#### 9. Procedimiento B para el punto de Fluidez Mínimo.

- Vierta 50 g de la muestra en un recipiente de presión limpio. Cuando sea necesario, caliente la muestra por lo menos 20°C por encima del punto de fluidez esperado pero no mayor de 60°C.
- Chequee el correcto montaje del recipiente, es decir, que el anillo de goma esté en su lugar y enrosque la tapa herméticamente.
- Caliente el recipiente de presión en un baño de aceite a una temperatura de 105°C, manténgalo a esta temperatura por lo menos por 30 minutos.
- Tome el recipiente de presión, limpiando su superficie, homogeneizando su contenido, y manténgalo por espacio de 20 minutos hasta dejarlo a temperatura ambiente.
- Abra cuidadosamente el recipiente de presión y transfiera la muestra dentro de un recipiente de muestra llenándolo hasta la marca del nivel, precalentando en un baño de agua a 48°C.
- Inmediatamente cierre el recipiente de muestra con un corcho y un termómetro de alto cloud y pour, si el punto de fluidez esperado está por encima de 36°C, ajuste la posición del corcho y el termómetro de manera hermética. Proceda a continuación de igual manera que para el caso A.

- Asegúrese de que el disco, y el interior de la cubierta estén limpios y secos. Después de que el crudo se haya enfriado permitir la formación de cristales de parafina, tenga mucho cuidado de no alterar la masa de crudo o permitir que el termómetro se mueva en el crudo, cualquier disturbio conducirá a resultados erróneos.
- Los puntos de fluidez se expresan como enteros positivos o negativos múltiplos de 3°C. Empiece a examinar la apariencia del crudo cuando la temperatura esté 9°C por encima del punto de fluidez esperado. Cada 3°C por debajo de la temperatura de inicio retire el recipiente de prueba de la cubierta. Remueva la mezcla condensada que limita la visibilidad de la superficie con un trapo limpio mojado en alcohol (etanol o metanol).
- Ladee el recipiente lo suficiente para determinar si hay algún movimiento del crudo en el recipiente de prueba (esta operación no debe demorar mas de 3 segundos).
- Si el crudo aún fluye cuando su temperatura ha alcanzado 30 °C, transfiera el recipiente de prueba a un siguiente baño de temperatura más bajo de acuerdo con los datos de la tabla.

TEMPERATURA DEL CRUDO MUESTRA:	LLEVAR A UN BAÑO MANTENIDO A:
30 °C	0 °C
9 °C	-18 °C
-9 °C	-33 °C
-24 °C	-51 °C

- Tan pronto como el crudo no fluya cuando se ladee el recipiente, colóquelo en una posición horizontal por 5 segundos y observe cuidadosamente. Si el aceite muestra algún movimiento, vuelva a colocar el recipiente nuevamente en la cubierta y repita la prueba para una próxima temperatura 3 °C más baja que la presente.
- Continúe de esta forma hasta que alcance el punto de fluidez al cual al inicio no mostrará movimiento cuando el recipiente de prueba se coloque en posición horizontal por 5 segundos. Registre la lectura del termómetro.
- Si la muestra ha alcanzado -36°C, y aún presenta movimiento, suspenda la prueba.

**10. Cálculo.** Adicione 3°C al punto de fluidez registrado para el punto de fluidez máximo, ASTM D5853, procedimiento A, o al punto de fluidez mínimo ASTM D5853, procedimiento B. Si la prueba ha sido suspendida, reporte el punto de fluidez como < -36°C.

**11. Precisión.** Con un 95% de credibilidad, tenemos:

**12. Repetibilidad.** La diferencia entre pruebas sucesivas manejadas por un mismo operador, con los mismo aparatos, es:

PROCEDIMIENTO	REPETIBILIDAD	ALREDEDOR
A (máx.)	3.1	3
B (mín.)	5.8	6

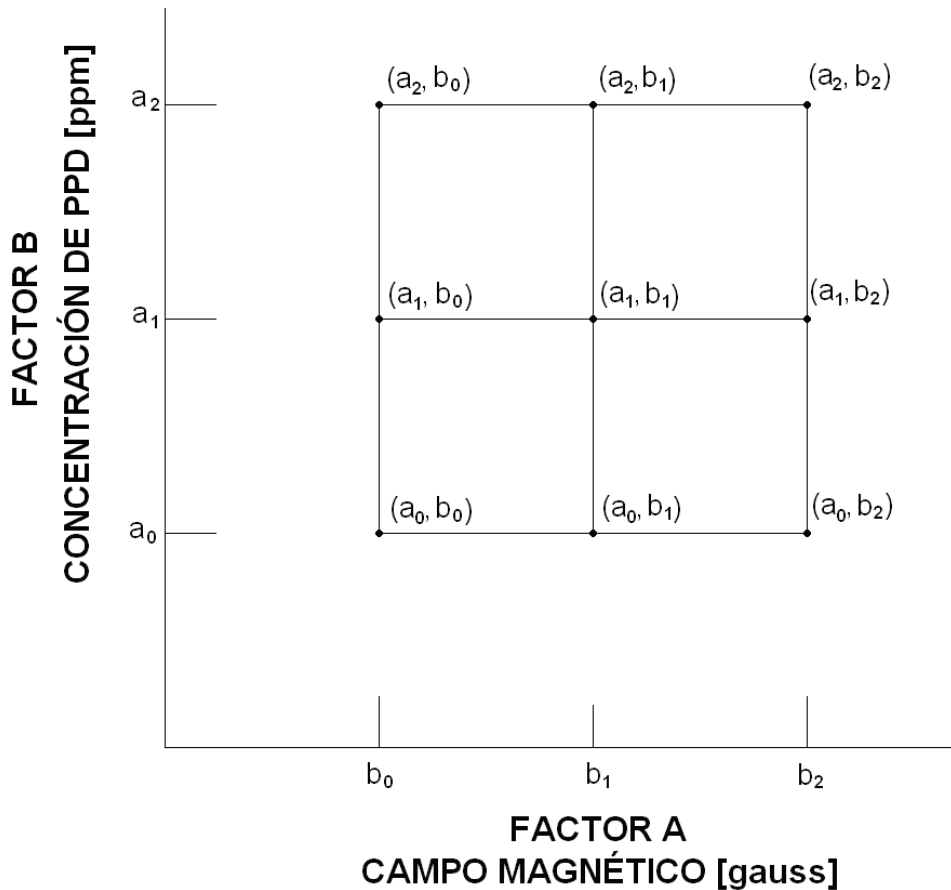
**Reproducibilidad.** La diferencia entre dos resultados independientes, obtenidos por diferentes operadores en diferentes operaciones y con material de prueba idéntico:

PROCEDIMIENTO	REPRODUCIBIL	ALREDEDOR
A (máx.)	18	18
B (mín.)	22	21

## ANEXO D. APLICACIÓN DEL DISEÑO FACTORIAL $3^2$

Definidos los tres niveles, tanto del factor A como del factor B, se procede a crear el diseño factorial  $3^2$ , representado en los siguientes nueve tratamientos:

**Figura 20.** Combinaciones de tratamientos a efectuar en el modelo factorial.

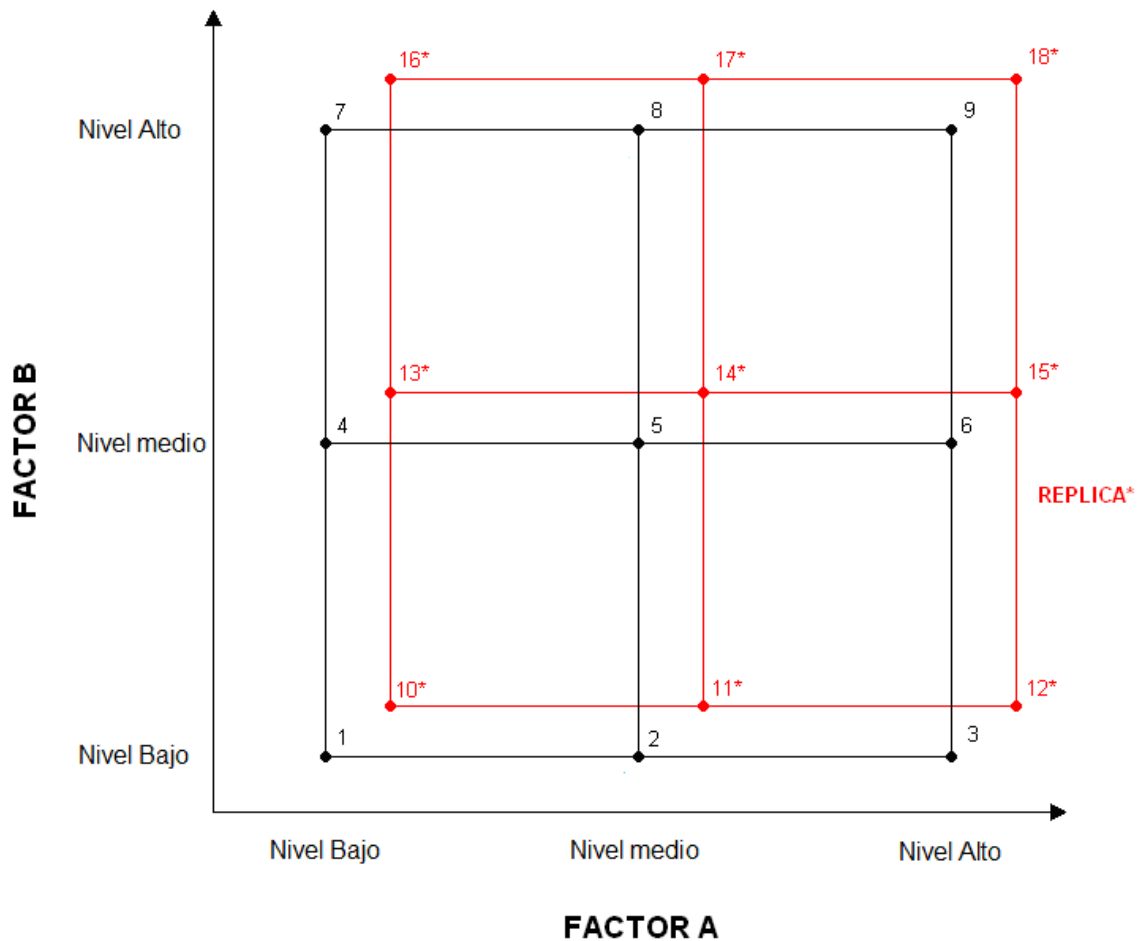


**Fuente:** Autores

Con el desarrollo de las pruebas que se llevan a cabo con el modelo factorial  $3^2$  se procede a determinar bajo que combinación se obtienen mejores resultados en la disminución del punto de fluidez. Para llevar a cabo las pruebas el modelo factorial

exige 3 niveles codificados 0, 1 y 2 para cada factor, los 2 factores a seleccionar son Intensidad de Campo Magnético y Concentración de depresor de punto de fluidez para un total de 9 tratamientos; el modelo factorial se realiza con 1 réplica resultando un total de 18 tratamientos.

Figura 21. Orden de las pruebas a realizar incluyendo una réplica



Fuente: Autores.

## ANEXO E. CALIBRACIÓN DE LAS BOBINAS ELECTROMAGNÉTICAS

Se ha establecido el siguiente procedimiento para la calibración de las bobinas electromagnéticas del simulador:

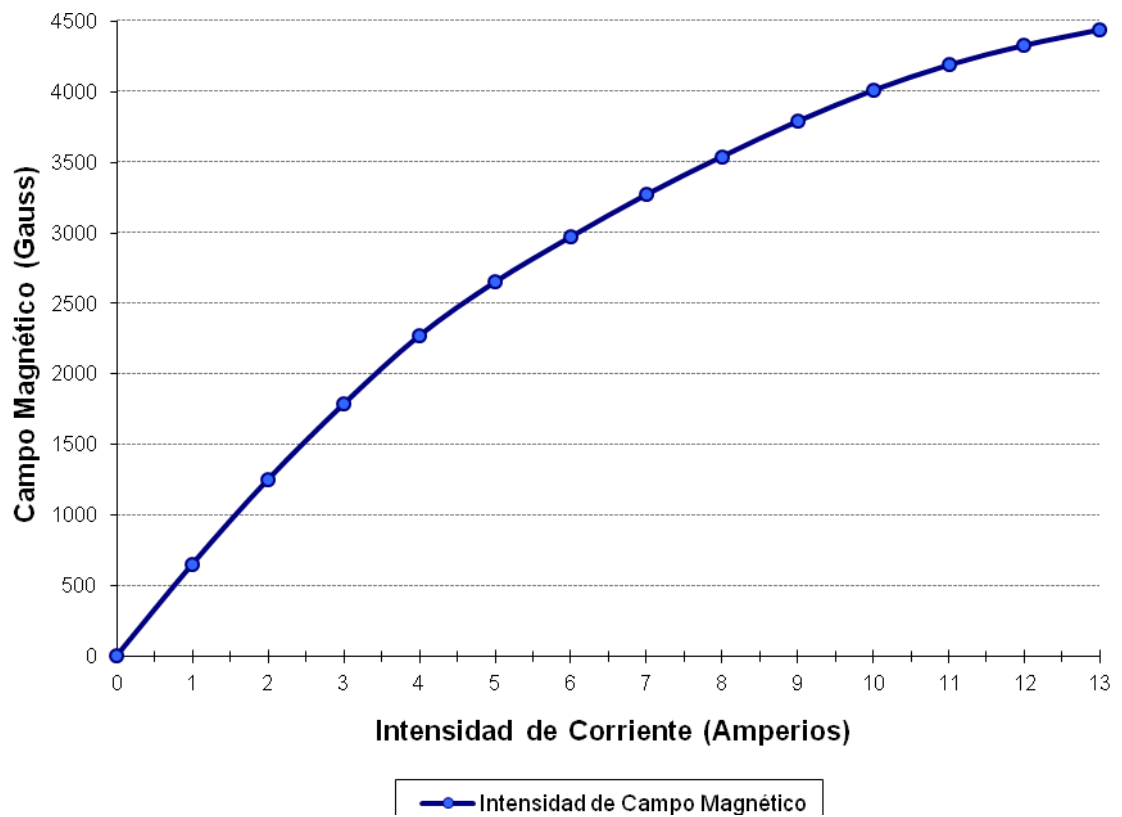
- Usando una fuente DC debidamente calibrada, se pasa corriente a través del enrollamiento, la cual es medida con el amperímetro de la fuente.
- Usando el Gaussmeter debidamente calibrado, se mide la intensidad de campo magnético y se registra en la siguiente tabla de datos:

**Tabla 16.** Calibración de las bobinas electromagnéticas

INTENSIDAD DE CORRIENTE [A]	DIFERENCIA DE POTENCIAL [V]	CAMPO MAGNÉTICO [K Gauss]
1,0	7,90	650
2,0	14,90	1250
3,0	22,00	1785
4,0	29,50	2270
5,0	36,80	2650
6,0	43,80	2970
7,0	51,60	3270
8,0	59,00	3540
9,0	66,70	3790
10,0	74,90	4010
11,0	83,50	4190
12,0	91,50	4330
13,0	102,90	4440

**Fuente:** Autores

Figura 22. Calibración de la herramienta magnética



Fuente: Autores

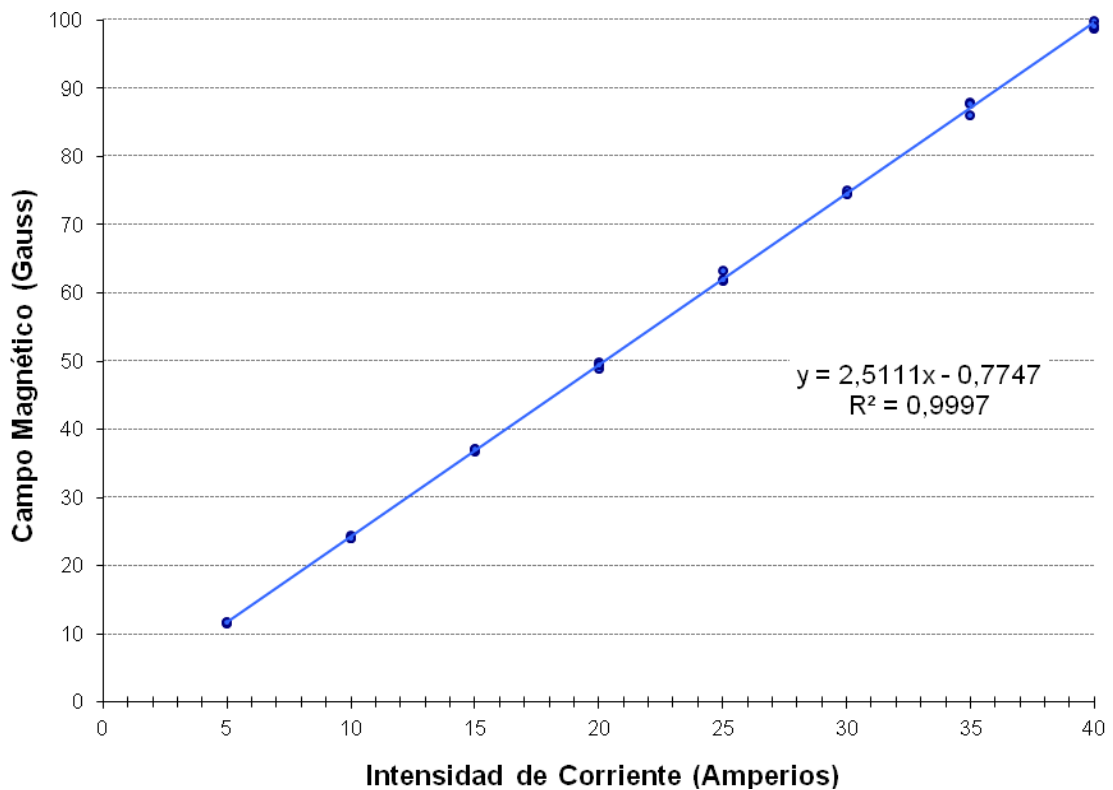
## ANEXO F. CALIBRACIÓN DE LA BOMBA

Para la calibración de la bomba, se realizaron pruebas en las que se midió el tiempo que ésta tardaba en llenar 1 litro de crudo a diferentes frecuencias en el variador, utilizando la siguiente relación:

$$Q = \frac{V}{t}$$

Donde Q [cm<sup>3</sup>/s] es el caudal; V [cm<sup>3</sup>] es el volumen bombeado y t[s] es el tiempo que tarda la bomba en llenar un litro de volumen.

Figura 23. Calibración de la bomba de impulsión



Fuente: Autores