

EFFECTO DE LOS DOPANTES SOBRE LAS PROPIEDADES DE LA FASE
DESPLAZANTE EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS DE UN
CAMPO DE CRUDO COLOMBIANO

GUILLERMO ANDRÉS IBARRA GÓMEZ
ELÍZABETH PILAR PINEDA CIFUENTES

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

2019

EFFECTO DE LOS DOPANTES SOBRE LAS PROPIEDADES DE LA FASE
DESPLAZANTE EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS DE UN
CAMPO DE CRUDO COLOMBIANO

GUILLERMO ANDRÉS IBARRA GÓMEZ
ELÍZABETH PILAR PINEDA CIFUENTES

Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de petróleos

DIRECTORA
ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO
MSc. En Ingeniería de Hidrocarburos

CODIRECTOR
JUAN CAMILO DÍAZ MATEUS

Ingeniero de Petróleos

FREDDY ALEXANDER PULIDO LOZANO
Químico

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

2019

DEDICATORIA

A Dios, por cuidarme y permitirme culminar esta etapa de mi vida.

A mi padre Reinaldo, por ser ejemplo constante de lucha, comprensión y humildad. Gracias por tu gran apoyo incondicional.

A mi madre Pilar, por ser modelo de fortaleza, paciencia y entrega. Gracias por tus buenos consejos e incontables oraciones.

A mi hermana Yesica, quien siempre me ha apoyado, por su esencia de bondad, lealtad y ternura.

A Alejo, por haber sido mi soporte en los momentos difíciles y acompañarme en este camino con tanto cariño y miles de sonrisas.

Elizabeth Pineda Cifuentes

Este trabajo de grado es dedicado a mi madre por el infinito cariño con que fui formado como persona, y sin el cual, este o ningún logro personal hubieran sido posibles.

Guillermo Andrés Ibarra Gómez

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, por contribuir con nuestro aprendizaje y formación profesional.

A la Ingeniera Astrid Xiomara Rodríguez y al Ingeniero Juan Camilo Díaz, por guiarnos, corregirnos y brindarnos su acompañamiento en el desarrollo de este trabajo.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, cuyos integrantes nos brindaron valiosos aportes para el continuo mejoramiento del proyecto, en especial a María Isabel, Humberto y Jaime.

Al Instituto Colombiano del Petróleo y a las personas que hacen parte del laboratorio de Química de Producción, en especial a Freddy Pulido, Andrés Suárez, Luis Cortés y Carlos Torres, por la ayuda y consejos dados durante el desarrollo de las pruebas.

A todos, mil gracias.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. OBJETIVOS	18
1.1 OBJETIVO GENERAL	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
2. MARCO TEÓRICO	19
2.1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	19
2.1.1. Generalidades de los polímeros	20
2.1.2. Retención del polímero.	21
2.1.2.1. Adsorción estática de polímeros.	21
2.1.2.2. Total organic carbon (TOC)	25
2.2. PRINCIPIOS FÍSICOS DE LA TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA (TC).....	27
2.2.1. Coeficiente de atenuación lineal.	29
2.3. EXPERIMENTOS DE DESPLAZAMIENTO ASISTIDOS CON TC	31
2.3.1. Experimentos de desplazamiento.	31
2.3.2. Experimentos de inyección de polímeros.....	32
2.3.3. Evaluación del proceso con TC.	33
2.3.3.1. Porosidad CT.	33
2.3.3.2. Perfiles de saturación CT.....	34
2.4. ADITIVOS DOPANTES.	39
2.4.1. Química de los dopantes.	41
2.4.2. Efecto de los dopantes en la imagen TC.	42
3. DETERMINACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN MÍNIMA DE DOPANTES.....	45
3.1. PRUEBAS PRELIMINARES	46
3.1.1. Determinación del porcentaje de humedad en muestras sólidas de HPAM.....	46
3.1.2. Preparación de solución madre.	47
3.1.3. Preparación de soluciones diluidas.....	47

3.1.4. Preparación de salmuera.....	47
3.2. ATENUACIÓN DEL AGUA EN PRESENCIA DE POLÍMERO.....	47
3.3. CONCENTRACIÓN MÍNIMA DE DOPANTE MEDIANTE TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA.....	50
4. EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN MÍNIMA EN LA VISCOSIDAD Y ADSORCIÓN ESTÁTICA DEL POLÍMERO.....	55
4.1. MEDICIÓN DE VISCOSIDAD.....	55
4.2. MEDICIÓN DE LA ADSORCIÓN ESTÁTICA DEL POLÍMERO.....	57
5. CORRELACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE DOPANTE EN FUNCIÓN DE LA GRAVEDAD API PARA FUTUROS DESPLAZAMIENTOS CON TC	63
6. CONCLUSIONES	68
7. RECOMENDACIONES.....	69
BIBLIOGRAFÍA.....	70
ANEXOS.....	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Aditivos dopantes para salmuera y crudo.	42
Tabla 2. Polímeros más usados para recuperación de petróleo mejorada.	45
Tabla 3. Muestras seleccionadas para la verificación de la atenuación del polímero.	48
Tabla 4. Data obtenida de la muestra: Crudo campo seleccionado.	49
Tabla 5. Valores CT Promedio de las muestras de salmuera del Lote 0.	50
Tabla 6. Lotes de salmuera escaneados en el equipo de tomografía.	51
Tabla 7. Concentraciones mínimas para cada dopante.	54
Tabla 8. Soluciones diluidas para prueba de viscosidad.	56
Tabla 9. Concentración de polímero a la cual se obtiene la viscosidad objetivo. ..	57
Tabla 10. Experimentos previos de adsorción estática.	58
Tabla 11. Experimentos de adsorción estática.	59
Tabla 12. Formulaciones de concentración de dopante y polímero a las cuales se obtiene la viscosidad objetivo.	59
Tabla 13. Muestras de crudos escaneadas.	63
Tabla 14. Números CT obtenidos para cada muestra de crudo.	64
Tabla 15. Data obtenida de la muestra: NaI 10.000 ppm - Poly 4000 ppm - Agua Captación.	89
Tabla 16. Data obtenida de la muestra: NaI 10.000 ppm - Agua Captación.	89
Tabla 17. Data obtenida de la muestra: NaI 10.000 ppm - Agua Destilada.	90
Tabla 18. Data obtenida de la muestra: Agua Destilada.	90
Tabla 19. Data obtenida de la muestra: Agua Captación.	91
Tabla 20. Data obtenida de la muestra: 15000 ppm KI.	92
Tabla 21. Data obtenida de la muestra: 12000 ppm KI.	92
Tabla 22. Data obtenida de la muestra: 10000 ppm KI.	92
Tabla 23. Data obtenida de la muestra: 8000 ppm KI.	92
Tabla 24. Data obtenida de la muestra: 5000 ppm KI.	93

Tabla 25. Data obtenida de la muestra: 2000 ppm KI.....	93
Tabla 26. Data obtenida de la muestra: 1000 ppm KI.....	93
Tabla 27. Data obtenida de la muestra: 15000 ppm NaI.....	94
Tabla 28. Data obtenida de la muestra: 12000 ppm NaI.....	94
Tabla 29. Data obtenida de la muestra: 10000 ppm NaI.....	94
Tabla 30. Data obtenida de la muestra: 8000 ppm NaI.....	94
Tabla 31. Data obtenida de la muestra: 5000 ppm NaI.....	95
Tabla 32. Data obtenida de la muestra: 2000 ppm NaI.....	95
Tabla 33. Data obtenida de la muestra: 1000 ppm NaI.....	95
Tabla 34. Data obtenida de la muestra: 15000 ppm NaBr.	96
Tabla 35. Data obtenida de la muestra: 12000 ppm NaBr.	96
Tabla 36. Data obtenida de la muestra: 10000 ppm NaBr.	96
Tabla 37. Data obtenida de la muestra: 8000 ppm NaBr.	96
Tabla 38. Data obtenida de la muestra: 5000 ppm NaBr.	97
Tabla 39. Data obtenida de la muestra: 2000 ppm NaBr.	97
Tabla 40. Data obtenida de la muestra: 1000 ppm NaBr.	97
Tabla 41. Data obtenida de la muestra: 15000 ppm Na ₂ MoO ₄	98
Tabla 42. Data obtenida de la muestra: 12000 ppm Na ₂ MoO ₄	98
Tabla 43. Data obtenida de la muestra: 10000 ppm Na ₂ MoO ₄	98
Tabla 44. Data obtenida de la muestra: 8000 ppm Na ₂ MoO ₄	98
Tabla 45. Data obtenida de la muestra: 5000 ppm Na ₂ MoO ₄	99
Tabla 46. Data obtenida de la muestra: 2000 ppm Na ₂ MoO ₄	99
Tabla 47. Data obtenida de la muestra: 1000 ppm Na ₂ MoO ₄	99

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Adsorción multicapa y monocapa.	23
Figura 2. Configuraciones del adsorbato sobre la superficie.	25
Figura 3. Representación gráfica de vóxeles.....	28
Figura 4. Relación entre números CT y densidad.....	30
Figura 5. (a) Escala de números CT. (b) Relación entre número CT y saturación de fluidos.	35
Figura 6. Relaciones de atenuación entre fluidos y estados de saturación.	39
Figura 7. (a) Diferencia de atenuaciones a condiciones normales; (b) Diferencia de atenuaciones dopando fase desplazante; (c) Diferencia de atenuaciones dopando fase oleica.....	40
Figura 8. Influencia del efecto fotoeléctrico en aditivos dopantes.	44
Figura 9. Orden de las muestras – Lote 0.....	48
Figura 10. Orden de las muestras – Lote 1, 2, 3 y 4.	51
Figura 11. Relación CT promedio vs Concentración de KI.	52
Figura 12. Relación CT promedio vs Concentración de NaI.	52
Figura 13. Relación CT promedio vs Concentración de NaBr.	53
Figura 14. Relación CT promedio vs Concentración de Na ₂ MoO ₄	53
Figura 15. Viscosidad vs Concentración de polímero.	57
Figura 16. Relación Concentración de polímero [ppm] vs Tiempo de exposición [días] del lote 0 correspondiente al caso base.....	60
Figura 17. Relación Concentración de polímero [ppm] vs Tiempo de exposición [días] del lote 1 correspondiente al caso con dopante KI.....	60
Figura 18. Relación Concentración de polímero [ppm] vs Tiempo de exposición [días] del lote 2 correspondiente al caso con dopante NaI.	61
Figura 19. Relación Concentración de polímero [ppm] vs Tiempo de exposición [días] del lote 3 correspondiente al caso con dopante NaBr.....	61

Figura 20. Relación Concentración de polímero [ppm] vs Tiempo de exposición [días] del lote 4 correspondiente al caso con dopante Na_2MoO_4 .	62
Figura 21. Orden de las muestras de crudo escaneadas.	64
Figura 22. Concentración de KI vs °API.	66
Figura 23. Concentración de NaI vs °API.	66
Figura 24. Concentración de NaBr vs °API.	67
Figura 25. Concentración de Na_2MoO_4 vs °API.	67
Figura 26. Viscosímetro de Brookfield, tipo LVT con adaptador UL.	83
Figura 27. Ejemplo de preparación de soluciones diluidas.	85

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Procedimiento para la realización de las pruebas preliminares.	74
ANEXO B. Procedimiento para la realización de la prueba de viscosidad, adsorción estática y soluciones diluidas con aditivos dopantes.	81
ANEXO C. Data obtenida de los lotes escaneados en el equipo de tomografía.	88

RESUMEN

TÍTULO: EFECTO DE LOS DOPANTES SOBRE LAS PROPIEDADES DE LA FASE DESPLAZANTE EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS DE UN CAMPO DE CRUDO COLOMBIANO*

AUTORES: GUILLERMO ANDRES IBARRA GÓMEZ
ELIZABETH PILAR PINEDA CIFUENTES**

PALABRAS CLAVE: TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA, ADITIVOS DOPANTES, INYECCIÓN DE POLÍMEROS, SOLUCIÓN POLIMÉRICA.

DESCRIPCIÓN:

Las pruebas de inyección en medios porosos a nivel de laboratorio son una herramienta muy útil para determinar la factibilidad técnica del uso de procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, a través del análisis de las eficiencias de barrido y la digitación viscosa.

La tomografía computarizada es una técnica de caracterización no intrusiva que permite la reconstrucción interna de los cuerpos y, cuando es usada junto con procesos de inyección en medios porosos, permite obtener la distribución de porosidad y los perfiles de saturación de la roca con el fin de lograr la optimización de los esquemas de inyección a escala de campo.

En el presente trabajo se hace énfasis en el uso de los aditivos dopantes y su efecto en el aumento del contraste entre las fases de un hipotético proceso de desplazamiento con inyección de polímero, a partir del análisis de su comportamiento físico y químico. Para ello, con base en una revisión bibliográfica de los experimentos de desplazamiento en los cuales se emplearon aditivos dopantes, se seleccionaron cuatro sales y se estudió el efecto producido por ellas en soluciones poliméricas, por medio de la determinación de la concentración mínima de dopante que logre generar un adecuado contraste entre fases, la medición de viscosidad para establecer la concentración de polímero necesaria para contrarrestar el efecto del dopante y, finalmente, la medición de la adsorción estática en relación con la roca que experimenta el polímero en presencia de dopante.

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco, Msc. En Ingeniería de Hidrocarburos. Codirectores: Juan Camilo Díaz Mateus, Ingeniero de Petróleos. Freddy Alexander Pulido Lozano, Químico.

ABSTRACT

TITLE: EFFECT OF DOPANTS ON THE DISPLACING PHASE PROPERTIES IN A POLYMER INJECTION PROCESS OF A COLOMBIAN OIL FIELD*

AUTHORS: GUILLERMO ANDRES IBARRA GOMEZ
ELIZABETH PILAR PINEDA CIFUENTES**

KEY WORDS: COMPUTERIZED TOMOGRAPHY, DOPANTS, POLYMER INJECTION, POLYMERIC SOLUTION.

DESCRIPTION:

Injection tests in porous media at the laboratory are a very useful tool to determine the technical feasibility of using secondary and improved hydrocarbon recovery processes, through the analysis of sweeping efficiencies and viscous fingering.

Computed tomography is a non-intrusive characterization technique that allows the internal reconstruction of the bodies and, when is used together with injection processes in porous media, allows to obtain the porosity distribution and the saturation profiles of the rock in an effort to achieve the optimization of injection schemes at field scale.

This project, emphasizes the use of dopant additives and their effect in increasing the contrast between the phases of a hypothetical displacement process with polymer injection, based on the analysis of their physical and chemical behavior. To do this, based on a literature review of the displacement experiments in which dopant additives were used, four salts were selected and the effect produced by them on polymer solutions was studied, by means of the determination of the minimum concentration of dopant achieved to generate an adequate contrast between phases, the viscosity measurement to establish the polymer concentration necessary to counteract the effect of the dopant and, finally, the measurement of the static adsorption in relation to the rock that the polymer undergoes in the presence of dopant.

*Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco, Msc. in Hydrocarbon Engineering. Co-directors: Juan Camilo Díaz Mateus, Petroleum Engineer. Freddy Alexander Pulido Lozano, Chemist.

INTRODUCCIÓN

Los experimentos de inyección de fluidos en medios porosos a nivel de laboratorio son fundamentales para determinar la factibilidad técnica del uso de procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos. En el caso específico de la inyección de agua y de polímeros, el objetivo es determinar eficiencias de desplazamiento o barrido y optimizar los esquemas de inyección a escala de campo.

Cuando dichos desplazamientos en laboratorio son estudiados con tomografía computarizada (CT), se logra mejorar la evaluación y el diseño de formulaciones de agentes EOR basándose en la habilidad de observar y cuantificar los mecanismos de recuperación empleados. Sin embargo, la reconstrucción del perfil de saturaciones con CT solo puede ser lograda para una amplia diferencia de densidades de los fluidos presentes. En un sistema de bifásico (agua-petróleo o polímero-petróleo), dicha diferencia es alcanzada únicamente con la aplicación de medios de contraste o dopantes.

Los dopantes son fluidos de alto número atómico que son agregados a una de las fases para potencializar el efecto fotoeléctrico, aumentar su atenuación, y mejorar el contraste entre fluidos en las imágenes de tomografía. No obstante, su uso supone alterar la composición del fluido dopado, y, por ende, sus propiedades.

En este orden de ideas, en desplazamientos EOR con CT es clave determinar la concentración óptima de dopantes que permita un adecuado contraste entre fluidos, pero que no altere sus propiedades al punto de ocasionar resultados no representativos del mecanismo de recuperación estudiado.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el efecto de los dopantes sobre las propiedades de la fase desplazante en un proceso de inyección de polímeros de un campo de crudo colombiano.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudiar los principios físicos de la tomografía computarizada y los dopantes utilizados para el monitoreo de un proceso de inyección de polímeros.
- Determinar la concentración mínima de los dopantes en la fase acuosa para generar contraste con la fase oleica, mediante tomografía computarizada.
- Evaluar el efecto de la concentración mínima de los dopantes en la viscosidad y adsorción estática de la solución polimérica.
- Seleccionar el dopante que presente el mejor desempeño en comparación al caso base.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de polímeros es un método de recobro mejorado que nace a partir de una modificación al proceso de inyección de agua. En este se inyecta al yacimiento una solución acuosa de alta viscosidad, la cual es dada por el polímero, con el fin de aumentar la presión del mismo, obtener un frente de desplazamiento más estable, al mejorar la razón de movilidad agua-petróleo, y recuperar la mayor cantidad de crudo posible.

La razón de movilidad es definida como la relación entre la movilidad del fluido desplazante (agua) y la movilidad del fluido desplazado (petróleo). A su vez, la movilidad es definida como la relación entre la permeabilidad efectiva del medio poroso a un fluido y su viscosidad. Así, la relación de movilidad se expresa en la ecuación 1:

$$\lambda_{w,o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} = \frac{k_w * \mu_o}{k_o * \mu_w} \quad (1)$$

Donde k_w y k_o representan la permeabilidad efectiva al agua y al petróleo, respectivamente, y μ_w y μ_o representan la viscosidad del agua y del petróleo, respectivamente.

Cuando la relación de movilidad de los fluidos es mayor a 1, indica que el fluido inyectado fluye mejor que el fluido desplazado, resultando en una baja eficiencia de barrido. En contraste, si la relación de movilidad es igual o menor a 1, indica que el

petróleo fluye de forma más eficiente que el agua al obtener un frente de desplazamiento más uniforme.¹

2.1.1. Generalidades de los polímeros. Los polímeros son compuestos químicos de cadena larga y alto peso molecular formados por la unión de moléculas más simples llamadas monómeros. Se clasifican según su naturaleza en orgánicos e inorgánicos. Los polímeros solubles en agua más comunes en la industria han sido los polisacáridos (de origen natural) y las poliacrilamidas (de origen sintético). Sin embargo, la poliacrilamida es la más conocida y utilizada como método de recuperación mejorada debido a que disminuye la permeabilidad efectiva de la roca al agua.² A continuación, se da una breve descripción de las características de las poliacrilamidas.

- Poliacrilamida (PAM): Es un polímero formado mediante síntesis en laboratorio. La cadena PAM es muy flexible y no tiene una carga eléctrica fuerte. Su estructura en solución acuosa tiene una configuración enrollada debido a la baja constante de disociación de los grupos carboxilos y, por lo tanto, no son usados en procesos de recobro mejorado.³ Sin embargo, gracias a la modificación de su cadena puede darse origen a la HPAM, que presenta propiedades mejoradas para poder ser usada en métodos de inyección.
- Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (HPAM): Es una poliacrilamida que ha sido sometida a un proceso de hidrólisis. Sus propiedades dependen del grado de pureza, neutralización y el porcentaje de amidas sustituidos por grupos

¹ ABIDIN, A.Z.; PUSPASARI, T. y NUGROHO, W.A. Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. [Base de datos en línea]. Agosto 8 de 2012. Procedia Chemistry, 4, 11-16. (Recuperado en 07 Abril 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.proche.2012.06.002>

² SORBIE, Kenneth. Polymer – Improved Oil Recovery. Estados Unidos: Springer Science+Business Media, LLC, 1991. p. 6. ISBN 978-94-010-5354-9

³ KENYERES, J.; URSU, V. Polyacrylamide: Polymer content and hydrolysis level determination by potentiometric titration. [Base de datos en línea]. Enero de 1980. Journal of Polymer Science, 18 (1), 275-281. (Recuperado en 07 Abril 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.1002/pol.1980.170180126>

carboxilos.⁴ De esta forma, se afecta la viscosidad de la solución, la adsorción del polímero sobre la roca y la resistencia de flujo.⁵

2.1.2. Retención del polímero. A medida que la solución polimérica fluye a través del medio poroso, cierta cantidad del polímero es retenida mediante tres mecanismos principales: Retención hidrodinámica, entrapamiento mecánico y adsorción. Los dos primeros actúan solo en condiciones dinámicas, mientras que el último actúa tanto en condiciones dinámicas como estáticas. Ahora, se hará énfasis solamente en la adsorción estática, debido a que es uno de los factores principales de estudio en este trabajo.

2.1.2.1. Adsorción estática de polímeros. La adsorción es el proceso donde las moléculas de la fase gaseosa o de una solución se unen a una superficie sólida o líquida. La molécula que se concentra en la superficie es llamada adsorbato, mientras que la superficie que sostiene al adsorbato se denomina adsorbente. El proceso contrario, donde se elimina las moléculas de la superficie se denomina desorción.

Priestley,⁶ uno de los primeros investigadores en esta área, encontró que cuando calentaba cobre, éste adsorbía aire fresco cuya composición cambiaba después de la desorción. Por tanto, sugirió que el proceso era muy diferente a la absorción en líquidos. Berzelius propuso que en la adsorción era la tensión superficial la fuerza que causaba que un gas se condensara dentro de los poros de un material poroso. Sin embargo, otros investigadores encontraron que no solamente la tensión

⁴ KENYERES. Op. Cit., p. 276.

⁵ MARTIN, F. D.; SHERWOOD, N. S. The Effect of Hydrolysis of Polyacrylamide on Solution viscosity, Polymer Retention and Flow Resistance Properties. [Base de datos en línea]. Abril de 1975. Society of Petroleum Engineers. (Recuperado en 07 Abril 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.2118/5339-MS>

⁶ MASEL, Richard. Principles of adsorption and reactions on solid surfaces. Canada: John Wiley & Sons, Inc., 1996. p. 108. ISBN: 0-471-30392-5.

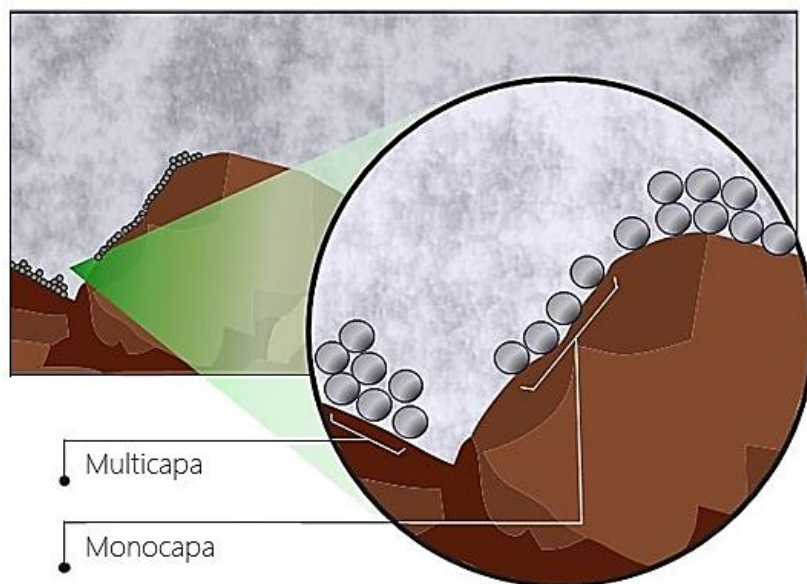
superficial explicaba la adsorción. Kyser comenzó extendiendo una varilla de vidrio hasta obtener una fibra larga. Al inicio, no detectó ninguna adsorción de amonio en su fibra de vidrio original ($<0,02$ cc-stp). No obstante, al variar el diámetro de la fibra, trató de observar cómo la cantidad de amonio que la fibra adsorbía variaba con la masa y el área superficial de la fibra y encontró que en una varilla con fibra de $0,0261$ cm de diámetro y $22,325$ m de largo, el amonio adsorbido fue de $8,26$ cc-stp a una presión de 1 atm. Al repetir estas mediciones en varias fibras de vidrio de diferente longitud y diámetro, concluyó que la cantidad de sustancia que se adsorbe sobre una superficie es proporcional al área superficial total del sólido y no a la cantidad de masa del sólido.⁷

Existen dos tipos principales de adsorción: la adsorción multicapa y la adsorción monocapa. En la adsorción monocapa todo el adsorbato mantiene un contacto directo con la superficie y puede darse a temperaturas muy por encima del punto de ebullición del adsorbato. En cambio, en la adsorción multicapa permanecen varias capas de adsorbato sobre la primera capa, siendo más débil la interacción de cada capa con la superficie, a medida que se aleja de esta. Este tipo de adsorción ocurre a temperaturas cercanas al punto de ebullición del adsorbato⁸. En la figura 1 puede observarse este efecto.

⁷ Ibíd., p. 109.

⁸ Ibíd., p. 111.

Figura 1. Adsorción multicapa y monocapa.



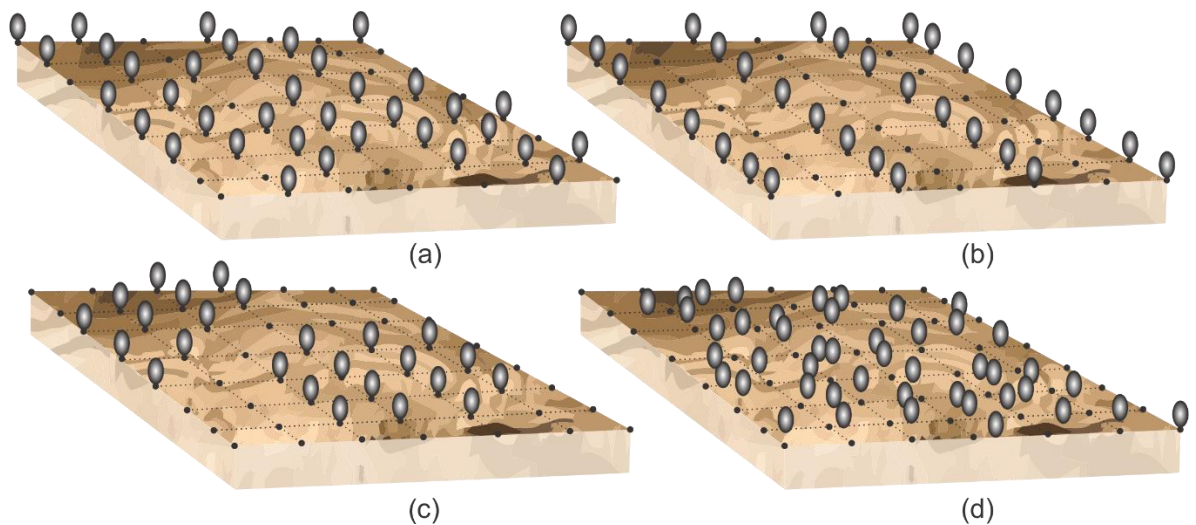
También, es posible diferenciar dos tipos de adsorción según la interacción existente entre el adsorbato y el adsorbente: la adsorción química y la adsorción física. En la adsorción química existe un enlace directo entre el adsorbato y el adsorbente, en el que se comparten los electrones entre estas dos partes. La estructura electrónica del adsorbente es significativamente perturbada y la energía de adsorción puede oscilar entre 62,76-418,4 KJ/mol. Por otro lado, en la adsorción física no existe un enlace directo entre el adsorbato y la superficie, pues la atracción es dada por fuerzas de polarización como las de Van de Waals. La perturbación de la estructura electrónica del adsorbato es insignificante y la energía de adsorción solo varía entre 4,184-41,84 KJ/mol. Sin embargo, en ocasiones es difícil discriminar entre estos dos tipos de adsorción en todos los casos, pues las moléculas pueden ser físicamente adsorbidas aunque la estructura electrónica cambie durante el proceso debido a la polarización del mismo.⁹

⁹ Ibíd., p. 126.

Ahora, el adsorbato puede estar sostenido en distintos lugares y de formas diferentes sobre la superficie como se muestra en la figura 2. Algunas de las configuraciones distinguibles son:

- Relleno aleatorio del sitio. El adsorbato se enlaza en distintos lugares fijos de la superficie sin tener preferencia por uno u otro sitio y por ende, sin orden particular (figura 2 (a)).
- Adsorción ordenada. El adsorbato establece una estructura ordenada en la superficie, debido a un equilibrio de fuerzas atractivas y repulsivas entre las dos partes. Por lo tanto, habrán sitios fijos con probabilidad positiva y sitios con probabilidad negativa (figura 2 (b)).
- Islas. Las moléculas de adsorbato se unen en pequeños grupos debido a las fuertes interacciones atractivas adsorbato/adsorbente. Como resultado, existen sitios fijos en la superficie cubiertos por islas, mientras que el resto permanece libre (figura 2 (c)).
- Adsorción inmensurable. El adsorbato se une en lugares aleatorios no fijos de la superficie y como consecuencia, no es fácilmente medible o valorable (figura 2 (d)).

Figura 2. Configuraciones del adsorbato sobre la superficie.



Fuente: MASEL, Richard. Principles of adsorption and reactions on solid surfaces. Canada: John Wiley & Sons, Inc., 1996. p. 125. ISBN: 0-471-30392-5.

2.1.2.2. Total Organic Carbon (TOC). La metodología a seguir para determinar la adsorción estática de polímeros se basa en medir la concentración del polímero antes y después de un periodo de exposición a una determinada roca. Sin embargo, para medir dichas concentraciones existen diferentes métodos. El método empleado en este trabajo de grado fue el TOC (Total Organic Carbon).

Para medir el carbono orgánico total de una muestra, comúnmente se convierte el compuesto orgánico en CO_2 y se mide el contenido en relación a la muestra completa.

El análisis de la fracción orgánica es un proceso relativamente sencillo¹⁰. La muestra es filtrada a través de una membrana y el contenido orgánico retenido en el filtro es analizado como material particulado. El Carbono orgánico que no es retenido en el filtro se denomina disuelto. En el caso específico de una solución polimérica, todo el contenido es analizado como disuelto.

Métodos tempranos de análisis de TOC¹¹ fueron en cierto modo ineficientes para estándares actuales. Estos trabajos tempranos se basaban en oxidación química húmeda del Carbono y la medición volumétrica del CO₂ resultante, usualmente por titulación después de que el gas reaccionara con barita. La oxidación se realizó con una mezcla de K₂Cr₂O₇ y H₂SO₄ seguido de una valoración coulométrica. Skopintsev y sus colaboradores en la Unión Soviética también utilizan un método de titulación, precedido por la combustión a alta temperatura.¹² Los trabajadores soviéticos encontraron niveles de carbono orgánico casi del doble al hallado por Duursma.

Menzel y Vaccaro¹³ presentaron un método más rápido para el análisis del carbono orgánico disuelto, utilizando oxidación con persulfato, como una adaptación de un método por Wilson¹⁴. Se ha modificado ligeramente y ahora se llegó a considerar como un análisis estándar.¹⁵ En este método, los compuestos orgánicos se oxidan

¹⁰ MENZEL, David W.; VACCARO, Ralph F. The measurement of dissolved and particulate carbon in seawater. [Base datos en línea]. Abril de 1964. Association for the sciences of limnology and oceanography. (Recuperado en 2 de Febrero de 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.4319/lo.1964.9.1.0138>

¹¹ DUURSMA, Egbert Klaas. Dissolved organic carbon, nitrogen, and phosphorus in the sea. [Base datos en línea]. Abril 20 de 1961. Netherlands Journal of Sea Research 1 (1,2), 147. (Recuperado en 2 de Febrero de 2019). Disponible en: [https://doi.org/10.1016/0077-7579\(61\)90002-3](https://doi.org/10.1016/0077-7579(61)90002-3)

¹² STARIKOVA, N. D. Vertical distribution patterns of dissolved organic carbon in sea water and interstitial solutions. Moscow: Okeanol, 1970. 10: p. 796.

¹³ *Ibíd.*, p. 138.

¹⁴ WILSON, Ronald F. Measurement of organic carbon in seawater. [Base datos en línea]. Abril de 1961. Association for the sciences of limnology and oceanography. (Recuperado en 2 de Febrero de 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.4319/lo.1961.6.3.0259>

¹⁵ STRICKLAND, J. D. H.; PARSONS, T. R. A Practical Handbook of Seawater Analysis. [En línea]. Fisheries Research Board of Canada. Ottawa. 1968. (Recuperado en 19 Octubre 2018). Disponible en: https://epic.awi.de/id/eprint/39262/1/Strickland-Parsons_1972.pdf

a CO₂ mediante K₂S₂O₈ caliente y la cantidad de CO₂ se mide en un analizador de infrarrojos no dispersivo.

La eficacia de la oxidación por K₂S₂O₈ fue estimada al comparar la cantidad medida de CO₂ de compuestos conocidos con el valor calculado.¹⁶ Estos autores concluyeron que esencialmente todo el carbono presente fue oxidado por el K₂S₂O₈. P. J. Williams¹⁷ también evaluó la eficacia, utilizando un método de ¹⁴C residual para determinar la integridad de la oxidación. Añadió cantidades de compuestos orgánicos más aproximadas a los niveles naturales que tenían los autores anteriores, pero también concluyó que la oxidación por persulfato era completa. Encontró que la oxidación promedia más del 95% para los 15 compuestos probados (sin embargo, el rango fue de 78 a 100%).

Van Hall¹⁸ propuso un método para el análisis de carbono orgánico en soluciones acuosas por combustión a alta temperatura. En su método, las muestras líquidas se inyectaron en un horno a 950 °C y el carbono se oxidó a CO₂ en una atmósfera de oxígeno. El gas resultante, después de la eliminación del agua, se midió en un analizador de infrarrojos, consolidando el método actual de análisis del TOC.

2.2. PRINCIPIOS FÍSICOS DE LA TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA (TC).

La tomografía computarizada es una técnica de caracterización no intrusiva que permite la reconstrucción virtual de la estructura interna de cuerpos, proyectando

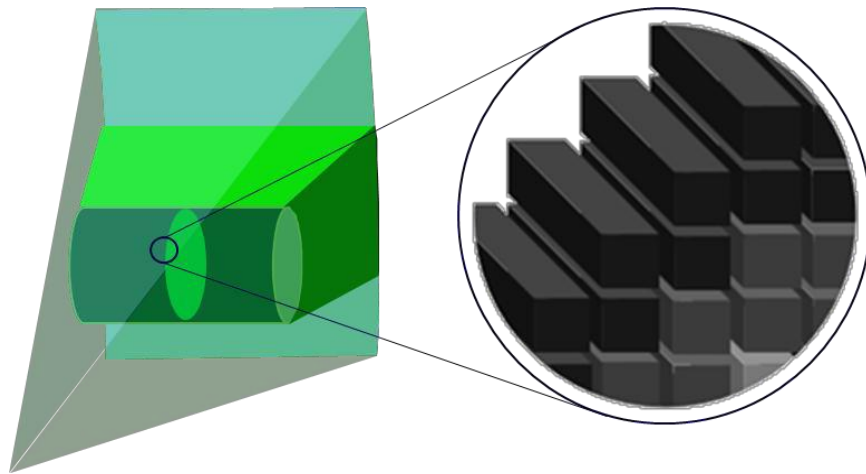
¹⁶ Ibíd., p. 167.

¹⁷ WILLIAMS, Leb P. J. The wet oxidation of organic matter in seawater. [Base datos en línea]. Marzo de 1969. Association for the sciences of limnology and oceanography. (Recuperado en 2 de Febrero de 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.4319/lo.1969.14.2.0292>

¹⁸ VAN HALL, C. E.; SAFRANKO, John; STENGER, V. A. Rapid combustion method for the determination of organic substances in aqueous solutions. [Base de datos en línea]. Marzo de 1963. Analytical Chemistry, 35(3), 315-319. (Recuperado en 5 de Febrero de 2019). Disponible en: <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ac60196a014?journalCode=ancham>

una serie de haces de rayos-x a diferentes ángulos y sobre toda la extensión del objeto de interés, los cuales son detectados (atenuados por su recorrido a través de la muestra) por una serie de detectores en el extremo opuesto a la fuente. Esta reconstrucción puede resumirse en una serie de barridos estrechamente espaciados para obtener cortes virtuales o “slices” de alta resolución. Cada corte se encuentra dividido en pequeñas unidades tridimensionales llamadas vóxeles como se ilustra en la figura 3.

Figura 3. Representación gráfica de vóxeles.



La magnitud medida por la TC es el coeficiente de atenuación lineal (μ), que puede ser convertido a un valor de densidad, dado que las dos magnitudes guardan una relación lineal. De esta forma se obtiene, en cada punto de la roca, qué tanto se atenúa la radiación a su paso, lo que permite obtener el mapa de porosidad, los perfiles de saturación o el coeficiente de difusión (en el caso de un sistema de solventes).

2.2.1. Coeficiente de atenuación lineal. El coeficiente de atenuación lineal es diferente para todos los elementos, y está definido por la ley de Beer en la ecuación 2:

$$\frac{I}{I_o} = e^{[-(\frac{\mu}{\rho})\rho x]} = e^{-\mu x} \quad (2)$$

Donde I_o es la intensidad del rayo-x incidente, I su intensidad remanente después de atravesar un material de densidad ρ , x representa el espesor y μ/ρ el coeficiente de atenuación másico.

Este coeficiente refleja la habilidad de un material para detener fotones, y es directamente proporcional al número atómico del material (Z) y su densidad, mientras que se relaciona inversamente con la energía (figura 4).¹⁹

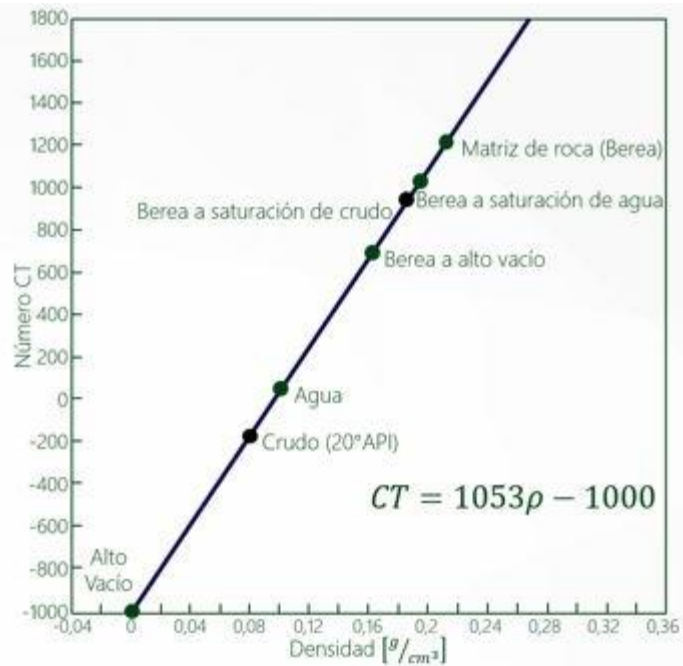
La variable μ depende de dos mecanismos básicos de interacción de los rayos-x con la materia: el efecto compton y el efecto fotoeléctrico. El primero se caracteriza porque un electrón débilmente ligado del orbital externo absorbe parte de la energía del fotón incidente y es expulsado del átomo, el resto de la energía se emplea en la dispersión de este fotón de menor energía.

El segundo prevalece en los materiales de alto número atómico. La diferencia con respecto al anterior fenómeno, radica en que toda la energía del fotón es absorbida por un electrón de un orbital cercano al núcleo, convirtiéndose en la energía necesaria para liberar al electrón y en energía cinética para expulsar este electrón del átomo. Entonces, ocurre ionización al ocupar un electrón de un orbital externo el espacio dejado por el electrón expulsado, con la consiguiente emisión de un fotón

¹⁹ RAMÍREZ GIRALDO, Juan Carlos; ARBOLEDA CLAVIJO, Carolina y MCCOLLOUGH, Cynthia. Tomografía computarizada por rayos X: fundamentos y actualidad. [Base de datos en línea]. Noviembre 5 de 2008. Revista Ingeniería Biomédica, 2 (4), 13-31. (Recuperado en 05 Abril 2019). Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/rinbi/v2n4/v2n4a08.pdf>

de rayos-x de menor energía.²⁰

Figura 4. Relación entre números CT y densidad.



Fuente: Modificado de VINEGAR, Harold J; WELLINGTON, Scott L. Tomographic imaging of threephase flow experiments. [Base de datos en línea]. Junio 4 de 1998. Review of Scientific Instruments, 58, 96-107. (Recuperado en 12 Junio de 2017). Disponible en: <https://doi.org/10.1063/1.1139522>

A medida que el coeficiente de atenuación lineal de un material aumenta, más 'blanco' aparecerá este en la imagen, y viceversa (los materiales con bajo μ dejan pasar más rayos-x a través de ellos, y por eso se verán más 'negros' en la imagen).

Debido a que las diferencias de atenuación lineal de distintos materiales son muy pequeñas (cerca al 0,5%), en 1973 Hounsfield propone las unidades

²⁰ Ibid., p. 16.

Hounsfield (HU). También llamados números CT, que se definen en la ecuación 3:

$$HU = 1000 \frac{\mu - \mu_{water}}{\mu_{water}} \quad (3)$$

2.3. EXPERIMENTOS DE DESPLAZAMIENTO ASISTIDOS CON TC

2.3.1. Experimentos de desplazamiento. Los experimentos de inyección en medios porosos a nivel de laboratorio constituyen una herramienta fundamental para determinar la factibilidad técnica del uso de procesos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos. Su objetivo es determinar eficiencias de barrido y optimizar los esquemas de inyección a escala de campo.

Pese a que el flujo de los fluidos en yacimiento se da radial al pozo inyector, el modelo lineal de laboratorio ofrece una alternativa válida en la descripción del desplazamiento al ubicar una muestra de roca (o una serie de pequeñas muestras) en un equipo diseñado para reproducir la recuperación de hidrocarburos.

Al mismo tiempo, es importante aclarar que el mecanismo de desplazamiento dominante en experimentos de laboratorio son las fuerzas viscosas, es decir, fuerzas capilares y gravitacionales son despreciadas debido a las tasas de inyección que se manejan y a los pequeños espesores de las muestras de roca. Lo que indica que los experimentos de coreflooding deben hacer parte de un exhaustivo trabajo de integración con ensayos de pozo, historial de producción y otras mediciones de laboratorio.

2.3.2. Experimentos de inyección de polímeros. Para el caso específico de una inyección de polímeros, el diseño experimental puede variar. Su configuración dependerá del caso que se pretenda evaluar, por ejemplo, si se considera un campo que ha implementado inyección de agua por cierto tiempo y se quiere estimar la rentabilidad de cambiar a recobro químico, la inyección de polímeros se efectúa a una saturación de fluidos diferente a la saturación inicial, es decir, se realiza posterior a una etapa de inyección de agua.

Sin embargo, para el caso mencionado, antes de las dos etapas de inyección, son pasos importantes el análisis del agua de desplazamiento y la medición de la reología del polímero. El análisis del agua se realiza para determinar la salinidad y la dureza del agua disponible en campo, para la inyección, y así poder replicar en laboratorio (si no es posible el transporte), pero más importante, definir si dichas concentraciones afectan la efectividad del polímero o pueden causar su precipitación. De esta forma se establece el tipo de polímero que tolere estas condiciones de salinidad y dureza, o, determinar si es necesario incluir facilidades de tratamiento de agua en el proyecto.

En este punto se procede a preparar la solución polimérica y se realizan las mediciones reológicas que comprueban si la viscosidad del nuevo fluido de inyección es la esperada, y si este tolera las tasas de corte esperadas en el experimento.

A continuación, se realiza la inyección de agua hasta alcanzar cierta saturación de crudo remanente, estado conocido por el monitoreo constante del efluente, es decir, un balance volumétrico continuo. En este punto se lleva a cabo la inyección de polímeros con el diseño de baches preestablecido y se registra la producción incremental de crudo, y la concentración de polímeros de la fase desplazante, esto último con el objetivo de determinar la degradación y la retención que sufrió el polímero.

2.3.3. Evaluación del proceso con TC. Fundamentalmente, con tomografía computarizada se obtiene el número CT de cada punto de la muestra de roca. Este número guarda una relación lineal con la densidad. La totalidad de los números CT corresponde a la reconstrucción virtual de la muestra, y a partir de allí es posible calcular, primero, la distribución de porosidad (enfocada a la caracterización de la roca para comprobar su integridad e identificar heterogeneidades) y segundo, una secuencia de perfiles de saturación que permita observar el flujo de fluidos a través del medio poroso. Este último con el objetivo de mejorar la evaluación y el diseño de formulaciones de agentes EOR y cuantificar los mecanismos de recuperación empleados.

A continuación, se presentará el procedimiento que emplea el sistema de reconstrucción de imágenes para calcular la distribución de porosidades en una muestra de roca o plug. Posteriormente se hará énfasis en el cálculo de saturaciones, aplicación más importante de la TC.

2.3.3.1. Porosidad CT. La distribución de porosidad puede traducirse en conocer la porosidad en cualquier punto de la roca. Valores que se obtienen individualmente mediante la siguiente expresión propuesta por Alvestad²¹:

$$\phi = \frac{CT^{sa} - CT^{av}}{CT^a - CT^n} \quad (4)$$

Donde, ϕ es la porosidad; CT^{sa} es la atenuación del vóxel cuando el volumen de roca que representa es saturado 100% por agua; CT^{av} es la atenuación del vóxel

²¹ ALVESTAD, Jostein, et al. Coreflood experiments with surfactant systems for IOR: Computer tomography studies and numerical modelling. [Base de datos en línea]. Abril de 1992. Journal of Petroleum Science and Engineering, 7 (1,2), 155-171. (Recuperado en 30 Junio 2017). Disponible en: [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90016-T](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90016-T)

cuando la muestra de roca está seca (estado de alto vacío); CT^a es la atenuación del agua; por último, CT^n es la atenuación nula o atenuación a alto vacío.

De forma que se requieren dos escaneos completos, uno a estado de alto vacío, otro a saturación completa de agua, para obtener CT^{sw} y CT^{sa} en cada vóxel. CT^a y CT^n por ser atenuación de fluidos, son valores conocidas.

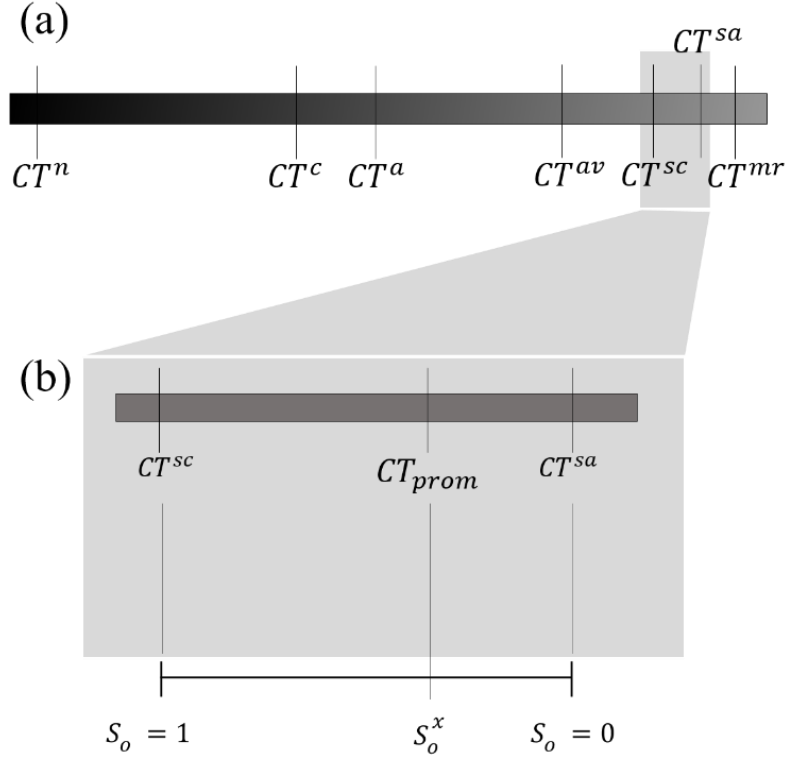
2.3.3.2. Perfiles de saturación CT. Obtener los perfiles de saturación de la roca se traduce en calcular la saturación de fluidos en cada vóxel (o en cada punto de la roca). En esta sección se describirán los procedimientos existentes para dicho cálculo: la saturación de un vóxel en un instante de tiempo.

Cabe aclarar que los procedimientos descritos en esta sección son solo válidos para un sistema de dos fases líquidas inmiscibles, es decir, inyección de agua e inyección de químicos en medios porosos.

En la literatura pueden ser encontrados dos procedimientos. Cada uno presenta diferente grado de precisión, así como de tiempo y recursos. Sin embargo, ambos se basan en establecer una relación directamente lineal entre la atenuación o números CT con una escala de saturación de fluidos.

Para un mejor entendimiento del principio físico remitirse a la figura 5a. Allí se ilustra una escala de atenuación con la ubicación del número CT de la matriz de roca o de los granos de la roca (CT_{mr}); el número CT del agua o fase acuosa (en el caso de recobro químico) CT_a ; el número CT del crudo CT_c ; y en número CT para una atenuación nula (CT_n) que se registra al vacío o para gases de baja densidad. Como puede concluir el lector, el orden y el espaciamiento de dichos valores se ajusta a la relación lineal con la densidad que se ha establecido en secciones anteriores.

Figura 5. (a) Escala de números CT. (b) Relación entre número CT y saturación de fluidos.



En la misma figura 5a se encuentra el valor CT^{av} que representa el número CT de la roca seca a alto vacío. En este caso, dicha cifra corresponde a dos elementos la matriz de la roca y el espacio poroso “vacío” de esa pequeña porción de roca que representa un vóxel. De forma que CT^{av} puede regirse por la siguiente expresión:

$$CT^{av} = \phi CT^n + (1 - \phi) CT^{mr} \quad (5)$$

De igual forma, los números CT del vóxel cuando el pequeño volumen de roca que representa está saturado por agua (CT^{sa}) y por crudo (CT^{sc}) deben corresponder a las siguientes expresiones respectivamente:

$$CT^{sa} = \phi CT^a + (1 - \phi) CT^{mr} \quad (6)$$

$$CT^{sc} = \phi CT^c + (1 - \phi) CT^{mr} \quad (7)$$

En este orden de ideas, cuando el pequeño volumen de roca que representa el v3xel presenta una saturaci3n de fluidos mixta (caso de inter3s en desplazamientos EOR), el mismo principio puede ser aplicado:

$$CT_{prom} = (\phi)(CT^c)(S_o) + (\phi)(CT^a)(S_w) + (1 - \phi) CT^{mr} \quad (8)$$

En este caso CT_{prom} representa en n3mero CT al estado de saturaciones desconocido, S_o y S_w la saturaci3n de crudo y de la fase acuosa respectivamente.

Como se puede observar, el sistema no tiene soluci3n a menos que se introduzca una segunda expresi3n asociada tener un sistema de dos fases l3quidas:

$$S_o + S_w = 1 \quad (9)$$

En este momento, y a partir de las ecuaciones (8) y (9), la saturaci3n de fluidos puede ser calculada en este punto de la roca:

$$S_o = \frac{CT_{prom} - (1 - \phi) CT^{mr} - \phi CT^a}{CT^c - CT^a} \quad (10)$$

La CT_{prom} siempre estar3 entre CT^{sc} y CT^{sa} , por tanto, el valor de S_o variar3 entre cero y uno como se indica en la figura 5b.

N3tese que este m3todo necesita el valor puntual de porosidad descrito en la secci3n anterior, y asume que la atenuaci3n de la matriz de roca o de granos (CT^{mr}) es constante e igual para toda la muestra. De manera que, para este primer procedimiento, la precisi3n del c3lculo de saturaciones depender3 en gran medida del conocimiento de la naturaleza de la muestra de roca. Por otra parte, el segundo procedimiento no toma asunciones tan importantes. Se basa en el mismo principio del c3lculo de porosidad: la comparaci3n de diferentes estados de saturaci3n.

Este segundo procedimiento fue propuesto por Alvestad²² y excluye la porosidad. Considera que el aporte de los fluidos a la CT_{prom} puede ser incluido sin abarcar los números CT de los fluidos, solo las atenuaciones del voxel a los dos estados de saturación, así:

$$CT_{prom} = CT^{sa}S_o + CT^{sc}S_w \quad (11)$$

De forma que,

$$S_o = \frac{CT^{sa} - CT_{prom}}{CT^{sa} - CT^{sc}} \quad (12)$$

Donde, CT^{sa} es la atenuación del voxel cuando toda la roca está saturada 100% por agua, y CT^{sc} es la atenuación del voxel cuando la roca está saturada 100% por crudo.

En consecuencia, el método necesita los valores puntuales de atenuación a los dos diferentes estados de saturación, lo que supone incrementos de tiempo y recursos. No para obtener el escaneo a saturación total de agua, ya que es un estado que se alcanza durante el desplazamiento (más específicamente, estableciendo la saturación inicial de fluidos); pero sí con el escaneo a saturación total por crudo, que no es un estado que se alcanza durante el desplazamiento (siempre estará la saturación de agua crítica). Por lo tanto, sería obligatorio una limpieza de la muestra (posterior al desplazamiento) y la consecuente saturación total por crudo.

Teniendo en cuenta los inconvenientes que conlleva lograr los valores puntuales de CT^{sc} . Alvestad ²³ conjuntamente propone que dichos valores no sean medidos, tan solo calculados a partir de datos conocidos.

²² Ibid., p. 155.

²³ Ibid., p. 155.

Para comprender mejor el enfoque de Alvestad en su propuesta, remitirse a la figura 6. Allí es claro que la relación entre las diferencias de números CT agua-vacío y crudo-vacío, es igual para atenuaciones de fluidos y para atenuaciones a estados de saturación, es decir, se cumple la siguiente expresión:

$$\frac{CT^{sc} - CT^{av}}{CT^{sa} - CT^{av}} = \frac{CT^c - CT^n}{CT^a - CT^n} \quad (13)$$

Así, la ecuación (13) puede ser reordenada y ese valor de CT^{sc} que presentaba complicaciones para ser medido, podrá ser calculado:

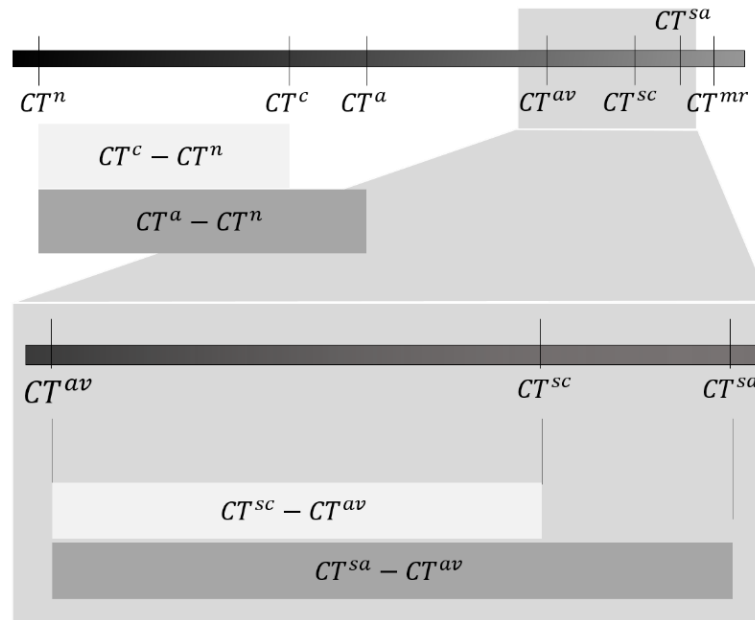
$$CT^{sc} = CT^{av} + \frac{(CT^{sa} - CT^{av})(CT^c - CT^n)}{CT^a - CT^n} \quad (14)$$

Recapitulando, existen dos métodos para calcular la saturación de fluidos en cada punto de la muestra de roca. El primero requiere el valor puntual de porosidad (sección anterior), el número CT de la matriz de roca y los números de CT de los fluidos. El segundo método precisa solo de la atenuación de los fluidos y escaneos adicionales.

Es importante aclarar que debido a la relación lineal entre número CT y densidad, mostrada en la figura 1 en secciones anteriores, las dos cifras son intercambiables en todas las ecuaciones anteriormente presentadas, de la ecuación (4) a la (14). Por ejemplo, la ecuación (8) puede ser expresada también como:

$$\rho_{Prom} = \rho^{sa} S_o + \rho^{sc} S_w \quad (15)$$

Figura 6. Relaciones de atenuación entre fluidos y estados de saturación.



En conclusión, es evidente que el cálculo de saturaciones precisa de una diferencia de densidades (y, por tanto, de números CT) entre los dos fluidos: la fase acuosa (o agente CEOR) y la fase oleica (crudo). Entre mayor sea esta diferencia, más preciso es el cálculo. Por tal motivo, se introduce el concepto de aditivos dopantes.

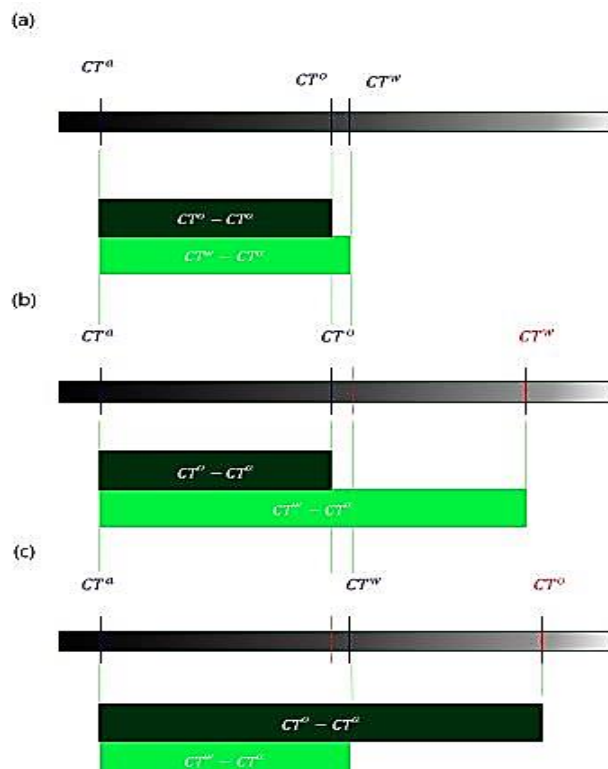
2.4. ADITIVOS DOPANTES.

Los dopantes, también conocidos como medios de contraste, son elementos de alto peso molecular que, al ser agregados a una de las fases, aumenta su atenuación y consecuentemente, expande la diferencia entre los números CT de los fluidos, haciendo que se incremente el contraste.

Los aditivos dopantes pueden ser de dos tipos: de contraste negativo (o radiotransparentes) y de contraste positivo (o radiopacos). Los primeros, son usados para disminuir la atenuación del fluido y son generalmente gases inertes.

Con los de contraste positivo, por el contrario, se busca aumentar la atenuación del fluido. No obstante, es claro que en la industria petrolera hablar del uso de gases inertes implica cambios enormes en las propiedades de los fluidos, por ende, los medios de contraste radiotransparentes están restringidos; sólo son tenidos en cuenta los medios de contraste radiopacos, los cuales son necesarios en todos los experimentos de desplazamiento (que incluyan CT) con más de una fase presente y su efecto es ilustrado en la figura 7. Allí, el elemento (a) corresponde a un sistema sin dopar, el elemento (b) a un sistema con la fase acuosa (o agente CEOR) dopada, y, por último, en el elemento (c) se observa el efecto de dopar la fase oleica. Nótese que al dopar el crudo se requiere una mayor concentración para alcanzar el mismo contraste de números CT que se logra dopando la fase acuosa.

Figura 7. (a) Diferencia de atenuaciones a condiciones normales; (b) Diferencia de atenuaciones dopando fase desplazante; (c) Diferencia de atenuaciones dopando fase oleica.



2.4.1. Química de los dopantes. Como la adición del dopante representa un cambio en la composición de la fase dopada, también supone una modificación de sus propiedades. Por este motivo, el dopante debe ser afín al fluido (de propiedades semejantes) y ser agregado a la menor concentración que aun permita el contraste de atenuaciones necesario.

En este sentido, y debido que los dopantes radiopacos, son generalmente compuestos yodados, para fases acuosas (agua de inyección o agente EOR) se prefieren compuestos como el Yoduro de Sodio (NaI) y el Bromuro de Sodio (NaBr), pues tienen alto peso molecular, presentan alta solubilidad en agua por ser sales e interactúan con la roca de manera similar al Cloruro de Sodio (NaCl), que está naturalmente presente en el agua de formación. Además, el Yodo y el Bromo son aniones, por lo tanto presentan menor intercambio iónico con la superficie de la roca, las arcillas, los polímeros y los surfactantes, que los cationes.

En este mismo sentido de presentar afinidad a la fase dopada, los dopantes para petróleo son generalmente hidrocarburos yodados o bromados originados a partir de alcanos alifáticos pesados como el Dodecano y el Hexadecano. Y el grado de afinidad dependerá de la similitud química entre el crudo y el hidrocarburo base del dopante.²⁴

Dopar la solución polimérica es una opción que ha sido muy poco estudiada debido a la conocida relación de la salinidad con las soluciones poliméricas, sin embargo, el efecto puede ser contrarrestado empleando polímeros más resistentes a la salinidad (polisacáridos) o, no emplear el dopante (NaI o NaBr) como un aditivo, sino como un remplazo a las sales nativas de la formación.

²⁴ WITHJACK, E.M. Computed Tomography for Rock-Property Determination and Fluid-Flow Visualization. [Base de datos en línea]. Diciembre de 1998. Society of Petroleum Engineers, 3 (4), 696-704. (Recuperado en 11 Mayo 2017). Disponible en: <https://doi.org/10.2118/16951-PA>

A continuación, se enlistan los dopantes más utilizados según la literatura para las fases de salmuera y crudo, con su valor de adsorción-K.

Tabla 1. Aditivos dopantes para salmuera y crudo.

Compuesto	Solubilidad [g/100 g de H ₂ O]	Adsorción-K [KeV]
SALMUERA		
NaBr	90	13,2
Na ₂ MoO ₄	65	20,0
NaI	178	33,2
Na ₂ WO ₄	73	69,5
TIF	78	85,5
Pb(NO ₃) ₂	54	88,0
ACEITE		
Aceites Bromados		13,2
Aceites Yodados		33,2
(C ₂ H ₅) ₄ Pb		88,0
(CH ₃) ₄ Pb		88,0

Fuente: Modificada de WITHJACK, E.M. Computed Tomography for Rock-Property Determination and Fluid-Flow Visualization. [Base de datos en línea]. Diciembre de 1998. Society of Petroleum Engineers, 3 (4), 696-704. (Recuperado en 11 Mayo 2017). Disponible en: <https://doi.org/10.2118/16951-PA>

2.4.2. Efecto de los dopantes en la imagen TC. La relación lineal entre números CT y densidad, es solo válida para elementos de número atómico relativamente

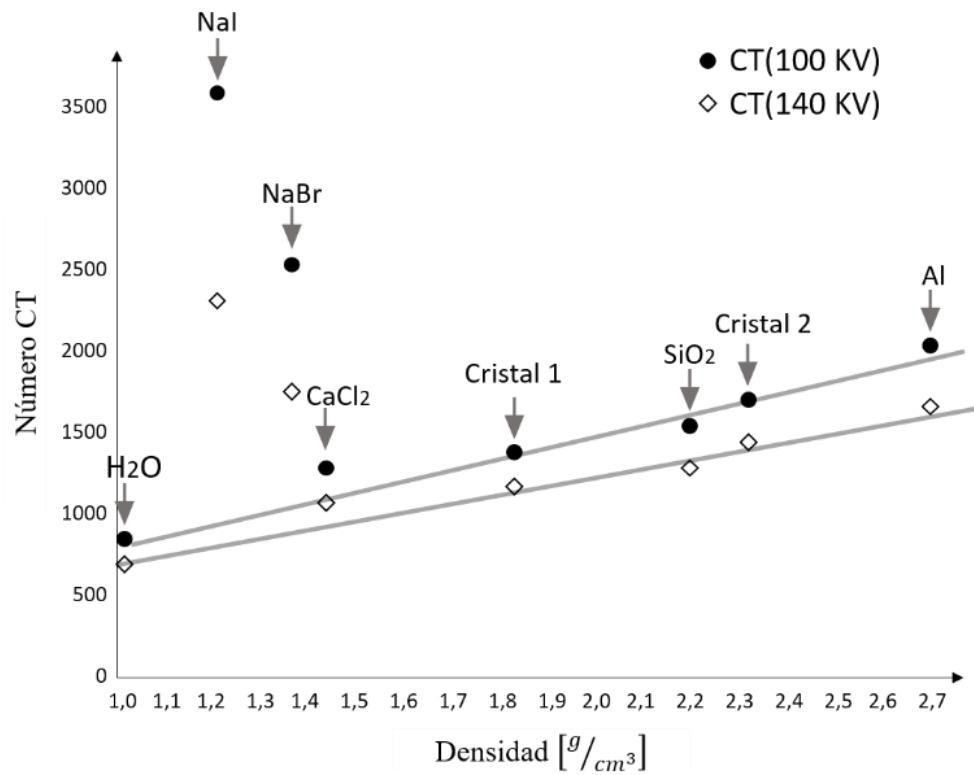
bajos como lo son los materiales sólidos que componen arenas y carbonatos, así como los fluidos empleados en un desplazamiento. Esto se debe a que como el efecto fotoeléctrico está en función del número atómico y el efecto Compton en función de la densidad promedio, si el primer componente es despreciado debido a la naturaleza de los materiales y fluidos, el número CT solo responde a la densidad promedio, y lo hace linealmente como se muestra en la figura 4.

Sin embargo, el efecto fotoeléctrico sí contribuye cuando el número atómico de las especies químicas aumenta, como en el caso iones yoduro o bromuro. Y es precisamente la presencia de estas especies químicas la principal característica de los dopantes. Entonces, muestras con componentes de alto peso molecular manifiestan cierta contribución del efecto fotoeléctrico a la imagen TC y ya no pueden ser descritas por una función lineal.

La figura 8 proporciona un ejemplo de valores de atenuación CT para diversos materiales a dos diferentes niveles de energía, donde se evidencia que hay materiales (los de bajo peso molecular) que poseen una tendencia lineal (una para cada nivel de energía) y se rigen principalmente por la dispersión Compton, sin embargo, también se observan materiales como el Yoduro de Sodio (NaI) y el Bromuro de Sodio (NaBr) que no siguen dicha tendencia debido a su alto peso molecular y a la mayúscula influencia del efecto fotoeléctrico que esto genera.

Esto demuestra que los aditivos dopantes son sustancias ligeramente más densas que el fluido, por tanto, su efecto no se evidencia en la densidad real, solo en su densidad CT o densidad aparente de la imagen de tomografía. Lo que demuestra el intento de no alterar las propiedades de los fluidos en estudio.

Figura 8. Influencia del efecto fotoeléctrico en aditivos dopantes.



Fuente: *Modificada de*: COLES, M.E.; MUEGGE, E.L. Method for evaluating core samples from X-ray energy attenuation measurements. [En línea]. Mobil Oil Corporation, 1991. (Recuperado en 12 septiembre 2017). Disponible en: <http://www.ux.uis.no/~s-skj/ipt/Proceedings/SCA.1987-2004/1-SCA1995-13.pdf>

3. DETERMINACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN MÍNIMA DE DOPANTES

Se seleccionó un proceso de inyección de polímeros llevado a cabo en un campo de crudo colombiano en el que el polímero utilizado, como método de recuperación, es el Flopaam (FP) 3230 a una concentración de 600 ppm. Dicho polímero tiene una buena disponibilidad en el laboratorio y es de fácil hidratación, dado que su peso molecular es bajo si se compara con otros tipos de polímero (ver Tabla 2).

Tabla 2. Polímeros más usados para recuperación de petróleo mejorada.

Flopaam Series E y S	3630	3530	3430	3230 ²⁵	3330	2530	2430	2330
Hidrólisis, mole %	25-30					20-25		
Peso Molecular aprox., MD	20	16	12	8	8	16	12	8

Fuente: Modificado de Ficha Técnica FLOPAAM™ For Enhanced Oil Recovery. [En línea]. SNF FLOPAAM. (Recuperado en 10 septiembre de 2017). Disponible en: https://snf.com.au/downloads/Flopaam_EOR_E.pdf

Se optó por usar el agua de captación de este mismo campo, cuya salinidad equivalente es de 431 ppm en sólidos totales disueltos²⁶, por tanto, es prácticamente fresca. Con esta agua se realizó la preparación de las soluciones madre y salmueras necesarias para las pruebas, siendo filtrada previamente en membrana de 0.45 µm. Con base en la revisión bibliográfica de los dopantes, fueron seleccionados cuatro sales: Yoduro de Sodio (NaI), Yoduro de Potasio (KI), Bromuro de Sodio (NaBr) y

²⁵ OLIVEIRA SILVEIRA, Bruno Marco De. Projeto de fluido e testes de deslocamento para avaliação da recuperação de óleo pesado por injeção de polímero. [En línea]. Brasil: Universidade Estadual de Campinas, 2017, p. 80. (Recuperado en 10 septiembre de 2017). Disponible en: http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/325513/1/Silveira_BrunoMarcoDeOliveira_D.pdf

²⁶ INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Laboratorio de Química de producción.

Molibdato de Sodio (Na_2MoO_4). La disponibilidad en el laboratorio fue suficiente para los tres primeros, pero representó una limitación para el último, razón por la cual las pruebas son limitadas para este dopante.

Los criterios de selección escogidos fueron: la concentración mínima de dopantes (para generar un adecuado contraste de fluidos en los perfiles de saturación de un hipotético experimento de desplazamiento) mediante la técnica de tomografía computarizada, la concentración de polímero necesaria para contrarrestar el efecto negativo del dopante y alcanzar la viscosidad del caso base y, finalmente, la adsorción estática que experimentan las formulaciones propuestas. Esto con el fin de seleccionar el dopante que presente mejor desempeño en comparación con el caso base.

3.1. PRUEBAS PRELIMINARES

Para la realización de las pruebas de tomografía computarizada, viscosidad y adsorción estática de polímeros, es necesario efectuar primero algunas prácticas experimentales que se enuncian a continuación (los procedimientos se describen en el anexo A):

3.1.1. Determinación del porcentaje de humedad en muestras sólidas de HPAM. Esta prueba se basa en pesar una determinada cantidad del polímero y someterlo a una temperatura en la cual el agua libre es eliminada, y, por diferencia de pesos se obtiene la humedad. En este caso, es necesaria para calcular los gramos de polímero requeridos para la preparación de la solución madre.

3.1.2. Preparación de solución madre. La solución madre es preparada con una cantidad de polímero en polvo suficiente para obtener una alta viscosidad. Generalmente, tiene una concentración de 5000 ppm.

3.1.3. Preparación de soluciones diluidas. A partir de la solución madre se preparan soluciones de menor concentración, calculando la cantidad de solución madre necesaria y completando el peso total con agua o salmuera.

3.1.4. Preparación de salmuera. Para preparar salmuera se debe contar con la cantidad de sal que se desea en porcentaje peso a peso (%p/p), gramos u otra unidad de medición similar.

3.2. ATENUACIÓN DEL AGUA EN PRESENCIA DE POLÍMERO

Para verificar si la atenuación del agua depende de la presencia de polímero, se propuso el escaneo de cinco muestras, dos de agua y tres de salmuera de alta concentración con diferentes tipos de agua y presencia de polímero, preparadas en frascos ámbar de 70 ml.

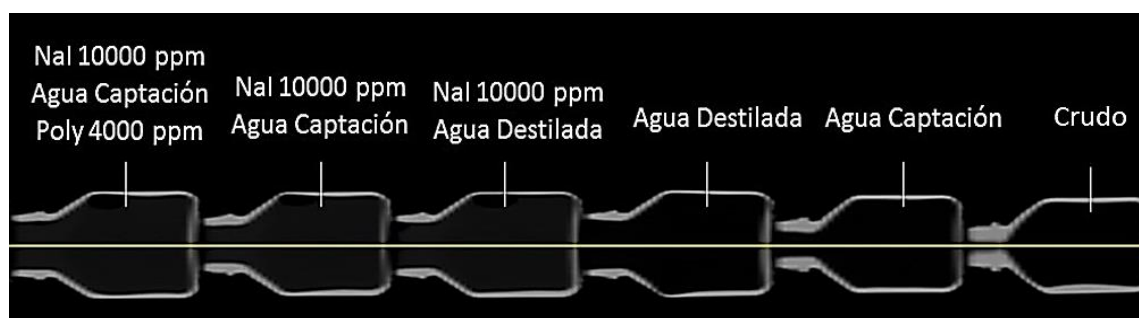
En la Tabla 3 se indica la sal y las concentraciones seleccionadas. Además, se realizó el escaneo de una muestra de crudo del campo elegido, el cual cuenta con una gravedad de 20 °API.

Tabla 3. Muestras seleccionadas para la verificación de la atenuación del polímero.

Dopante	Concentración de dopante [ppm]	Tipo de Agua	Concentración de Polímero [ppm]
NaI	10000	Captación	4000
	10000	Captación	0
	10000	Destilada	0
-	0	Destilada	0
-	0	Captación	0

Las muestras indicadas anteriormente fueron escaneadas en el orden que se describe en la figura 9.

Figura 9. Orden de las muestras – Lote 0.



El número de slices o cortes generados para cada muestra de este escaneo fue de 14 con un espaciado de 5 mm entre ellos. En la tabla 4, se muestra la data obtenida para los 14 cortes del escaneo de la muestra de crudo del campo seleccionado, donde se indica el área tomada y el número mean CT de cada corte, que corresponde al valor principal del mismo.

Se determinó el número CT promedio de los fluidos de las muestras a través de la sumatoria de los números mean CT calculados en cada corte sobre el número total de cortes, como se indica en la ecuación 16.

$$\bar{x} = \frac{\sum x}{n} \quad (16)$$

En el anexo C, de la tabla 15 a la tabla 47, se muestra la data y el valor CT Promedio obtenido de cada una de las muestras de salmuera del escaneo mostrado en la figura 9.

Tabla 4. Data obtenida de la muestra: Crudo campo seleccionado.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	-85,642
2	608,455	-85,298
3	608,455	-85,292
4	608,455	-85,443
5	608,455	-85,634
6	608,455	-85,865
7	608,455	-86,052
8	608,455	-86,122
9	608,455	-86,242
10	608,455	-86,364
11	608,455	-86,786
12	608,455	-87,724
13	608,455	-86,723
14	608,455	-85,632
CT Promedio =		-86,0585

La tabla 5 resume dichos valores CT promedio de las muestras. Allí, es posible verificar que la presencia de polímero no afecta significativamente la atenuación del agua, dado que su adición a una solución altera la viscosidad de la misma, pero su densidad no presenta un cambio relevante.

Tabla 5. Valores CT Promedio de las muestras de salmuera del Lote 0.

Dopante	Concentración de dopante [ppm]	Tipo de Agua	Concentración de Polímero [ppm]	CT Promedio
NaI	10000	Captación	4000	231,6361
	10000	Captación	0	229,7665
	10000	Destilada	0	226,1156
-	0	Destilada	0	7,4551
-	0	Captación	0	2,2061

3.3. CONCENTRACIÓN MÍNIMA DE DOPANTE MEDIANTE TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA

Para dar cumplimiento al segundo objetivo de este trabajo y lograr determinar la concentración mínima de dopante en la fase acuosa que logre generar contraste con la fase oleica, se planteó el escaneo de cuatro lotes, cada uno con siete muestras de salmuera (de 70 ml) correspondientes a cada dopante, a las concentraciones mostradas en la Tabla 6, para así obtener los respectivos valores de atenuación.

El escáner fue usado a una energía de 170 kV y una corriente de 140 mA, que corresponden a las condiciones a las que se realizan normalmente los desplazamientos de núcleos en tomografía computarizada en los laboratorios de

Guatiguará. Los datos obtenidos se procesaron en el software para tratamiento digital de imágenes: Image J¹⁰.

Tabla 6. Lotes de salmuera escaneados en el equipo de tomografía.

SALMUERAS		
Dopante	Concentración de dopante [ppm]	Tipo de agua
Lote 1. NaI Lote 2. KI Lote 3. NaBr Lote 4. Na ₂ MoO ₄	15000	Agua Captación
	12000	
	10000	
	8000	
	5000	
	2000	
	1000	

El número de cortes generados para los escaneos de los 4 lotes de dopantes (indicados en la tabla anterior) fue de 10 con un espaciado de 7 mm entre ellos. En la figura 10, se muestra el orden en que fueron escaneadas las muestras en el equipo de tomografía.

Figura 10. Orden de las muestras – Lote 1, 2, 3 y 4.



En el anexo C se muestra la data obtenida para cada lote, indicando el área seleccionada y el número mean CT promedio de cada muestra generado a través de la ecuación 16.

De la figura 11 a la figura 14 se muestran las gráficas del valor CT promedio vs Concentración para las cuatro salmueras de dopantes preparadas, junto con las respectivas regresiones lineales, las cuales presentan un buen ajuste con valores de R^2 entre 0,9921 y 0,9997.

Figura 11. Relación CT promedio vs Concentración de KI.

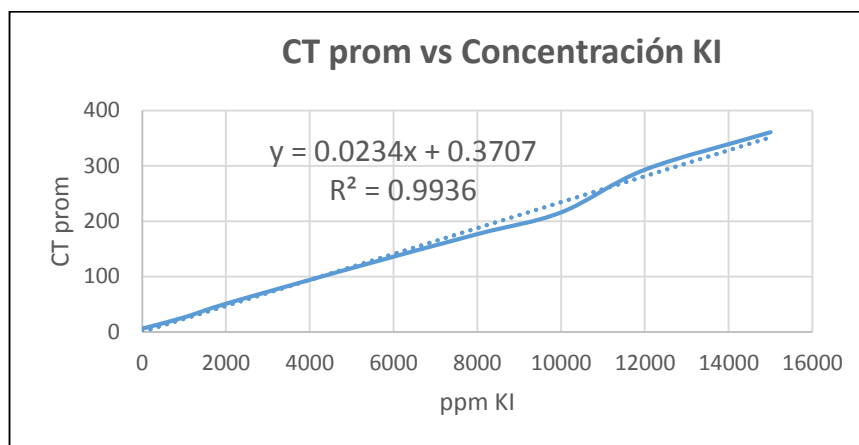


Figura 12. Relación CT promedio vs Concentración de NaI.

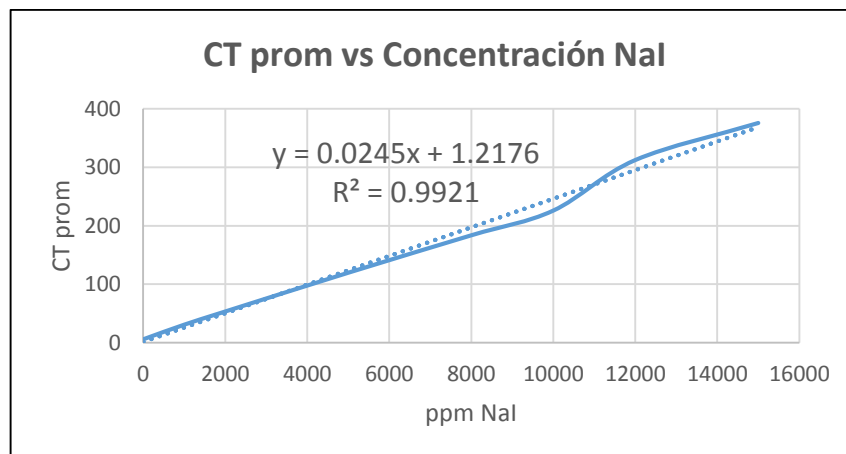


Figura 13. Relación CT promedio vs Concentración de NaBr.

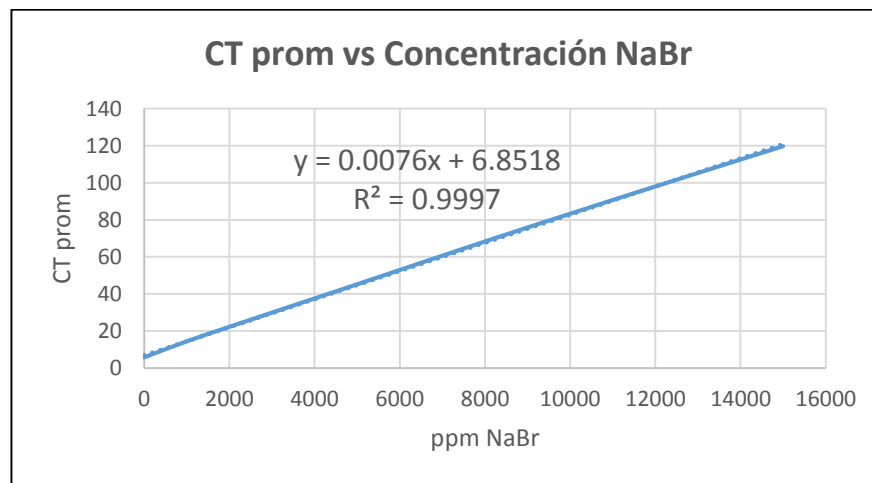
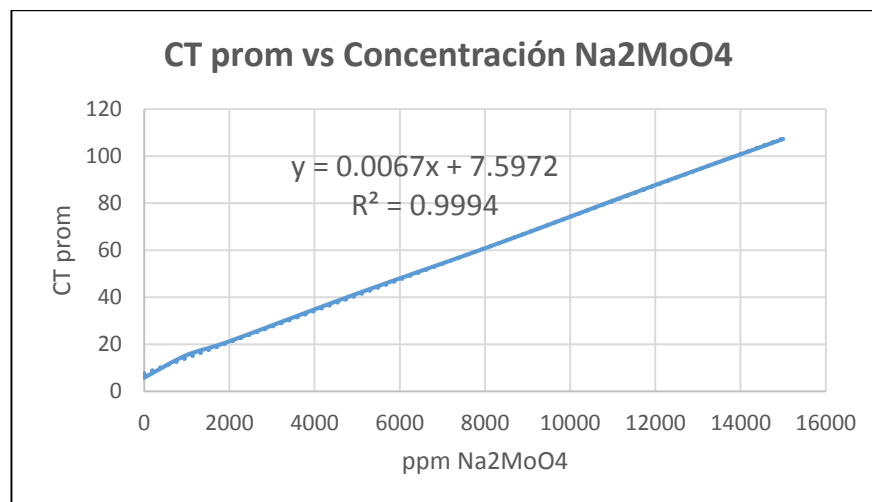


Figura 14. Relación CT promedio vs Concentración de Na₂MoO₄.



Ahora, teniendo en cuenta que la diferencia de atenuación entre la fase oleica y la fase acuosa debe ser igual o mayor a 300 CT para asegurar el contraste entre ellas²⁷, y dado que el número CT promedio obtenido de la muestra de crudo del campo seleccionado fue de -86,0585 (como se indica en la Tabla 4), el número CT

²⁷ MORENO DÍAZ, Daniel Fernando. Estudio de un proceso de inyección de polímero mediante pruebas de desplazamiento con tomografía computarizada. Universidad Industrial de Santander. 2018. p. 114-115.

que se propuso alcanzar con estos dopantes fue de 213,9415. De este modo, usando las regresiones lineales de las gráficas anteriores, se obtuvo las concentraciones mínimas de cada dopante necesarias para generar contraste, presentadas en la Tabla 7, donde se evidencia que la sal con la cual se logra un buen contraste con menos concentración es el Yoduro de Sodio (NaI).

Tabla 7. Concentraciones mínimas para cada dopante.

Dopante	Concentración mínima
KI	9125,243
NaI	8685,682
NaBr	27265,640
Na ₂ MoO ₄	30958,345

4. EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN MÍNIMA EN LA VISCOSIDAD Y ADSORCIÓN ESTÁTICA DEL POLÍMERO

4.1. MEDICIÓN DE VISCOSIDAD

El valor de viscosidad alcanzado en el campo de crudo seleccionado a una temperatura de yacimiento de 59 °C, con el Flopaam 3230 a una concentración de 600 ppm, es de 33 cp, aproximadamente.²⁸

Teniendo en cuenta que la presencia de sal en una solución polimérica afecta directamente la viscosidad de esta, para conocer la concentración de polímero con la cual se logre alcanzar la viscosidad objetivo a condiciones de yacimiento en cada una de las soluciones poliméricas dopadas, se planteó la preparación de cuatro lotes (uno por cada dopante) de soluciones diluidas, preparadas con salmuera a la concentración mínima anteriormente obtenida por tomografía para cada dopante, como se muestra en la Tabla 8, donde se varía la concentración de polímero, mientras la concentración de dopante permanece constante.

Para el Bromuro de Sodio (NaBr), se extendió el rango de concentración de polímero hasta 3500 ppm. Las mediciones a 1900, 2100, 2300, 3000 y 3300 ppm de polímero fueron realizadas para interpolar la curva de viscosidad.

Las soluciones diluidas fueron obtenidas a partir de una solución madre de 5000 ppm para un volumen de muestra de 45 mL. En el anexo B se describe el procedimiento de la prueba de viscosidad y se provee un ejemplo para la preparación de estas soluciones. Se realizó duplicado de las pruebas como método de control para corroborar cada uno de los valores obtenidos.

²⁸ *Ibíd.*

Tabla 8. Soluciones diluidas para prueba de viscosidad.

Concentración de Polímero [ppm]	Concentración mínima de dopante [ppm]			
600	Lote 1. KI 9125,243	Lote 2. NaI 8685,682	Lote 3. NaBr 27265,640	Lote 4. Na ₂ MoO ₄ 30958,345
1200				
1800				
2400				
3200	-	-	27265,640	-
3500	-	-		-

En comparación con la viscosidad alcanzada en el campo elegido, la viscosidad alcanzada en laboratorio con la solución polimérica de 600 ppm sin dopar fue de 33.5 cp, que corresponde a la viscosidad objetivo o blanco.

En la figura 15, se muestran las curvas de viscosidad obtenidas para las soluciones diluidas a las concentraciones de polímeros planteadas en la tabla 5. Las regresiones exponenciales presentan un buen ajuste con valores de R^2 entre 0,9885 y 0,9966 (las mediciones para el Molibdato de Sodio fueron limitadas debido a la limitación del mismo en el laboratorio).

Utilizando las regresiones se obtuvo las concentraciones de polímero con las cuales se contrarresta el efecto del dopante y se alcanza el valor de viscosidad objetivo para cada uno de ellos. Dichos valores se presentan en la Tabla 9.

Figura 15. Viscosidad vs Concentración de polímero.

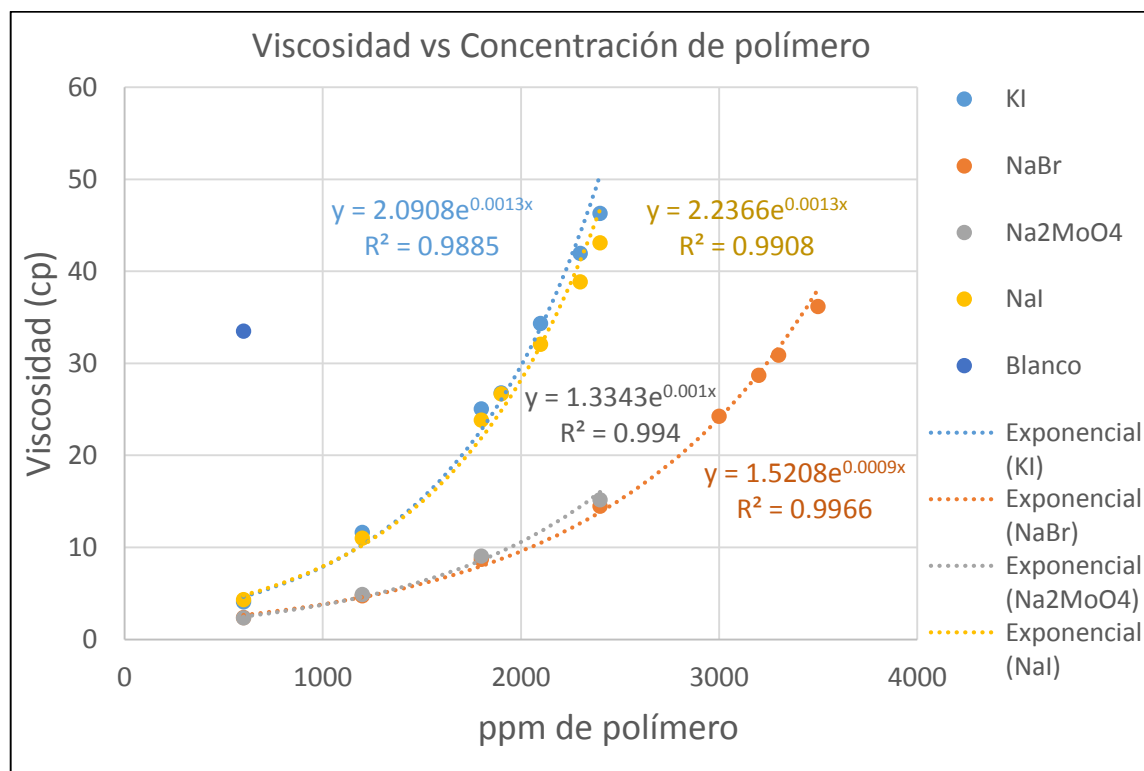


Tabla 9. Concentración de polímero a la cual se obtiene la viscosidad objetivo.

Dopante	Concentración de polímero [ppm]
KI	2133,845
NaI	2081,991
NaBr	3435,899
Na ₂ MoO ₄	3223,138

4.2. MEDICIÓN DE LA ADSORCIÓN ESTÁTICA DEL POLÍMERO

El método empleado para medir concentraciones en cada uno de los experimentos descritos anteriormente fue el TOC (Total Organic Carbon), basado en la oxidación

del polímero (contenido orgánico de la solución polimérica) a CO₂ en una atmósfera de oxígeno, donde el gas resultante deshidratado se mide en un analizador de infrarrojos para hallar el porcentaje de CO₂ (Ver procedimiento en el Anexo B).

En primer lugar, se planteó una serie de mediciones para comprobar que los aditivos dopantes no influyan sobre las mediciones de concentración de polímero. Dichas mediciones se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10. Experimentos previos de adsorción estática.

Dopante	Concentración de NaI [ppm]	Tipo de Agua	Concentración de Polímero [ppm]
NaI	5000	Captación	2000
	10000	Captación	
	15000	Destilada	
-	0	Destilada	
KI	5000	Captación	2000
	10000	Captación	
	15000	Destilada	
-	0	Destilada	

Luego, y en caso de que los resultados de la prueba anterior garantizaran que los aditivos dopantes no influyen sobre las mediciones de concentración del polímero, se ejecutaron los experimentos programados en la Tabla 11.

Allí se observa que se efectuaron pruebas experimentales de adsorción estática a 5 formulaciones diferentes (ver tabla 12), analizadas a los periodos de dos días, una, tres, cuatro y cinco semanas en el mejor de los casos y de acuerdo a la disponibilidad de los aditivos, todas preparadas en agua de captación del campo de estudio. La primera formulación corresponde al caso base, es decir en ausencia de

dopante y a 600 ppm del polímero. La segunda formulación abarca el dopante NaI a la concentración mínima requerida para alcanzar un contraste adecuado en un hipotético experimento de desplazamiento, y concentración de polímero que permita alcanzar la viscosidad del caso base, ambas concentraciones halladas en pasos anteriores. Las demás formulaciones tienen la misma descripción del caso anterior, pero para los diferentes dopantes.

Tabla 11. Experimentos de adsorción estática.

Soluciones polimericas									
Dopante	Tipo de agua	Concentración de dopante [ppm]	Concentración de polímero [ppm]	Periodos de exposicion					
				Inicial	2 días	1 Semana	3 Semana	4 Semana	5 Semana
Lote 0. Blanco	De captacion	0	600						
Lote 1. NaI		hallada en pasos anteriores	hallada en pasos anteriores						
Lote 2. KI									
Lote 3. NaBr								-	
Lote 4. Na ₂ MoO ₄					-		-	-	

Tabla 12. Formulaciones de concentración de dopante y polímero a las cuales se obtiene la viscosidad objetivo.

Lote	Dopante	Concentración de dopante [ppm]	Concentración de Polímero [ppm]
Lote 0	-	-	600
Lote 1	NaI	8685,682	2081,991
Lote 2	KI	9125,243	2133,845
Lote 3	NaBr	27265,640	3435,899
Lote 4	Na ₂ MoO ₄	30958,345	3223,138

De la figura 16 a la figura 20 se muestra los resultados de dichas pruebas, donde se observa que el NaI es el aditivo dopante que menos adsorción estática presenta en el tiempo de exposición establecido.

Figura 16. Relación Concentración de polímero [ppm] vs Tiempo de exposición [días] del lote 0 correspondiente al caso base.

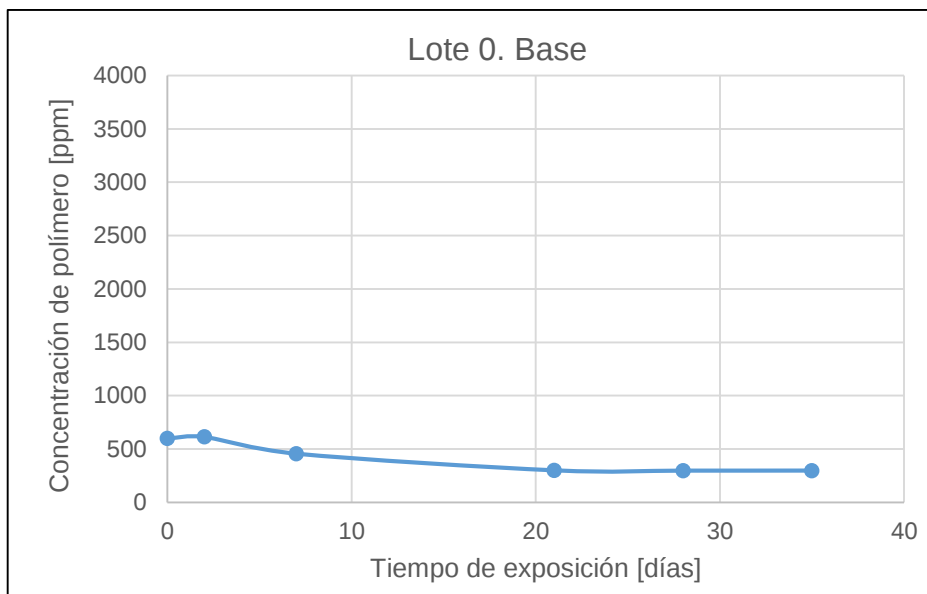


Figura 17. Relación Concentración de polímero [ppm] vs Tiempo de exposición [días] del lote 1 correspondiente al caso con dopante KI.

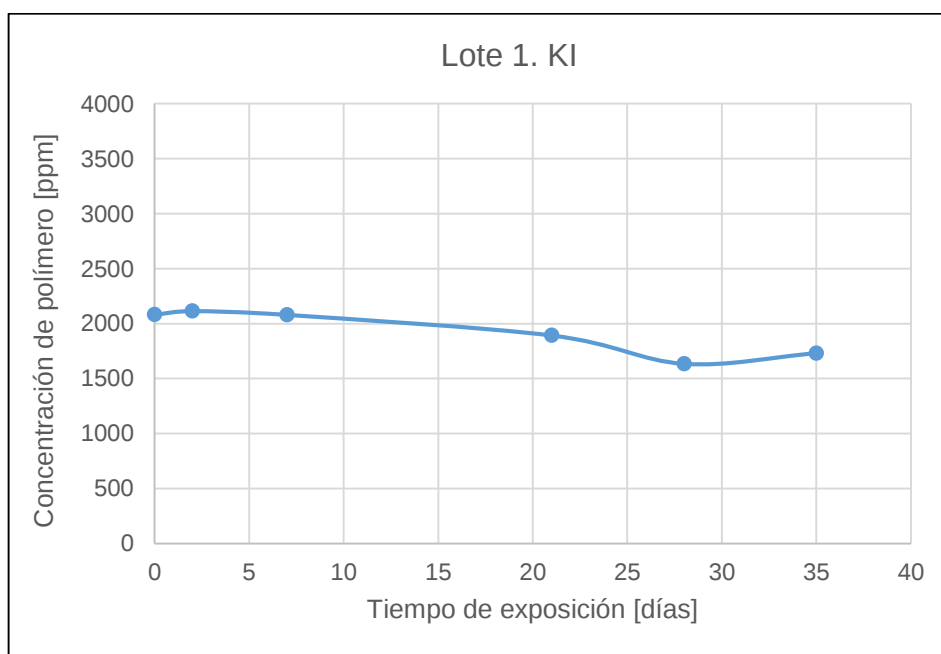


Figura 18. Relación Concentración de polímero [ppm] vs Tiempo de exposición [días] del lote 2 correspondiente al caso con dopante NaI.

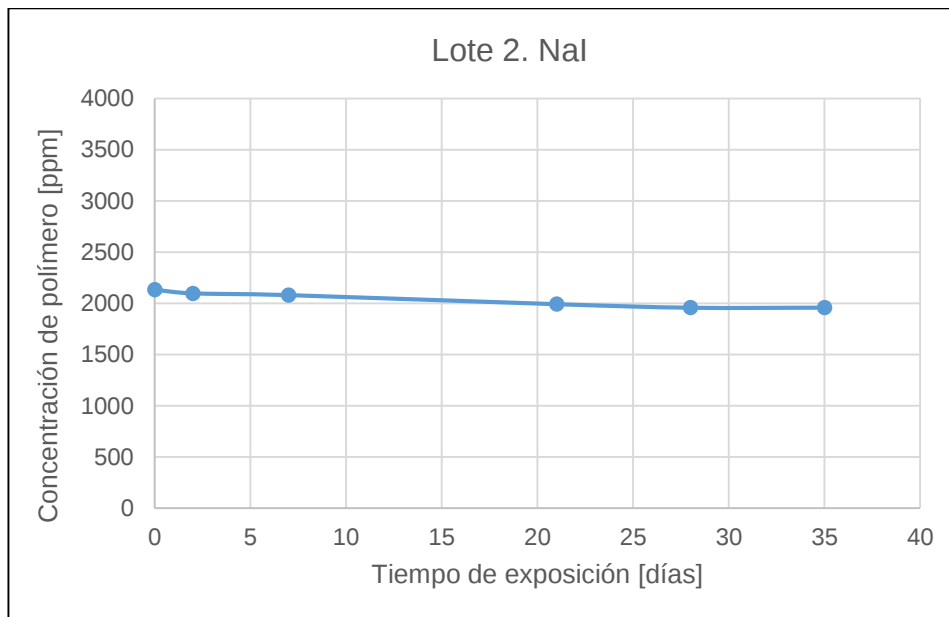


Figura 19. Relación Concentración de polímero [ppm] vs Tiempo de exposición [días] del lote 3 correspondiente al caso con dopante NaBr.

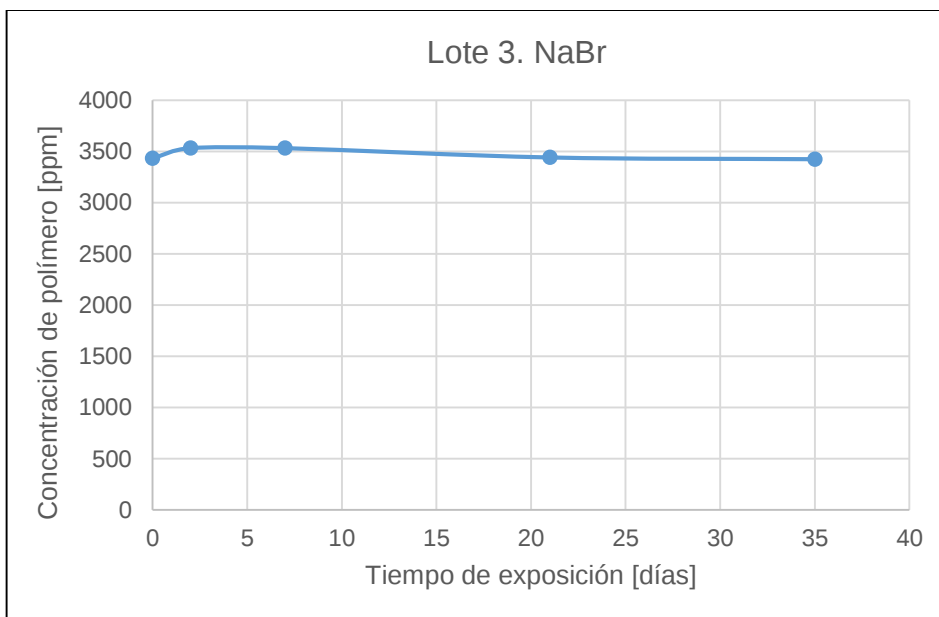
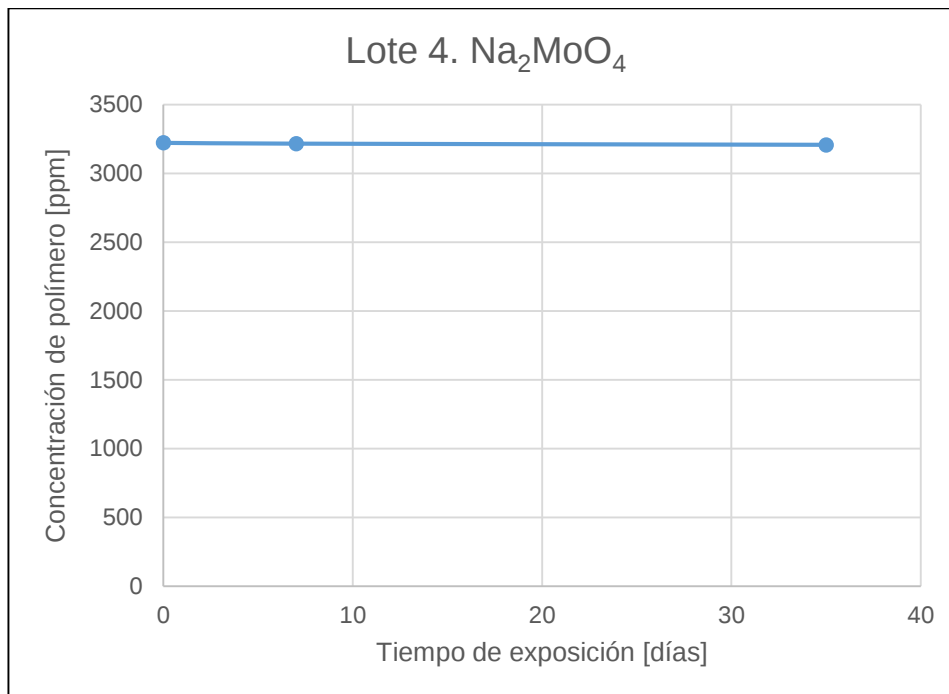


Figura 20. Relación Concentración de polímero [ppm] vs Tiempo de exposición [días] del lote 4 correspondiente al caso con dopante Na_2MoO_4 .



De esta forma, con los resultados obtenidos de las pruebas de viscosidad y adsorción estática se logró evaluar el efecto que tiene la concentración mínima de dopante en la solución polimérica y dar cumplimiento al tercer objetivo de este trabajo.

Finalmente, para cumplir el cuarto y último objetivo, fue posible verificar, con las pruebas anteriores, que el Yoduro de Sodio (NaI), fue el aditivo dopante que mejor desempeño tuvo en comparación con el caso base, dado que es necesario menos concentración del mismo en la fase acuosa para obtener un buen contraste con la fase oleica, por tanto, su efecto en la reducción de la viscosidad y en la adsorción estática es menor que los demás dopantes. Sin embargo, el efecto en la adsorción fue muy marcado, lo que resultó desfavorable para representar algunas condiciones del campo de estudio.

5. CORRELACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE DOPANTE EN FUNCIÓN DE LA GRAVEDAD API PARA FUTUROS DESPLAZAMIENTOS CON TC

Establecida la relación lineal entre atenuación CT y densidad del fluido, se planteó generar una gráfica que facilite la formulación de fase desplazante en futuros experimentos de desplazamiento asistidos con TC.

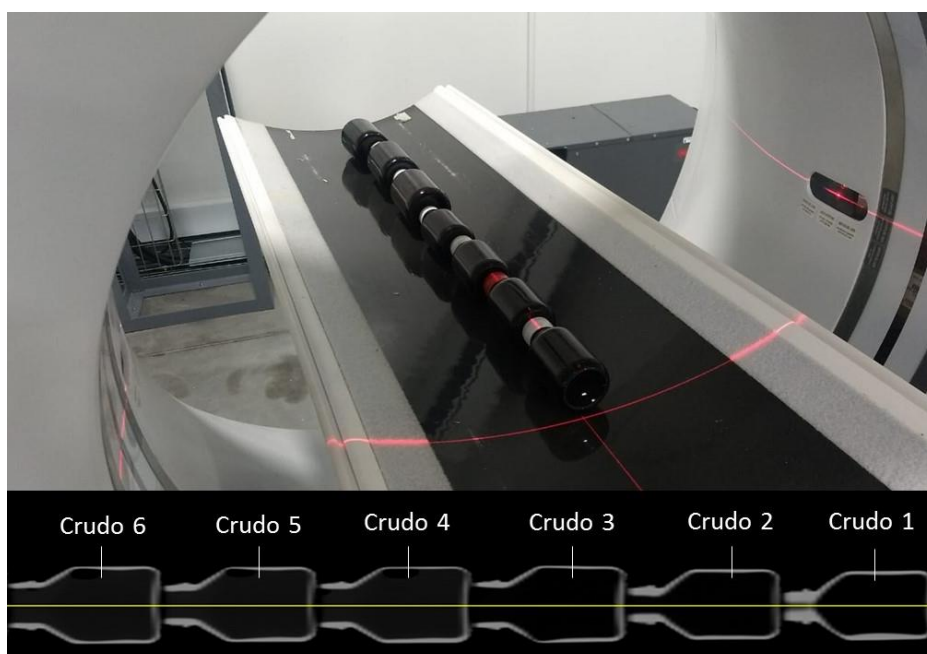
En este orden de ideas, fueron escaneados crudos de diferente °API (Tabla 13). Se propuso establecer la regresión lineal que relacione la densidad del crudo con la atenuación CT, y, consecuentemente, con la concentración mínima de los dopantes (estudiados en este trabajo de grado), requerida para generar un contraste de fases adecuado.

Tabla 13. Muestras de crudos escaneadas.

Crudo	°API	Densidad [lb/pie3]
Crudo 1	34	53,351
Crudo 2	29	55,013
Crudo 3	23	57,150
Crudo 4	22	57,522
Crudo 5	20	58,281
Crudo 6	17	59,459

El número de cortes generados para los escaneos de los 6 crudos fue de 10 con un espaciado de 7 mm entre ellos. En la figura 21, se muestra el orden en que fueron escaneadas estas muestras en el equipo de tomografía.

Figura 21. Orden de las muestras de crudo escaneadas.



A partir del número CT promedio obtenido (CT_o), se calculó el número CT que debería alcanzar la fase desplazante (CT_w) para cada muestra de crudo, sabiendo que la diferencia entre fase oleica y acuosa debe ser igual o mayor a 300 CT (Ver tabla 14).

Tabla 14. Números CT obtenidos para cada muestra de crudo.

Crudo	Densidad [lb/ft ³]	CT o	CT w
Crudo 1	53,351	-214,0964	85,9036
Crudo 2	55,013	-154,356	145,644
Crudo 3	57,150	-111,342	188,658
Crudo 4	57,522	-96,9541	203,0459
Crudo 5	58,281	-86,059	213,9415
Crudo 6	59,459	-48,0042	251,9958

Luego, utilizando las regresiones lineales mostradas en las figuras 11 a 14, se determinó la concentración mínima de cada dopante necesaria para alcanzar un buen contraste, es decir el número CT de la fase desplazante (CTw).

Finalmente, relacionando las regresiones obtenidas de las gráficas *CTw vs Densidad* y *CTw vs Concentración mínima de dopante*, se establecieron las ecuaciones 17, 18, 19 y 20, en función de °API (cuyas gráficas correspondientes se muestran de la figura 22 a la 25), las cuales facilitan la formulación de dopante en la fase desplazante para futuros desplazamientos asistidos con CT.

$$[KI] = \frac{9\,772\,601.28}{131.5 + \text{API}} - 55118 \quad (17)$$

$$[NaI] = \frac{9\,333\,770.16}{131.5 + \text{API}} - 52678 \quad (18)$$

$$[NaBr] = \frac{30\,089\,510.88}{131.5 + \text{API}} - 170559 \quad (19)$$

$$[Na_2MoO_4] = \frac{34\,130\,818.8}{131.5 + \text{API}} - 193582 \quad (20)$$

Figura 22. Concentración de KI vs °API.

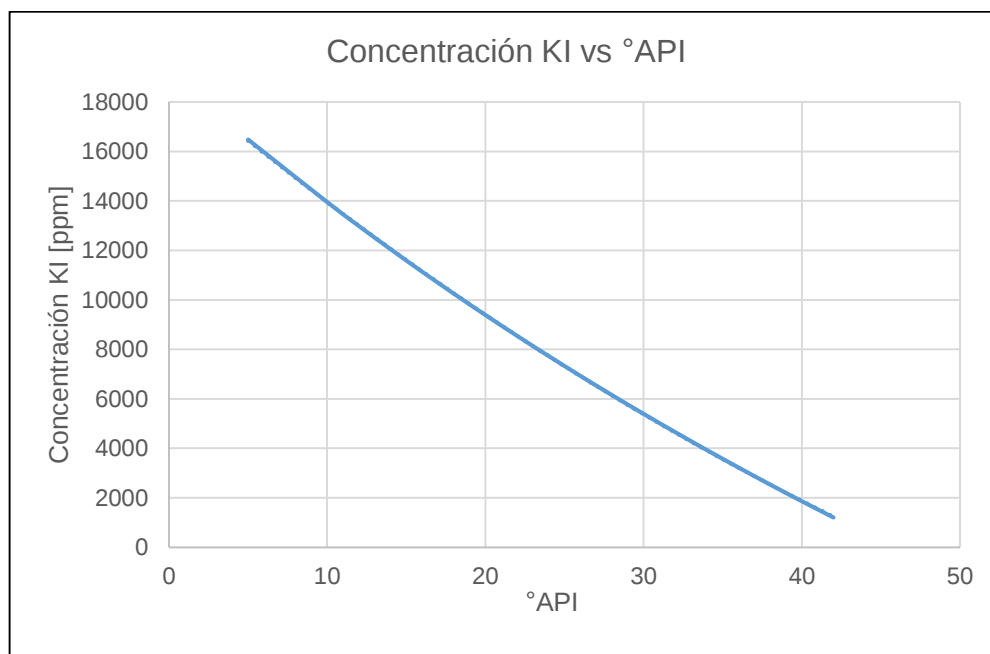


Figura 23. Concentración de NaI vs °API.

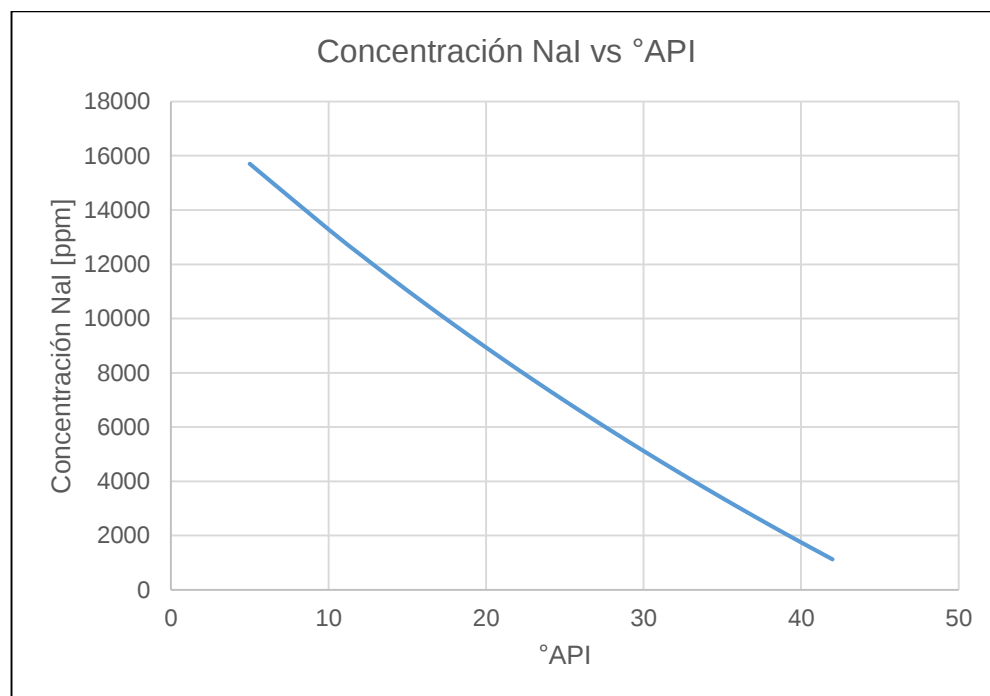


Figura 24. Concentración de NaBr vs °API.

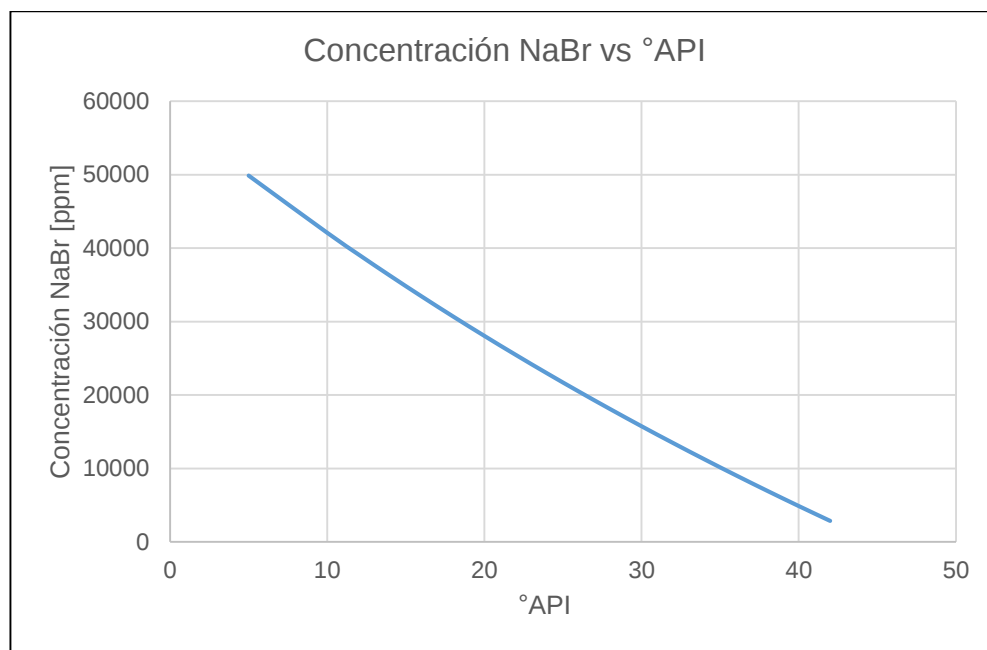
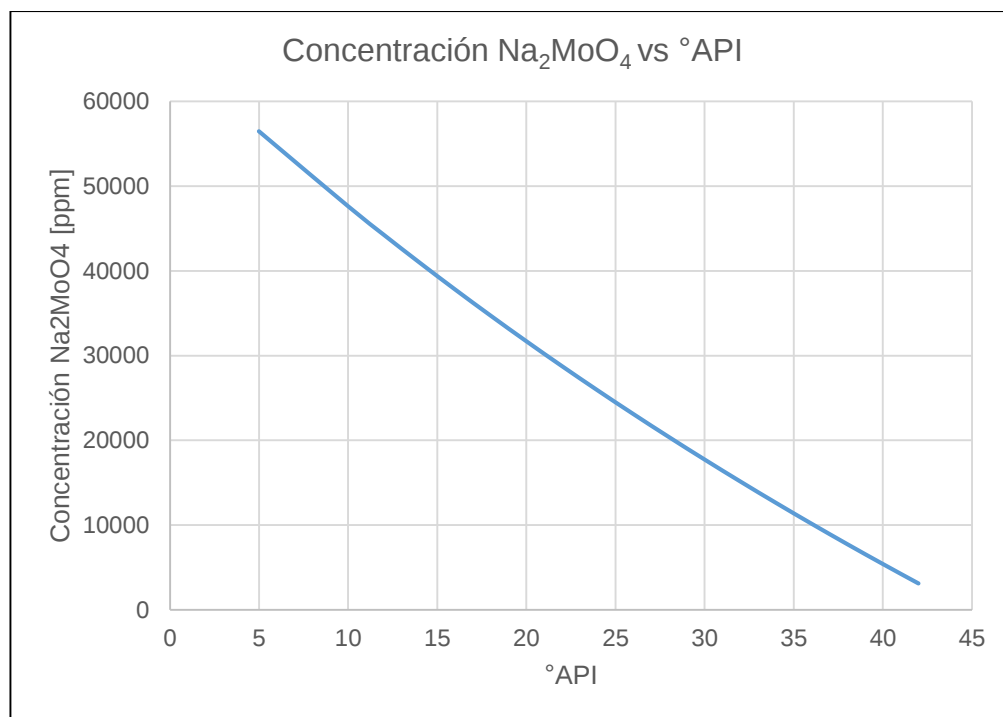


Figura 25. Concentración de Na_2MoO_4 vs °API.



6. CONCLUSIONES

- Fue posible contrarrestar el efecto negativo del dopante en la viscosidad aumentando la concentración de polímero necesaria para alcanzar la viscosidad objetivo. Sin embargo, el aumento en la adsorción estática del polímero fue muy marcado en comparación al caso base, lo que resultó desfavorable para representar algunas condiciones del campo de estudio.
- Al dopar con Yoduro de Sodio (NaI), aditivo con el mayor efecto atenuante, no solo se logró la menor concentración de dopante necesaria para alcanzar el contraste de fluidos objetivo que permitió el menor incremento de concentración de polímero para alcanzar la viscosidad del caso base; también fue el caso o formulación que logró la menor adsorción estática en los tiempos de exposición propuestos por los autores, haciendo de este dopante el idóneo para un hipotético experimento de desplazamiento de inyección de polímeros llevada a cabo en el campo seleccionado.
- Mediante el uso de la técnica de tomografía computarizada se determinó, en primera instancia, que la atenuación o número CT de la fase desplazante en un proceso de inyección de química no depende de la salinidad del agua de preparación, o de la concentración de polímero. Esta conclusión, aunque esperada, fue clave en la estructuración y simplicidad del diseño experimental del presente trabajo de grado.
- En el proceso de determinación de la concentración mínima de dopante para lograr el contraste deseado en un hipotético experimento de desplazamiento aplicado a la inyección de polímeros del campo de crudo seleccionado, se logró observar que la atenuación o número CT de la fase desplazante presenta una relación lineal con la concentración de dopante.

7. RECOMENDACIONES

- Dado el aumento tan marcado en la adsorción estática causado por el incremento de concentración de polímero, se sugiere estudiar formas de contrarrestar este efecto negativo en la adsorción para que el experimento siga siendo representativo del campo de estudio.
- Con las correlaciones de concentración mínima de dopante vs °API para futuros desplazamientos con TC, se recomienda realizar estas mismas mediciones a diferentes condiciones de energía, agregar esa tercera variable a las correlaciones planteadas y así ampliar considerablemente el alcance.
- Las implicaciones de aumentar la concentración de polímero van más allá de los efectos en la viscosidad y en la adsorción estática del polímero y, sobrepasan el alcance del presente trabajo de grado. Por tanto, se recomienda efectuar el estudio de los efectos del incremento de polímero realizando la comparación entre dos experimentos de desplazamiento, uno aplicando tomografía y otro sin aplicar.
- Para la selección del dopante que mejor desempeño presentó en comparación al caso base, solo se tuvo en cuenta su efecto en algunas propiedades de la fase desplazante. Por tanto, se sugiere realizar una observación de la viabilidad financiera que pueda contribuir a una forma de elección más integral de un medio de contraste.

BIBLIOGRAFÍA

ABIDIN, A.Z.; PUSPASARI, T. y NUGROHO, W.A. Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. [Base de datos en línea]. Agosto 8 de 2012. Procedia Chemistry, 4, 11-16. (Recuperado en 07 Abril 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.proche.2012.06.002>

ALVESTAD, Jostein, *et al.* Coreflood experiments with surfactant systems for IOR: Computer tomography studies and numerical modelling. [Base de datos en línea]. Abril de 1992. Journal of Petroleum Science and Engineering, 7 (1,2), 155-171. (Recuperado en 30 Junio 2017). Disponible en: [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90016-T](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90016-T)

API RECOMMENDED PRACTICE 63 (RP 63), First Edition. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. June 1, 1990.

COLES, M.E.; MUEGGE, E.L. Method for evaluating core samples from X-ray energy attenuation measurements. [En línea]. Mobil Oil Corporation, 1991. (Recuperado en 12 septiembre 2017). Disponible en: <http://www.ux.uis.no/~s-skj/ipt/Proceedings/SCA.1987-2004/1-SCA1995-13.pdf>

DUURSMA, Egbert Klaas. Dissolved organic carbon, nitrogen, and phosphorus in the sea. [Base datos en línea]. Abril 20 de 1961. Netherlands Journal of Sea Research 1 (1,2), 147. (Recuperado en 2 de Febrero de 2019). Disponible en: [https://doi.org/10.1016/0077-7579\(61\)90002-3](https://doi.org/10.1016/0077-7579(61)90002-3)

FICHA TÉCNICA FLOPAAM TM For Enhanced Oil Recovery. [En línea]. SNF FLOPAAM. (Recuperado en 10 septiembre de 2017). Disponible en: https://snf.com.au/downloads/Flopaam_EOR_E.pdf

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO. Laboratorio de Química de producción.

J-RDHI INGENIERÍA S.A.S. Viscosímetro Digital DV2T. [En línea] (Recuperado en 18 Octubre de 2017). Disponible en: <https://j-rohi.com/project/viscosimetro-digital-dv2t/>

KENYERES, J.; URSU, V. Polyacrylamide: Polymer content and hydrolysis level determination by potentiometric titration. [Base de datos en línea]. Enero de 1980. Journal of Polymer Science, 18 (1), 275-281. (Recuperado en 07 Abril 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.1002/pol.1980.170180126>

MARTIN, F. D.; SHERWOOD, N. S. The Effect of Hydrolysis of Polyacrylamide on Solution viscosity, Polymer Retention and Flow Resistance Properties. [Base de datos en línea]. Abril de 1975. Society of Petroleum Engineers. (Recuperado en 07 Abril 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.2118/5339-MS>

MASEL, Richard. Principles of adsorption and reactions on solid surfaces. Canada: John Wiley & Sons, Inc., 1996. p. 108. ISBN: 0-471-30392-5.

MENZEL, David W.; VACCARO, Ralph F. The measurement of dissolved and particulate carbon in seawater. [Base datos en línea]. Abril de 1964. Association for the sciences of limnology and oceanography. (Recuperado en 2 de Febrero de 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.4319/lo.1964.9.1.0138>

MORENO DÍAZ, Daniel Fernando. Estudio de un proceso de inyección de polímero mediante pruebas de desplazamiento con tomografía computarizada. Universidad Industrial de Santander. 2018. p. 114-115.

RAMÍREZ GIRALDO, Juan Carlos; ARBOLEDA CLAVIJO, Carolina y MCCOLLOUGH, Cynthia. Tomografía computarizada por rayos X: fundamentos y actualidad. [Base de datos en línea]. Noviembre 5 de 2008. Revista Ingeniería Biomédica, 2 (4), 13-31. (Recuperado en 05 Abril 2019). Disponible en: <http://www.scielo.org.co/pdf/rinbi/v2n4/v2n4a08.pdf>

SORBIE, Kenneth. Polymer – Improved Oil Recovery. Estados Unidos: Springer Science+Business Media, LLC, 1991. p. 6. ISBN 978-94-010-5354-9

STARIKOVA, N. D. Vertical distribution patterns of dissolved organic carbon in seawater and interstitial solutions. Moscow: Okeanol, 1970. 10: p. 138-796.

STRICKLAND, J. D. H.; PARSONS, T. R. A Practical Handbook of Seawater Analysis. [En línea]. Fisheries Research Board of Canada. Ottawa. 1968. (Recuperado en 19 Octubre 2018). Disponible en: https://epic.awi.de/id/eprint/39262/1/Strickland-Parsons_1972.pdf

WILLIAMS, Leb P. J. The wet oxidation of organic matter in seawater. [Base datos en línea]. Marzo de 1969. Association for the sciences of limnology and oceanography. (Recuperado en 2 de Febrero de 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.4319/lo.1969.14.2.0292>

WILSON, Ronald F. Measurement of organic carbon in seawater. [Base datos en línea]. Abril de 1961. Association for the sciences of limnology and oceanography. (Recuperado en 2 de Febrero de 2019). Disponible en: <https://doi.org/10.4319/lo.1961.6.3.0259>

WITHJACK, E.M. Computed Tomography for Rock-Property Determination and Fluid-Flow Visualization. [Base de datos en línea]. Diciembre de 1998. Society of Petroleum Engineers, 3 (4), 696-704. (Recuperado en 11 Mayo 2017). Disponible en: <https://doi.org/10.2118/16951-PA>

VAN HALL, C. E.; SAFRANKO, John; STENGER, V. A. Rapid combustion method for the determination of organic substances in aqueous solutions. [Base de datos en línea]. Marzo de 1963. Analytical Chemistry, 35(3), 315-319. (Recuperado en 5 de Febrero de 2019). Disponible en: <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ac60196a014?journalCode=ancham>

VINEGAR, Harold J; WELLINGTON, Scott L. Tomographic imaging of threephase flow experiments. [Base de datos en línea]. Junio 4 de 1998. Review of Scientific Instruments, 58, 96-107. (Recuperado en 12 Junio de 2017). Disponible en: <https://doi.org/10.1063/1.1139522>

ANEXOS

ANEXO A. Procedimiento para la realización de las pruebas preliminares.²⁹

²⁹ API RECOMMENDED PRACTICE 63 (RP 63), First Edition. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations. June 1, 1990.

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL PORCENTAJE DE HUMEDAD EN MUESTRAS SÓLIDAS DE HPAM

Los materiales requeridos son:

- Crisol o vidrio reloj.
- Balanza.
- Espátula.
- Horno.
- Desecador.

Procedimiento:

- Pesar el vidrio de reloj. Debe estar seco y limpio.
- Pesar 1.5 gramos de polímero sólido.
- Calentar la muestra en el horno durante por 30 minutos a una temperatura entre 100 – 150°C.
- Secar la muestra en el desecador por 30 minutos.
- Pesar nuevamente la muestra de polímero deshidratado y registrar este valor.
- Calcular el porcentaje de humedad de acuerdo a la ecuación 21.

$$\%Humedad = \frac{Peso\ inicial - Peso\ final}{Peso\ inicial} * 100 \quad (21)$$

La medición del porcentaje de humedad debe realizarse mínimo dos veces y para garantizar que el valor obtenido es correcto se debe contar con un horno calibrado a 100 °C, un desecador que asegure la ausencia de humedad en el momento de la medición y una balanza de 3 cifras significativas calibrada.

PROCEDIMIENTO PARA LA PREPARACIÓN DE SOLUCIÓN MADRE

Los materiales requeridos son:

- Beaker.
- Balanza.
- Recipientes de aluminio.
- Espátula.
- Agitador tipo hélice o magnético.
- Polímero en polvo.
- Agua o salmuera de preparación filtrada en membrana de 0.45 µm.

Procedimiento:

- Calcular el porcentaje de humedad del polímero con el fin de que la preparación sea adecuada.
- Calcular el peso necesario para preparar la cantidad requerida de solución polimérica a la concentración deseada según la ecuación 22.

•

$$X_{pol}[g] = \frac{\text{Concentración Sln Madre} \left[\frac{mg}{L} \right] * \text{Cantidad de Sln} [L]}{1000 * (1 - \%humedad)} \quad (22)$$

- Pesar la cantidad de polímero hallado en un recipiente de aluminio para evitar la humedad del mismo durante el procedimiento.
- Calcular el peso requerido de agua o salmuera de preparación, restando el peso del polímero hallado al peso total de solución, como señala la ecuación 23.

•

$$Y[g] = \text{Cantidad de Sln} [mL] * \text{Densidad de Salmuera} \left[\frac{g}{mL} \right] - X_{pol}[g] \quad (23)$$

- Pesar la cantidad de agua obtenida en un beaker.

- Iniciar la agitación a una velocidad que permita generar un vórtice que ocupe aproximadamente el 70% del volumen del beaker. Para esta agitación puede emplearse un agitador magnético o un agitador tipo hélice dependiendo de la concentración necesaria de la solución madre.
- Agregar el polímero de forma gradual, pausada y continua sobre el hombro del vórtice, formando un hilo y al finalizar tapar el beaker con una película plástica para prevenir contaminantes o degradación por oxidación.
- Después de 1 hora de agitación, observar si la solución comienza a subir por el eje del agitador. En caso afirmativo, disminuir la velocidad hasta un valor que aún permita mantener la solución en movimiento.
- Si durante el tiempo de agitación se observan grumos u “ojos de pescado” se recomienda recomenzar el procedimiento.
- Dejar en agitación por un mínimo de 12 horas. Sin embargo, se recomienda dejar en agitación por 24 horas para asegurar completamente la homogeneidad de la solución.
- Una vez terminado el tiempo de agitación se recomienda envasar la solución en un frasco schott para su almacenamiento.

La solución tiene un tiempo de vida útil de 20 días si se mantiene a una temperatura ambiente desde su preparación.

PREPARACIÓN DE SOLUCIONES DILUIDAS

Los materiales necesarios son:

- Beaker.
- Balanza.
- Barra magnética.
- Jeringas sin punta.

Procedimiento:

- Calcular la cantidad de solución madre necesaria para preparar la solución diluida como se indica en la ecuación 24.

$$V_i = \frac{V_f * C_f}{C_i} \quad (24)$$

Donde:

V_i : Volumen de solución madre.

V_f : Volumen a preparar de la solución diluida.

C_i : Concentración de la solución madre.

C_f : Concentración de la solución diluida.

- Pesar en un Baker la cantidad de solución madre necesaria obtenida en el paso anterior. Esta debe ser tomada del recipiente que la contiene con una aguja sin punta para evitar someterla a esfuerzos de corte.
- Completar el peso total de la solución diluida con agua o salmuera de preparación.

- Agitar la solución con una barra magnética y comprobar que se genere un vórtice. Los tiempos de agitación son dependientes del peso molecular del polímero, lo que significa que a mayor cantidad de solución madre utilizada, mayor debe ser el tiempo de agitación.
- Una vez terminado el tiempo de agitación se debe tapar la solución con película plástica.

Las soluciones de trabajo solo tienen un tiempo de vida útil de 2 días si se mantienen a condiciones de temperatura constantes desde su preparación. Sin embargo, para fines de medición de concentración en pruebas como la adsorción estática, el tiempo de almacenamiento no es significativo, pues la concentración del polímero permanece constante, a pesar de los cambios en las condiciones reológicas del mismo.

PREPARACIÓN DE SALMUERA

Los materiales requeridos son:

- Balón aforado del volumen deseado.
- Vaso de precipitado
- Balanza
- Sales
- Agua filtrada.

Procedimiento:

- Tarar la balanza con el peso del vaso de precipitado y pesar la cantidad de sal requerida en este mismo vaso.
- Agregar agua al vaso de precipitado, agitar suavemente y verter la solución en el balón aforado cuya tercera parte debe estar lleno de agua previamente. Este paso se debe repetir mínimo 5 veces para asegurar que toda la sal sea depositada en el balón.
- Aforar el balón con agua destilada. El menisco debe quedar por encima del aforo.

ANEXO B. Procedimiento para la realización de la prueba de viscosidad,³⁰
adsorción estática y soluciones diluidas con aditivos dopantes.

³⁰ Ibid.

PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE VISCOSIDAD

Los materiales requeridos son:

- Muestra de solución polimérica.
- Agitador de pala.
- Viscosímetro de Brookfield, tipo LVT con adaptador UL (Ver figura 26).
- Termómetro.
- Baño termostático.

Procedimiento:

- Encender el equipo y el baño maría si es necesario para calentar la muestra a la temperatura de yacimiento.
- Retirar la aguja y calibrar el equipo en la mesa,
- Inicializar el equipo y ajustar la aguja ULA (0) y la copa para introducir la muestra. En el caso que se necesite medir a temperatura se debe acoplar la chaqueta de calentamiento.
- Introducir una alícuota de 16 mL de solución polimérica a analizar en la copa del viscosímetro.
- Ajustar la temperatura al valor requerido usando el baño termostático.
- Permitir que el spindle gire hasta que la aguja del viscosímetro se estabilice (aproximadamente 10 min, velocidad del Spindle es igual a 6 rpm o 7.3 s⁻¹).
- Registrar la viscosidad en centipoises leída directamente del equipo (Valor leído cuando la velocidad del Spindle es 6 rpm).
- Si la viscosidad es leída a velocidad de 30 rpm, la viscosidad en centipoises estará dada por la relación:

$$\mu = \frac{\text{Valor leído}}{5} \quad (25)$$

Figura 26. Viscosímetro de Brookfield, tipo LVT con adaptador UL.



Fuente: J-RDHI INGENIERÍA S.A.S. Viscosímetro Digital DV2T. [En línea] (Recuperado en 18 Octubre de 2017). Disponible en: <https://j-rohi.com/project/viscosimetro-digital-dv2t/>

PREPARACIÓN DE SOLUCIONES DILUIDAS CON ADITIVOS DOPANTES

A continuación, se presenta un ejemplo de los cálculos necesarios para la preparación de las soluciones diluidas de polímero con aditivos dopantes, a partir de la ecuación 24 para soluciones diluidas:

- Hallando el volumen de solución madre necesario para la solución diluida se tiene:

Solución polimérica madre: $C_i = 5000 \text{ ppm.}$	Solución polimérica diluida: $C_f = 600 \text{ ppm.}$	Volumen de la muestra. $V_f = 45 \text{ mL.}$
--	---	--

$$V_{i \text{ polímero}} = \frac{45 \text{ mL} * 600 \text{ ppm}}{5000 \text{ ppm}} = 5.4 \text{ mL}$$

- Hallando el volumen de salmuera, en este caso con el dopante KI, se tiene:

Salmuera madre: $C_i = 18000 \text{ ppm.}$	Salmuera concentración mínima: $C_f = 9125.24 \text{ ppm.}$	Volumen de la muestra. $V_f = 45 \text{ mL.}$
---	---	--

$$V_{i \text{ salmuera}} = \frac{45 \text{ mL} * 9125.24 \text{ ppm}}{18000 \text{ ppm}} = 22.81 \text{ mL}$$

- Sumando los volúmenes necesarios de la solución polimérica y la salmuera, se tiene:

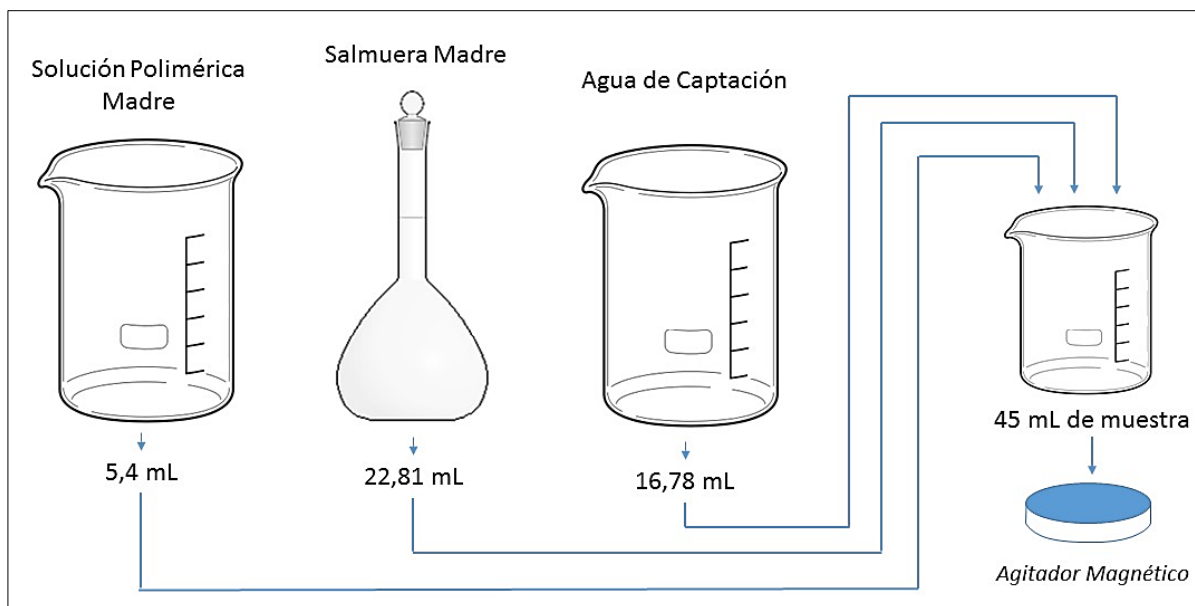
$$V_{i \text{ polímero}} + V_{i \text{ salmuera}} = 28.21 \text{ mL}$$

- Como el volumen de la muestra requerida es de 45 mL, es necesario aforar la mezcla con agua de captación, así:

$$45 \text{ mL} - 28.21 \text{ mL (polímero + salmuera)} = 16.78 \text{ mL}$$

Por tanto, se necesitan 16.78 mL de agua de captación para completar el volumen de la muestra.

Figura 27. Ejemplo de preparación de soluciones diluidas.



PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS DE ADSORCIÓN ESTÁTICA DE POLÍMERO

Para este procedimiento se necesitan:

- Un TOC analyzer.
- Celdas del TOC analyzer.
- Micropipeta de 10 mL.
- Agua destilada.
- Baker de 45 mL.
- Agitador magnético.

Antes de medir las concentraciones en el TOC analyzer, es necesario generar una curva de calibración que relacione la concentración de polímero con la medición de TOC y se describa con una regresión lineal. Los pasos para generar dicha curva en el equipo son los siguientes:

- Seleccionar la opción "Data Report", seguido de la opción "Cal. Curves List" donde se podrán observar las curvas de calibración historias del equipo TOC analyzer. Allí mismo aparece la opción de generar una nueva curva.
- Seguidamente, el equipo pedirá el ingreso del nombre a asignar a la nueva curva, así como las unidades de concentración a usar.

Una vez realizados los pasos anteriores, el equipo arroja una tabla en la que se configuran las concentraciones que se van a medir con el objetivo de calibrar la curva. En este punto es importante resaltar que el equipo cuenta con un rango de concentraciones en donde se generan las mediciones más exactas, dicho rango es de 0 a 600 ppm. De esta forma, se utilizan 8 puntos para calibrar la curva: 0, 50, 100, 200, 300, 400, 500 y 600 ppm del polímero, preparadas en agua destilada. Estos valores son ingresados en la tabla, y de esta forma quedan almacenados en

la memoria del equipo. Posteriormente se procede a realizar las mediciones de cada uno de los valores anteriores, realizando el montaje de cada una de las celdas mediante los siguientes pasos:

- El TOC analyzer tiene integrado un rack de muestreador automático que tiene lugar para 68 celdas enumeradas de muestras. Allí se ubicarán las 8 muestras base seleccionadas anteriormente.
- En la tabla a ingresar al equipo se seleccionan los lugares del muestreador donde se ubicaron las respectivas muestras y al lado de cada lugar, los ppm de cada muestra.
- A continuación, el equipo pide ingresar las muestras al muestreador (ya fueron ingresadas) y se selecciona la opción "Next" que da inicio a las mediciones ya la consecuente calibración. Este proceso dura alrededor de 10 min por cada muestra ya que el equipo (con la cantidad de muestra en cada celda) puede realizar 3 diferentes mediciones y promediar el resultado.

En este punto, el TOC analyzer ha registrado la medición del contenido orgánico total de cada muestra y asociado cada valor a las concentraciones conocidas, generando así una gráfica con los 8 puntos y la correspondiente regresión lineal. Se debe revisar el factor de regresión obtenido de dicha grafica; se recomienda que cuando el valor es inferior a 0.90, se repita todo el procedimiento de calibración dado que los datos no serán representativos, y el error en las lecturas de concentración puede llegar a ser muy alto. Si, por el contrario, el factor de regresión es mayor a 0.90, se selecciona la opción "Next", y la configuración queda guardada para posteriores mediciones.

Es importante tener en cuenta que el programa creado solamente puede medir concentraciones de hasta 600 ppm. Por esto, como todas las concentraciones a medir son mayores a 600 ppm, todas serán disueltas en cierto factor y en su medición final, el valor medido será multiplicado por dicho factor.

ANEXO C. Data obtenida de los lotes escaneados en el equipo de tomografía.

LOTE 0

Tabla 15. Data obtenida de la muestra:
Nal 10.000 ppm - Poly 4000 ppm -
Agua Captación.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	231,651
2	608,455	231,177
3	608,455	231,264
4	608,455	231,611
5	608,455	231,116
6	608,455	231,217
7	608,455	231,138
8	608,455	231,355
9	608,455	231,453
10	608,455	231,697
11	608,455	231,941
12	608,455	232,72
13	608,455	232,53
14	608,455	232,036
CT Promedio =		231,6361

Tabla 16. Data obtenida de la muestra:
Nal 10.000 ppm - Agua Captación.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	228,396
2	608,455	228,497
3	608,455	229,09
4	608,455	229,332
5	608,455	229,927
6	608,455	230,416
7	608,455	230,024
8	608,455	230,005
9	608,455	230,362
10	608,455	230,568
11	608,455	230,221
12	608,455	230,128
13	608,455	230,074
14	608,455	229,691
CT Promedio =		229,7665

Tabla 17. Data obtenida de la muestra:
NaI 10.000 ppm - Agua Destilada.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	224,077
2	608,455	224,62
3	608,455	224,552
4	608,455	225,083
5	608,455	225,594
6	608,455	225,918
7	608,455	226,345
8	608,455	226,486
9	608,455	227,223
10	608,455	227,181
11	608,455	227,119
12	608,455	227,141
13	608,455	227,201
14	608,455	227,078
CT Promedio =		226,115571

Tabla 18. Data obtenida de la muestra:
Agua Destilada.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	4,1
2	608,455	5,217
3	608,455	5,869
4	608,455	6,582
5	608,455	7,44
6	608,455	8,052
7	608,455	8,145
8	608,455	8,643
9	608,455	8,653
10	608,455	8,518
11	608,455	8,435
12	608,455	8,189
13	608,455	8,185
14	608,455	8,343
CT Promedio =		7,45507143

Tabla 19. Data obtenida de la muestra: Agua Captación.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	5,501
2	608,455	5,844
3	608,455	6,304
4	608,455	5,86
5	608,455	4,916
6	608,455	2,547
7	608,455	0,651
8	608,455	-0,418
9	608,455	-0,895
10	608,455	-1,203
11	608,455	-1,412
12	608,455	-1,194
13	608,455	-0,203
14	608,455	1,741
CT Promedio =		2,20613333

LOTE 1. DOPANTE KI

Tabla 20. Data obtenida de la muestra:
15000 ppm KI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	359,555
2	608,455	359,661
3	608,455	360,307
4	608,455	361,217
5	608,455	360,669
6	608,455	360,981
7	608,455	361,03
8	608,455	360,983
9	608,455	360,733
10	608,455	361,486
CT Promedio =		360,6622

Tabla 21. Data obtenida de la muestra:
12000 ppm KI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	290,103
2	608,455	289,752
3	608,455	290,706
4	608,455	290,724
5	608,455	293,178
6	608,455	294,844
7	608,455	293,854
8	608,455	294,221
9	608,455	295,219
10	608,455	295,785
CT Promedio =		292,8386

Tabla 22. Data obtenida de la muestra:
10000 ppm KI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	216,153
2	608,455	215,813
3	608,455	215,327
4	608,455	215,302
5	608,455	215,861
6	608,455	215,44
7	608,455	215,611
8	608,455	216,103
9	608,455	216,446
CT Promedio =		215,784

Tabla 23. Data obtenida de la muestra:
8000 ppm KI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	176,692
2	608,455	176,343
3	608,455	175,665
4	608,455	175,697
5	608,455	176,396
6	608,455	176,294
7	608,455	176,586
8	608,455	177
9	608,455	177,079
10	608,455	177,095
CT Promedio =		176,4847

Tabla 24. Data obtenida de la muestra:
5000 ppm KI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	115,029
2	608,455	113,729
3	608,455	113,115
4	608,455	113,72
5	608,455	115,018
6	608,455	115,125
7	608,455	115,613
8	608,455	116,097
9	608,455	116,308
10	608,455	116,355
CT Promedio =		115,0109

Tabla 25. Data obtenida de la muestra:
2000 ppm KI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	49,372
2	608,455	48,545
3	608,455	49,588
4	608,455	50,168
5	608,455	50,263
6	608,455	51,124
7	608,455	51,812
8	608,455	52,132
9	608,455	52,013
10	608,455	51,644
CT Promedio =		50,7405455

Tabla 26. Data obtenida de la muestra: 1000 ppm KI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	19,551
2	608,455	18,024
3	608,455	20,148
4	608,455	24,852
5	608,455	28,179
6	608,455	29,374
7	608,455	30,191
8	608,455	30,562
9	608,455	30,192
10	608,455	29,65
CT Promedio =		26,0723

LOTE 2. DOPANTE NaI

Tabla 27. Data obtenida de la muestra:
15000 ppm NaI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	376,594
2	608,455	374,624
3	608,455	373,945
4	608,455	374,21
5	608,455	375,925
6	608,455	376,364
7	608,455	376,153
8	608,455	376,966
9	608,455	377,066
10	608,455	376,682
CT Promedio =		375,8529

Tabla 28. Data obtenida de la muestra:
12000 ppm NaI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	309,985
2	608,455	309,697
3	608,455	310,544
4	608,455	311,461
5	608,455	312,636
6	608,455	313,093
7	608,455	313,974
8	608,455	314,701
9	608,455	314,217
10	608,455	314,123
CT Promedio =		312,4431

Tabla 29. Data obtenida de la muestra:
10000 ppm NaI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	224,62
2	608,455	224,552
3	608,455	225,083
4	608,455	225,594
5	608,455	225,918
6	608,455	226,345
7	608,455	226,486
8	608,455	227,223
9	608,455	227,181
10	608,455	227,119
CT Promedio =		226,0121

Tabla 30. Data obtenida de la muestra:
8000 ppm NaI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	182,695
2	608,455	182,52
3	608,455	182,853
4	608,455	183,269
5	608,455	184,12
6	608,455	184,228
7	608,455	184,327
8	608,455	184,497
9	608,455	184,573
10	608,455	184,178
CT Promedio =		183,726

Tabla 31. Data obtenida de la muestra:
5000 ppm NaI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	118,788
2	608,455	119,013
3	608,455	119,435
4	608,455	119,766
5	608,455	120,007
6	608,455	120,117
7	608,455	120,109
8	608,455	120,046
9	608,455	119,967
10	608,455	119,735
CT Promedio =		119,6983

Tabla 32. Data obtenida de la muestra:
2000 ppm NaI.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	51,559
2	608,455	51,73
3	608,455	52,251
4	608,455	52,377
5	608,455	53,197
6	608,455	53,937
7	608,455	54,478
8	608,455	55,008
9	608,455	55,852
CT Promedio =		53,3765556

Tabla 33. Data obtenida de la muestra: 1000 ppm NaI

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	29,211
2	608,455	29,418
3	608,455	29,442
4	608,455	29,875
5	608,455	30,311
6	608,455	31,568
7	608,455	31,95
8	608,455	31,983
9	608,455	32,074
10	608,455	32,84
CT Promedio =		30,8672

LOTE 3. DOPANTE NaBr

Tabla 34. Data obtenida de la muestra:
15000 ppm NaBr.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	120,519
2	608,455	120,295
3	608,455	119,824
4	608,455	119,559
5	608,455	119,305
6	608,455	119,417
7	608,455	119,5
8	608,455	119,876
9	608,455	120,058
10	608,455	119,635
CT Promedio =		119,7988

Tabla 35. Data obtenida de la muestra:
12000 ppm NaBr.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	97,461
2	608,455	96,6
3	608,455	96,687
4	608,455	97,925
5	608,455	98,244
6	608,455	98,505
7	608,455	98,933
8	608,455	99,016
9	608,455	98,828
10	608,455	98,454
CT Promedio =		98,0653

Tabla 36. Data obtenida de la muestra:
10000 ppm NaBr.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	81,89
2	608,455	81,854
3	608,455	82,351
4	608,455	82,988
5	608,455	83,742
6	608,455	84,166
7	608,455	84,186
8	608,455	84,27
9	608,455	84,064
10	608,455	83,757
CT Promedio =		83,3268

Tabla 37. Data obtenida de la muestra:
8000 ppm NaBr.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	67,15
2	608,455	67,448
3	608,455	68,227
4	608,455	68,936
5	608,455	69,283
6	608,455	69,357
7	608,455	69,446
8	608,455	68,379
9	608,455	67,496
10	608,455	67,97
CT Promedio =		68,3692

Tabla 38. Data obtenida de la muestra:
5000 ppm NaBr.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	44,055
2	608,455	44,219
3	608,455	44,682
4	608,455	45,346
5	608,455	45,887
6	608,455	46,225
7	608,455	46,176
8	608,455	45,644
9	608,455	45,12
10	608,455	45,132
CT Promedio =		45,2486

Tabla 39. Data obtenida de la muestra:
2000 ppm NaBr.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	21,3
2	608,455	20,864
3	608,455	21,181
4	608,455	21,503
5	608,455	21,904
6	608,455	22,446
7	608,455	22,746
8	608,455	23,158
9	608,455	23,052
10	608,455	23,016
CT Promedio =		22,2986364

Tabla 40. Data obtenida de la muestra: 1000 ppm NaBr.

Slices	Area	Mean CT
1	634,547	13,694
2	634,547	13,197
3	634,547	12,861
4	634,547	13,052
5	634,547	13,714
6	634,547	14,81
7	634,547	15,339
8	634,547	15,712
9	634,547	15,842
10	634,547	16,287
CT Promedio =		14,4508

LOTE 4. DOPANTE Na₂MoO₄

Tabla 41. Data obtenida de la muestra:
15000 ppm Na₂MoO₄.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	107,861
2	608,455	106,89
3	608,455	106,836
4	608,455	106,634
5	608,455	106,598
6	608,455	106,857
7	608,455	107,104
8	608,455	107,488
9	608,455	107,876
10	608,455	108,189
CT Promedio =		107,2333

Tabla 42. Data obtenida de la muestra:
12000 ppm Na₂MoO₄.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	87,492
2	608,455	86,646
3	608,455	86,423
4	608,455	87,22
5	608,455	87,136
6	608,455	87,525
7	608,455	88,069
8	608,455	88,427
9	608,455	88,725
10	608,455	89,251
CT Promedio =		87,6914

Tabla 43. Data obtenida de la muestra:
10000 ppm Na₂MoO₄.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	73,309
2	608,455	72,7
3	608,455	73,084
4	608,455	73,933
5	608,455	74,464
6	608,455	74,244
7	608,455	74,685
8	608,455	75,076
9	608,455	75,416
10	608,455	75,266
CT Promedio =		74,2177

Tabla 44. Data obtenida de la muestra:
8000 ppm Na₂MoO₄.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	59,309
2	608,455	59,574
3	608,455	60,133
4	608,455	60,628
5	608,455	60,905
6	608,455	61,218
7	608,455	61,475
8	608,455	61,405
9	608,455	61,188
10	608,455	62,206
CT Promedio =		60,8041

Tabla 45. Data obtenida de la muestra:
5000 ppm Na₂MoO₄..

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	38,742
2	608,455	39,041
3	608,455	40,3
4	608,455	41,363
5	608,455	42,085
6	608,455	42,494
7	608,455	42,764
8	608,455	43,077
9	608,455	42,797
10	608,455	42,841
CT Promedio =		41,5504

Tabla 46. Data obtenida de la muestra:
2000 ppm Na₂MoO₄.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	21,126
2	608,455	21,086
3	608,455	21,178
4	608,455	21,26
5	608,455	21,223
6	608,455	21,335
7	608,455	20,992
8	608,455	20,662
9	608,455	20,53
10	608,455	23,435
CT Promedio =		21,2827

Tabla 47. Data obtenida de la muestra: 1000 ppm Na₂MoO₄.

Slices	Area	Mean CT
1	608,455	14,257
2	608,455	13,76
3	608,455	14,334
4	608,455	14,873
5	608,455	15,654
6	608,455	16,202
7	608,455	16,059
8	608,455	16,04
9	608,455	16,446
10	608,455	16,873
CT Promedio =		15,4498