

Análisis del impacto del envejecimiento del sistema crudo-roca en la modificación de la mojabilidad de areniscas por medio de la medición del ángulo de contacto y el análisis químico de los compuestos del crudo adsorbidos

Jesús Rondón Hernández y Eduardo David Salazar Escobar

Trabajo de Grado para Optar al Título de ingeniero de Petróleos

Director

Eduardo Alfredo Gómez Cepeda

Ingeniero de Petróleos

Codirector

Adan Yovani León Bermúdez

Doctor en ingeniería química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de petróleo

Bucaramanga

2026

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Planteamiento del problema.....	13
2. Objetivos	16
2.1 Objetivo general.....	16
2.2 Objetivos específicos	16
3. Marco teórico	17
3.1 Antecedentes de estudio.....	17
3.2 Mojabilidad en la roca	19
3.3 Envejecimiento	20
3.4 Métodos para determinar la mojabilidad de la roca.....	23
3.5 Método aplicado en el proyecto.....	24
3.5.1 Ángulo de contacto	25
3.6 Alteración de la mojabilidad debido a los asfaltenos y las fracciones polares del aceite crudo	27
3.6.1 Mecanismos que pueden generar la alteración de la mojabilidad.....	28
3.7 Caracterización de crudos	32
3.7.1 Gravedad API.....	32
3.7.2 Densidad del crudo	33
3.7.3 BSW (Basic Sediment and Water).....	33
3.7.4 Fracción SARA.....	34

3.7.5 Índice de inestabilidad coloidal	35
3.8 Difracción de rayos X	36
3.9 Método de análisis químico.	37
3.10 Espectroscopia de fotoelectrones emitidos por rayos X (XPS)	37
3.11 Espectroscopia infrarroja (IF)	39
3.12 Espectroscopía de infrarrojo con transformada de Fourier (FTIR)	41
3.13 Parámetros moleculares que se evalúan en IF	43
4. Metodología	45
4.1 Fase preliminar.....	49
4.2 Fase experimental: Análisis del impacto del envejecimiento en la mojabilidad del sistema crudo/roca	49
4.2.1 Etapa 1: Selección y caracterización de los crudos	50
4.2.2 Etapa 2: caracterización de la roca.....	63
4.2.3 Etapa 3: Análisis de la alteración de mojabilidad por medio del ángulo de contacto	65
4.2.4 Etapa 4: Análisis químico para estimar compuestos adsorbidos en la roca.....	69
5. Resultados	74
5.1 Resultados de la caracterización de los crudos	75
5.2 Resultados de la caracterización mineralógica de la roca.....	76
5.3 Resultados y Análisis de la alteración de mojabilidad por medio del ángulo de contacto.	78
5.4 Resultados y Análisis químico de los compuestos adsorbidos en la roca.....	82
5.4.1 Resultados y Análisis por medio de la Espectroscopia Infrarroja por Transformada de Fourier (FTIR)	83
5.4.1.1 Resultados del crudo 1 (Turpiales).	84

5.4.1.2 Resultados del crudo 2 (Caramelo).....	90
5.4.1.3 Resultados del Crudo 3 (Chichimene).	98
5.4.1.4 Resultados del Crudo 4 (Bullerengue BN1).	106
5.4.1.5 Resultados del Crudo 5 (Zabaleta).....	112
5.4.1.6 Factor de aromaticidad (fa) calculado.....	120
5.4.2 Resultados y análisis por medio de espectroscopia de fotoelectrones emitidos por rayos X (XPS).....	121
6. Conclusiones.....	125
7. Recomendaciones	127
Referencias Bibliográficas	130

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Métodos de medición cuantitativos y cualitativos, sus principios y ventajas.....	23
Tabla 2. Bandas IR y su grupo funcional claves en el experimento.	44
Tabla 3. Tabla de relación entre las fracciones SARA y los disolventes de elución	60
Tabla 4. Referencias de aguja implementados según su necesidad	67
Tabla 5. Resultados de la caracterización fisicoquímica de los crudos seleccionados.	76
Tabla 6. Fases cristalinas identificadas y cuantificadas en la muestra de roca.	78
Tabla 7. Interpretación de bandas FTIR (Fondo aire) del crudo 1.....	85
Tabla 8. Interpretación de bandas FTIR (Fondo arenisca) del crudo 1	87
Tabla 9. Interpretación de bandas FTIR (Fondo cloroformo) del crudo 1.....	88
Tabla 10. Interpretación integrada de las bandas IR del crudo 1	90
Tabla 11. Interpretación de bandas FTIR (Fondo aire) del crudo 2.....	91
Tabla 12. Interpretación de bandas FTIR (Fondo arenisca) del crudo 2	93
Tabla 13. Interpretación de bandas FTIR (Fondo cloroformo) del crudo 2.....	95
Tabla 14. Interpretación integrada de las bandas IR del crudo 2.....	97
Tabla 15. Interpretación de bandas FTIR (Fondo aire) del crudo 3.....	99
Tabla 16. Interpretación de bandas FTIR (Fondo arenisca) del crudo 3	101
Tabla 17. Interpretación de bandas FTIR (Fondo cloroformo) del crudo 3.....	103
Tabla 18. Interpretación integrada de las bandas IR del crudo 3.....	105
Tabla 19. Interpretación de bandas FTIR (Fondo aire) del crudo 4.....	107
Tabla 20. Interpretación de bandas FTIR (Fondo arenisca) del crudo 4	108

Tabla 21. Interpretación de bandas FTIR (Fondo cloroformo) del crudo 4.....	110
Tabla 22. Interpretación integrada de las bandas IR del crudo 4.....	112
Tabla 23. Interpretación de bandas FTIR (Fondo aire) del crudo 5.....	113
Tabla 24. Interpretación de bandas FTIR (Fondo arenisca) del crudo 5	115
Tabla 25. Interpretación de bandas FTIR (Fondo cloroformo) del crudo 5.....	117
Tabla 26. Interpretación integrada de las bandas IR del crudo 5.....	119
Tabla 27. Resultados XPS para cada muestra de crudo.....	122

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Distribución de las fases en el medio poroso	20
Figura 2. Ilustración del proceso del envejecimiento	22
Figura 3. Adhesión vs ángulo de contacto	26
Figura 4. Mecanismos de adsorción en superficies de rocas.	31
Figura 5. Espectro electromagnético.....	40
Figura 6. Ilustración sistemática del FTIR.....	42
Figura 7. Representación esquemática del diseño experimental.	48
Figura 8. Identificación de la muestra de crudo.....	51
Figura 9. Termómetro digital.....	52
Figura 10. Hidrómetro en flotación dentro de la muestra en probeta	53
Figura 11. Medición de la gravedad API.....	54
Figura 12. Solvente usado para la medición de BSW.....	55
Figura 13. Adición del solvente al 50% del volumen del tubo de centrifuga.....	56
Figura 14. Adición de crudo para completar el volumen total del tubo de centrifuga	56
Figura 15. Adición del desemulsificante	57
Figura 16. Calentamiento de la muestra a 140°F.....	58
Figura 17. Lectura del volumen de agua y sedimentos.....	59
Figura 18. Esquema del fraccionamiento SARA.....	61
Figura 19. Esquema de preparación de muestras para DRX (Bulk y fracción arcillosa)	64
Figura 20. Esquema del sistema óptico OCA 25.....	66

Figura 21. Esquema de las mediciones en la prueba FTIR-ATR	70
Figura 22. Espectrofotómetro Thermo Scientific Nicolet Summit X	71
Figura 23. Proceso de extracción con solvente para cada muestra	72
Figura 24. Muestras seleccionadas para prueba XPS	73
Figura 25. Láminas de la muestra de arenisca usada.	77
Figura 26. Comportamiento del ángulo de contacto respecto al tiempo a diferente temperatura. 79	
Figura 27. Montaje experimental, primera y última medición del crudo 3	82
Figura 28. Espectro Infrarrojo (Fondo aire) del crudo 1.....	84
Figura 29. Espectro Infrarrojo (Fondo arenisca) del crudo 1.....	86
Figura 30. Espectro Infrarrojo (Fondo cloroformo) del crudo 1.....	88
Figura 31. Espectro Infrarrojo (Fondo aire) del crudo 2.....	91
Figura 32. Espectro Infrarrojo (Fondo arenisca) del crudo 2.....	93
Figura 33. Espectro Infrarrojo (Fondo cloroformo) del crudo 2.....	95
Figura 34. Espectro Infrarrojo (Fondo aire) del crudo 3.....	99
Figura 35. Espectro Infrarrojo (Fondo arenisca) del crudo 3.....	101
Figura 36. Espectro Infrarrojo (Fondo cloroformo) del crudo 3.....	103
Figura 37. Espectro Infrarrojo (Fondo aire) del crudo 4.....	106
Figura 38. Espectro Infrarrojo (Fondo arenisca) del crudo 4.....	108
Figura 39. Espectro Infrarrojo (Fondo cloroformo) del crudo 4.....	110
Figura 40. Espectro Infrarrojo (Fondo aire) del crudo 5.....	113
Figura 41. Espectro Infrarrojo (Fondo arenisca) del crudo 5.....	115
Figura 42. Espectro Infrarrojo (Fondo cloroformo) del crudo 5.....	117
Figura 43. Factor de aromaticidad de los crudos.	120

Resumen

Título: Análisis del impacto del envejecimiento del sistema crudo-roca en la modificación de la mojabilidad de areniscas por medio de la medición del ángulo de contacto y el análisis químico de los compuestos del crudo adsorbidos*

Autor: Jesús Rondón Hernández, Eduardo David Salazar Escobar**

Palabras clave: Mojabilidad, Ángulo de contacto, Envejecimiento, Areniscas, Compuestos polares, FTIR, XPS, Recuperación mejorada.

Descripción:

La mojabilidad de la roca es una propiedad petrofísica que regula, las presiones capilares y las curvas de permeabilidad relativa, condicionando directamente la eficiencia de los procesos de recuperación de hidrocarburos. En este contexto, este estudio evaluó experimentalmente el impacto del envejecimiento del sistema crudo-roca sobre la alteración de dicha propiedad en arenisca y su correlación con la adsorción de compuestos orgánicos interfaciales.

Se caracterizaron cinco muestras de crudo de diversa naturaleza composicional (°API y fracciones SARA) y una matriz de arenisca altamente silícea (97.66% cuarzo y 2.34% caolinita) mediante difracción de rayos X. El proceso de envejecimiento se monitoreó cronológicamente a temperatura ambiente, 40 °C y 80 °C empleando la medición del ángulo de contacto. Posteriormente, se ejecutó la caracterización química superficial mediante espectroscopía FTIR y XPS.

Finalmente, los resultados demostraron que al incrementar la temperatura intensificó y aceleró la transición desde una condición hidrofílica inicial hacia estados de mojabilidad intermedia u oleofílica. El análisis por FTIR confirmó la retención de cadenas hidrocarbonadas alifáticas (bandas C-H en 2920-2850 cm^{-1}) y grupos heteroatómicos asociados a resinas y asfaltenos. Asimismo, el análisis por XPS validó la formación de una película orgánica residual con altas concentraciones de carbono superficial (69.97% a 91.85%) y la presencia de mecanismos de puentes iónicos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. Director: Eduardo Alfredo Gómez Cepeda.. Codirector: Adán Yovani León Bermúdez. Doctor en ingeniería química

Abstract

Title: Analysis of the Impact of Crude Oil-Rock System Aging on the Modification of Sandstone Wettability by Means of Contact Angle Measurement and Chemical Analysis of Adsorbed Crude Oil Compounds*

Author: Jesús Rondón Hernández, Eduardo David Salazar Escobar**

Keywords: Wettability, Contact angle, Aging, Sandstones, Polar compounds, FTIR, XPS, Enhanced oil recovery.

Description:

Rock wettability is a petrophysical property that regulates capillary pressures and relative permeability curves, directly conditioning the efficiency of hydrocarbon recovery processes. Within this context, this study experimentally evaluated the impact of crude oil-rock system aging on the alteration of said property in sandstone and its correlation with the adsorption of interfacial organic compounds.

Five crude oil samples with distinct compositional properties ($^{\circ}\text{API}$ and SARA fractions) and a highly siliceous sandstone matrix (97.66% quartz and 2.34% kaolinite) were characterized via X-ray diffraction. The aging process was chronologically monitored at room temperature, 40 $^{\circ}\text{C}$, and 80 $^{\circ}\text{C}$ using contact angle measurement. Subsequently, surface chemical characterization was performed via FTIR and XPS spectroscopy.

Finally, the results demonstrated that increasing the temperature intensified and accelerated the transition from an initial hydrophilic condition toward intermediate or oil-wet states. FTIR analysis confirmed the retention of aliphatic hydrocarbon chains (C-H bands at 2920-2850 cm^{-1}) and heteroatomic groups associated with resins and asphaltenes. Likewise, XPS analysis validated the formation of a residual organic film with high concentrations of surface carbon (69.97% to 91.85%) and the presence of ion-bridging mechanisms.

* Degree work

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Petróleos. Director: Eduardo Alfredo Gómez Cepeda.. Codirector: Adán Yovani León Bermúdez. Doctor en ingeniería química

Introducción

La presente investigación tiene como finalidad analizar el impacto del envejecimiento del sistema crudo-roca sobre la modificación de la mojabilidad de areniscas, mediante la integración de mediciones de ángulo de contacto y técnicas de análisis químico orientadas a identificar los compuestos del crudo retenidos sobre la superficie mineral. El estudio se desarrolla a partir de un enfoque experimental que busca relacionar la naturaleza fisicoquímica de diferentes crudos con su capacidad para alterar la afinidad superficial de una roca inicialmente mojada por agua, condición que resulta representativa de muchas areniscas limpias antes de su interacción prolongada con hidrocarburos.

En los yacimientos de petróleo, la mojabilidad constituye una propiedad interfacial determinante en la distribución, retención y movilidad de los fluidos dentro del medio poroso. Esta condición influye directamente en fenómenos como la presión capilar, la permeabilidad relativa, la saturación de petróleo residual y la eficiencia de los procesos de desplazamiento. Sin embargo, la mojabilidad no debe entenderse como una propiedad fija e invariable de la roca, sino como el resultado de la interacción dinámica entre la superficie mineral, la salmuera y los componentes presentes en el crudo. En particular, las fracciones polares del petróleo, como resinas y asfaltenos, ya que pueden adsorberse sobre los sitios activos de la superficie mineral y modificar las energías interfaciales del sistema roca-agua-aceite.

Con base en esta problemática, el trabajo se orienta a evaluar cómo crudos con características composicionales diferentes pueden inducir distintos grados de alteración de la mojabilidad en areniscas sometidas a envejecimiento. Para ello, esta investigación integra la

caracterización de cinco crudos seleccionados, análisis mineralógico de la roca tipo arenisca, medición periódica y registro de mojabilidad y evaluación química superficial para estimar compuestos adsorbidos en la roca después del envejecimiento y estudiar de forma sistemática la interacción entre compuestos polares del crudo y areniscas. Los resultados obtenidos permiten aportar elementos para comprender los mecanismos responsables de la modificación de la mojabilidad durante el envejecimiento del sistema crudo-roca, así como su relación con la retención de material orgánico sobre la superficie mineral. Este conocimiento resulta relevante desde el punto de vista de la ingeniería de petróleos, ya que contribuye a la comprensión de los fenómenos interfaciales que controlan el atrapamiento del crudo residual y puede servir como base para el diseño futuro de estrategias químicas orientadas a mejorar la movilidad del hidrocarburo y optimizar procesos de recuperación mejorada en yacimientos de arenisca.

Para dar cumplimiento a estos propósitos, la investigación se desarrolla de manera sistemática, partiendo de la revisión de los conceptos fundamentales y antecedentes que rigen el fenómeno de mojabilidad. Posteriormente, se detallan los procedimientos experimentales y las pruebas analíticas ejecutadas en el laboratorio para la caracterización de los fluidos y de la matriz mineral. Sobre esta base, se presenta el análisis crítico de los resultados obtenidos del monitoreo del ángulo de contacto y de las evaluaciones espectroscópicas de la superficie de la roca, lo que permite correlacionar las observaciones macroscópicas con los mecanismos de adsorción orgánica. Finalmente, se consolidan las conclusiones definitivas y las recomendaciones técnicas derivadas de este estudio.

1. Planteamiento del problema

La mojabilidad de las rocas en los yacimientos de hidrocarburos es un factor determinante en la distribución, retención y flujo de fluidos dentro del medio poroso, influyendo directamente en la eficiencia de los procesos de recuperación de petróleo. Esta propiedad controla parámetros fundamentales como la permeabilidad relativa, la presión capilar y el comportamiento de la inyección de agua, debido a que define cuál fase fluida presenta mayor afinidad por la superficie mineral de la roca (Anderson, 1986).

En los yacimientos petroleros, el desplazamiento del crudo ocurre como resultado de la interacción entre fuerzas viscosas y fuerzas capilares. Mientras las fuerzas viscosas, asociadas al gradiente de presión aplicado, impulsan el flujo de los fluidos a través de los poros, las fuerzas capilares actúan reteniendo el petróleo dentro de las gargantas porosas debido a fenómenos interfaciales relacionados con la tensión superficial y la mojabilidad de la roca. En este contexto, la mojabilidad determina qué fase fluida posee mayor afinidad por la superficie mineral. Cuando una arenisca presenta condiciones hidrofílicas, el agua tiende a ocupar preferencialmente las superficies de los poros, facilitando el desplazamiento del petróleo. Sin embargo, la adsorción de compuestos polares presentes en el crudo, como asfaltenos, resinas y ácidos carboxílicos, puede transformar progresivamente la superficie de la roca hacia condiciones oleofílicas, incrementando las fuerzas capilares que retienen el petróleo residual y reduciendo significativamente la eficiencia de los procesos de recuperación secundaria y terciaria.

Estudios previos, como los desarrollados por Anderson (1986), han evidenciado que ciertos compuestos polares del crudo tienen la capacidad de adsorberse sobre la superficie de la roca,

modificando las propiedades interfaciales y, en algunos casos, invirtiendo la preferencia de mojabilidad. Desde el punto de vista fisicoquímico, a medida que la roca se vuelve más mojada por aceite, el petróleo queda adherido a las paredes de los poros y se requiere un mayor diferencial de presión para movilizarlo. En consecuencia, aun cuando existan fuerzas viscosas inducidas por inyección de agua, estas pueden resultar insuficientes para superar las fuerzas capilares dominantes. Este fenómeno explica por qué una fracción importante del petróleo permanece atrapada en el yacimiento después de los procesos convencionales de producción.

Aunque diversos estudios han documentado la influencia de los compuestos polares sobre la alteración de la mojabilidad, los mecanismos precisos que gobiernan estas interacciones, así como las condiciones químicas que favorecen o mitigan este fenómeno, aún no se encuentran completamente caracterizados, especialmente en areniscas. La mayoría de investigaciones históricas se han concentrado en sistemas carbonatados, pese a que las superficies silíceas presentan comportamientos fisicoquímicos distintos frente a la adsorción de especies polares. Mecanismos como las interacciones ácido-base, las fuerzas de Van der Waals, la unión de iones y la precipitación superficial dependen simultáneamente de la composición molecular del crudo, de la química de la salmuera y de la mineralogía de la roca, generando respuestas complejas y específicas para cada sistema petróleo-agua-roca.

Adicionalmente, la ausencia de una cuantitativa robusta entre la composición química del crudo, la naturaleza mineralógica de la roca y la evolución del ángulo de contacto limita la capacidad para predecir el impacto de la alteración de mojabilidad en diferentes yacimientos. Esta limitación representa un desafío importante para la implementación de estrategias de recuperación mejorada, particularmente en formaciones complejas o en crudos de alta viscosidad y elevado contenido de compuestos polares.

En este contexto, comprender los mecanismos de adsorción y alteración de la mojabilidad resulta fundamental para el diseño racional de formulaciones químicas capaces de reducir las fuerzas capilares responsables del atrapamiento del petróleo residual. El uso de surfactantes y co-tensoactivos representa una estrategia prometedora, debido a que estas moléculas pueden promover la formación de una película acuosa estable sobre la superficie de la roca, disminuyendo la adhesión del crudo y favoreciendo su movilización. Operacionalmente, esto podría traducirse en una reducción de la presión requerida para desplazar el petróleo, un incremento de la permeabilidad efectiva al crudo y una mejora significativa en el factor de recobro del yacimiento.

Por lo tanto, surge la necesidad de implementar técnicas avanzadas de análisis químico que permitan caracterizar los fenómenos de adsorción entre los compuestos polares del crudo y las superficies de areniscas, así como evaluar su impacto sobre la mojabilidad del sistema. Comprender estas interacciones no solo representa un aporte científico orientado a profundizar en los fenómenos interfaciales que controlan las fuerzas capilares y viscosas en medios porosos, sino también una necesidad tecnológica para desarrollar estrategias de recuperación mejorada más eficientes, adaptadas a condiciones reales de yacimiento y orientadas a maximizar la producción de hidrocarburos atrapados.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Analizar el impacto del envejecimiento del sistema crudo-roca en la modificación de la mojabilidad de areniscas por medio de la medición del ángulo de contacto y la identificación de los compuestos del crudo adsorbidos a través de análisis químicos.

2.2 Objetivos específicos

Caracterizar fisicoquímicamente las muestras de crudo bajo los estándares API y ASTM (determinación de gravedad API, densidad, BSW y análisis SARA). Con el fin de establecer su naturaleza composicional y su potencial de interacción en la interfaz del sistema.

Determinar la composición mineralógica de la matriz de arenisca mediante la técnica de difracción de rayos X (DRX) para establecer una base mineral del sustrato y su interacción con la fase oleosa.

Medir el cambio de mojabilidad en el tiempo aplicando la técnica de medición del ángulo de contacto a través de tiempos determinados, con el objetivo de analizar el efecto combinado del tiempo y la temperatura sobre la alteración de la mojabilidad.

Determinar los compuestos adsorbidos de los diferentes crudos en la roca después del envejecimiento, por medio de FTIR y XPS, para establecer la correlación entre las fracciones del crudo impregnadas y la variación de la mojabilidad observadas según la naturaleza de cada crudo.

3. Marco teórico

En este capítulo se desarrollan los fundamentos científicos y principios esenciales que sustentan el estudio de los fenómenos interfaciales en el sistema roca-crudo-salmuera. El contenido aborda, en primer lugar, las definiciones de mojabilidad en medios porosos, describiendo cómo se induce la alteración de esta misma mediante el proceso de envejecimiento. En segundo lugar, se exponen las bases teóricas de la caracterización composicional de los crudos empleados en el estudio y finalmente, se estudian los principios de monitoreo y análisis químico pertinentes al estudio, tales como el método de la burbuja cautiva y las espectroscopías superficiales FTIR y XPS.

3.1 Antecedentes de estudio

La caracterización de la mojabilidad en sistemas roca-fluido ha evolucionado desde una comprensión macroscópica basada en el comportamiento de los fluidos, hacia un enfoque molecular que vincula las propiedades físico-químicas de la superficie mineral con la composición del crudo.

Los fundamentos de este campo fueron sistematizados por Anderson (1986a, 1986b, 1986c, 1987a, 1987b), cuyos trabajos constituyen el estado del arte esencial. En su serie Wettability Literature Survey, Anderson (1986a) demostró que la mojabilidad no es una propiedad estática, sino una condición dinámica regida por las interacciones en la interfaz roca-crudo-salmuera. Sus investigaciones subrayaron cómo el historial de manejo de los núcleos y la adsorción

de compuestos polares son determinantes en la alteración de la afinidad superficial, afectando parámetros críticos como la presión capilar y la permeabilidad relativa.

Complementariamente, Stegemeier (1977) estableció los mecanismos físicos del atrapamiento de fluidos, demostrando que la eficiencia en la movilización del petróleo depende de la geometría de los poros y las fuerzas interfaciales. Posteriormente, Thomas et al. (1993) abordaron la naturaleza química de estas interacciones, analizando cómo la adsorción de compuestos orgánicos sobre los sitios activos del mineral define la energía superficial, estableciendo la base para los análisis químicos contemporáneos.

Por su parte, Pan et al. (2021) emplearon un enfoque combinado de FTIR y espectroscopía fotoelectrónica de rayos X (XPS) para examinar los cambios químicos en la superficie de la roca bajo la influencia de diferentes especies iónicas. Este estudio es fundamental, ya que el XPS permitió determinar con precisión la composición elemental de la película residual y elucidar los mecanismos de formación de puentes iónicos que estabilizan la capa de crudo sobre la roca. Esta integración de técnicas espectroscópicas constituye actualmente la metodología estándar para interpretar la fenomenología de la mojabilidad a escala de yacimiento, proporcionando la base analítica necesaria para la presente investigación.

Seguidamente, Al-Ameer et al. (2023) han sistematizado los parámetros críticos para la alteración de la mojabilidad en diversos sistemas roca-crudo. Su investigación destaca que la selección adecuada del tiempo y la temperatura de envejecimiento es determinante para asegurar que los resultados de laboratorio representen fielmente el estado del yacimiento. Al-Ameer et al. concluyen que, aunque diversos investigadores han estudiado estos parámetros de forma aislada, la optimización de las condiciones de laboratorio sigue siendo un desafío técnico fundamental para garantizar la validez de los ensayos de recuperación mejorada (EOR).

Finalmente, en años recientes, la caracterización ha avanzado hacia el análisis molecular para entender la alteración de la mojabilidad. Zhu et al. (2024) realizaron un estudio detallado utilizando espectroscopía infrarroja por transformada de Fourier (FTIR) para evaluar la interacción entre asfaltenos y minerales de arenisca. Sus resultados permitieron identificar grupos funcionales específicos (como carbonilos y sulfóxidos) que actúan como puntos de anclaje en la superficie mineral, correlacionando la intensidad de las bandas espectroscópicas con los cambios en el ángulo de contacto.

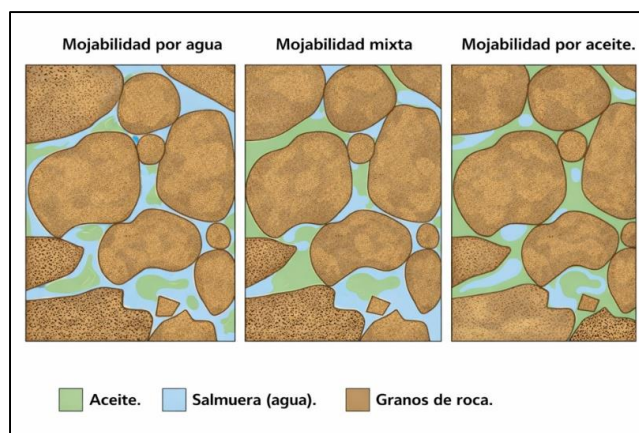
3.2 Mojabilidad en la roca

La mojabilidad se define como "la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles". En un sistema de roca/aceite/salmuera, la Mojabilidad se puede definir como la medida de la preferencia de una roca por el petróleo o el agua. En un sistema roca-fluido, esto es muy importante porque es el factor principal en el control de la ubicación, el flujo y la distribución de los fluidos en un yacimiento (Abdallah et al., 2007).

La Figura 1 (Abdallah et al., 2007) muestra que en un caso de humectabilidad por agua (Figura 1a), el aceite permanece en el centro de los poros. La condición opuesta tiene lugar si todas las superficies están mojadas por el aceite (Figura 1c). En el caso correspondiente a la humectabilidad mixta (Figura 1b), el aceite ha desplazado el agua de algunas de las superficies, pero sigue en el centro de los poros mojados por el agua.

Figura 1.

Distribución de las fases en el medio poroso



Nota. Tomado de Los fundamentos de la mojabilidad, (p. 54) por Abdallah, et al., 2007, Oilfield Review.

Para determinar la mojabilidad de una roca (Cuiec, Longeron y Pacsirszky, 1978), es muy importante tener la roca en condiciones óptimas de presión, temperatura y saturación de fluido, es decir, la muestra debe ser restaurada a las condiciones específicas del yacimiento. Dependiendo de las condiciones de acumulación de fluido en la roca, la roca puede ser mojada preferentemente por cualquier fluido.

3.3 Envejecimiento

Anteriormente se consideraba que la mayoría de los yacimientos eran preferencialmente mojados por agua, debido a que los principales minerales presentes en las rocas sedimentarias, especialmente en areniscas limpias, tienden a presentar afinidad natural por la fase acuosa. Sin embargo, Anderson (1986a) señala que esta condición puede modificarse por la interacción

prolongada entre la roca, el crudo y la salmuera, ya que ciertos componentes del petróleo pueden adsorberse sobre la superficie mineral y alterar su preferencia mojante. En este sentido, la mojabilidad no debe entenderse como una propiedad fija de la roca, sino como una condición interfacial dependiente del sistema roca–aceite–salmuera.

Esta idea permitió reconocer que una roca originalmente mojada por agua puede evolucionar hacia estados de mojabilidad intermedia o incluso preferencialmente mojada por aceite. Según Anderson (1986a), dicha alteración está asociada principalmente con la adsorción de compuestos polares presentes en el crudo y/o con el depósito de material orgánico sobre la superficie mineral.

Durante el envejecimiento, ciertas fracciones polares del crudo, tales como resinas, asfaltenos, ácidos orgánicos, compuestos nitrogenados, sulfurados u oxigenados, pueden adsorberse sobre los sitios activos de la superficie mineral. Anderson (1986a) explica que estos compuestos actúan como surfactantes naturales del petróleo, debido a que poseen grupos polares capaces de interactuar con la roca y estructuras hidrocarbonadas que favorecen la afinidad por la fase oleosa. Como resultado, se modifican las energías interfaciales del sistema roca–agua–aceite, lo cual se refleja en cambios en el ángulo de contacto y, por tanto, en la mojabilidad (Anderson, 1986b).

El envejecimiento se puede definir como el contacto prolongado entre la roca y el crudo, mediante el cual se favorece la adsorción de fracciones polares del petróleo sobre la superficie mineral. Esta interacción puede modificar la afinidad superficial de la roca, alterando o incluso invirtiendo su mojabilidad inicial hacia condiciones más afines al aceite (Anderson, 1986a).

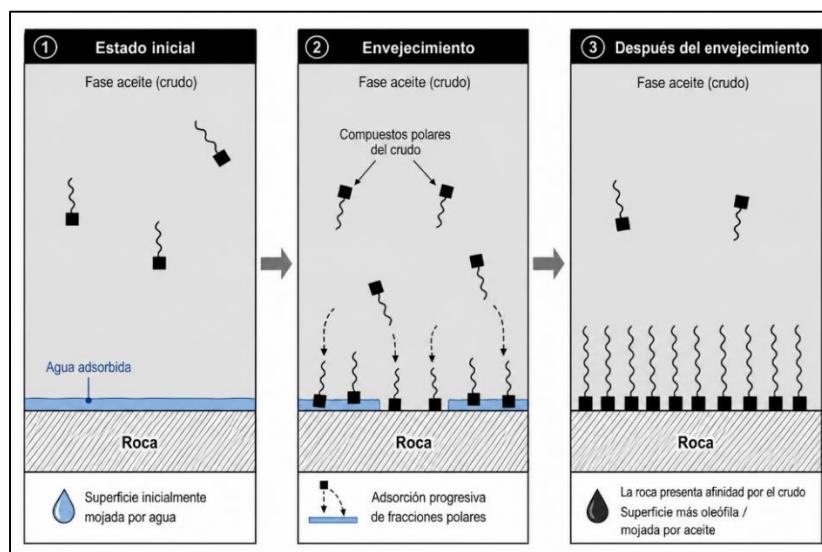
No obstante, la alteración de la mojabilidad no depende únicamente del contenido total de asfaltenos. Estudios como el de Alqam et al. (2021) indican que la respuesta mojante está

controlada por una combinación de factores, entre ellos la composición molecular del crudo, la presencia de resinas, aromáticos, nitrógeno y azufre, la relación asfalto/resina y el tipo de mineral que constituye la roca. Esta interpretación es coherente con Anderson (1986a), quien plantea que el grado de alteración depende de la interacción específica entre la composición del crudo, la mineralogía de la roca y la química de la salmuera.

Para el presente trabajo, el envejecimiento representa el mecanismo experimental mediante el cual se busca inducir y evaluar el cambio de mojabilidad de una arenisca inicialmente mojada por agua. Se espera que, al estar en contacto prolongado con crudo, la roca pueda retener compuestos polares sobre su superficie, disminuyendo su afinidad por la salmuera y favoreciendo una condición intermedia o más mojada por aceite.

Figura 2.

Ilustración del proceso del envejecimiento



Nota. Tomado y modificado de Fundamentos de la mojabilidad (Graue et al., 1999)

3.4 Métodos para determinar la mojabilidad de la roca

Se han propuesto muchos métodos diferentes para medir la mojabilidad de un sistema. Estos incluyen métodos cuantitativos (ángulos de contacto, imbibición y desplazamiento forzado (AmottI) y método de mojabilidad USBM) y métodos cualitativos (tasas de imbibición, examen microscópico, flotación, método de portaobjetos de vidrio, curvas de permeabilidad relativa, relaciones de permeabilidad/saturación, curvas de presión capilar, método capilarimétrico, presión capilar por desplazamiento, registros de yacimiento, resonancia magnética nuclear y adsorción de colorante). Aunque no existe un único método aceptado, generalmente se utilizan tres métodos cuantitativos: medición del ángulo de contacto, el método de Amott (imbibición y desplazamiento forzado) y el método USBM. El ángulo de contacto mide la humectabilidad de una superficie específica, mientras que los métodos de Amott y USBM miden la humectabilidad promedio de un núcleo. (Anderson, 1986b).

A continuación, se mencionan de forma concreta y resumida algunos de los métodos usados para determinar la mojabilidad de la roca, tanto los métodos cualitativos como los cuantitativos, con sus principios de funcionamiento. ver de manera resumida en la Tabla 1.

Tabla 1.

Métodos de medición cuantitativos y cualitativos, sus principios y ventajas

Métodos Cuantitativos		
Método	Principio	Ventaja
Ángulo de contacto	Medición del ángulo formado entre una gota de líquido y la superficie sólida. Un ángulo $<90^\circ$ indica mojabilidad por agua, $>90^\circ$ indica mojabilidad por aceite.	Método directo y visual.

Métodos Cuantitativos		
Método	Principio	Ventaja
Método de Amott	Evalúa la mojabilidad midiendo la cantidad de fluido desplazado por imbibición espontánea y por fuerza externa. Calcula un índice de mojabilidad.	Permite evaluar la mojabilidad promedio del núcleo.
Método USBM (United States Bureau of Mines)	Similar al método de Amott, pero con mediciones más sensibles en condiciones cercanas a mojabilidad neutra. Basado en la diferencia de áreas bajo curvas de desplazamiento de fluidos.	Más sensible a mojabilidad neutra.
Métodos Cualitativos		
Método de imbibición	Evalúa la capacidad de un núcleo para absorber espontáneamente agua o aceite.	Rápido y sencillo.
Examinación microscópica	Observa interacciones entre fluidos y la roca mediante microscopios.	Proporciona información visual directa.
Métodos basados en presión capilar y permeabilidad relativa	Se analizan curvas de presión capilar y permeabilidad relativa para inferir mojabilidad.	Puede utilizarse en estudios existentes con datos previos.

La información descrita en la Tabla 1 permite contrastar la diversidad de enfoques experimentales disponibles para evaluar la mojabilidad en núcleos de roca. Al analizar los principios y ventajas de cada técnica, se evidencia que los métodos cuantitativos ofrecen una resolución analítica superior; en particular, la medición mediante el ángulo de contacto destaca como una herramienta directa y visual idónea para determinar la afinidad de los fluidos sobre la superficie sólida.

3.5 Método aplicado en el proyecto

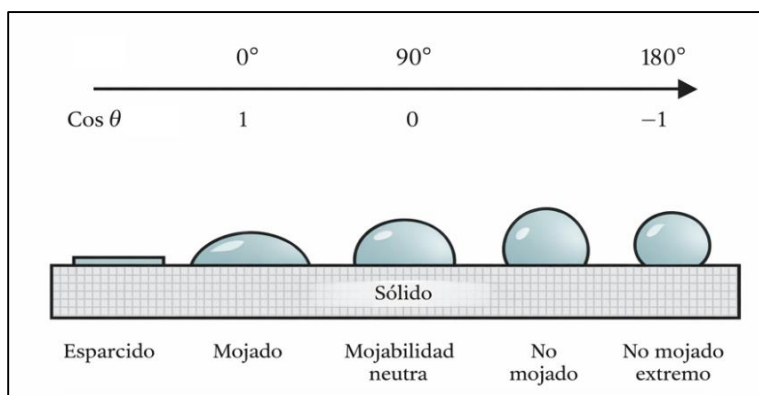
En el desarrollo experimental del presente proyecto se va a implementar únicamente el método de ángulo de contacto.

3.5.1 Ángulo de contacto

El ángulo de contacto es uno de los métodos más utilizados en la industria para medir la mojabilidad, especialmente cuando se trabaja con fluidos puros y núcleos artificiales. Este método se basa en la medición del ángulo formado entre una gota de líquido y la superficie sólida en la que se encuentra. Para las mediciones, se utiliza un cristal mineral pulido que se limpia a fondo para evitar contaminantes que puedan alterar el ángulo. Se coloca una gota de agua u otro líquido sobre la superficie y se mide el ángulo formado. Existen diversas variantes, entre ellas el método de burbuja cautiva, donde la muestra sólida se sumerge completamente en una fase líquida, generalmente agua o salmuera, y posteriormente se introduce una gota de la fase oleosa desde la parte inferior hasta que entre en contacto con la superficie y una vez estabilizada la gota, se registra su geometría mediante un sistema óptico y se determina el ángulo de contacto.

Un ángulo menor a 90° indica que la superficie es húmeda por agua (agua-húmeda), mientras que un ángulo mayor a 90° sugiere que es húmeda por aceite (aceite-húmeda), lo anterior es lo que dice la literatura, sin embargo, para este caso el experimento se realizó teniendo como referencia que la roca es principalmente mojada por agua (nuestro equipo mide el ángulo de contacto interno, complementario al ángulo convencional; por ello, la interpretación se invierte a la normalmente establecida), por lo cual, un ángulo menor a 90° indica que la roca es mojada al crudo, mientras que un ángulo mayor a 90° indica que la roca es mojada por agua.

Es crucial entender que el método del ángulo de contacto puede verse afectado por la rugosidad y heterogeneidad de la superficie, lo que puede llevar a valores de ángulo de contacto que no representen con precisión la mojabilidad en situaciones de campo.

Figura 3.*Adhesión vs ángulo de contacto*

Nota. Elaborada con apoyo de inteligencia artificial generativa

La selección del método de ángulo de contacto para la evaluación de la mojabilidad se fundamenta en su capacidad para caracterizar de manera directa las propiedades interfaciales del sistema roca-agua-crudo. El ángulo de contacto representa el equilibrio entre las tensiones interfaciales que actúan en la línea trifásica sólido-líquido-líquido, permitiendo determinar la afinidad relativa de la superficie mineral por la fase acuosa o la fase oleosa. En consecuencia, este parámetro constituye un indicador sensible de los cambios fisicoquímicos generados por la adsorción de compuestos polares del crudo sobre la roca.

Desde el punto de vista termodinámico, la mojabilidad está directamente relacionada con la energía libre superficial del sistema. La medición del ángulo de contacto permite evaluar las modificaciones en dicha energía superficial ocasionadas por fenómenos de adsorción, envejecimiento y alteración química de la superficie mineral. Debido a que esta investigación busca estudiar la influencia de compuestos polares adsorbidos sobre areniscas, el ángulo de contacto resulta particularmente adecuado, ya que permite monitorear de manera cuantitativa la transición desde condiciones hidrofílicas hacia estados intermedios u oleofílicos.

Adicionalmente, el método presenta ventajas importantes frente a otras técnicas tradicionales de evaluación de mojabilidad, como los métodos Amott-Harvey o USBM. Mientras estos últimos proporcionan índices macroscópicos asociados al comportamiento global del núcleo, la medición del ángulo de contacto permite analizar directamente las interacciones interfaciales locales entre la superficie rocosa y los fluidos. Esto resulta especialmente relevante en estudios orientados a comprender mecanismos moleculares de adsorción y alteración superficial.

Otro aspecto relevante es que el ángulo de contacto posee alta sensibilidad frente a variaciones en la composición química del crudo, la mineralogía de la roca, la salinidad y el envejecimiento del sistema, factores centrales dentro de la presente investigación. Esto permite establecer correlaciones entre los compuestos de crudo adsorbidos y el grado de alteración de la mojabilidad, facilitando el análisis comparativo entre diferentes crudos y formulaciones químicas.

Finalmente, la medición del ángulo de contacto es una técnica reproducible, relativamente rápida y ampliamente aceptada en estudios de mojabilidad en medios porosos, lo que facilita la comparación de resultados con investigaciones previas reportadas en la literatura científica.

3.6 Alteración de la mojabilidad debido a los asfaltenos y las fracciones polares del aceite crudo

La alteración de mojabilidad frecuentemente se atribuye a las partículas coloidales de alto peso molecular conocidas como asfaltenos suspendidos en el aceite crudo.

Los asfaltenos se definen como el precipitado resultante de la adición de grandes volúmenes de hidrocarburos de bajo peso molecular al aceite crudo. Las fracciones asfálticas generalmente son aromáticos condensados y moléculas nafténicas con pesos moleculares en el

rango de cientos a miles de gramos por mol. Se ha confirmado el papel de los asfaltenos en la alteración de la mojabilidad al observar que los aceites crudos sin asfaltenos no exhiben adhesión en rangos de bajo PH.

Cuando la superficie de la roca entra en contacto con el aceite crudo, hay la posibilidad de modificar su superficie debido a la adsorción de asfaltenos. Esto altera la mojabilidad de la roca, mientras que los segmentos polares de una molécula de asfaleno se orientan hacia la superficie, las porciones no polares se alejan de ella, llevando a la superficie a ser mojada por aceite.

Las fracciones de los componentes polares causan un estado mojado por aceite en las areniscas, pero los efectos no están en función de la concentración de fracción polar. La concentración de componentes nitrógeno/sulfuro en fracciones polares del aceite crudo está relacionada con la mojabilidad de las fracciones polares en las areniscas. La cantidad de fracciones polares adsorbidas sobre las areniscas saturadas con salmuera está relacionada con la mojabilidad al aceite crudo.

3.6.1 Mecanismos que pueden generar la alteración de la mojabilidad

Durante el envejecimiento, se favorece la retención de compuestos orgánicos sobre la superficie mineral. Estos compuestos corresponden principalmente a fracciones polares del petróleo, como resinas, asfaltenos y moléculas que contienen heteroátomos como oxígeno, nitrógeno y azufre. Su fijación sobre la roca no responde a un único fenómeno, sino a la acción de diferentes mecanismos fisicoquímicos, entre los que destacan las interacciones polares, la precipitación superficial de material orgánico, las interacciones ácido-base y la formación de puentes iónicos. La ocurrencia e intensidad de estos mecanismos dependen de factores como la

composición del crudo, la mineralogía de la roca, el pH, la salinidad, la temperatura y el tiempo de exposición, por lo que su estudio resulta fundamental para comprender los procesos responsables de la adsorción de compuestos del petróleo durante el envejecimiento (Anderson, 1986; Buckley & Liu, 1998).

Buckley & Liu (1998) describen ciertos mecanismos que pueden causar la alteración de la mojabilidad durante el proceso de envejecimiento:

Interacciones polares: Ocurren cuando moléculas del crudo que contienen grupos funcionales activos entran en contacto con la superficie mineral y se adsorben sobre ella. Durante la adsorción, la porción polar de la molécula interactúa con los sitios energéticamente activos de la roca, mientras que la cadena hidrocarbonada queda orientada hacia la fase oleosa. Esta disposición modifica las características superficiales del mineral y aumenta su afinidad por el aceite. El mecanismo se favorece cuando existe contacto directo entre el crudo y la roca, condición que suele intensificarse durante el envejecimiento prolongado. Buckley y Liu (1998) indican que estas interacciones son especialmente importantes cuando la superficie mineral no está completamente protegida por una película continua de agua.

Interacciones ácido/base: Las interacciones ácido/base están relacionadas con la presencia de grupos ionizables tanto en la superficie mineral como en los compuestos presentes en el crudo. En areniscas, donde predominan minerales silíceos, la superficie suele presentar carga negativa en un amplio rango de condiciones, favoreciendo la interacción con compuestos básicos presentes en el petróleo. Estas interacciones promueven la adsorción de compuestos polares sobre la roca y generan cambios en las energías interfaciales del sistema, lo que finalmente se refleja en modificaciones del ángulo de contacto y de la mojabilidad (Buckley y Liu, 1998).

Unión de iones: Involucra la participación de iones presentes en la salmuera, especialmente cationes divalentes como calcio (Ca^{2+}) y magnesio (Mg^{2+}). Estos iones pueden actuar como enlaces entre grupos cargados del crudo y sitios activos de la superficie mineral, formando estructuras del tipo aceite–ion–roca. La presencia de estos enlaces favorece la adsorción de compuestos orgánicos y puede generar uniones más estables. Como resultado, la superficie mineral puede adquirir una mayor afinidad por el aceite y mantener dicha condición durante periodos prolongados. Este mecanismo demuestra que la salmuera participa activamente en la alteración de la mojabilidad y que su composición química puede intensificar o limitar el proceso (Buckley y Liu, 1998).

Fuerzas de Van der Waals: Estas interacciones moleculares de corto alcance pueden actuar entre moléculas y superficies, independientemente de que sean polares o no polares. En sistemas roca–crudo–salmuera, estas fuerzas pueden contribuir al acercamiento y adhesión inicial de moléculas orgánicas del crudo sobre la superficie mineral. En estas condiciones, las fracciones pesadas del petróleo pueden aproximarse a la superficie y mantenerse asociadas mediante fuerzas de dispersión. Además, estas fuerzas pueden favorecer la agregación entre moléculas hidrocarbonadas, contribuyendo a la formación de películas orgánicas sobre la roca contribuyendo a la alteración de la mojabilidad (Buckley & Liu, 1998; Israelachvili, 2011).

Unión de ligandos: Este es un mecanismo químico más específico. Los grupos funcionales polares del aceite, como los carboxilatos, interactúan con iones específicos en la salmuera (por ejemplo, Ca^{2+}) para formar enlaces fuertes con la superficie de la roca. Esta unión es muy estable y difícil de romper, lo que explica por qué algunas rocas mantienen mojabilidad oleofílica incluso después de procesos de lavado.

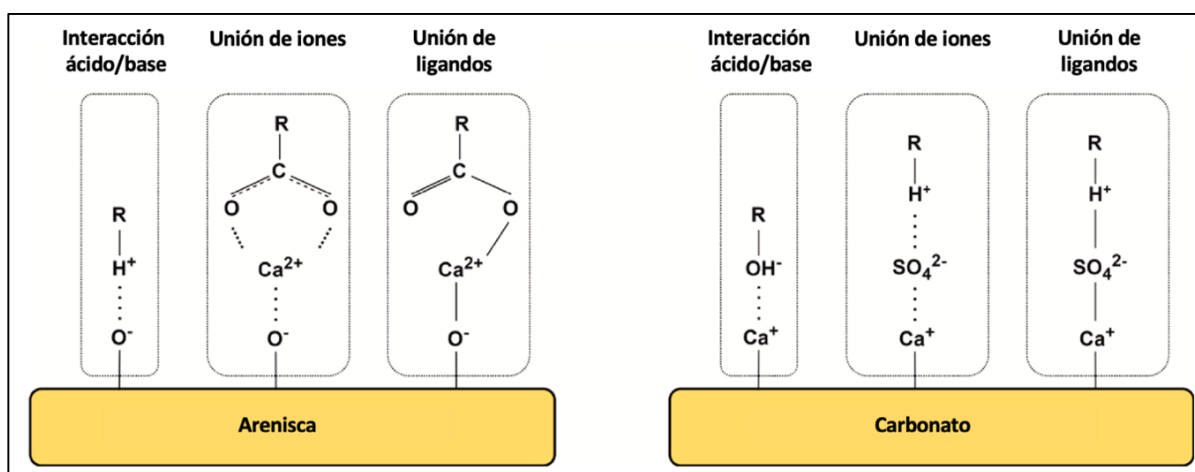
Precipitación superficial: Ocurre cuando el crudo pierde la capacidad de mantener dispersas sus fracciones más pesadas, particularmente los asfaltenos. Bajo estas condiciones,

dichas especies pueden separarse de la fase oleosa y depositarse sobre la superficie mineral, formando una película orgánica que modifica las propiedades interfaciales de la roca, modificando su mojabilidad. La ocurrencia de este mecanismo depende de la estabilidad coloidal de los asfaltenos, la calidad solvente del crudo y la composición de sus fracciones pesadas (Buckley y Liu, 1998).

Los mecanismos de adsorción química dependen de la presencia de diferentes especies químicas en el sistema petróleo-agua-roca. A diferencia de los mecanismos de naturaleza física, como las fuerzas de Van der Waals y la precipitación superficial, estos procesos implican interacciones específicas entre grupos funcionales del crudo, iones presentes en la salmuera y sitios activos de la superficie mineral. En la figura 4 se presenta un esquema que ilustra este tipo de interacción química sobre superficies silíceas, representativas de areniscas, y superficies carbonatadas.

Figura 4.

Mecanismos de adsorción en superficies de rocas.



Nota. Tomado de The State-of-the-Art of wettability alteration in sandstones and Carbonates (Noruzi et al., 2024).

3.7 Caracterización de crudos

La caracterización del crudo es un proceso fundamental en la ingeniería de petróleos, ya que permite definir las propiedades fisicoquímicas del fluido y comprender su comportamiento en el sistema roca–fluido. Estas propiedades controlan fenómenos clave como la movilidad de fases, la presión capilar, la formación de emulsiones y, especialmente, la alteración de la mojabilidad (Anderson, 1986a).

Desde el punto de vista de la interacción roca–crudo–salmuera, la composición del petróleo tiene un papel determinante. Diversos estudios han demostrado que los compuestos polares presentes en el crudo, particularmente aquellos que contienen oxígeno, nitrógeno y azufre, pueden adsorberse sobre la superficie mineral, modificando su afinidad hacia el agua o el aceite (Anderson, 1986a). Este fenómeno es clave en procesos de envejecimiento, donde la roca puede transicionar de un estado agua-mojable a uno intermedio o aceite-mojable.

En este contexto, la caracterización del crudo mediante parámetros como gravedad API, densidad, contenido de agua y sedimentos (BSW) y fraccionamiento SARA permite evaluar su naturaleza, su potencial de interacción con la roca y su influencia en la alteración de la mojabilidad.

3.7.1 Gravedad API

La gravedad API es una propiedad fisicoquímica utilizada para caracterizar la densidad relativa de los crudos de petróleo. Su determinación permite clasificar el crudo de acuerdo con su grado de liviandad o pesadez, siendo un parámetro fundamental en los procesos de caracterización, transporte, tratamiento y evaluación de hidrocarburos. Se define como:

$$API = \frac{(141.5)}{(SG_{60^{\circ}F})} - 131.5 \quad (1)$$

donde SG corresponde a la gravedad específica del crudo a 60°F.

3.7.2 Densidad del crudo

La densidad del crudo es una propiedad física que expresa la relación entre masa y volumen del fluido en condiciones específicas. Está directamente relacionada con la gravedad API y constituye un indicador de la composición global del petróleo.

Crudos con mayor densidad contienen una proporción más alta de compuestos de alto peso molecular, tales como asfaltenos y resinas, los cuales influyen en propiedades interfaciales y en la interacción con la roca (Speight, 2014). Esta relación es particularmente importante en estudios de mojabilidad, ya que una mayor densidad suele asociarse con mayor capacidad de adsorción de compuestos orgánicos sobre la superficie mineral.

Asimismo, la densidad influye en fenómenos de flujo en medios porosos y en la distribución de fases dentro del yacimiento, afectando indirectamente procesos como la imbibición y drenaje, los cuales están fuertemente controlados por la mojabilidad (Anderson, 1987b).

3.7.3 BSW (*Basic Sediment and Water*)

El contenido de agua y sedimentos, conocido como BSW, corresponde al porcentaje volumétrico de agua libre, agua emulsionada y material sedimentable presente en una muestra de crudo. Este parámetro es fundamental dentro de la caracterización de hidrocarburos, ya que permite evaluar la calidad de la muestra y determinar la presencia de fases no hidrocarbonadas que

pueden afectar su comportamiento durante procesos de almacenamiento, transporte, tratamiento y análisis fisicoquímico.

El porcentaje de BSW se determina a partir de la lectura volumétrica directa de las fases separadas y se calcula como:

$$BSW = \frac{V_{agua} + V_{sedimentos}}{V_{total}} \cdot 100 \quad (2)$$

donde *Vagua* y *Vsedimentos* corresponden al volumen de agua y sólidos, respectivamente, y *Vtotal* es el volumen total de la muestra.

3.7.4 Fracción SARA

La técnica de fraccionamiento SARA es una técnica de separación que busca la discriminación de los crudos en cuatro especies químicas, basándose en sus diferencias de solubilidad y polaridad (Maity et al., 2010); apoyándose en la cromatografía de adsorción en columna abierta, como la herramienta para obtener las fracciones. Las cuatro especies químicas que componen el fraccionamiento SARA son:

Saturados: Se representa mediante largas cadenas alquílicas independientes o con anillos nafténicos, también conocidos como aceites blancos no polares. La estructura química exacta de los hidrocarburos saturados en la fracción SARA varía según la composición del petróleo crudo de origen y las condiciones del proceso de fraccionamiento. Sin embargo, en general, estos hidrocarburos se componen de cadenas de carbono que varían en longitud y pueden contener grupos funcionales, como metilo (-CH₃) o etilo (-CH₂CH₃) unidos a la cadena principal.

Aromáticos: Son hidrocarburos cíclicos poliinsaturados estables en las que dominan anillos insaturados como el benceno y naftaleno, y pueden estar sustituidas por cadenas parafínicas, hidrocarburos cíclicos insaturados de seis o más carbonos y anillos nafténicos (Ariza, 2016).

Resinas: Las resinas están compuestas por anillos aromáticos, grupos alquilo y cicloalcanos; además de presentar en su estructura heteroátomos como nitrógeno, azufre, oxígeno y metales como vanadio y níquel.

Asfaltenos: La definición de asfaltenos se basa en las propiedades que tiene esta fracción al interactuar con algunos disolventes, ya que son insolubles en n-alcanos como el n-heptano y solubles en compuestos aromáticos como tolueno (Sepulveda, 2018). Estudios coinciden en que están compuestos por anillos aromáticos policondensados y cadenas laterales alifáticas (Morantes, 2019), son hidrocarburos complejos de alto peso molecular.

3.7.5 Índice de inestabilidad coloidal

$$CII = \frac{Asfaltenos + Saturados}{Aromaticos + Resinas} \quad (3)$$

Este índice parte de una representación coloidal del crudo, en la que los asfaltenos se encuentran dispersos en un medio malteno y estabilizados principalmente por resinas y aromáticos. En consecuencia, valores más altos de CII indican una menor capacidad del sistema para mantener dispersos los asfaltenos y, por tanto, una mayor tendencia a inestabilidad, floculación o precipitación. Diversos trabajos técnicos usan este índice como criterio de tamizaje para evaluar estabilidad de asfaltenos a partir de datos SARA.

Como guía práctica, en la literatura técnica suele considerarse que un sistema con CII menor que 0.7 tiende a ser más estable, valores en el rango de 0.7 a 0.9 representan una zona

intermedia o incierta, y valores mayores que 0.9 sugieren mayor riesgo de inestabilidad de asfaltenos. Estos umbrales deben interpretarse con cautela, ya que no sustituyen ensayos experimentales de estabilidad ni predicen por sí solos la alteración de mojabilidad; sin embargo, sí aportan una referencia útil para comparar crudos dentro de un mismo estudio.

3.8 Difracción de rayos X

La difracción de rayos X (DRX) es una técnica ampliamente utilizada para la caracterización de materiales con estructura cristalina definida, ya que permite obtener información sobre el arreglo ordenado de los átomos en un sólido. Esta técnica se fundamenta en la interacción entre un haz de rayos X y los electrones firmemente ligados a los átomos del cristal, produciendo un fenómeno de dispersión coherente.

Debido a la periodicidad de la red cristalina, las ondas dispersadas pueden interferir entre sí de forma constructiva en direcciones específicas, generando máximos de intensidad que se registran en un difractograma. La condición para que ocurra dicha interferencia está descrita por la ley de Bragg, la cual relaciona la longitud de onda de la radiación incidente, el ángulo de incidencia y la distancia interplanar característica de cada familia de planos cristalinos.

El análisis por DRX, particularmente mediante el método de polvos, permite identificar las estructuras cristalográficas presentes en una muestra, constituyendo una huella característica de cada material. A partir de esta información es posible determinar la composición mineralógica y verificar que los elementos químicos se encuentren asociados en una estructura cristalina específica, lo que hace de la DRX una herramienta fundamental en la identificación y caracterización de minerales.

3.9 Método de análisis químico.

Comprender la naturaleza de los compuestos del crudo adsorbidos en la roca resulta fundamental para interpretar los resultados del proyecto, así como para analizar el comportamiento de los yacimientos y optimizar estrategias de recuperación mejorada (EOR). Estos compuestos, al interactuar con la superficie mineral de la roca, pueden alterar propiedades críticas como la mojabilidad, lo que impacta directamente la eficiencia de la extracción de hidrocarburos.

En este contexto, los métodos de análisis químico emergen como herramientas indispensables para identificar y cuantificar los compuestos del crudo que participan en dichas interacciones. Técnicas como la espectroscopia infrarroja (IR) permiten no solo detectar moléculas polares adsorbidas, sino también correlacionar a su presencia con cambios fisicoquímicos en la roca. A continuación, se describen las técnicas analíticas aplicables en este marco experimental, destacando su relevancia para vincular la composición molecular del crudo con fenómenos macroscópicos, como la inversión de la mojabilidad.

3.10 Espectroscopia de fotoelectrones emitidos por rayos X (XPS)

La Espectroscopía Fotoelectrónica de Rayos X, conocida como XPS por sus siglas en inglés (X-ray Photoelectron Spectroscopy), es una técnica de análisis superficial ampliamente utilizada para determinar la composición elemental y el estado químico de los elementos presentes en la superficie de materiales sólidos. Su fundamento se basa en el efecto fotoeléctrico: al irradiar una muestra con rayos X de energía conocida, los átomos de la superficie emiten fotoelectrones cuya energía cinética es medida por el equipo. A partir de esta información se calcula la energía

de enlace, la cual es característica de cada elemento y de su entorno químico (Watts & Wolstenholme, 2003; Rivière & Myhra, 2009).

El XPS se considera una técnica altamente superficial, ya que permite analizar únicamente los primeros nanómetros de la muestra, generalmente hasta una profundidad aproximada de 10 nm. Esta característica la hace especialmente útil para estudiar procesos de adsorción, recubrimientos delgados, contaminación superficial y cambios químicos inducidos por tratamientos fisicoquímicos. Además, permite identificar la mayoría de los elementos presentes en la superficie, excepto hidrógeno y helio, y realizar una estimación semicuantitativa de la composición elemental superficial, usualmente con errores cercanos al $\pm 10\%$ dependiendo de la muestra, los estándares y el método de cuantificación empleado (Rivière & Myhra, 2009; Momose, 2005).

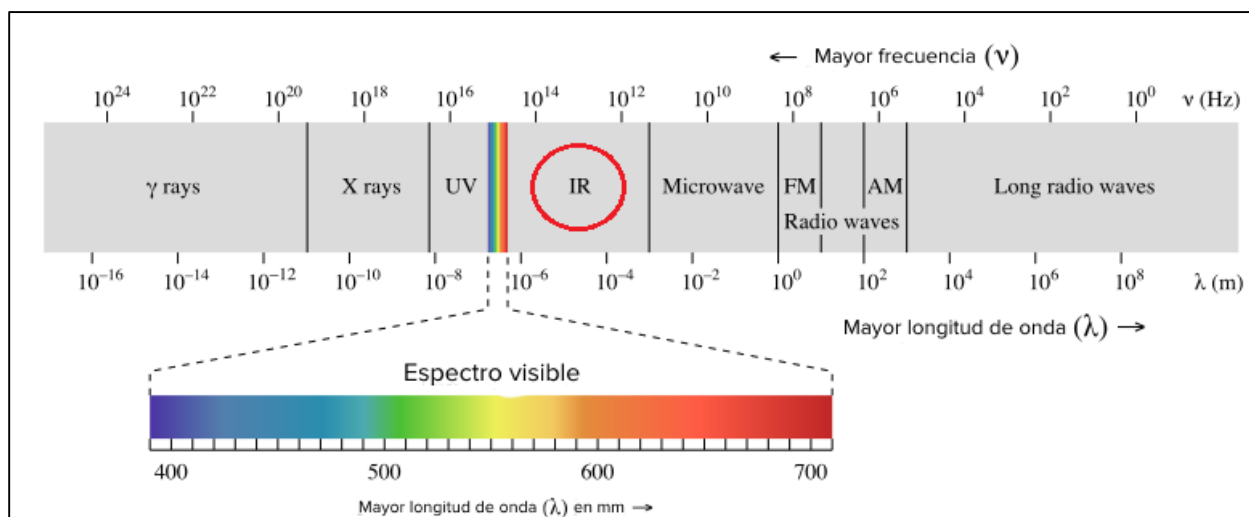
En el contexto del presente proyecto, el XPS resulta relevante porque la alteración de la mojabilidad ocurre principalmente en la interfaz entre la superficie mineral de la roca y los compuestos del crudo. En areniscas dominadas por cuarzo (SiO_2), la superficie originalmente hidrofílica puede modificarse por la adsorción de fracciones polares del petróleo, tales como resinas, asfaltenos, ácidos orgánicos y compuestos con heteroátomos. Estos compuestos pueden generar una película orgánica sobre los granos minerales, alterando la energía superficial y favoreciendo una transición hacia mojabilidad intermedia, mixta o preferencial al crudo (Anderson, 1986; Buckley & Liu, 1998).

3.11 Espectroscopia infrarroja (IF)

La Espectroscopia Infrarroja (IR) es una técnica analítica basada en la interacción de la radiación infrarroja con los enlaces químicos de una muestra, permitiendo identificar grupos funcionales y compuestos orgánicos mediante la absorción de energía en longitudes de onda específicas. Su principio fundamental radica en las vibraciones moleculares (estiramiento y flexión de enlaces), que generan un espectro único ("huella digital") para cada sustancia. En el contexto del experimento, es una técnica fundamental para caracterizar compuestos polares en crudos y entender su interacción con superficies minerales.

La porción infrarroja (IR) del espectro electromagnético se divide en tres regiones; el infrarrojo (IR) cercano, medio y lejano, así nombrados por su relación con el espectro visible. El infrarrojo (IR) lejano (aproximadamente $400\text{-}10\text{ cm}^{-1}$) se encuentra adyacente a la región de Microondas, posee una baja energía y puede ser usado en espectroscopia rotacional. El infrarrojo (IR) medio (aproximadamente $4000\text{-}400\text{ cm}^{-1}$) puede ser usado para estudiar las vibraciones fundamentales y la estructura rotacional vibracional, mientras que el infrarrojo (IR) cercano ($14000\text{-}4000\text{ cm}^{-1}$) puede excitar sobretonos o vibraciones armónicas.

Se trata de una técnica de análisis, para obtener información acerca de los procesos de absorción y emisión sobre las moléculas que se encuentran en la materia. Esta técnica espectroscópica se fundamenta en la interacción de la materia con la radiación. Esta interacción provoca procesos como la absorción o la difusión (scattering). Cuando una molécula absorbe o emite un fotón, su estado energético cambia.

Figura 5.*Espectro electromagnético*

Nota. Tomada y modificada de la ChemWiki de UC Davis (Universidad de California en Davis).

En general este cambio se manifiesta como un cambio en la energía traslacional de la molécula, y como un cambio en su estado electrónico vibracional o rotacional. Como las energías asociadas a cada uno de estos cambios son muy diferentes, cada uno de estos procesos se pueden tratar de manera independiente. Exceptuando los cambios traslacionales, los estados energéticos de las moléculas están cuantizados, consecuentemente, los procesos de absorción y emisión sólo pueden darse a determinadas frecuencias de los fotones. Además, el conjunto de frecuencias a las que se producen estos procesos es propio de cada molécula. Para cada molécula dada, su espectro de absorción/emisión constituye una “huella” de la misma.

Para medir una muestra, un rayo de luz Infrarroja (IR) atraviesa la muestra. Cuando la frecuencia de excitación de un enlace (o grupo de enlaces) coincide con alguna de las frecuencias incluidas en las ondas componentes del rayo, se produce absorción. Lo que se va a registrar es la cantidad de energía absorbida en cada longitud de onda. Esto puede lograrse escaneando el

espectro con un rayo monocromático, el cual cambia de longitud de onda a través del tiempo, o usando una transformada de Fourier para medir todas las longitudes de onda a la vez.

A partir de esto, se puede trazar un espectro de transmitancia o absorbancia, el cual muestra a cuáles longitudes de onda la muestra absorbe el infrarrojo (IR), y permite una interpretación de qué enlaces están presentes.

Esta técnica funciona exclusivamente con enlaces covalentes, y como tal es de gran utilidad en química orgánica. Espectros nítidos se obtienen de muestras con pocos enlaces activos al infrarrojo (IR) y altos niveles de pureza. Estructuras moleculares más complejas llevan a más bandas de absorción y a un espectro más complejo. (López Manrique & Grau Celis, 2017).

Para la prueba de laboratorio se siguió con el siguiente procedimiento:

La caracterización de las muestras por espectroscopia FTIR-ATR se realizó utilizando un espectrofotómetro Thermo Scientific Nicolet Summit X. El instrumento cuenta con una celda ATR de paso único con un cristal reflectante de diamante. Las mediciones espectrales se realizaron a 32 barridos para obtener mayor calidad y definición. Antes de cada medición, el instrumento se calibró utilizando el medio apropiado de referencia de fondo o background. Tras configurar los parámetros de adquisición, se registraron los espectros en todo el rango de operación del instrumento, y las bandas de absorción características se utilizaron para identificar los grupos funcionales presentes de las muestras de crudo de interés.

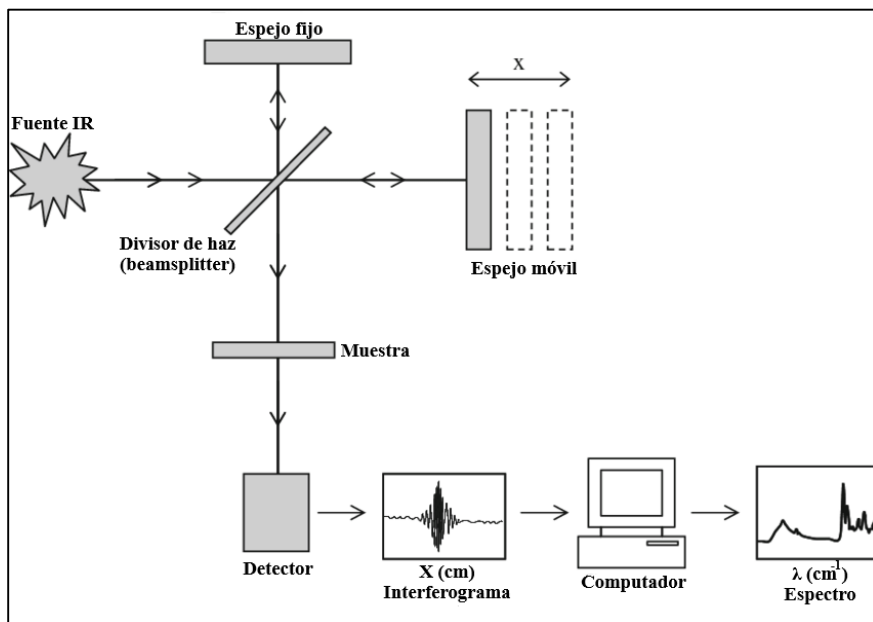
3.12 Espectroscopía de infrarrojo con transformada de Fourier (FTIR)

En un interferómetro Michelson el haz de radiación que viene de la fuente se divide mediante un espejo semipermeable (beamsplitter) en dos haces parciales que se reflejan en sendos

espejos, uno fijo y otro móvil, vuelven al beamsplitter y se recombinan en interferencia. Un desplazamiento del espejo móvil cambia el camino óptico en ese brazo del interferómetro, introduciendo una diferencia de fase entre los haces y por tanto un cambio en la amplitud de la interferencia. La intensidad de señal que llega al detector tras atravesar la muestra, representada como función de la diferencia en la trayectoria de ambos haces (retardo) es lo que se llama interferograma. Con una radiación monocromática se obtiene una señal coseno, que en el caso de caminos ópticos idénticos en ambos brazos proporciona una interferencia constructiva sin diferencia de fase entre los haces y por tanto una intensidad máxima. El resultado es un interferograma (intensidad en función del tiempo) la cual se convierte vía un algoritmo matemático (transformada de Fourier) en un diagrama de Intensidad en función de la frecuencia (espectro).

Figura 6.

Ilustración sistemática del FTIR.



Nota. Tomado y modificado Schematic sketch of the essential features of a Fourier transform infrared (FTIR) spectrometer.

3.13 Parámetros moleculares que se evalúan en IF

La IR mide absorción de energía infrarroja por enlaces químicos específicos en los compuestos polares del crudo que se adsorben en la roca. Los parámetros clave son:

Bandas de absorción (cm^{-1}): Indican grupos funcionales (ej. C=O, S=O, O-H).

Intensidad de picos: Relacionada con la concentración de los compuestos adsorbidos.

Área bajo la curva: Para análisis cuantitativo semi-cuantitativo de grupos funcionales.

La IR no solo identifica grupos funcionales, sino que también permite inferir propiedades moleculares críticas para la adsorción en rocas:

Aromaticidad relativa: se evalúa mediante bandas asociadas a C=C aromático, principalmente alrededor de 1600 cm^{-1} , y C-H aromático cerca de 3050 cm^{-1} . Una mayor contribución aromática puede relacionarse con fracciones pesadas del crudo, especialmente resinas y asfaltenos, las cuales pueden formar películas orgánicas sobre la superficie mineral.

Alifaticidad y longitud de cadenas alquilo: se evalúan mediante las bandas C-H de grupos CH_2 y CH_3 entre 2960 y 2850 cm^{-1} , además de señales de deformación en 1460 y 1375 cm^{-1} . La relación entre CH_2 y CH_3 permite inferir diferencias en longitud de cadenas, ramificación y carácter parafínico o nafténico de las fracciones orgánicas.

Contenido de grupos polares oxigenados: se identifica mediante bandas como C=O cerca de 1700 cm^{-1} y O-H entre 3500 y 3000 cm^{-1} . Estos grupos pueden asociarse con ácidos carboxílicos, fenoles, cetonas, amidas o agua adsorbida, y son relevantes porque pueden modificar la energía superficial de la roca.

Contenido de compuestos azufrados oxigenados: la banda cercana a 1030 cm^{-1} se asocia con el estiramiento S=O de sulfóxidos. Estos grupos son altamente polares y pueden participar en interacciones dipolares o ácido–base con superficies minerales.

Contenido de compuestos nitrogenados: los enlaces N–H pueden aparecer principalmente entre 3500 y 3000 cm^{-1} , asociados con aminas, amidas o estructuras nitrogenadas tipo pirrónicas. No obstante, no todos los compuestos nitrogenados del crudo presentan N–H; especies piridínicas o quinolínicas pueden contener nitrógeno sin generar una banda N–H evidente. También pueden aparecer contribuciones de C–N o C=N en la región de huella digital y dobles enlaces, por lo que su interpretación debe hacerse con precaución.

En la tabla 2 se muestra un resumen de las bandas claves que se esperan obtener en el experimento.

Tabla 2.

Bandas IR y su grupo funcional claves en el experimento.

Grupo funcional o familia molecular	Banda IR aproximada (cm^{-1})	Posibles componentes en crudos	Relevancia en mojabilidad
O–H / N–H	3500–3000	Ácidos carboxílicos, fenoles, aminas, amidas, agua adsorbida.	Indican polaridad y posible formación de puentes de hidrógeno con la superficie mineral.
C–H aromático	~3050	Aromáticos, resinas, asfaltenos.	Evidencia estructuras aromáticas capaces de formar películas orgánicas adsorbidas.
C–H alifático CH_2/CH_3	2960–2850	Saturados, cadenas alquílicas de resinas y asfaltenos.	Permite evaluar alifaticidad, longitud de cadena y orientación molecular sobre la superficie.

Grupo funcional o familia molecular	Banda IR aproximada (cm⁻¹)	Posibles componentes en crudos	Relevancia en mojabilidad
C=O	1700–1650	Ácidos nafténicos, cetonas, amidas, ésteres.	Grupos polares capaces de interactuar con minerales y modificar la energía superficial.
C=C aromático	1600–1450	Aromáticos condensados, resinas, asfaltenos.	Asociado con aromaticidad y formación de recubrimientos orgánicos rígidos.
CH ₂ / CH ₃ deformación	1460 y 1375	Cadenas alifáticas y grupos metilo.	Útil para evaluar ramificación y proporción relativa CH ₂ /CH ₃ .
C–O / C–N / C–C en huella digital	1350–1150	Éteres, fenoles, ácidos carboxílicos, aminas, aromáticos sustituidos.	Región sensible a compuestos polares, aunque presenta solapamiento de varias vibraciones.
S=O	1050–1000, especialmente ~1030	Sulfóxidos en resinas y asfaltenos oxidados.	Indica compuestos azufrados polares con potencial de adsorción sobre minerales.
C–H aromático fuera del plano	870, 812, 743	Aromáticos condensados, anillos sustituidos, asfaltenos.	Relacionado con sustitución aromática y estructuras poliaromáticas.
Rocking CH ₂	730–710, especialmente ~724	Cadenas alifáticas largas.	Puede indicar cadenas hidrocarbonadas largas presentes en saturados, resinas o asfaltenos.

Nota. Tomado y modificado de la fuente (Quintero, K., López, L., & Lola, D. L.

4. Metodología

El marco metodológico de esta investigación se organizó de manera secuencial, iniciando con la fase preliminar, en la cual se llevó a cabo una revisión bibliográfica continua que sirvió para fundamentar el diseño del experimento y contextualizar los resultados. Por otra parte, la fase

experimental cuyo objetivo fue evaluar el efecto del envejecimiento del sistema crudo–arenisca sobre la alteración de la mojabilidad mediante el seguimiento del ángulo de contacto y la caracterización química de los compuestos adsorbidos sobre la superficie de la roca. Para cumplir con esto, se planteó un diseño experimental factorial de dos factores, donde la unidad experimental se definió como una placa de arenisca sometida al proceso de envejecimiento con un tipo de crudo específico bajo una temperatura determinada.

El primer factor correspondió al tipo de crudo, el cual contó con cinco niveles seleccionados de manera intencional para representar una amplia variabilidad en sus propiedades fisicoquímicas, específicamente en su gravedad API, composición SARA, índice de inestabilidad coloidal y contenido de compuestos polares.

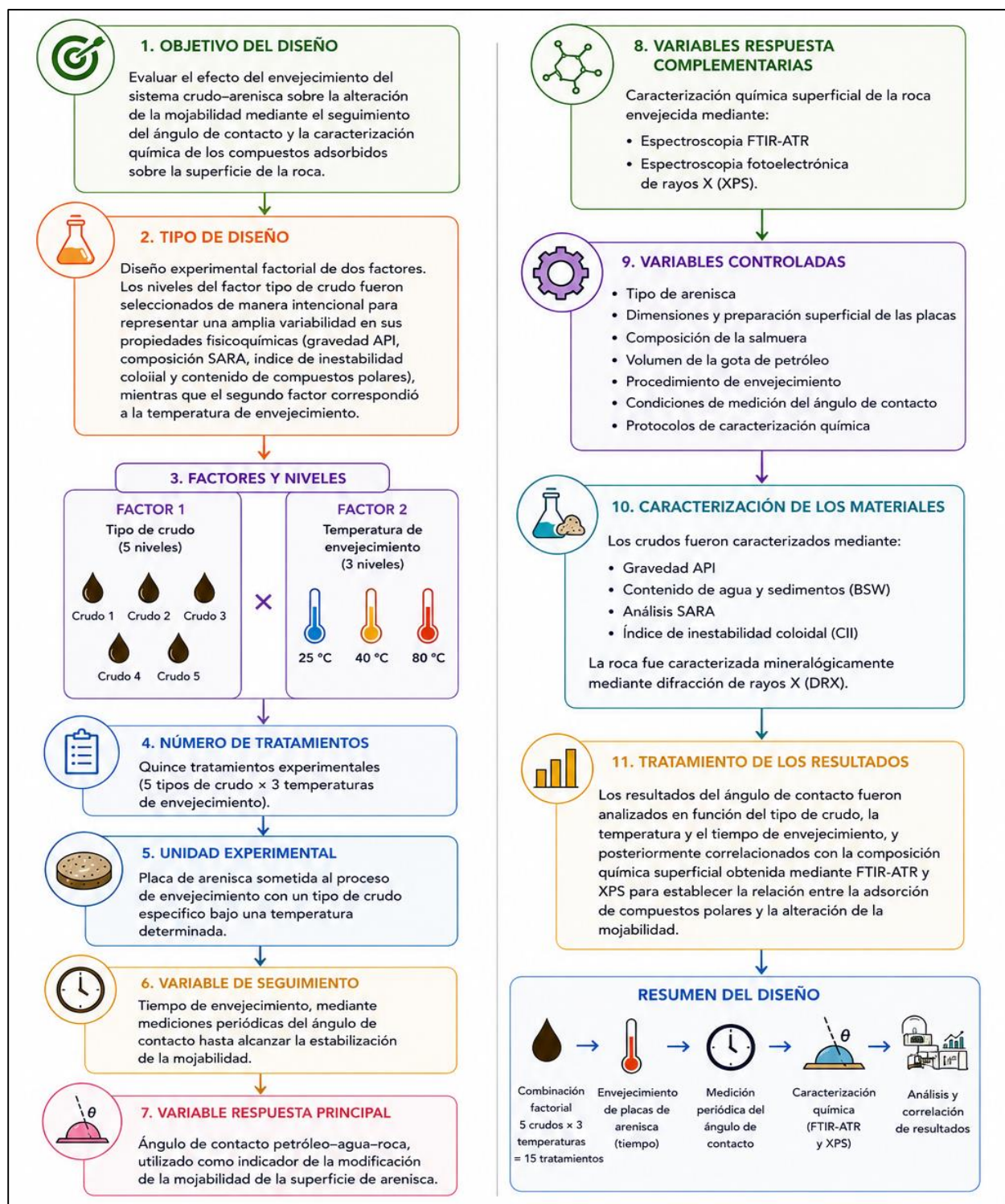
El segundo factor fue la temperatura de envejecimiento, evaluada en tres niveles correspondientes a ≈ 25 , 40 y 80 °C. Asimismo, se estableció el tiempo como la variable de seguimiento del proceso a través de mediciones periódicas del ángulo de contacto hasta alcanzar la estabilización de la mojabilidad, consolidando un total de quince tratamientos experimentales únicos.

La variable respuesta principal del estudio fue el ángulo de contacto petróleo–agua–roca, utilizado como el indicador directo de la modificación de la mojabilidad de la superficie de la arenisca. Como variables respuesta complementarias, se determinó la caracterización química superficial de la roca envejecida mediante espectroscopía infrarroja FTIR-ATR y espectroscopía fotoelectrónica de rayos X (XPS). Durante los ensayos, se mantuvieron bajo estricto control variables como el tipo de arenisca, las dimensiones y preparación superficial de las placas, la composición de la salmuera, el procedimiento de envejecimiento, las condiciones de medición del ángulo de contacto y los protocolos de caracterización química. Respecto a la caracterización de

los materiales, los crudos fueron analizados mediante gravedad API, contenido de agua y sedimentos (BSW), análisis SARA e índice de inestabilidad coloidal (CII), mientras que la roca se caracterizó mineralógicamente por difracción de rayos X (DRX). Finalmente, para el tratamiento de los resultados, los datos del ángulo de contacto se analizaron en función del tipo de crudo, la temperatura y el tiempo de envejecimiento, y posteriormente se correlacionaron con la composición química superficial obtenida por FTIR-ATR y XPS para establecer la relación exacta entre la adsorción de los compuestos polares y la alteración de la mojabilidad. El procedimiento experimental y las variables involucradas se resumen en la Figura 7.

Figura 7.

Representación esquemática del diseño experimental.



Nota. Elaborado con apoyo de inteligencia artificial generativa

4.1 Fase preliminar

A lo largo de todo el desarrollo del proyecto, se llevó a cabo una revisión bibliográfica continua, con un enfoque predominante en las investigaciones clásicas de Anderson (1986, 1987), las cuales se complementaron con los aportes fundamentales de Stegemeier (1977), Thomas et al. (1993) y Al-Ameer et al. (2023). Esta revisión exhaustiva sirvió para fundamentar el diseño y desarrollo experimental del sistema crudo-roca, tomando como base la comprensión de los mecanismos fisicoquímicos de alteración de la mojabilidad y la naturaleza química de la adsorción de compuestos polares sobre los sitios activos del mineral.

4.2 Fase experimental: Análisis del impacto del envejecimiento en la mojabilidad del sistema crudo/roca

La fase experimental de esta investigación se diseñó de manera sistemática con el objetivo de monitorear y comprender el impacto del proceso de envejecimiento y su influencia sobre la alteración de la mojabilidad del sistema roca-crudo-salmuera. Con el fin de asegurar el desarrollo del estudio para obtener resultados confiables y cercanos a la realidad, se detallaron las variables operativas, las especificaciones técnicas de la instrumentación empleada, los lineamientos normativos aplicados y el criterio analítico de estabilización de la gota. El desarrollo experimental se estructuró cronológicamente en cuatro etapas secuenciales e interdependientes. Estas abarcaron la selección y caracterización de los crudos, el acondicionamiento y análisis mineralógico de la roca, la medición periódica del ángulo de contacto para monitorear la alteración de la mojabilidad

y, por último, el análisis químico espectroscópico con el fin de estimar el material orgánico adsorbido en la superficie sólida.

4.2.1 Etapa 1: Selección y caracterización de los crudos

El criterio fundamental para la selección de las fases oleosas se basó en el establecimiento de una variación marcada tanto de polaridad molecular como de propiedades fisicoquímicas, lo que permitió analizar la influencia directa de la naturaleza del crudo sobre el mecanismo de alteración energética de la superficie sólida. Para ello, se seleccionaron cinco muestras de petróleo crudo de diferentes cuencas productoras de Colombia, denominadas comercialmente como Turpiales, Caramelo, Chichimene, Bullerengue BN1 y Zabaleta. Esta selección cubrió un espectro amplio que varió desde hidrocarburos condensados ligeros hasta crudos pesados y extrapesados garantizando la variabilidad de las características y propiedades presentes en sus estructuras.

La caracterización fisicoquímica y composicional inicial de cada una de las muestras de crudo se ejecutó bajo directrices normativas internacionales y protocolos de control laboratoriales. Dicha evaluación, efectuada mediante la determinación de la gravedad API, la densidad, el contenido de agua y sedimentos BSW y el fraccionamiento SARA, permitió definir detalladamente la naturaleza molecular de los crudos, estructurando un análisis integral que facilitó la determinación de su potencial de interacción en la interfaz fluido-sólido y su impacto directo sobre los mecanismos de alteración de la mojabilidad del sistema.

La determinación de la gravedad API y la densidad de las muestras se llevó a cabo mediante el método del hidrómetro de acuerdo con los lineamientos de las normas ASTM D287 y API Standard 2544.

Para la ejecución de la prueba se requirió hidrómetros de vidrio graduados en grados API, probetas de tamaño apropiado, preferiblemente de 500 mL o 1000 mL, un termómetro ASTM, baño de temperatura cuando sea necesario, el formato de registro correspondiente y las tablas de corrección de gravedad API por temperatura, conocidas como Petroleum Measurement Tables.

El procedimiento inicia con la identificación de la muestra de crudo.

Figura 8.

Identificación de la muestra de crudo.



Posteriormente, se seleccionó un hidrómetro de acuerdo con la gravedad API esperada de la muestra, con el fin de garantizar que la lectura se realice dentro del rango adecuado del instrumento. De igual manera, se utilizó un termómetro apropiado para registrar la temperatura del fluido durante el ensayo. Antes de realizar la medición, la temperatura de la muestra debe ajustarse

teniendo en cuenta las condiciones de prueba establecidas; si es necesario, se utiliza un baño de temperatura para estabilizar la muestra.

Figura 9.

Termómetro digital



Una vez preparada la muestra, esta se transfirió cuidadosamente a una probeta limpia, evitando la formación de burbujas y minimizando la evaporación de los componentes livianos, especialmente en crudos volátiles. En caso de que se formara espuma sobre la superficie del fluido, esta debió removerse con papel filtro limpio. Durante el periodo de prueba, la temperatura de la muestra no debió variar más de 5 °F.

Después de verificar que la temperatura del fluido fuera apropiada para la medición, el hidrómetro se introdujo cuidadosamente dentro de la muestra de crudo. Debió dejarse flotar libremente hasta alcanzar condiciones de estabilización, permitiendo además que las burbujas de aire ascendieran a la superficie, especialmente cuando se trabajó con muestras viscosas. Fue

importante evitar que el hidrómetro rozara las paredes de la probeta, ya que este contacto pudo frenar su libre desplazamiento y generar errores en la lectura.

Figura 10.

Hidrómetro en flotación dentro de la muestra en probeta



Cuando el hidrómetro se encontró flotando libremente y la temperatura de la muestra permaneció constante, con una variación máxima de 0,2 °F, se registró la lectura de gravedad API directamente en la escala del hidrómetro, aproximando a la división más cercana. De manera simultánea, se registró la temperatura de la muestra.

Figura 11.

Medición de la gravedad API



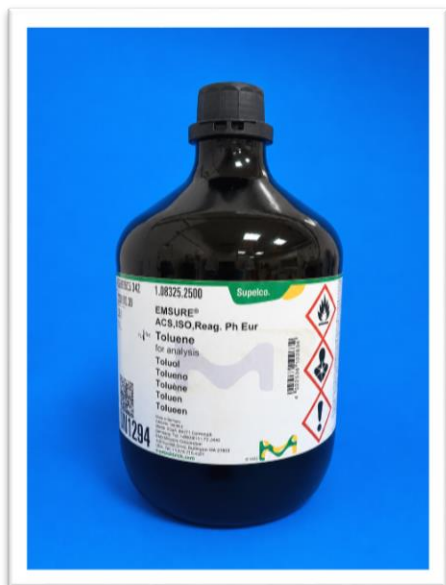
Finalmente, la lectura obtenida de gravedad API debió corregirse a la temperatura de referencia de 60 °F, utilizando las tablas de corrección por temperatura establecidas para productos de petróleo.

La determinación del BSW se realizó mediante el método de centrifugación, siguiendo los lineamientos establecidos en las normas API 2542 y ASTM D96-88.

Para la ejecución de la prueba se requirieron tubos de centrifugación tipo zanahoria, una centrífuga, baño de temperatura, termómetro ASTM, solvente, desemulsificante y el formato correspondiente para el registro de resultados. El solvente utilizado debió ser seleccionado de acuerdo con las características del crudo; para este caso fue usado el tolueno.

Figura 12.

Solvente usado para la medición de BSW

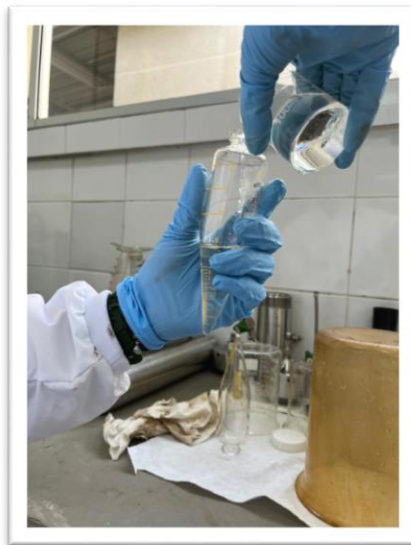


El procedimiento inició con la identificación y registro de la muestra de crudo. Si la muestra presenta agua libre visible, esta debe separarse inicialmente por decantación. Posteriormente, el crudo se homogenizó mediante agitación vigorosa, con el propósito de garantizar que la porción analizada fuera representativa del volumen total de muestra. De igual manera, se verificó que los tubos de centrifugación estuvieran limpios, secos y en condiciones adecuadas para su uso.

Una vez preparada la muestra, se adicionó solvente hasta completar aproximadamente el 50 % del volumen del tubo de centrifugación.

Figura 13.

Adición del solvente al 50% del volumen del tubo de centrifuga



Posteriormente, se agregó la muestra de crudo hasta alcanzar el volumen total establecido en el tubo.

Figura 14.

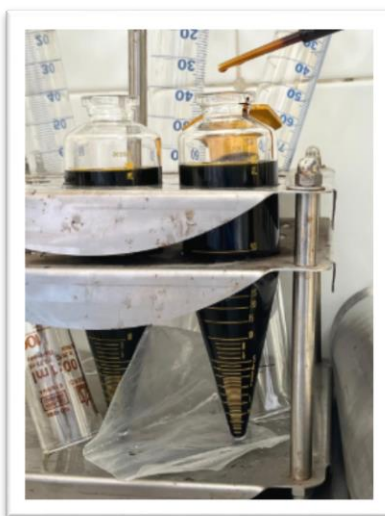
Adición de crudo para completar el volumen total del tubo de centrifuga



A cada tubo se le incorporaron entre 2 y 4 gotas de desemulsificante, con el objetivo de facilitar la ruptura de emulsiones agua-crudo y favorecer la separación de las fases durante la centrifugación. Luego, los tubos se taparon y se agitaron cuidadosamente hasta obtener una mezcla homogénea entre el crudo, el solvente y el desemulsificante.

Figura 15.

Adición del desemulsificante



Después de la homogenización, los tubos se colocaron en un baño de temperatura a $140\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F}$ durante aproximadamente 10 minutos. Esta etapa permitió disminuir la viscosidad del crudo y mejorar la movilidad de las fases presentes, facilitando la sedimentación del agua y de los sólidos durante la centrifugación. Fue importante controlar la temperatura de la muestra, ya que una temperatura inferior pudo dificultar la separación de fases y afectar la precisión del resultado.

Figura 16.

Calentamiento de la muestra a 140°F



Finalizado el calentamiento, los tubos se retiraron del baño y se invirtieron cuidadosamente para asegurar la uniformidad de la mezcla. Posteriormente, se colocaron en la centrífuga en posiciones opuestas y balanceadas, con el fin de evitar vibraciones o desbalance mecánico durante la operación del equipo. La centrífuga debió encontrarse previamente acondicionada para conservar la temperatura de la muestra durante el ensayo.

La centrifugación inicial se realizó a una velocidad de 1800 rpm durante 10 minutos. Durante esta etapa, la acción de la fuerza centrífuga permitió separar los componentes de mayor densidad, principalmente agua y sedimentos, los cuales se acumularon en el fondo del tubo. Una vez finalizado el ciclo de centrifugación, se retiraron los tubos cuidadosamente y se realizó la lectura directa del volumen de agua y sedimentos depositado en la parte inferior de cada tubo graduado.

Figura 17.

Lectura del volumen de agua y sedimentos



Posteriormente, los tubos se calentaron nuevamente a $140\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F}$, sin agitación, y se sometieron a un nuevo ciclo de centrifugación durante 5 minutos. Luego se realizó una nueva lectura del volumen separado. Este proceso de calentamiento, centrifugación y lectura se repitió hasta que las dos últimas lecturas obtenidas fueran iguales, lo cual indicó que la separación de agua y sedimentos se había estabilizado.

El resultado del ensayo se obtuvo a partir de la suma de las lecturas registradas en los dos tubos de centrifugación, expresada como porcentaje volumétrico de agua y sedimentos presentes en la muestra de crudo. Si las lecturas entre ambos tubos diferían en más del 25 %, el procedimiento debió repetirse, debido a que dicha diferencia indicaba una posible falta de representatividad de la muestra, errores de homogenización o separación incompleta de las fases.

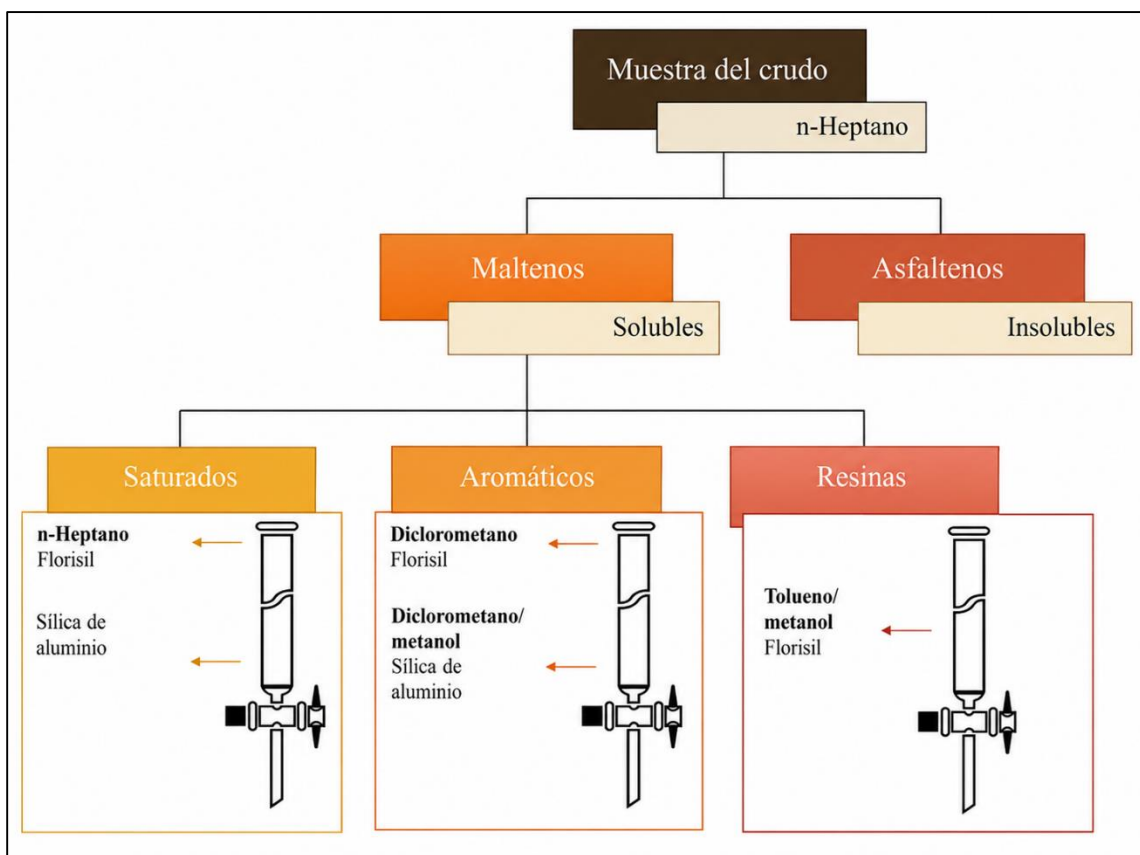
El proceso de fraccionamiento SARA se llevó a cabo en el laboratorio diagnóstico de la Universidad Industrial de Santander. inicialmente se preparó tres disoluciones, cuyas proporciones se muestran en la Tabla 3. Para la preparación de las columnas de cromatografía por elución, se empleó florisil para la primera columna y una mezcla en proporción 1:1 de sílica y alúmina para la segunda columna. Por otro lado, para la precipitación de los asfaltenos, se usó n-heptano y tolueno.

Tabla 3.

Tabla de relación entre las fracciones SARA y los disolventes de elución

Fracción por extraer	Disolvente
Asfaltenos	Tolueno
Saturados y asfaltenos	n-heptano
Aromáticos	Diclorometano/Metanol (70/30)
Resinas	Tolueno/Metanol (70/30)

El proceso de separación de asfaltenos corresponde al descrito por la norma ASTM D6560 y se describe en la Figura 18.

Figura 18.*Esquema del fraccionamiento SARA*

Nota. Adaptado de “Thermal Cracking and Catalytic Hydrocracking of a Colombian Vacuum Residue and Its Maltenes and Asfaltenes Fractions in Toluene” (p. 3870), por A. Y. León et al., (2017), *Energy & Fuels*, 31(4).

Para la separación inicial, se tomaron los cinco crudos colombianos que fueron mezclados con n-heptano en proporción 5:1, donde se pusieron en calentamiento y reflujo por 60 minutos. Luego de ello, se dejaron en reposo por más de 24 horas para posteriormente realizar la filtración; este proceso se llevó a cabo con ayuda de una bomba de vacío, obteniendo en el papel filtro el precipitado. La parte soluble producto de la filtración se sometió a rotoevaporación y la fracción

insoluble fue llevada al horno por más de 24 h a una temperatura de 60 °C donde posteriormente los insolubles en n-heptano se sometieron a un proceso de extracción Soxhlet con n-heptano para obtener la fracción de los asfaltenos, con el objetivo de remover los maltenos aun presentes en los insolubles en n-heptano recuperados durante la filtración inicial. Adicionalmente, la extracción Soxhlet con tolueno se llevó a cabo para remover los insolubles en tolueno de la fracción de los asfaltenos.

Para la separación de los maltenos en sus fracciones más livianas y pesadas se realizó un montaje de cromatografía de columna abierta siguiendo especificaciones de la norma ASTM D2007-11. En este montaje se usaron dos columnas, cada una con una fase estacionaria diferente (florisil y sílica de aluminio, respectivamente). En ellas se adicionaron disolventes de polaridad ascendente, apreciados en la Tabla 3.

Se tomó 1 g de cada crudo y se empleó n-heptano (150 mL) como eluyente para separar las fracciones saturadas; para los aromáticos se llevó a cabo la separación con una mezcla diclorometano y metanol en una proporción 3:1 y finalmente, para las resinas se utilizó una mezcla tolueno metanol en la misma proporción. Todo el disolvente se eliminó por medio de rotoevaporación.

Finalmente, los resultados del análisis SARA se reportan como porcentaje en peso de cada fracción respecto a la masa inicial de crudo analizada. Esta información permite evaluar la composición del crudo y comparar la proporción relativa de fracciones livianas, intermedias y pesadas, siendo especialmente importantes las resinas y los asfaltenos por su relación con los componentes polares del petróleo, adicionalmente se realizó el cálculo del índice de inestabilidad coloidal (CII) para complementar el estudio y estimar de mejor manera cuales crudos tienden a ser más inestables o a precipitar los asfaltenos.

Por último, para finalizar la primera etapa de la fase experimental, se elaboraron tablas con todos los resultados obtenidos individualmente, los cuales se consolidaron en una matriz integrada como se puede observar en la tabla 5 de caracterización de los crudos. Esto se realizó con el fin de organizar la información de manera estructurada y facilitar su posterior análisis y comparación.

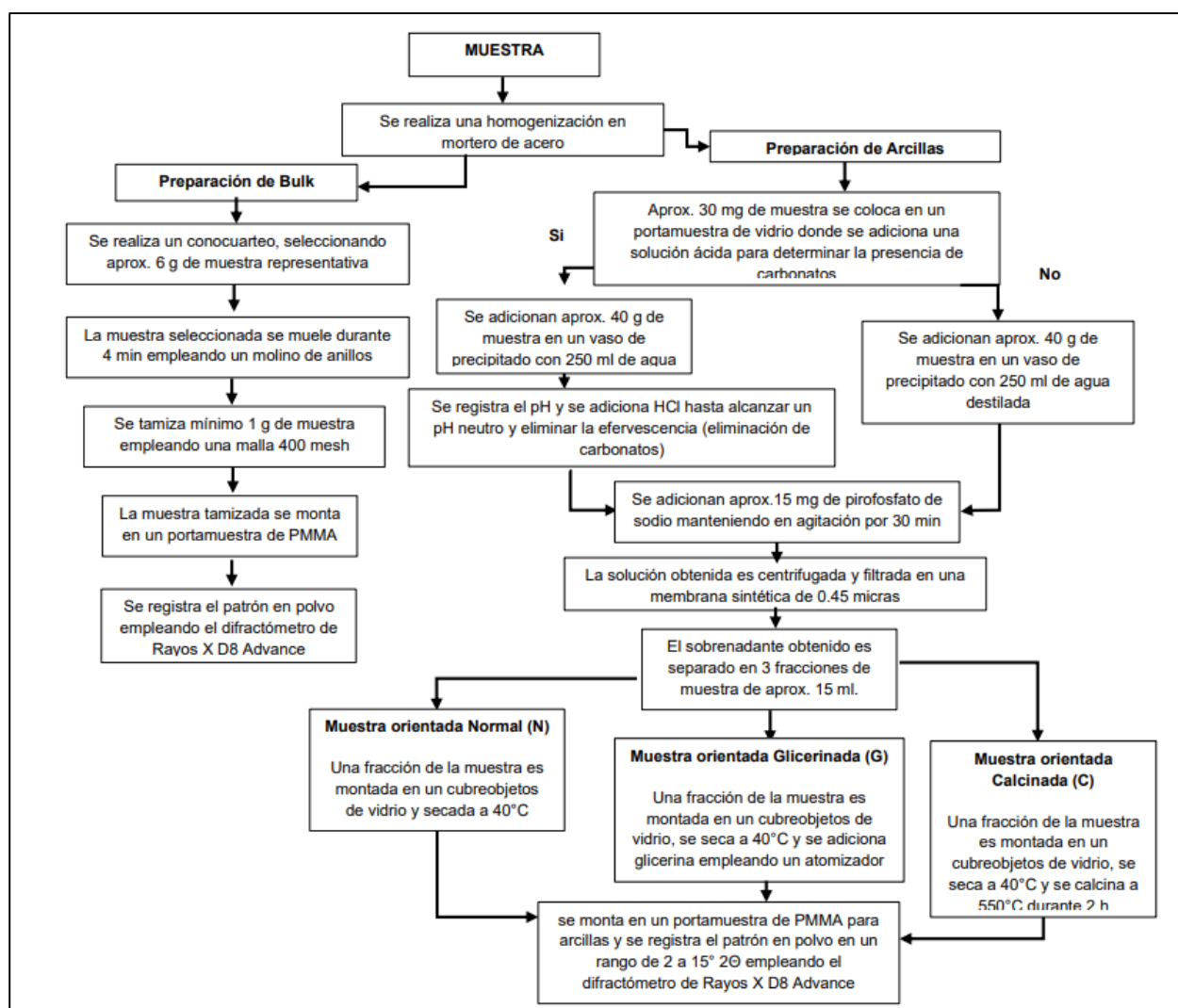
4.2.2 Etapa 2: caracterización de la roca

La etapa de caracterización de la fase sólida inició con el protocolo de limpieza y acondicionamiento físico de las muestras de arenisca, el cual se diseñó con el propósito de eliminar contaminantes superficiales y asegurar la reproducibilidad en el experimento y en las pruebas realizadas. Para tal fin, los bloques de roca fueron seccionados en forma de placas con una geometría rectangular de aproximadamente 5 x 4 x 3 cm, dimensiones que se establecieron para optimizar la manipulación operativa y facilidad experimental al momento de registrar las mediciones del ángulo de contacto. Asimismo, es importante precisar que dentro del diseño metodológico no se contempló una caracterización petrofísica de las muestras (tales como ensayos de porosidad o permeabilidad), debido a que el alcance de la investigación se centró en evaluar los mecanismos de interacción química a nivel superficial entre el óxido de silicio y los compuestos del crudo. Con el fin de identificar la composición mineralógica cuantitativa y cualitativa de la muestra de roca, se solicitó un análisis especializado de Difracción de Rayos X (DRX), gestionado y ejecutado específicamente para los fines y el alcance de este trabajo de investigación. La trazabilidad operativa de este resultado estuvo respaldada por la participación directa de los investigadores del proyecto, quienes asumieron la responsabilidad de seleccionar la muestra de arenisca en bruto, apoyar en la adecuación geométrica preliminar de las placas y ejecutar el

protocolo de rotulado, preservación y entrega formal de las muestras al laboratorio correspondiente. El procesamiento analítico y la adquisición de los difractogramas se llevaron a cabo en el Laboratorio de Rayos X de la Universidad Industrial de Santander, siguiendo con la preparación y procedimiento descrito en la Figura 19.

Figura 19.

Esquema de preparación de muestras para DRX (Bulk y fracción arcillosa)



Los resultados se consolidaron y se recibieron bajo el informe técnico de referencia INF-24359-DRX. Para esta determinación cristaloquímica, se operó un difractómetro de polvo marca *BRUKER*, modelo *D8 ADVANCE*, configurado con Geometría *DaVinci*, lo cual permitió determinar con precisión las propiedades y la madurez composicional de la matriz silícea evaluada.

4.2.3 Etapa 3: Análisis de la alteración de mojabilidad por medio del ángulo de contacto

El desarrollo de la fase experimental inició con la inmersión sistemática de las placas de arenisca en una salmuera sintética de cloruro de calcio (CaCl_2) formulada a una concentración del 5 % en peso. La selección de esta salmuera divalente se fundamentó en la revisión bibliográfica y en el análisis de antecedentes investigativos sobre fenómenos de superficie, los cuales señalan que los enlaces y cationes divalentes (específicamente el ión Ca^{2+}) actúan de manera efectiva como puentes iónicos. Este comportamiento químico promueve una desestabilización óptima de la película de agua y favorece una mayor interacción molecular entre las fracciones polares del crudo y la superficie porosa, induciendo de este modo una alteración de la mojabilidad.

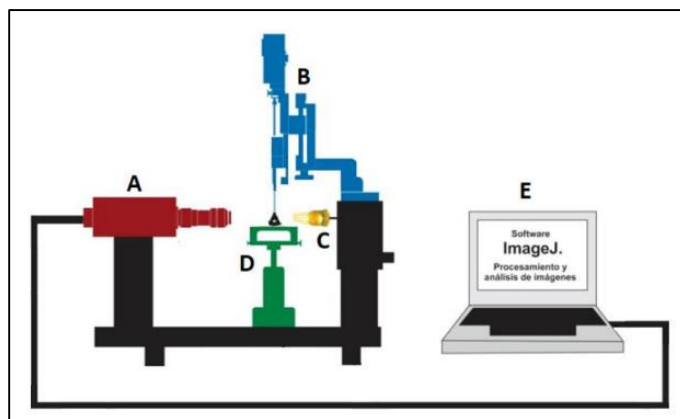
Este procedimiento inicial de inmersión se ejecutó con el propósito de establecer una línea base de mojabilidad preferencial al agua (estado fuertemente hidrofílico), garantizando la homogeneidad y la reproducibilidad de las condiciones iniciales del sistema antes de la exposición orgánica. Posterior a este acondicionamiento acuoso, las placas minerales se introdujeron en celdas herméticas de envejecimiento que contenían los diferentes tipos de crudo objeto de estudio. Con el fin de evaluar la modificación de la mojabilidad y su alteración de un estado inicial muy hidrofílico a un estado menos preferente por el agua, se programó un monitoreo cronológico y periódico del ángulo de contacto a lo largo de la prueba. Este seguimiento sistemático se realizó

en intervalos de tiempo definidos y bajo tres escenarios de control térmico (temperatura ambiente, 40 °C y 80 °C), permitiendo evidenciar el impacto de la temperatura sobre los mecanismos de humectabilidad del sistema o sobre la aceleración del fenómeno.

Para la medición y cuantificación de la alteración de la mojabilidad, se procedió con la inicialización y calibración del sistema óptico de medición de ángulo de contacto modelo OCA 25, vinculando sus parámetros físicos con el software de procesamiento numérico dpiMAX. El sistema de inyección digital se estructuró mediante el empleo de una jeringa de precisión referencia DS 100/GT, la cual cuenta con una capacidad nominal máxima de 10 μL para el manejo del fluido oleoso.

Figura 20.

Esquema del sistema óptico OCA 25



Nota. A) Sistema óptico, B) sistema de inyección para generar gotas, C) Sistema de iluminación, D) Base, E) ordenador. Tomado DataPhysics Instruments GmbH. (s.f.). OCA product series.

La selección del diámetro interno de las agujas de dosificación se realizó estrictamente bajo criterios reológicos, emparejando el calibre del instrumento con la viscosidad cinemática de cada

muestra de crudo. Los parámetros de selección de la aguja para cada tipo de crudo se observan en la tabla 4.

Tabla 4.

Referencias de aguja implementados según su necesidad

Tipo de Crudo Analizado	Crudo específico de la investigación	Referencia de Aguja de Dosificación
Crudos pesados y viscosos	Turpiales – Caramelo – Chichimene – Zabaleta	SNC 160/120
Crudos ligeros y de baja viscosidad	Bullerengue BNI1	SNC 050/026

Una vez cargada la jeringa con el crudo correspondiente, se efectuó el montaje de la aguja, asegurando su estabilidad operativa en el dosificador electrónico mediante el ajuste de los pines de seguridad.

Procedimos con la preparación del sustrato de roca y montaje de la celda, antes de ejecutar el análisis de la gota y su ángulo, cada placa de arenisca fue retirada de su respectivo medio de envejecimiento orgánico y con el propósito de aislar y evaluar únicamente la película orgánica de compuestos polares firmemente adsorbida en la roca, se realizó una remoción del exceso superficial de crudo libre usando material absorbente seco. Durante este paso, se omitió deliberadamente la aplicación de cualquier tipo de solvente químico o cualquier líquido para evitar la alteración o desorción artificial del crudo netamente adsorbidas.

Tras verificar visualmente la eliminación del crudo libre en el exterior de la roca, la placa se dispuso horizontalmente dentro de una celda transparente diseñada específicamente para facilitar la visualización óptica y el posicionamiento del testigo mineral. La celda se ubicó de forma

concéntrica en el eje de la cámara de alta resolución del equipo y se procedió a su llenado con agua destilada hasta lograr la inmersión y cobertura media de la muestra sólida.

Una vez estabilizado el medio acuoso, se introdujo en la celda la aguja de dosificación curva en forma de gancho invertido en la cual el extremo de la aguja se posicionó proyectando a la cara inferior de la placa de arenisca, apuntando verticalmente hacia la superficie mineral. El protocolo automatizado de dosificación en el software dpiMAX se programó para generar microburbujas con un volumen de diseño de $0.1 \mu\text{L}$ a una tasa de inyección de $0.05 \mu\text{L/s}$. Se implementó una relación operativa estricta donde la velocidad de inyección equivalía numéricamente a la mitad del volumen inyectado por segundo, asegurando un crecimiento controlado de la gota previniendo desprendimientos prematuros por efectos cinéticos.

Este procedimiento de dosificación controlada se repitió cíclicamente hasta que la fuerza de flotación (derivada de la diferencia de densidades entre la fase oleosa y el agua destilada) superó la fuerza de adhesión capilar al instrumento, lo que provocó el desprendimiento natural de la microgota y su posterior ascenso hidrostático hacia la superficie de la roca.

Como criterios de estabilización, repetibilidad y control de las mediciones, se estableció que el periodo de estabilización de la burbuja oleosa sobre la arenisca se rigió bajo un criterio de inspección visual continuo. La gota se observó en tiempo real a través del software hasta comprobar que la interfaz no presentara ningún cambio macroscópico de movimiento, deformación geométrica o variación en el ángulo de contacto durante un lapso mínimo de 5 minutos; alcanzada esta condición de equilibrio interfacial, se ejecutó la captura fotográfica y la lectura medida por el programa definitiva del ángulo de contacto.

Con el fin de garantizar la repetibilidad y la trazabilidad del método experimental, el procedimiento analítico completo se realizó por duplicado mediante la colocación de dos gotas

independientes en distintos y aleatorios lugares de la placa de arenisca. Por criterio de selección técnica, se registró como valor definitivo del ensayo aquella medición que manifestó la mayor disminución del ángulo de contacto.

Finalmente, como protocolo de control de calidad estadístico ante la heterogeneidad superficial, se estableció que si las dos mediciones iniciales presentaban una variación angular significativa superior a $\pm 25^\circ$, la prueba debía definirse inmediatamente mediante la inyección de una tercera gota en una nueva coordenada del sustrato. Bajo este escenario de alta variabilidad, el valor definitivo de la mojabilidad para ese intervalo de tiempo se determinó seleccionando la lectura experimental más cercana al promedio aritmético de las tres mediciones ejecutadas.

Finalmente, para concluir la tercera etapa de la fase experimental, la totalidad de los registros cuantitativos y las capturas digitales obtenidos mediante el sistema óptico se almacenaron y organizaron. Los valores analíticos del ángulo de contacto se organizaron cronológicamente en una matriz de datos comparativa, garantizando con ello la trazabilidad a lo largo del tiempo de cada ensayo según el tipo de crudo.

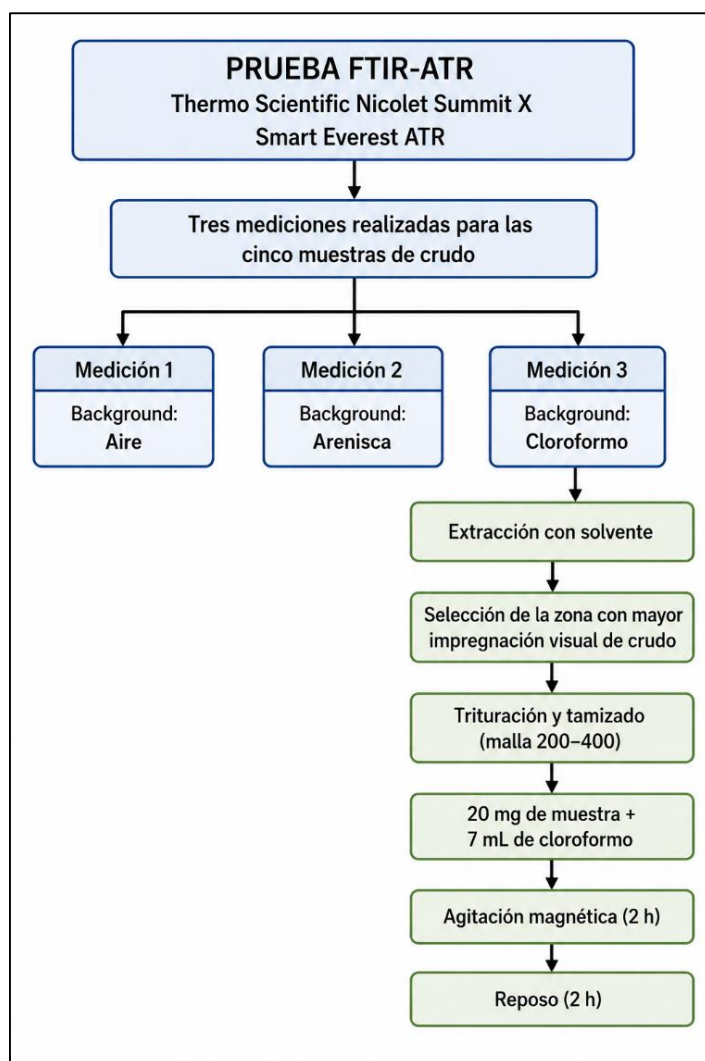
4.2.4 Etapa 4: Análisis químico para estimar compuestos adsorbidos en la roca

La cuarta etapa del diseño experimental se centró en el análisis químico de la superficie mineral con el propósito de identificar y caracterizar las familias de compuestos polares adsorbidos en la matriz rocosa. Para ello, se implementaron técnicas espectroscópicas de alta resolución mediante espectroscopia infrarroja (IR) según el esquema de la figura 21 y espectroscopia de fotoelectrones emitidos por rayos X (XPS) las cuales permitieron determinar la firma estructural de las fracciones orgánicas impregnadas en las muestras de arenisca al terminar los ensayos

descritos en la etapa anterior. Inicialmente se tenía contemplado realizar la evaluación mediante (SEM); sin embargo, debido a que su análisis elemental es estrictamente puntual, esto podría incrementar la incertidumbre al momento de estimar los compuestos adsorbidos en la roca. Por el contrario, la técnica de Espectroscopía de Fotoelectrones Emitidos por Rayos X (XPS) realiza un barrido general de la placa de arenisca, razón por la cual se implementó esta modificación para otorgar una mayor precisión al análisis químico.

Figura 21.

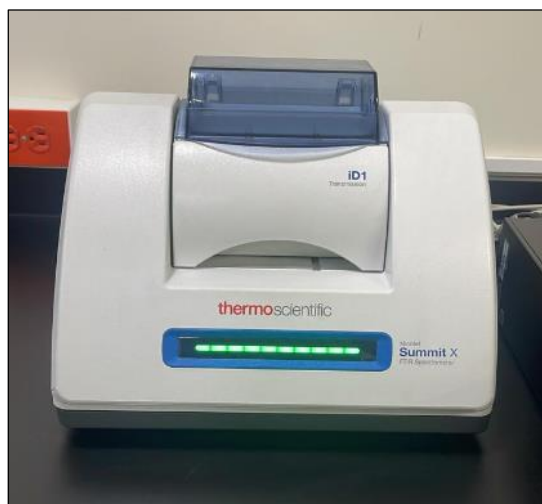
Esquema de las mediciones en la prueba FTIR-ATR



La caracterización química de las muestras se realizó mediante espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier con reflectancia total atenuada (FTIR-ATR), utilizando un espectrofotómetro Thermo Scientific Nicolet Summit X, equipado con un accesorio Smart Everest ATR con cristal de diamante de un solo rebote y detector DTGS KBr. Previamente a los análisis, las muestras fueron homogenizadas para garantizar su representatividad.

Figura 22.

Espectrofotómetro Thermo Scientific Nicolet Summit X



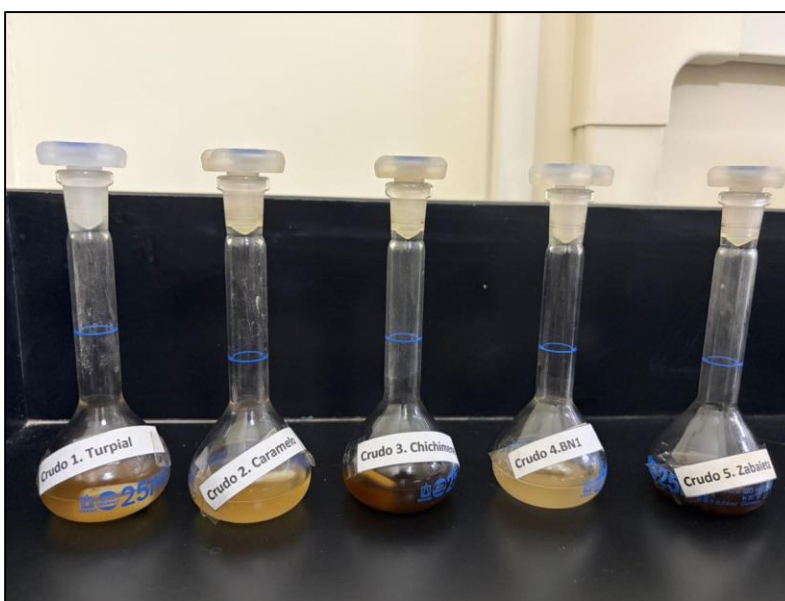
Para cada uno de los cinco crudos se realizaron tres mediciones independientes empleando diferentes referencias de fondo (background). En la primera medición se utilizó el aire como línea base. En la segunda medición se empleó como background la arenisca, correspondiente a la matriz mineral impregnada con cada uno de los crudos evaluados.

Finalmente, como se observa en la figura 20 se realizó una extracción con solvente sobre las muestras de arenisca impregnadas. Para ello, se seleccionó de cada muestra la sección con mayor impregnación visual de crudo, la cual fue triturada y tamizada, conservando la fracción que

pasó por la malla 200 y fue retenida en la malla 400. Posteriormente, se pesaron 20 mg del material en un Erlenmeyer de 25 mL y se adicionaron 7 mL de cloroformo. La mezcla se sometió a agitación magnética durante 2 h y posteriormente se dejó en reposo durante 2 h. El extracto obtenido se analizó mediante FTIR-ATR utilizando cloroformo como background.

Figura 23.

Proceso de extracción con solvente para cada muestra



Todas las mediciones se realizaron bajo las mismas condiciones instrumentales, empleando 32 barridos (scans) para la muestra y 32 barridos de fondo, con una resolución espectral de 4 cm^{-1} y un tiempo de adquisición aproximado de 47 s por análisis. El procesamiento de los espectros se efectuó mediante apodización Blackman–Norton Strong (B-N Strong) y corrección de fase de Mertz, utilizando los parámetros de adquisición establecidos por el software del equipo.

La caracterización superficial de las muestras se realizó mediante espectroscopia de fotoelectrones de rayos X (XPS), utilizando una plataforma de caracterización de superficies

XPS/ISS/UPS ACenteno (SPECS, Alemania), equipada con un analizador de energía 2-CMOS. Las mediciones se efectuaron empleando una fuente monocromática de rayos X Al K α (FOCUS 500), operada a 200 W. La energía de paso del analizador hemisférico se estableció en 100 eV para la adquisición de los espectros generales (survey) y en 20 eV para los espectros de alta resolución. La compensación de carga superficial se realizó mediante un Flood Gun (FG 15/40-PS FG 500), operado a 94 μ A y 3,6 eV.

Como se observa en la figura 22 para el análisis se emplearon cinco muestras de arenisca impregnadas con cada uno de los crudos evaluados. Las muestras fueron cortadas en dimensiones aproximadas de 1 $\times$ 1 cm, posteriormente montadas sobre cinta conductora de cobre y fijadas en portamuestras metálicos de acero inoxidable suministrados por el fabricante SPECS, los cuales se encuentran conectados eléctricamente al espectrómetro para garantizar las condiciones adecuadas de análisis.

Figura 24.

Muestras seleccionadas para prueba XPS



Finalmente, con la culminación de los ensayos de caracterización química espectroscópica superficial, se procedió al análisis de los resultados analíticos obtenidos en las muestras de roca.

5. Resultados

En este capítulo se exponen, analizan y discuten los hallazgos experimentales derivados del fenómeno de envejecimiento y las pruebas de laboratorio, orientados a determinar la influencia de las fracciones polares del crudo sobre la alteración de la mojabilidad de la roca. Este análisis inicia con el establecimiento de las líneas base independientes de cada fase (fluido y sólido), escala hacia la evaluación macroscópica de los fenómenos interfaciales en función de variables termodinámicas (tiempo y temperatura), y concluye con la caracterización química y espectroscópica de la superficie mineral para validar los mecanismos químicos de adsorción gobernantes.

Con el fin de garantizar una lectura sistemática y trazable, el capítulo se organiza rigurosamente en cuatro secciones consecutivas. En primer lugar, se presentan los resultados de la caracterización de las fases oleosas, detallando los valores de gravedad API, densidad, contenido de agua y sedimentos (BSW) y el fraccionamiento SARA de las cinco muestras de crudo evaluadas. En segundo lugar, se reporta la caracterización composicional del sustrato sólido mediante Difracción de Rayos X (DRX), fijando la pureza mineralógica de las placas de arenisca. En tercer lugar, se analiza la alteración de la mojabilidad a través del monitoreo periódico del ángulo de contacto por el método de burbuja cautiva, contrastando de forma sistemática el impacto de la temperatura ambiente, 40 °C y 80 °C en cada sistema fluido-sólido. Finalmente, en la cuarta sección, se examinan los espectros de energía y de transmitancia obtenidos por Espectroscopía Infrarroja (FTIR) y Espectroscopía de Fotoelectrones Emitidos por Rayos X (XPS), con el

propósito de estimar grupos funcionales, elementos superficiales y material orgánico retenido en la superficie de la roca.

5.1 Resultados de la caracterización de los crudos

En esta primera etapa se seleccionaron cinco muestras de crudo con características fisicoquímicas y composicionales diferentes, con el propósito de evaluar cómo la variación en sus propiedades puede influir en la interacción crudo-roca durante el proceso de envejecimiento.

La selección de crudos con distintos valores de gravedad API, densidad, contenido de agua y sedimentos, y composición SARA permite establecer una base comparativa para analizar la posible relación entre la naturaleza del crudo y la retención de compuestos orgánicos sobre la superficie mineral. En este sentido, la caracterización inicial constituye un punto de partida fundamental para interpretar posteriormente los cambios de mojabilidad y los posibles grupos funcionales identificados mediante espectroscopia infrarroja.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la caracterización fisicoquímica de los cinco crudos seleccionados para el estudio, incluyendo la gravedad API, la densidad, la composición SARA y el índice de estabilidad coloidal (CII). La información composicional fue incorporada como información complementaria al estudio.

Tabla 5.

Resultados de la caracterización fisicoquímica de los crudos seleccionados.

Identificación de la muestra	API °	%BSW	Densidad (g/cm³)	Saturados (%)	Aromáticos (%)	Resinas (%)	Asfaltenos (%)	Indice de estabilidad coloidal
Turpiales	17.8	4	0.949	46.3	43.48	8.96	1.26	0.906941266
Caramelo	37.1	50	0.841	38.65	30.43	23.57	7.36	0.852037037
Chichimene	12.3	1	0.98	29.1	20.7	28.61	21	1.016021091
BN1	56.9	0	0.75	42.9	0	57.1	2.3	0.791593695
Zabaleta	17.4	0.025	0.949	44.24	10.7	38.3	6.76	1.040816326

De acuerdo con la clasificación por gravedad API, los crudos seleccionados presentan una amplia variación en su naturaleza: el Crudo 3 corresponde a un crudo pesado (12.3 °API), los Crudos 1 y 5 se clasifican como medianos (17.8 y 17.4 °API respectivamente), el Crudo 2 como liviano (37.1 °API) y el Crudo 4 como condensado (56.9 °API). Esta diversidad en las propiedades fisicoquímicas de los fluidos seleccionados resulta pertinente para el análisis comparativo del impacto del envejecimiento sobre la mojabilidad de la roca, dado que el contenido de fracciones polares en particular resinas y asfaltenos varía significativamente entre los crudos estudiados.

5.2 Resultados de la caracterización mineralógica de la roca

Previo al inicio del proceso de envejecimiento, la muestra de roca en bruto fue cortada en diferentes placas de arenisca con dimensiones aproximadas de 5 × 4 × 3 cm. Este acondicionamiento permitió obtener muestras de tamaño uniforme para reducir variaciones geométricas durante las pruebas posteriores. Posteriormente, las placas fueron sometidas a un proceso de limpieza y acondicionamiento, con el fin de eliminar posibles contaminantes

superficiales que pudieran interferir con los resultados experimentales y garantizar una mayor reproducibilidad en las mediciones.

Figura 25.

Láminas de la muestra de arenisca usada.



El análisis mineralógico de la muestra de roca fue realizado mediante difracción de rayos X (DRX). A continuación, se presentan los resultados obtenidos, correspondientes a las fases cristalinas identificadas y su cuantificación relativa.

El análisis fue realizado por el Laboratorio de Rayos X de la Universidad Industrial de Santander (Informe INF-24359-DRX), empleando un difractómetro de polvo marca BRUKER modelo D8 ADVANCE con Geometría DaVinci. En la tabla 6 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 6.

Fases cristalinas identificadas y cuantificadas en la muestra de roca.

Nombre	Formula química	Cuantitativo
Cuarzo	SiO ₂	97.66%
Caolinita-1A	Al ₂ (SiO ₅ (OH) ₄)	2.34%

Los resultados indican que la muestra está compuesta de forma predominante por cuarzo, con una fracción menor de caolinita. Esta composición es característica de areniscas de alta madurez mineralógica, en las que el cuarzo constituye el mineral marco principal y la caolinita se presenta como mineral arcilloso secundario. Desde el punto de vista de la interacción roca-fluido, la superficie de cuarzo presenta carácter predominantemente hidrofílico en su estado natural, lo que es consistente con la mojabilidad preferencial al agua asumida como condición inicial del experimento.

5.3 Resultados y Análisis de la alteración de mojabilidad por medio del ángulo de contacto.

El análisis de la alteración de la mojabilidad se realizó mediante la medición periódica del ángulo de contacto en muestras de arenisca sometidas a envejecimiento con diferentes crudos. En este estudio se parte de una roca inicialmente mojada preferencialmente por agua, por lo que el objetivo principal es evaluar la capacidad de los componentes del crudo para modificar dicha condición inicial y desplazar la afinidad superficial de la roca hacia una condición más oleofílica.

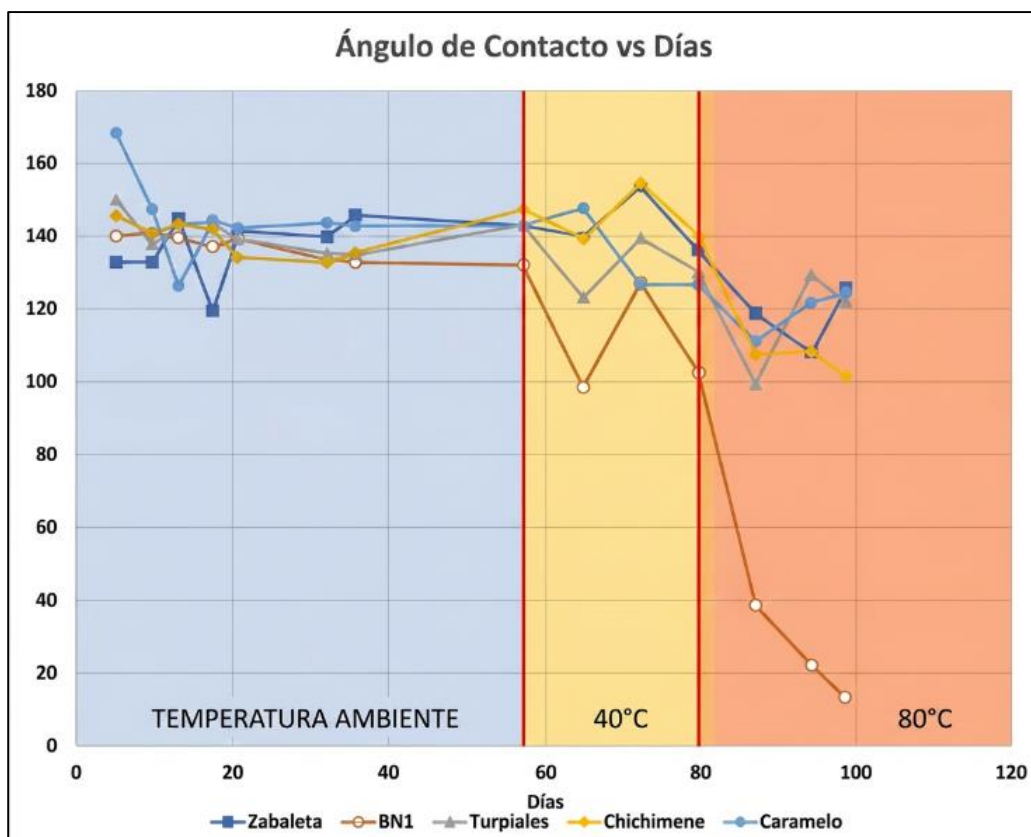
Para la interpretación de los resultados, se consideró que valores altos de ángulo de contacto indican una mayor afinidad de la superficie por la salmuera, es decir, una menor alteración de la mojabilidad original de la roca. Por el contrario, valores menores de ángulo de contacto indican una mayor afinidad de la superficie por el crudo, lo cual evidencia una alteración

progresiva de la mojabilidad hacia condiciones más favorables al aceite. Bajo este criterio, la disminución del ángulo de contacto con el tiempo se interpreta como un aumento en el grado de alteración de la mojabilidad inducido por los compuestos del crudo.

En la figura 24 se presenta la evolución del ángulo de contacto en función del tiempo para los sistemas evaluados bajo tres condiciones de temperatura: temperatura ambiente, 40 °C y 80 °C. Durante la etapa a temperatura ambiente, los valores de ángulo de contacto se mantuvieron en general en rangos elevados, aproximadamente entre 130° y 150°. Este comportamiento indica que, durante las primeras etapas del experimento, la roca conservó en gran medida su afinidad por la salmuera, aunque ya se evidencian variaciones asociadas al contacto inicial con los crudos.

Figura 26.

Comportamiento del ángulo de contacto respecto al tiempo a diferente temperatura.



Durante la etapa de envejecimiento a 40 °C, los valores de ángulo de contacto mostraron una respuesta variable entre los diferentes crudos evaluados. En términos generales, la mayoría de los sistemas conservaron ángulos relativamente altos, en comparación con los observados posteriormente a 80 °C. Bajo el criterio de interpretación adoptado en este trabajo, donde un menor ángulo de contacto representa una mayor afinidad de la roca por el crudo, los resultados a 40 °C indican que la alteración de la mojabilidad fue parcial y dependiente de la naturaleza de cada crudo.

Este comportamiento es coherente con lo reportado por Al-Ameer et al. (2023), quienes señalan que la alteración de la mojabilidad mediante envejecimiento depende de la temperatura, el tiempo de exposición, la litología de la roca, la mojabilidad inicial y la composición del crudo. Los autores indican que, para areniscas inicialmente mojadas por agua, el proceso de alteración hacia condiciones menos mojadas por agua puede requerir tiempos relativamente largos, especialmente cuando la temperatura de envejecimiento no es suficientemente alta. En este sentido, la condición de 40 °C puede considerarse una etapa térmica moderada, capaz de inducir cambios iniciales en la interacción crudo-roca, pero no necesariamente suficiente para generar una alteración intensa y generalizada en todos los sistemas.

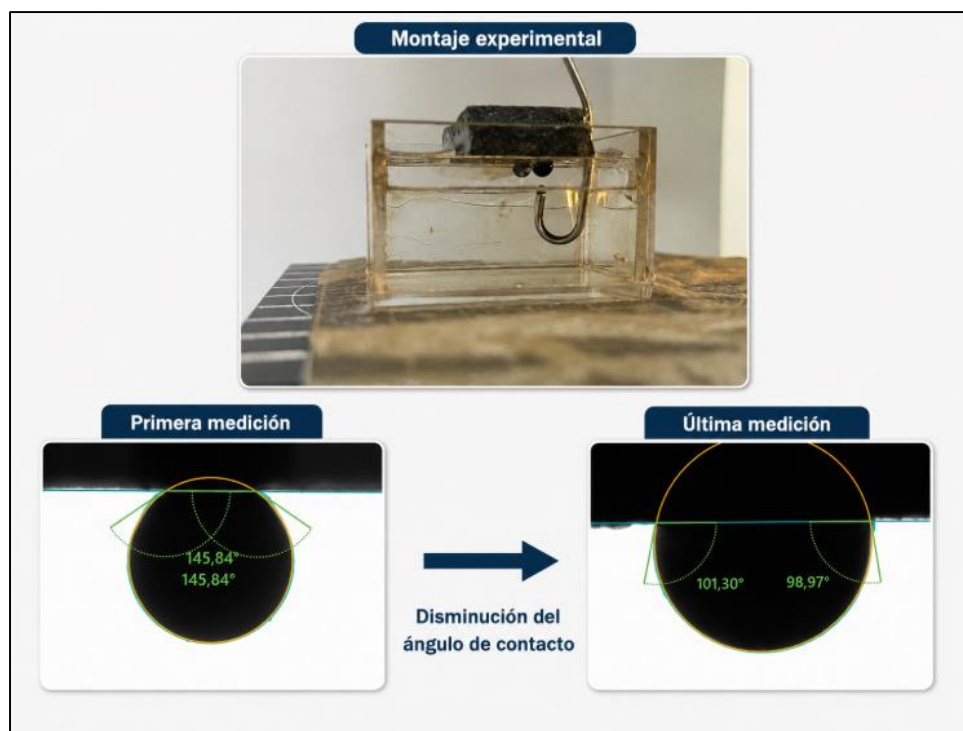
En la gráfica se observa que, a 40 °C, algunos crudos presentan disminuciones puntuales del ángulo de contacto, lo cual sugiere un incremento en la afinidad de la superficie por el crudo. Este efecto puede asociarse con una mayor movilidad molecular de las fracciones polares del petróleo respecto a la condición de temperatura ambiente, facilitando su aproximación y posible adsorción sobre los sitios activos de la arenisca. Sin embargo, la permanencia de valores relativamente altos en varios sistemas indica que la superficie aún conserva una afinidad importante por la salmuera, por lo que la alteración de la mojabilidad bajo esta condición no alcanza su máximo desarrollo.

Al comparar los resultados de 40 °C con los obtenidos a 80 °C, se evidencia que el aumento de temperatura intensificó el cambio de mojabilidad. A 80 °C, varios sistemas presentaron una disminución más marcada del ángulo de contacto, especialmente el crudo BN1, el cual alcanzó los valores más bajos registrados en el experimento. Esta tendencia indica que el incremento de temperatura favoreció la alteración de la superficie hacia una condición de mayor afinidad por el crudo. De acuerdo con Al-Ameer et al. (2023), este comportamiento es esperable, ya que el aumento de temperatura reduce el tiempo necesario para inducir cambios de mojabilidad durante el envejecimiento y puede acelerar la interacción entre los componentes polares del crudo y la superficie mineral, a 40 °C, la alteración ocurre de forma moderada y no uniforme entre los crudos, mientras que a 80 °C se favorecen mecanismos más intensos de adsorción, redistribución o fijación de compuestos orgánicos sobre la arenisca. Esto concuerda con la revisión de Al-Ameer et al. (2023), donde se reporta que las areniscas requieren generalmente mayores tiempos y temperaturas que otras litologías para modificar significativamente su condición de mojabilidad.

Por lo tanto, los valores obtenidos a 40 °C representan una etapa de transición en el proceso de alteración de la mojabilidad. Aunque se evidencian cambios respecto a la condición inicial, estos no son tan pronunciados como los observados a 80 °C. La reducción más significativa del ángulo de contacto a 80 °C confirma que el aumento de temperatura incrementa la capacidad del sistema crudo-roca para modificar la afinidad superficial de la arenisca, favoreciendo una condición más afín al crudo y menos mojada por salmuera.

Figura 27.

Montaje experimental, primera y última medición del crudo 3



5.4 Resultados y Análisis químico de los compuestos adsorbidos en la roca.

En esta fase se presentan los resultados del análisis químico realizado sobre las muestras de roca después del proceso de envejecimiento con crudo. El propósito de esta etapa fue identificar posibles evidencias de retención de compuestos orgánicos sobre la superficie mineral, especialmente aquellos asociados con fracciones polares del petróleo. Para ello, se consideraron técnicas de caracterización como espectroscopia infrarroja y microscopía electrónica de barrido, con el fin de complementar la interpretación del cambio de mojabilidad observado experimentalmente. Este análisis permite relacionar la naturaleza composicional de cada crudo con

los posibles compuestos retenidos en la roca y, por tanto, con su influencia en la interacción roca–crudo–salmuera.

5.4.1 Resultados y Análisis por medio de la Espectroscopia Infraroja por Transformada de Fourier (FTIR)

La espectroscopia infrarroja constituyó la base principal del análisis químico desarrollado en este estudio, debido a su capacidad para identificar bandas asociadas con enlaces y grupos funcionales presentes en los compuestos orgánicos retenidos sobre la arenisca. A partir de los espectros obtenidos en las muestras envejecidas, se evaluaron regiones características relacionadas con enlaces C–H alifáticos, C=C aromáticos, C=O, O–H, N–H, C–O y posibles grupos asociados con heteroátomos. La interpretación de estas bandas permitió estimar la presencia de fracciones hidrocarbonadas y compuestos polares provenientes del crudo, comparando las diferencias entre las muestras según el tipo de petróleo empleado durante el envejecimiento (Mondragón Cortez, 2020).

Para el análisis FTIR se realizaron tres mediciones de infrarrojo por cada una de las cinco muestras de roca envejecidas con crudo, empleando diferentes fondos: aire, arenisca y cloroformo. Esta estrategia permitió comparar la respuesta espectral de la muestra sólida, reducir la contribución mineral de la arenisca y analizar el extracto orgánico obtenido con solvente. El propósito fue identificar, de manera cualitativa, posibles bandas asociadas con enlaces y grupos funcionales de compuestos orgánicos retenidos sobre la superficie mineral después del envejecimiento.

5.4.1.1 Resultados del crudo 1 (Turpiales). La muestra Turpiales corresponde a una roca arenisca envejecida con un crudo de alto contenido aromático y baja fracción asfáltica. Esta composición permite evaluar si, después del envejecimiento y lavado, permanecen sobre la superficie mineral señales asociadas con cadenas hidrocarbonadas, estructuras aromáticas o compuestos polares de baja concentración.

Las gráficas obtenidas a partir de la FTIR y el análisis de las bandas se observan a continuación:

Figura 28.

Espectro Infrarrojo (Fondo aire) del crudo 1

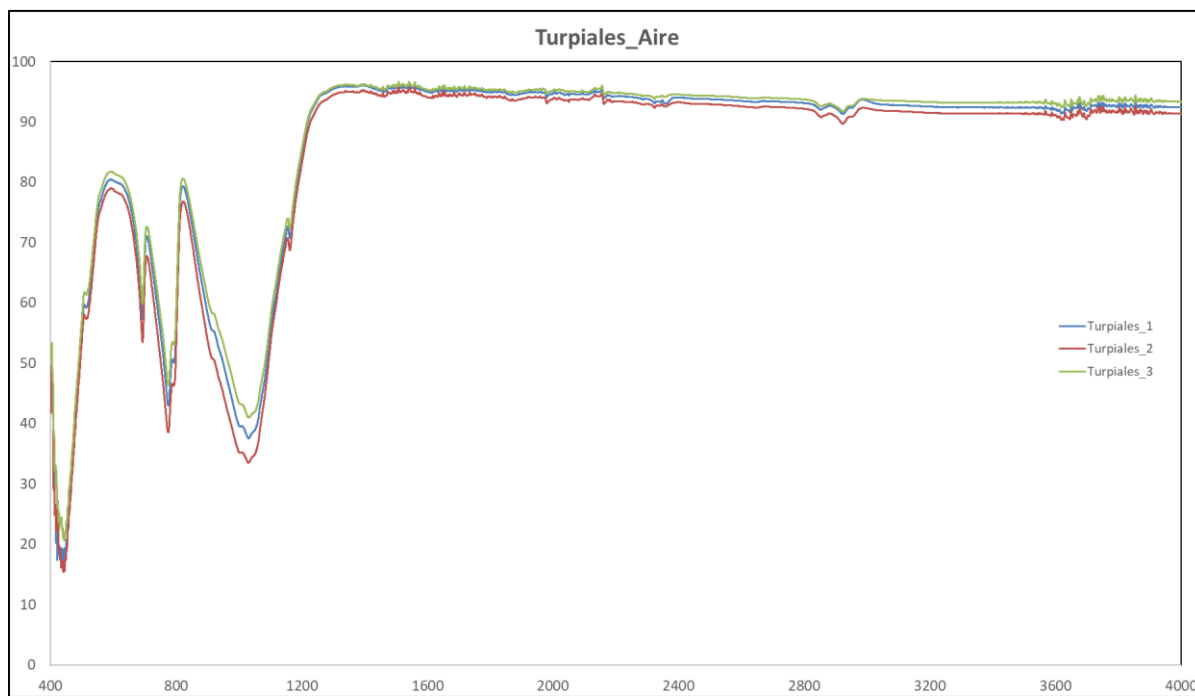


Tabla 7.*Interpretación de bandas FTIR (Fondo aire) del crudo 1*

Banda observada aprox. (cm⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~439	Muy fuerte	Flexión Si–O–Si	Banda mineral dominante del cuarzo. No se atribuye a crudo.
~689	Media	Vibración Si–O / cuarzo	Señal mineral de la arenisca; puede solaparse con señales aromáticas fuera del plano, pero domina el cuarzo.
~777	Fuerte	Si–O del cuarzo / posible C–H aromático fuera del plano	Principalmente mineral; si hay contribución orgánica, podría ser de aromáticos sustituidos, pero no es concluyente.
~1035	Muy fuerte y ancha	Si–O–Si del cuarzo; posible solapamiento con S=O, C–O, C–N	Región crítica. La banda está dominada por la matriz silíceas, pero puede ocultar grupos polares orgánicos como sulfóxidos, éteres, fenoles o aminas.
~1454	Débil	Deformación CH ₂ /CH ₃	Posible evidencia de cadenas alifáticas retenidas del crudo.
~1606	Débil	C=C aromático / C=N / flexión H–O–H	Puede indicar compuestos aromáticos/resinosos, aunque también puede estar influida por humedad.
~2325	Débil	CO ₂ atmosférico / artefacto instrumental	No debe usarse para interpretación química del crudo.
~2856	Débil-media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂	Evidencia de hidrocarburos alifáticos adsorbidos o retenidos.
~2922	Media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂ /CH ₃	Una de las señales orgánicas más importantes; sugiere cadenas hidrocarbonadas del crudo.
~3627–3699	Débil	O–H de silanoles, caolinita o humedad; posible N–H	En esta muestra sólida es más probable que corresponda a humedad/superficie mineral que a N–H orgánico.

El espectro está fuertemente dominado por el cuarzo de la arenisca, especialmente en 439, 777 y 1035 cm^{-1} . Aun así, las caídas en 2922 y 2856 cm^{-1} indican presencia de C–H alifático, lo que sugiere que después del envejecimiento es posible que quedaran hidrocarburos retenidos en la roca. La señal débil cerca de 1606 cm^{-1} puede asociarse con estructuras aromáticas del crudo, coherente con el alto porcentaje de aromáticos reportado para Turpiales. No se observa una banda carbonílica fuerte alrededor de 1700 cm^{-1} .

Figura 29.

Espectro Infrarrojo (Fondo arenisca) del crudo 1

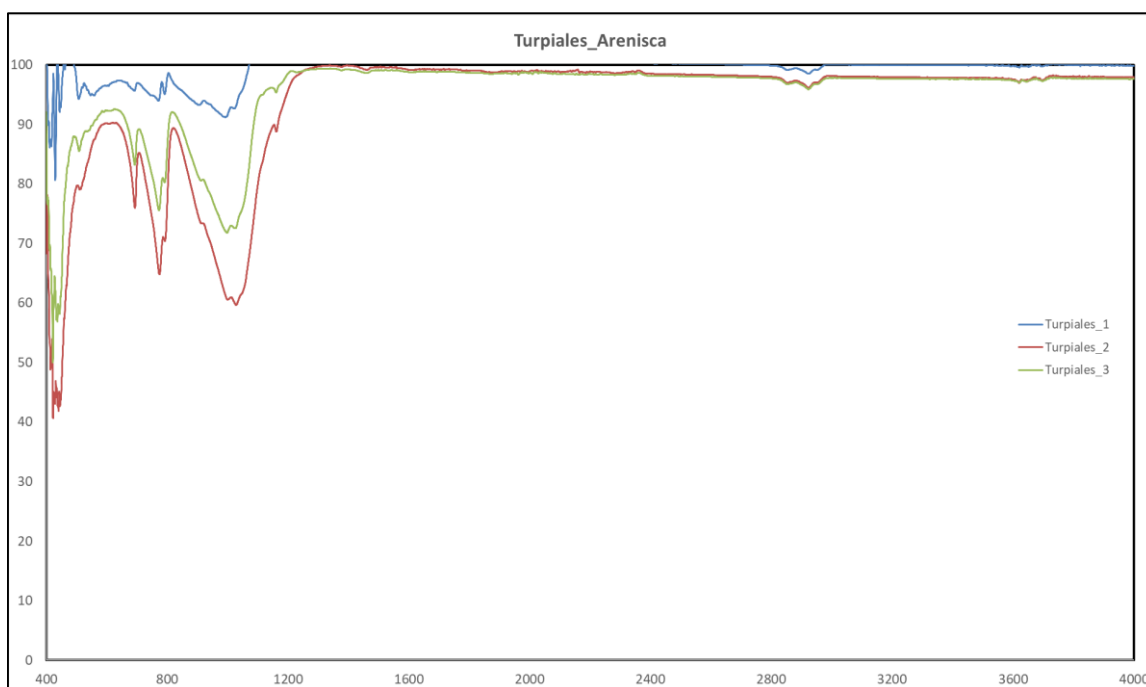
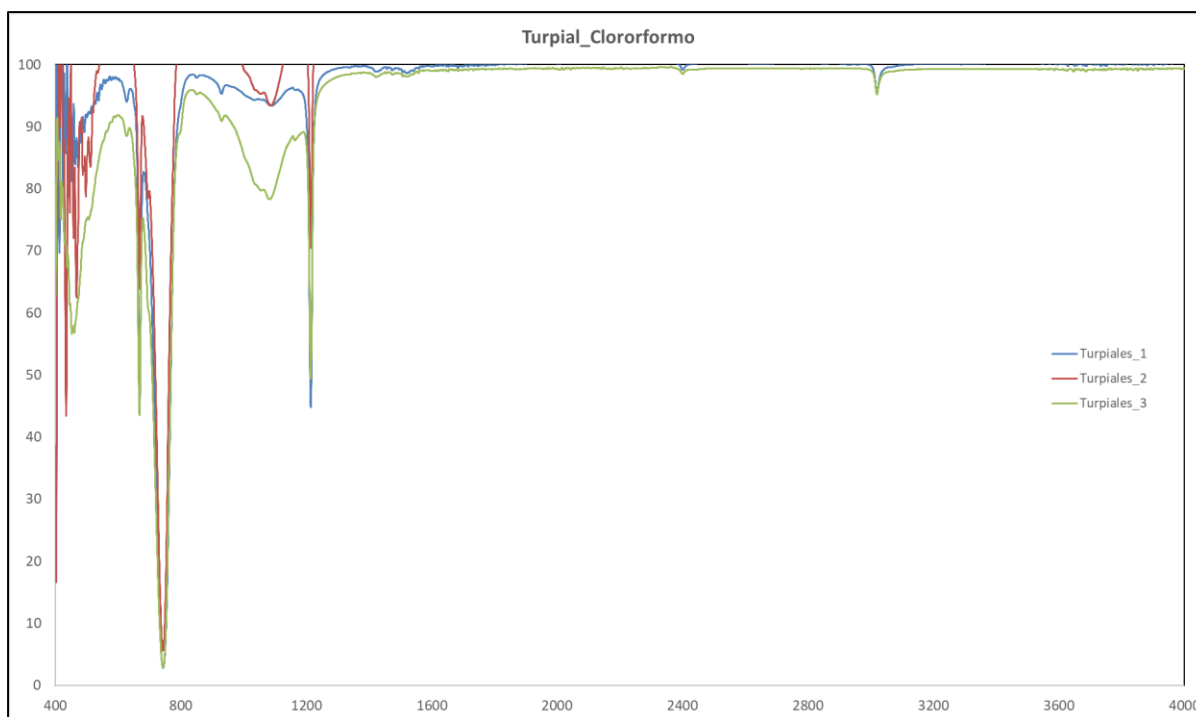


Tabla 8.*Interpretación de bandas FTIR (Fondo arenisca) del crudo 1*

Banda observada aprox. (cm⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~431	Fuerte	Flexión Si–O–Si	Señal residual mineral del cuarzo.
~510	Débil	Si–O / Al–O–Si	Puede asociarse a cuarzo o a la pequeña fracción de caolinita.
~688	Débil-media	Si–O del cuarzo	Señal mineral residual.
~772	Media-fuerte	Si–O del cuarzo / posible C–H aromático fuera del plano	Principalmente mineral, aunque puede solaparse con aromáticos sustituidos.
~997	Fuerte y ancha	Si–O–Si residual; posible C–O, C–N o S=O	Aunque el fondo es arenisca, esta zona sigue mostrando contribución mineral. También puede contener grupos polares orgánicos.
~1457	Débil	Deformación CH ₂ /CH ₃	Posible presencia de cadenas alifáticas adsorbidas.
~2288	Muy débil	CO ₂ / artefacto	No relevante para composición orgánica.
~2921	Media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂ /CH ₃	Evidencia importante de hidrocarburos retenidos.
~3618	Débil	O–H superficial / humedad / caolinita	Más asociada a agua/silanoles/caolinita que a grupos orgánicos.

Al usar fondo arenisca se resaltan mejor las señales orgánicas, especialmente la banda en 2921 cm⁻¹, asociada a C–H alifático. Esto permite inferir que posiblemente la roca retuvo material hidrocarbonado después del envejecimiento y lavado. La banda en 997 cm⁻¹ puede sugerir contribución de grupos polares como C–O, C–N o S=O, pero no puede asignarse de forma directa porque sigue existiendo fuerte interferencia del Si–O–Si del cuarzo. La señal aromática en esta gráfica no es muy intensa, pero puede estar parcialmente representada por la región cercana a 1600 cm⁻¹, aunque visualmente no aparece como una caída marcada.

Figura 30.*Espectro Infrarrojo (Fondo cloroformo) del crudo 1***Tabla 9.***Interpretación de bandas FTIR (Fondo cloroformo) del crudo 1.*

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~442–462	Variable	Región baja, ruido/ instrumental o contribuciones C–X	No es la zona más confiable para asignar compuestos del crudo.
~671	Media	C–H aromático fuera del plano / posible residual del solvente	Puede estar asociada a aromáticos sustituidos, pero debe interpretarse con cautela.
~742	Muy fuerte	C–H aromático fuera del plano / posible residual C–Cl del cloroformo	Banda crítica. Si la resta del fondo fue correcta, puede indicar aromáticos sustituidos; sin embargo, por su intensidad también puede contener contribución residual del CHCl ₃ .

Banda observada aprox. (cm^{-1})	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~1087	Media-fuerte	C–O, C–N, posible S=O desplazado, vibraciones de aromáticos sustituidos	Región de compuestos polares extraíbles; puede asociarse a resinas, sulfóxidos, éteres, fenoles o aminas.
~1213	Fuerte	C–O/C–N; posible residual del cloroformo	Debe manejarse con cautela porque el cloroformo absorbe fuertemente cerca de esta zona.
~1426	Débil	Deformación CH_2/CH_3	Señal de cadenas alifáticas extraídas.
~1523	Débil-media	C=C aromático / C=N	Posible evidencia de compuestos aromáticos o heteroaromáticos extraídos.
~2402	Débil	CO_2 / artefacto	No relevante para composición del crudo.
~3022	Débil	C–H aromático/alquénico; posible residual del solvente	Puede apoyar presencia de aromáticos, pero no es concluyente por posible interferencia.

El extracto en cloroformo muestra señales compatibles con compuestos orgánicos extraíbles de carácter aromático y polar. La región $1087\text{--}1213\text{ cm}^{-1}$ es relevante porque puede asociarse con C–O, C–N y posiblemente S=O, lo cual sugiere presencia de compuestos polares de baja a moderada proporción. La señal en 1523 cm^{-1} puede relacionarse con C=C aromático o C=N, y la región $742\text{--}671\text{ cm}^{-1}$ puede corresponder a C–H aromático fuera del plano, aunque debe manejarse con precaución por posibles residuos del cloroformo. En comparación con las muestras sólidas, este fondo ayuda a observar mejor la fracción orgánica extraíble, pero las bandas alifáticas $2920\text{--}2850\text{ cm}^{-1}$ no son tan marcadas como en los fondos aire/arenisca.

Conclusión integrada para Turpiales

Para Turpiales, los tres fondos sugieren que después del envejecimiento quedaron retenidos principalmente:

Tabla 10.*Interpretación integrada de las bandas IR del crudo 1*

Tipo de señal	Evidencia en los espectros	Interpretación
C–H alifático CH ₂ /CH ₃	2922–2921 y 2856 cm ⁻¹ , especialmente en aire y arenisca	Presencia de cadenas hidrocarbonadas retenidas en la roca.
Estructuras aromáticas	1606 cm ⁻¹ débil en sólido; 1523, 742 y 671 cm ⁻¹ en cloroformo	Posible presencia de aromáticos/resinas del crudo.
Grupos polares C–O/C–N/S=O	1035–997 cm ⁻¹ en sólidos; 1087–1213 cm ⁻¹ en cloroformo	Posibles compuestos polares, aunque con solapamiento mineral o residual del solvente.
O–H/N–H	3618–3699 cm ⁻¹	Más probablemente humedad, silanoles o caolinita; N–H no es concluyente.
C=O	No se observa banda fuerte en 1700–1650 cm ⁻¹	No hay evidencia clara de carbonilos abundantes.

En términos químicos, Turpiales parece dejar sobre la roca una fracción principalmente alifática–aromática, con una contribución polar débil a moderada. Esto es coherente con su caracterización SARA: alto contenido de saturados y aromáticos, pero bajo contenido de asfaltenos.

5.4.1.2 Resultados del crudo 2 (Caramelo). La muestra Caramelo corresponde a una roca arenisca envejecida con un crudo de gravedad API relativamente alta, con contenido importante de resinas y una fracción moderada de asfaltenos. Su caracterización composicional permite evaluar la posible retención de compuestos orgánicos con carácter polar, especialmente fracciones resínicas, aromáticas y especies oxigenadas. Adicionalmente, debido a su alto contenido de BSW, las señales asociadas con grupos O–H deben interpretarse con cautela, ya que pueden estar influenciadas por humedad residual, agua asociada al crudo o interferencias del proceso de lavado.

Las gráficas obtenidas a partir de la FTIR y el análisis de las bandas se observan a continuación:

Figura 31.

Espectro Infrarrojo (Fondo aire) del crudo 2

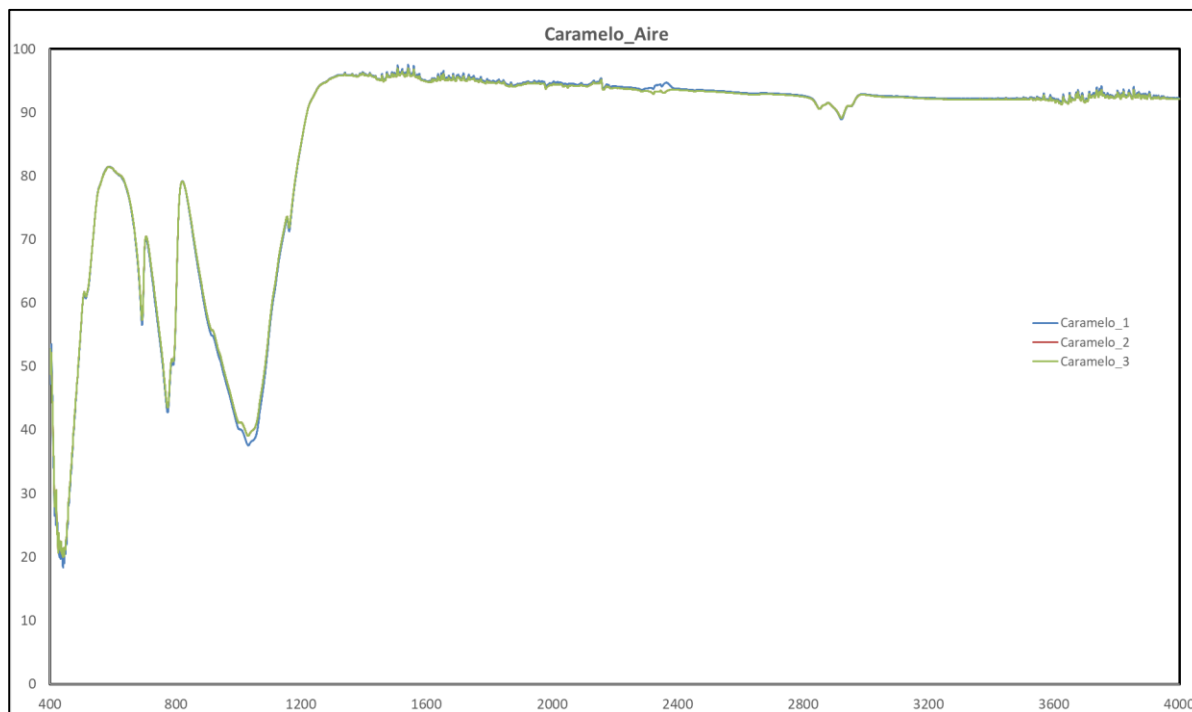


Tabla 11.

Interpretación de bandas FTIR (Fondo aire) del crudo 2

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~430–460	Muy fuerte	Flexión Si–O–Si	Señal dominante del cuarzo. No se atribuye al crudo.
~520–540	Débil-media	Si–O / Al–O–Si	Posible cuarzo/caolinita.

Banda observada aprox. (cm⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~680–700	Media	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Principalmente señal mineral.
~760–780	Fuerte	Si–O del cuarzo / posible C–H aromático fuera del plano	Zona dominada por cuarzo; posible solapamiento con aromáticos.
~1000–1050	Muy fuerte y ancha	Si–O–Si; posible C–O/C–N/S=O superpuesto	Banda dominante de la matriz silícea, con posible contribución de grupos polares orgánicos.
~1160–1180	Débil-media	Si–O, C–O o C–N	Posible señal mineral y/o compuestos polares.
~1450–1470	Débil	Deformación CH ₂ /CH ₃	Indicio de material alifático retenido.
~1600–1620	Débil	C=C aromático / C=N / flexión H–O–H	Posible aromático/resinoso, aunque puede estar afectado por humedad.
~2350–2400	Muy débil	CO ₂ atmosférico	Artefacto, no relevante para el crudo.
~2850–2860	Débil-media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂	Evidencia de cadenas hidrocarbonadas retenidas.
~2920–2930	Media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂ /CH ₃	Banda orgánica importante; indica hidrocarburos adsorbidos o retenidos.
~3600–3700	Débil-media / ruidosa	O–H de humedad, silanoles, caolinita; posible N–H	En Caramelo es probable que esté influida por agua residual debido al alto BSW.

El espectro está fuertemente dominado por la matriz mineral, especialmente por las bandas de cuarzo en ~430–460, ~760–780 y ~1000–1050 cm⁻¹. Aun así, las bandas en 2920–2930 y 2850–2860 cm⁻¹ pudiesen representar la presencia de C–H alifático, lo que sugiere retención de cadenas hidrocarbonadas del crudo en la roca. La región 3600–3700 cm⁻¹ no debe interpretarse directamente como N–H u O–H orgánico, porque Caramelo tiene alto contenido de

agua/sedimentos y la muestra se secó a temperatura ambiente; por tanto, puede haber contribución importante de agua adsorbida o humedad residual.

Figura 32.

Espectro Infrarrojo (Fondo arenisca) del crudo 2.

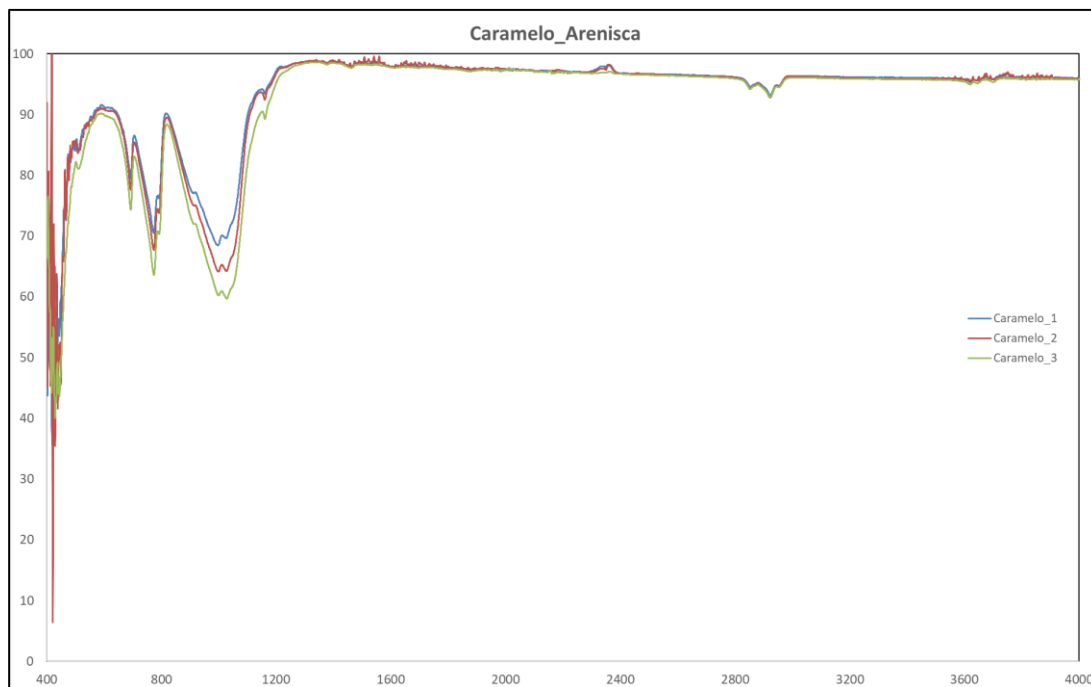


Tabla 12.

Interpretación de bandas FTIR (Fondo arenisca) del crudo 2

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~420–470	Fuerte / ruidosa	Vibraciones Si–O–Si, ruido instrumental o residuo mineral	Región poco confiable para asignar orgánicos; domina la señal mineral/residual.
~520–540	Débil-media	Si–O / Al–O–Si	Puede asociarse a cuarzo y/o caolinita residual.

Banda observada aprox. (cm⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~670–690	Media	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Principalmente mineral, aunque puede solaparse con aromáticos sustituidos.
~760–780	Media-fuerte	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Puede tener contribución de aromáticos, pero en sólido está muy influida por el cuarzo.
~1000–1050	Fuerte y ancha	Si–O–Si residual; posible C–O, C–N o S=O	Región crítica. Puede indicar grupos polares, pero está fuertemente superpuesta con la matriz silícea.
~1160–1180	Débil-media	C–O, C–N o Si–O residual	Posible contribución de compuestos oxigenados/nitrogenados o señal mineral residual.
~1450–1470	Débil	Deformación CH ₂ /CH ₃	Posible señal de cadenas alifáticas retenidas.
~1600–1620	Débil	C=C aromático / C=N / flexión H–O–H	Puede indicar estructuras aromáticas o heteroaromáticas; también puede incluir agua adsorbida.
~2350–2400	Muy débil	CO ₂ atmosférico / artefacto instrumental	No se usa para interpretar composición del crudo.
~2850–2860	Débil-media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂	Evidencia de hidrocarburos alifáticos retenidos.
~2920–2930	Media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂ /CH ₃	Señal importante de cadenas hidrocarbonadas adsorbidas o retenidas.
~3600–3700	Débil / ruidosa	O–H superficial, humedad, silanoles o caolinita	No permite afirmar N–H; probablemente incluye humedad o grupos OH minerales.

El fondo arenisca muestra una señal importante en la región 1000–1050 cm⁻¹, pero esta no puede asignarse directamente a sulfóxidos o C–O/C–N porque coincide con la absorción residual de Si–O–Si del cuarzo. Sin embargo, las bandas en 2920–2930 y 2850–2860 cm⁻¹ sí sugieren

presencia de hidrocarburos alifáticos retenidos sobre la roca. También se observan señales débiles cerca de 1600 cm^{-1} , compatibles con aromáticos, C=N o agua adsorbida. En conjunto, este espectro indica que Caramelo dejó material orgánico retenido, con predominio de señales alifáticas y posible contribución polar en la región de huella digital.

Figura 33.

Espectro Infrarrojo (Fondo cloroformo) del crudo 2.

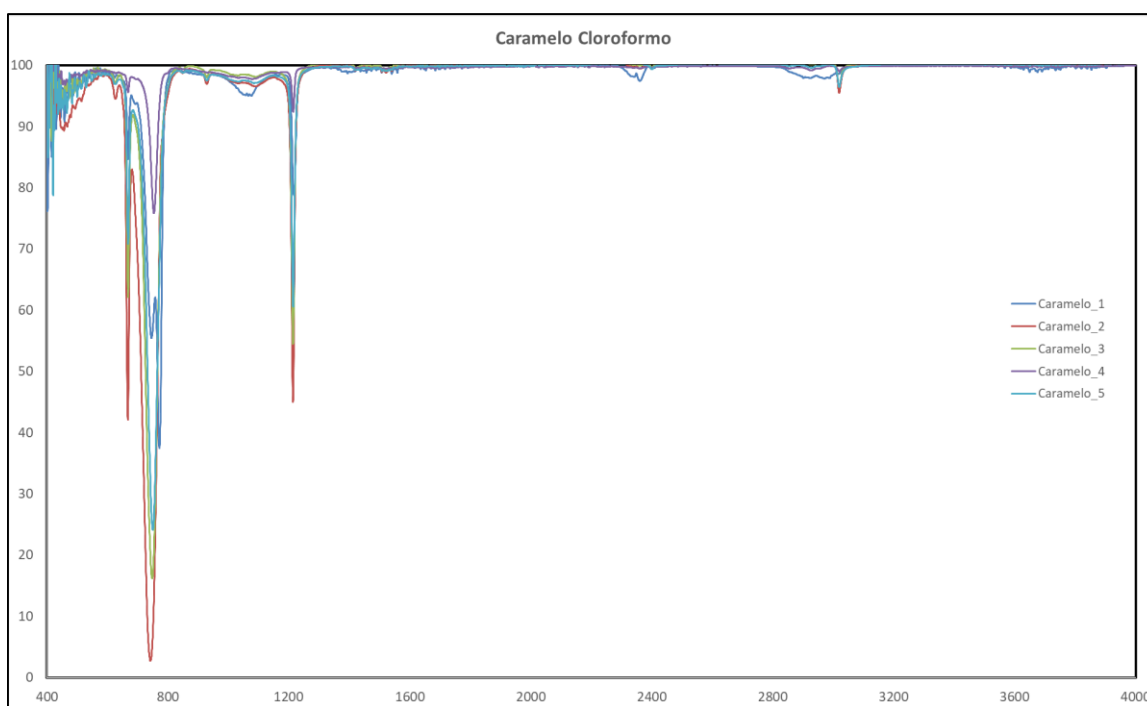


Tabla 13.

Interpretación de bandas FTIR (Fondo cloroformo) del crudo 2

Banda observada aprox. (cm^{-1})	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~420–470	Variable / ruidosa	Ruido instrumental o vibraciones de baja energía	Región poco confiable para interpretación química del crudo.

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Possible asignación	Interpretación
~620–670	Débil-media	C–H aromático fuera del plano / C–S / deformaciones de anillos	Posible contribución de aromáticos sustituidos o heteroátomos.
~720–760	Muy fuerte	C–H aromático fuera del plano; posible residual de cloroformo	Puede indicar aromáticos sustituidos o cadenas largas, pero debe manejarse con cautela por el CHCl ₃ .
~790–820	Media	C–H aromático fuera del plano	Posible señal de anillos aromáticos sustituidos o estructuras resinosas/asfálticas.
~1030–1090	Débil-media	C–O, C–N, posible S=O	Posible presencia de grupos polares extraíbles: éteres, fenoles, aminas o sulfóxidos.
~1210–1220	Muy fuerte	C–O/C–N/S=O; posible residual del cloroformo	Banda intensa, pero debe interpretarse con cautela por posible interferencia residual del solvente.
~1375–1425	Débil	Deformación CH ₃ / CH ₂	Indica grupos alifáticos ramificados o cadenas hidrocarbonadas.
~1450–1470	Débil	Deformación CH ₂ /CH ₃	Evidencia de fracción alifática extraída.
~1520–1600	Débil	C=C aromático / C=N	Posible presencia de aromáticos o heteroaromáticos.
~2350–2400	Muy débil	CO ₂ atmosférico / artefacto	No se usa para interpretación del crudo.
~2850–2860	Débil	Estiramiento C–H alifático, CH ₂	Evidencia de cadenas alifáticas extraídas.
~2920–2930	Débil-media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂ /CH ₃	Señal orgánica asociada a hidrocarburos extraíbles.
~3000–3050	Muy débil	C–H aromático/alquénico; posible residual	Puede apoyar presencia de aromáticos, pero no es concluyente.

El extracto en cloroformo de Caramelo muestra señales compatibles con material orgánico extraíble, principalmente en las regiones 2920–2850 cm^{-1} , 1450–1375 cm^{-1} , 1520–1600 cm^{-1} y 1030–1220 cm^{-1} . Esto sugiere presencia de cadenas alifáticas, estructuras aromáticas/heteroaromáticas y posibles grupos polares como C–O, C–N o S=O. Las bandas fuertes en ~ 720 –760 y ~ 1210 –1220 cm^{-1} deben tratarse con cautela por posible contribución residual del cloroformo, aunque también pueden coincidir con vibraciones aromáticas fuera del plano y grupos polares.

Conclusión integrada para Caramelo

Para Caramelo, los tres fondos sugieren que después del envejecimiento quedaron retenidos principalmente:

Tabla 14.

Interpretación integrada de las bandas IR del crudo 2

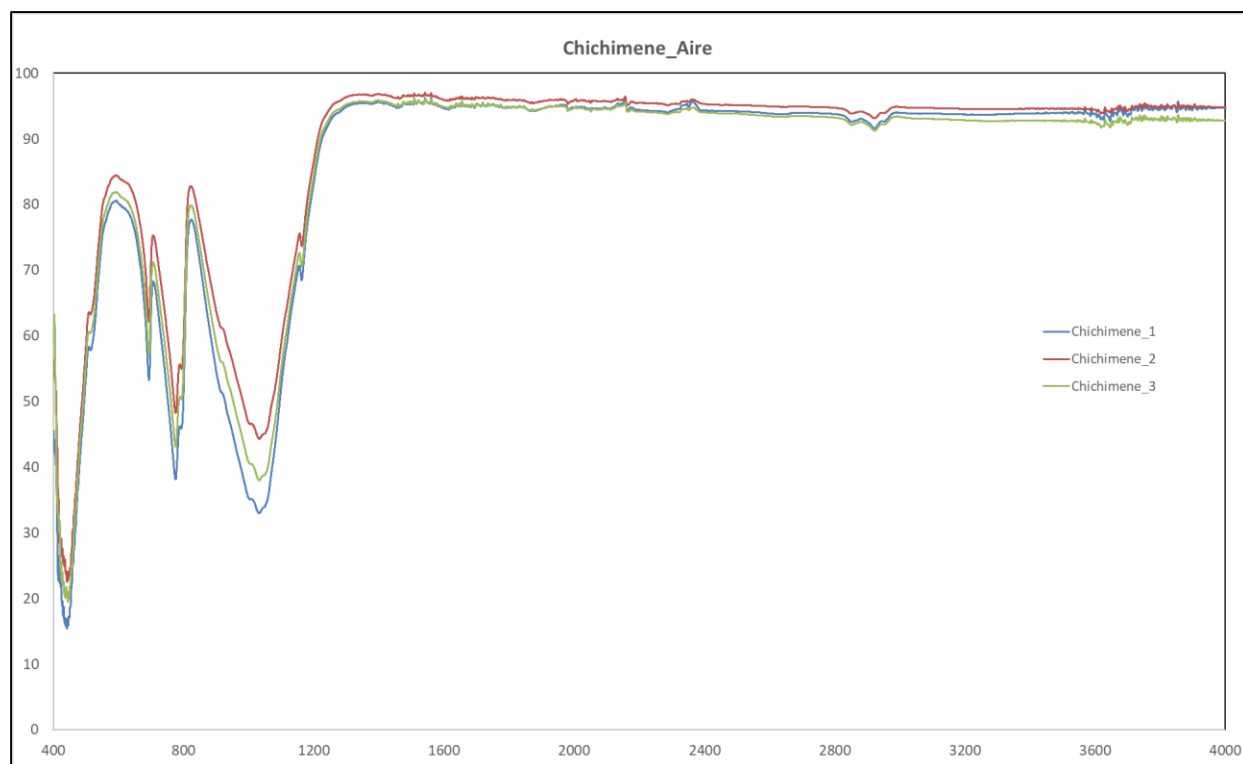
Tipo de señal	Evidencia en Caramelo	Interpretación
C–H alifático CH_2/CH_3	Presente en 2920–2930 y 2850–2860 cm^{-1} , en los tres fondos	Evidencia de cadenas hidrocarbonadas retenidas y extraíbles.
Deformaciones CH_2/CH_3	Señales débiles en 1450–1470 y 1375–1425 cm^{-1}	Refuerzan la presencia de fracción alifática/resinosa.
C=C aromático / C=N	Señales débiles en 1520–1620 cm^{-1}	Posibles aromáticos, heteroaromáticos o resinas; no domina el espectro.
C–O/C– N/S=O	Región 1030–1220 cm^{-1} , especialmente visible en cloroformo	Posible presencia de compuestos polares; en sólidos se superpone con Si–O–Si.
O–H/N–H	Región 3600–3700 cm^{-1} , más visible/ruidosa en sólidos	No concluyente para N–H; probablemente humedad, silanoles, caolinita o agua residual.
C=O	No se observa una banda fuerte y definida en 1700–1650 cm^{-1}	No hay evidencia clara de carbonilos abundantes.

Tipo de señal	Evidencia en Caramelo	Interpretación
Aromáticos fuera del plano	Señales en 720–820 cm^{-1}	Posibles aromáticos sustituidos/resinas; en cloroformo puede haber interferencia residual.

Caramelo presenta evidencia clara de material orgánico alifático retenido, principalmente por las bandas 2920–2930 y 2850–2860 cm^{-1} . También muestra señales compatibles con fracciones resinosas o aromáticas débiles y una posible contribución de grupos polares C–O/C–N/S=O. Sin embargo, por su alto BSW, la región O–H debe manejarse con mucha precaución, ya que puede reflejar agua residual o humedad adsorbida más que grupos orgánicos del crudo.

5.4.1.3 Resultados del Crudo 3 (Chichimene). La muestra Chichimene corresponde a una roca arenisca envejecida con un crudo pesado, caracterizado por baja gravedad API y alto contenido de fracciones pesadas, especialmente resinas y asfaltenos. Esta composición resulta relevante para evaluar la posible retención de material orgánico de mayor polaridad o complejidad molecular sobre la superficie mineral.

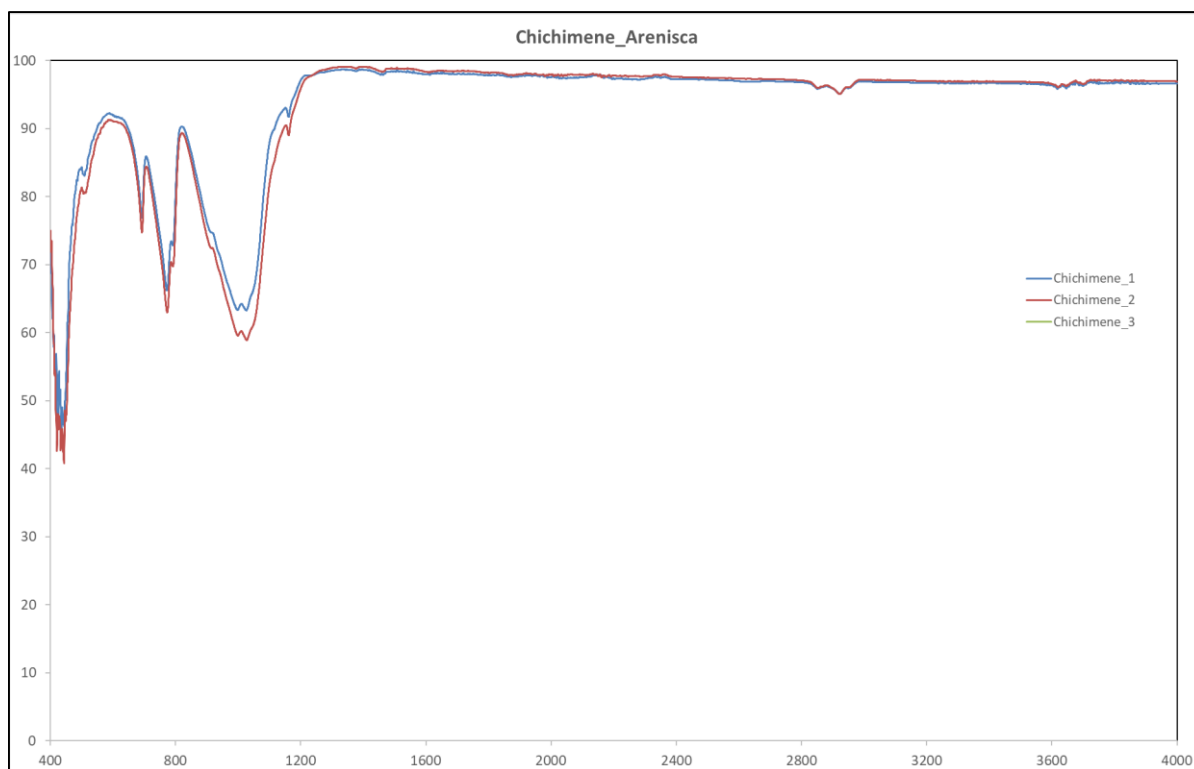
Las gráficas obtenidas a partir del FTIR y el análisis de las bandas se observan a continuación:

Figura 34.*Espectro Infrarrojo (Fondo aire) del crudo 3***Tabla 15.***Interpretación de bandas FTIR (Fondo aire) del crudo 3*

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~430–460	Muy fuerte	Flexión Si–O–Si	Señal dominante del cuarzo. No se atribuye al crudo.
~520–540	Débil-media	Si–O / Al–O–Si	Puede asociarse a cuarzo o caolinita.
~680–700	Media	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Predomina el aporte mineral, con posible solapamiento orgánico.
~760–780	Fuerte	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Principalmente mineral; puede solaparse con aromáticos sustituidos.

Banda observada aprox. (cm^{-1})	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~1000–1060	Muy fuerte y ancha	Si–O–Si; posible C–O/C–N/S=O superpuesto	Región dominada por la matriz silíceas, pero puede ocultar grupos polares orgánicos.
~1160–1180	Débil-media	Si–O, C–O o C–N	Posible contribución mineral y/o polar orgánica.
~1450–1470	Débil	Deformación CH_2/CH_3	Indicio de cadenas alifáticas retenidas.
~1600–1620	Débil	C=C aromático / C=N / flexión H–O–H	Puede indicar aromáticos/resinas/asfaltenos o humedad adsorbida.
~2350–2400	Muy débil	CO_2 atmosférico / artefacto instrumental	No se usa para interpretar composición del crudo.
~2850–2860	Débil-media	Estiramiento C–H alifático, CH_2	Evidencia de hidrocarburos alifáticos retenidos.
~2920–2930	Media	Estiramiento C–H alifático, CH_2/CH_3	Banda orgánica importante; indica cadenas hidrocarbonadas retenidas.
~3600–3700	Débil / ruidosa	O–H superficial, humedad, silanoles o caolinita; posible N–H	No permite afirmar N–H; más probable humedad o grupos OH minerales.

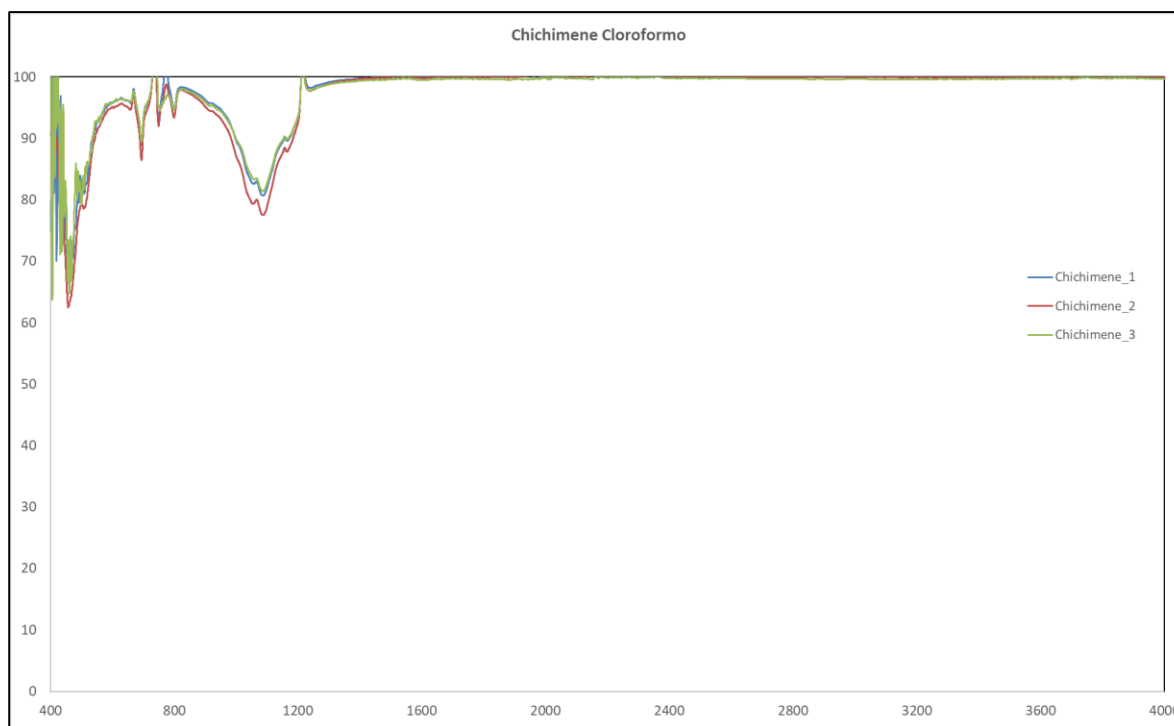
El fondo aire está dominado por las bandas de la arenisca, especialmente Si–O–Si en ~430–460, ~760–780 y ~1000–1060 cm^{-1} . A pesar de esto, se observan señales orgánicas en 2920–2930 y 2850–2860 cm^{-1} , asociadas a C–H alifático, lo que indica posible retención de hidrocarburos en la roca. La señal débil cerca de 1600–1620 cm^{-1} puede asociarse con C=C aromático o C=N, consistente con fracciones resinosas/asfálticas. La región de O–H/N–H no es concluyente por la presencia de humedad y grupos superficiales minerales.

Figura 35.*Espectro Infrarrojo (Fondo arenisca) del crudo 3***Tabla 16.***Interpretación de bandas FTIR (Fondo arenisca) del crudo 3*

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~420–470	Fuerte / ruidosa	Residuo mineral Si–O–Si o ruido instrumental	Región poco confiable para asignación orgánica.
~520–540	Débil-media	Si–O / Al–O–Si	Posible cuarzo o caolinita residual.
~680–700	Media	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Predomina mineral; posible solapamiento orgánico.
~760–780	Media-fuerte	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Puede haber aporte de aromáticos, pero en sólido domina la señal mineral.

Banda observada aprox. (cm⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~1000–1060	Fuerte y ancha	Si–O–Si residual; posible C–O, C–N o S=O	Zona crítica por superposición entre cuarzo y grupos polares orgánicos.
~1160–1180	Débil-media	C–O, C–N o Si–O residual	Posible contribución de compuestos oxigenados/nitrogenados.
~1450–1470	Débil	Deformación CH ₂ /CH ₃	Posible señal de cadenas alifáticas retenidas.
~1600–1620	Débil	C=C aromático / C=N / flexión H–O–H	Posible contribución aromática o heteroaromática.
~2350–2400	Muy débil	CO ₂ atmosférico / artefacto	No relevante para la interpretación del crudo.
~2850–2860	Débil-media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂	Evidencia de hidrocarburos retenidos.
~2920–2930	Media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂ /CH ₃	Señal importante de material orgánico alifático adsorbido o retenido.
~3600–3700	Débil / ruidosa	O–H de silanoles, caolinita o humedad; posible N–H	No concluyente para compuestos nitrogenados.

El fondo de arenisca sugiere la presencia de material orgánico retenido, principalmente por las bandas 2920–2930 y 2850–2860 cm⁻¹, asociadas a cadenas alifáticas. La banda amplia en 1000–1060 cm⁻¹ puede contener contribuciones de S=O, C–O o C–N, aunque no se puede separar completamente del residuo de cuarzo. La señal débil cerca de 1600 cm⁻¹ sugiere presencia de aromáticos o heteroaromáticos, coherente con el contenido de resinas y asfaltenos de Chichimene.

Figura 36.*Espectro Infrarrojo (Fondo cloroformo) del crudo 3***Tabla 17.***Interpretación de bandas FTIR (Fondo cloroformo) del crudo 3*

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~420–470	Variable / ruidosa	Ruido instrumental o vibraciones de baja energía	Región poco confiable para asignación química precisa.
~500–560	Media	Vibraciones C–S, C–Cl residual o deformaciones de estructuras heteroatómicas	Puede indicar compuestos con heteroátomos, aunque la asignación es limitada.
~620–670	Media	C–H aromático fuera del plano / deformaciones de anillos aromáticos	Posible presencia de aromáticos sustituidos o estructuras resinosas/asfálténicas.
~700–720	Media	C–H aromático fuera del plano	Puede asociarse con anillos aromáticos sustituidos.

Banda observada aprox. (cm^{-1})	Intensidad relativa	Possible asignación	Interpretación
~740–760	Media-fuerte	C–H aromático fuera del plano; posible residual de CHCl_3	Zona compatible con aromáticos, pero debe interpretarse con cautela por el cloroformo.
~790–820	Débil-media	C–H aromático fuera del plano	Posible señal de aromáticos sustituidos o policíclicos.
~1030–1100	Fuerte y ancha	C–O, C–N, posible S=O	Región importante para compuestos polares: éteres, fenoles, aminas o sulfóxidos.
~1160–1210	Media-fuerte	C–O/C–N/S=O; posible residual de cloroformo	Puede indicar grupos polares extraíbles, pero debe manejarse con cautela por posible contribución del solvente.
~1375–1425	Débil	Deformación CH_3 / CH_2	Señal alifática de grupos metilo/metileno.
~1450–1470	Débil	Deformación CH_2/CH_3	Indica presencia de cadenas alifáticas en la fracción extraída.
~1520–1600	Débil	C=C aromático / C=N	Compatible con aromáticos, heteroaromáticos o fracciones asfálticas/resinosas.
~2850–2860	Débil	Estiramiento C–H alifático, CH_2	Evidencia de cadenas alifáticas extraídas.
~2920–2930	Débil-media	Estiramiento C–H alifático, CH_2/CH_3	Señal orgánica asociada a hidrocarburos extraíbles.
~3000–3050	Muy débil	C–H aromático/alquénico	Puede apoyar presencia aromática, aunque no es dominante.

El extracto en cloroformo de Chichimene muestra una absorción amplia e importante en la región 1030–1100 cm^{-1} , atribuible a posibles grupos C–O, C–N y/o S=O. Esta zona es coherente con la presencia de fracciones polares asociadas a resinas y asfaltenos. También aparecen señales en 700–820 cm^{-1} y 1520–1600 cm^{-1} , compatibles con estructuras aromáticas sustituidas o heteroaromáticas. Las bandas alifáticas 2920–2850 cm^{-1} están presentes, aunque no son las más intensas del espectro. En conjunto, el fondo cloroformo sugiere que Chichimene dejó compuestos

orgánicos extraíbles con carácter aromático–polar, probablemente relacionados con resinas/asfaltenos.

Conclusión integrada para Chichimene

Para Chichimene, los tres fondos sugieren que después del envejecimiento quedaron retenidos principalmente:

Tabla 18.

Interpretación integrada de las bandas IR del crudo 3.

Tipo de señal	Evidencia en Chichimene	Interpretación
C–H alifático CH ₂ /CH ₃	Presente en 2920–2930 y 2850–2860 cm ⁻¹ , especialmente en aire y arenisca	Evidencia de cadenas hidrocarbonadas retenidas sobre la roca.
Deformaciones CH ₂ /CH ₃	Señales débiles en 1450–1470 y 1375–1425 cm ⁻¹	Refuerzan la presencia de fracción alifática/resinosa.
C=C aromático / C=N	Señales débiles en 1520–1620 cm ⁻¹	Posibles aromáticos, heteroaromáticos, resinas y/o asfaltenos.
C–O/C– N/S=O	Región 1030–1100 cm ⁻¹ , especialmente visible en cloroformo	Posible presencia de grupos polares asociados a resinas/asfaltenos.
O–H/N–H	Región 3600–3700 cm ⁻¹ , no claramente definida	No concluyente; puede corresponder a humedad, silanoles o caolinita.
C=O	No se observa banda fuerte y definida en 1700–1650 cm ⁻¹	No hay evidencia clara de carbonilos abundantes.
Aromáticos fuera del plano	Señales en 700–820 cm ⁻¹	Posibles aromáticos sustituidos/resinas/asfaltenos; en sólidos se solapa con cuarzo y en cloroformo puede haber residual del solvente.

Chichimene presenta evidencia de posible material orgánico retenido y extraíble, con señales de C–H alifático, posibles estructuras aromáticas/heteroaromáticas y una región polar

importante en $1030\text{--}1100\text{ cm}^{-1}$ atribuible a posibles C–O, C–N o S=O. Esta interpretación puede ser coherente debido a su alto contenido de resinas y asfaltenos, fracciones que suelen concentrar heteroátomos y estructuras aromáticas.

5.4.1.4 Resultados del Crudo 4 (Bullerengue BN1). La muestra BN1 corresponde a una roca arenisca envejecida con un crudo de alta gravedad API, caracterizado por un contenido elevado de resinas y una fracción baja de asfaltenos. Esta composición permite evaluar una posible retención dominada por compuestos polares no necesariamente asfálticos, asociados principalmente con fracciones resínicas.

Las gráficas obtenidas a partir del FTIR y el análisis de las bandas se observan a continuación:

Figura 37.

Espectro Infrarrojo (Fondo aire) del crudo 4

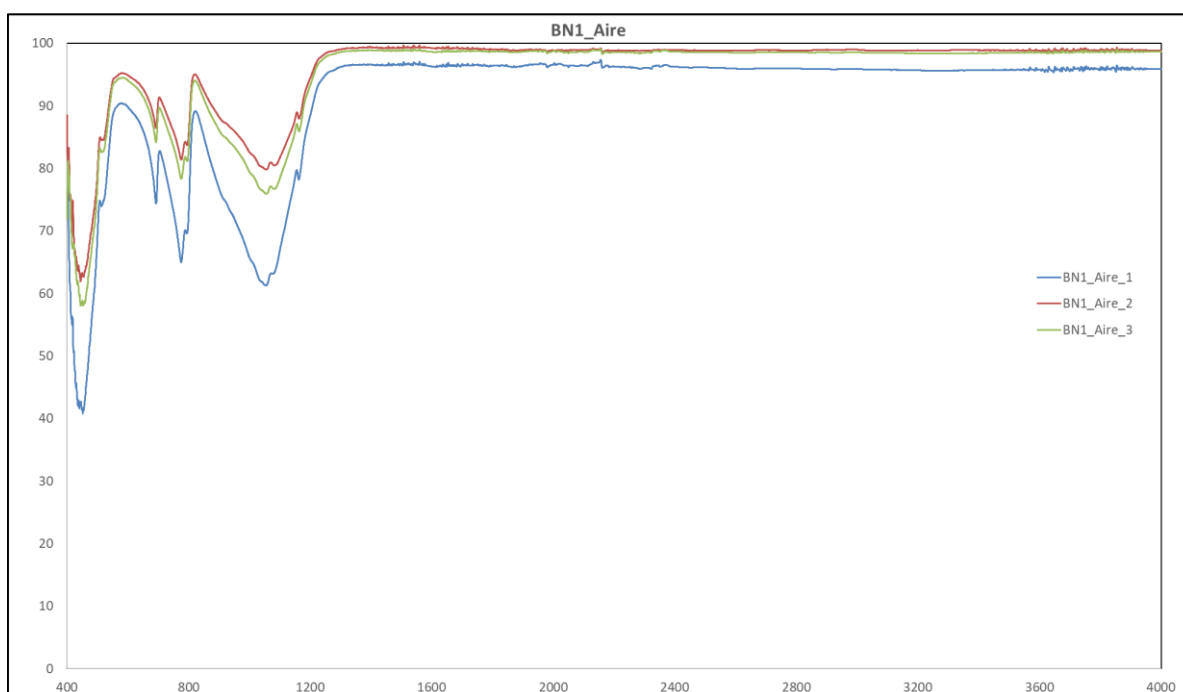


Tabla 19.*Interpretación de bandas FTIR (Fondo aire) del crudo 4*

Banda observada aprox. (cm⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~430–460	Fuerte	Flexión Si–O–Si	Señal mineral dominante del cuarzo.
~520–540	Débil-media	Si–O / Al–O–Si	Puede estar relacionada con cuarzo y/o caolinita.
~690–700	Débil	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Principalmente mineral; posible solapamiento con aromáticos.
~775–790	Media	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Señal mayormente asociada al cuarzo, aunque puede solaparse con aromáticos sustituidos.
~1030–1080	Fuerte y ancha	Si–O–Si del cuarzo; posible C–O/C–N/S=O superpuesto	Región dominada por la matriz silícea, pero puede ocultar grupos polares orgánicos.
~1150–1165	Débil-media	Si–O, C–O o C–N	Puede representar contribución mineral y/o grupos polares adsorbidos.
~1450–1470	Muy débil	Deformación CH ₂ /CH ₃	Posible señal débil de cadenas alifáticas retenidas.
~1600–1620	Muy débil	C=C aromático / C=N / flexión H–O–H	Puede indicar aromáticos o humedad adsorbida; no es una señal fuerte.
~2920–2960	Muy débil o casi ausente	C–H alifático	Evidencia alifática débil en comparación con otros crudos.
~3300–3600	Débil o poco definida	O–H/N–H	Puede corresponder a humedad, silanoles, caolinita o grupos polares; N–H no concluyente.

El espectro con fondo aire está dominado por la matriz mineral de la arenisca, especialmente por las bandas de Si–O–Si en la zona baja y en 1030–1080 cm⁻¹. Las señales orgánicas son débiles: no se observa una absorción clara e intensa en 2920–2850 cm⁻¹, por lo que la evidencia de cadenas alifáticas retenidas es limitada. La zona 1600–1620 cm⁻¹ puede sugerir

una contribución aromática o heteroaromática, pero es débil y puede estar afectada por agua adsorbida. En conjunto, BN1_Aire indica una baja señal orgánica residual sobre el sólido.

Figura 38.

Espectro Infrarrojo (Fondo arenisca) del crudo 4

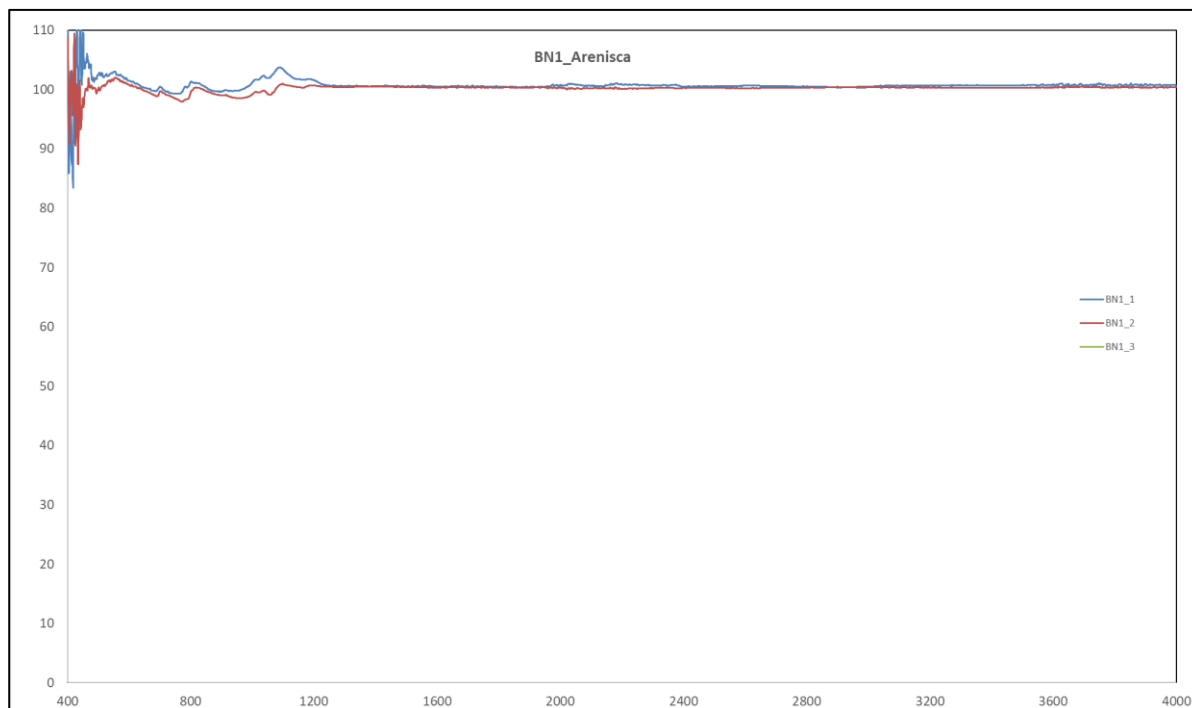


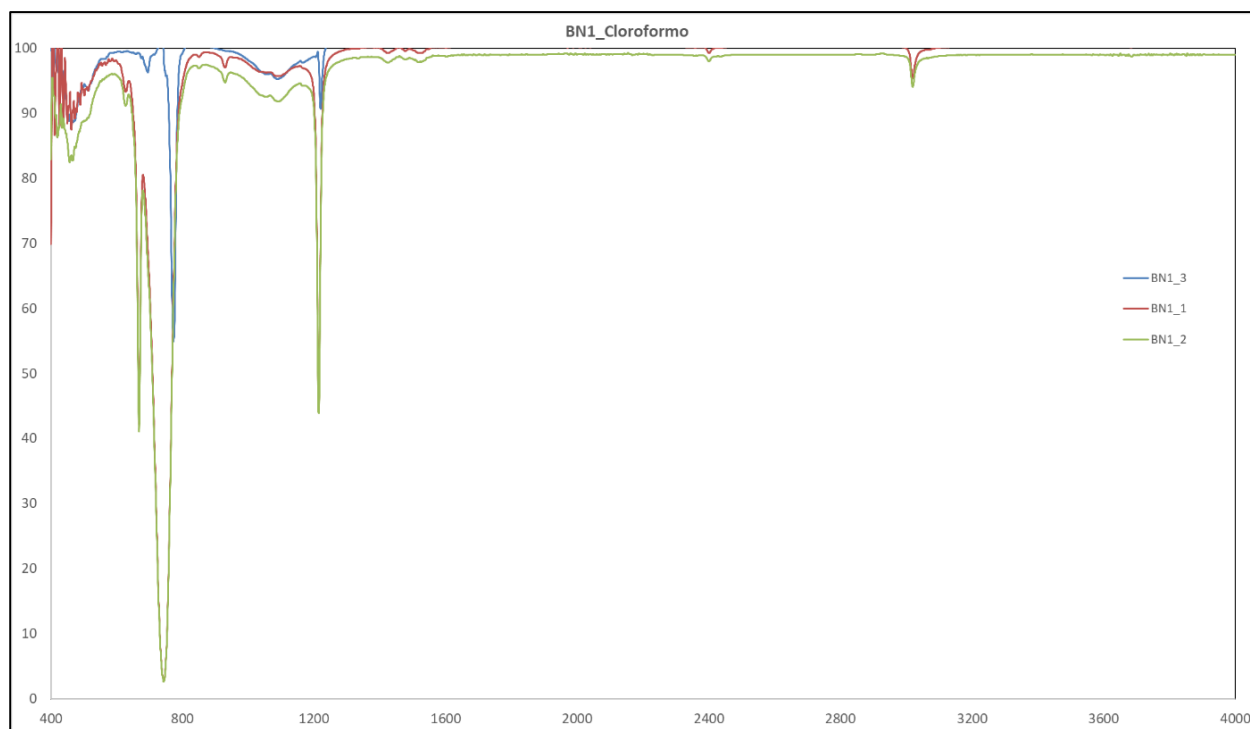
Tabla 20.

Interpretación de bandas FTIR (Fondo arenisca) del crudo 4

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~420–470	Variable / ruidosa	Ruido instrumental, residuo mineral o baja transmitancia	Región no confiable para asignación química precisa.
~760–790	Muy débil	C–H aromático fuera del plano / residuo Si–O del cuarzo	Puede sugerir aromáticos sustituidos, pero la señal es muy débil.

Banda observada aprox. (cm⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~870–890	Muy débil	C–H aromático fuera del plano / posible Si–O	Posible aromático sustituido o residuo mineral.
~1030–1100	Muy débil, con variaciones pequeñas	C–O, C–N, S=O o residuo Si–O	Posible región polar, pero la señal está casi en línea base.
~1150–1200	Muy débil	C–O/C–N o residuo mineral	No concluyente por baja intensidad.
~1450–1470	Muy débil	Deformación CH ₂ /CH ₃	Evidencia alifática muy baja.
~1600–1620	Muy débil	C=C aromático / C=N	Posible contribución aromática muy tenue.
~2920–2960	No evidente	C–H alifático	No se observa una banda clara de hidrocarburos alifáticos.
~3300–3600	No evidente	O–H/N–H	No hay señal clara de O–H/N–H atribuible al orgánico.

El fondo de arenisca muestra que, una vez compensada la señal mineral, BN1 presenta muy poca adsorción orgánica residual. Las bandas posibles en 760–890 cm⁻¹, 1030–1100 cm⁻¹ y 1600 cm⁻¹ son débiles y no permiten una asignación robusta. La ausencia de una banda clara en 2920–2850 cm⁻¹ indica que no hay una señal alifática fuerte asociada a hidrocarburos retenidos. Esto sugiere que, bajo las condiciones del experimento y después del lavado con agua destilada, la roca envejecida con BN1 retuvo poca materia orgánica detectable por FTIR, o bien que el material adsorbido está en una cantidad muy baja.

Figura 39.*Espectro Infrarrojo (Fondo cloroformo) del crudo 4***Tabla 21.***Interpretación de bandas FTIR (Fondo cloroformo) del crudo 4*

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~430–460	Fuerte	Flexión Si–O–Si	Señal mineral dominante del cuarzo.
~520–540	Débil-media	Si–O / Al–O–Si	Puede estar relacionada con cuarzo y/o caolinita.
~690–700	Débil	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Principalmente mineral; posible solapamiento con aromáticos.
~775–790	Media	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Señal mayormente asociada al cuarzo, aunque puede solaparse con aromáticos sustituidos.

Banda observada aprox. (cm⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~1030–1080	Fuerte y ancha	Si–O–Si del cuarzo; posible C–O/C–N/S=O superpuesto	Región dominada por la matriz silícea, pero puede ocultar grupos polares orgánicos.
~1150–1165	Débil-media	Si–O, C–O o C–N	Puede representar contribución mineral y/o grupos polares adsorbidos.
~1450–1470	Muy débil	Deformación CH ₂ /CH ₃	Posible señal débil de cadenas alifáticas retenidas.
~1600–1620	Muy débil	C=C aromático / C=N / flexión H–O–H	Puede indicar aromáticos o humedad adsorbida; no es una señal fuerte.
~2920–2960	Muy débil o casi ausente	C–H alifático	Evidencia alifática débil en comparación con otros crudos.
~3300–3600	Débil o poco definida	O–H/N–H	Puede corresponder a humedad, silanoles, caolinita o grupos polares; N–H no concluyente.

El extracto en cloroformo de BN1 muestra señales orgánicas relativamente débiles, con mayor presencia aparente en la región de 740–760 cm⁻¹, 1030–1220 cm⁻¹ y 1520–1600 cm⁻¹. Esto sugiere posibles compuestos aromáticos sustituidos, heteroaromáticos y grupos polares tipo C–O/C–N/S=O. Sin embargo, las bandas alifáticas en 2920–2960 cm⁻¹ son poco intensas, por lo que el material extraído no muestra una señal fuerte de cadenas hidrocarbonadas largas. Dado que BN1 presenta alto contenido de resinas, estas señales podrían asociarse a fracciones resinosas con heteroátomos, aunque la intensidad global del espectro es baja.

Conclusión integrada para BN1

Para BN1, los tres fondos sugieren que después del envejecimiento quedaron retenidos principalmente:

Tabla 22.*Interpretación integrada de las bandas IR del crudo 4*

Tipo de señal	Evidencia en BN1	Interpretación
C–H alifático CH ₂ /CH ₃	Débil o casi ausente, especialmente en aire y arenisca	Baja retención detectable de cadenas hidrocarbonadas alifáticas.
C=C aromático / C=N	Débil en 1520–1600 cm ⁻¹	Posible presencia de aromáticos o heteroaromáticos, pero no dominante.
C–O/C–N/S=O	Posible en 1030–1220 cm ⁻¹ , más visible en cloroformo	Sugiere compuestos polares extraíbles, posiblemente asociados a resinas.
O–H/N–H	No concluyente	Puede estar enmascarado por humedad/silanoles; no se puede afirmar N–H.
C=O	No evidente	No hay señal clara de carbonilos abundantes.
Aromáticos fuera del plano	Posibles en 742–790 cm ⁻¹	Señal posible, pero afectada por cloroformo o cuarzo según el fondo.

En términos generales, BN1 muestra la menor evidencia de material orgánico adsorbido o retenido entre las muestras evaluadas. Aunque su caracterización reporta un alto contenido de resinas, los espectros indican que la señal remanente sobre la roca es débil. La interpretación más probable es una retención baja de compuestos orgánicos detectables, con posibles trazas de resinas polares o heteroaromáticas observadas principalmente en el extracto con cloroformo.

5.4.1.5 Resultados del Crudo 5 (Zabaleta). La muestra Zabaleta corresponde a una roca arenisca envejecida con un crudo de baja gravedad API, siendo el segundo con mayor porcentaje de resinas, además de un contenido moderado de asfaltenos. Esta composición resulta relevante para evaluar la posible retención de fracciones pesadas sobre la superficie mineral, especialmente material asfáltico o resínico con estructuras aromáticas y cadenas hidrocarbonadas.

Las gráficas obtenidas a partir del FTIR y el análisis de las bandas se observan a continuación:

Figura 40.

Espectro Infrarrojo (Fondo aire) del crudo 5

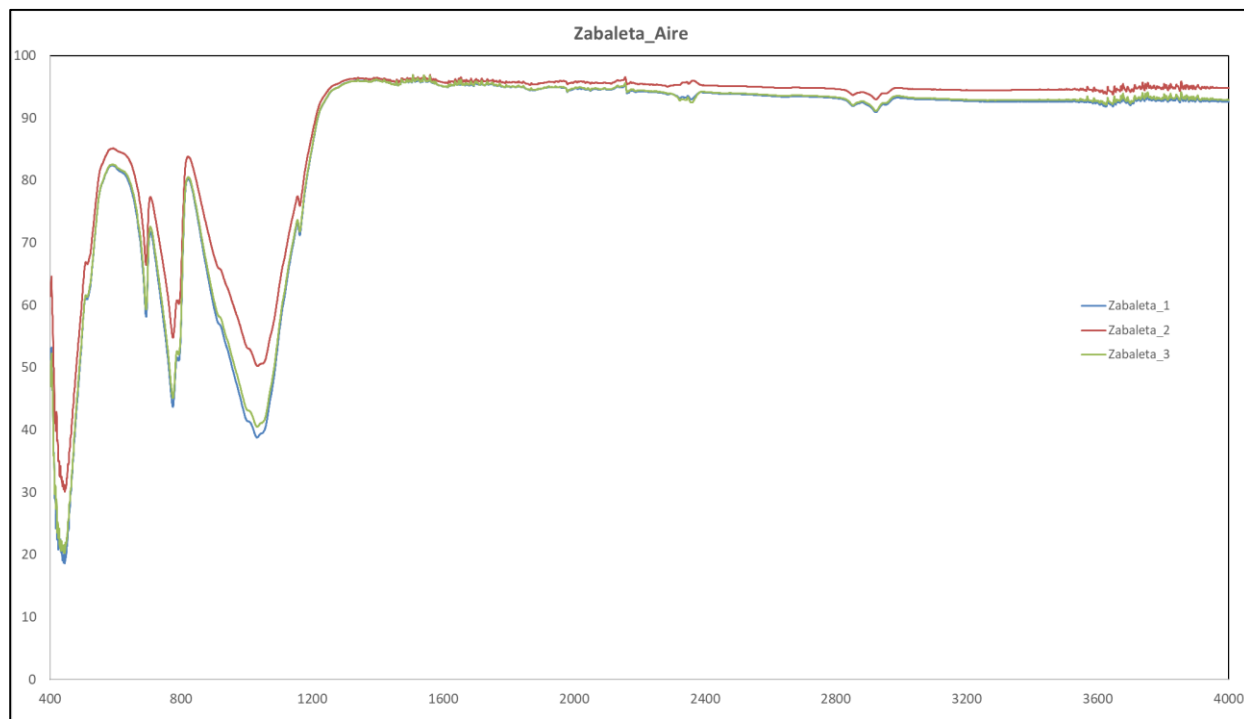


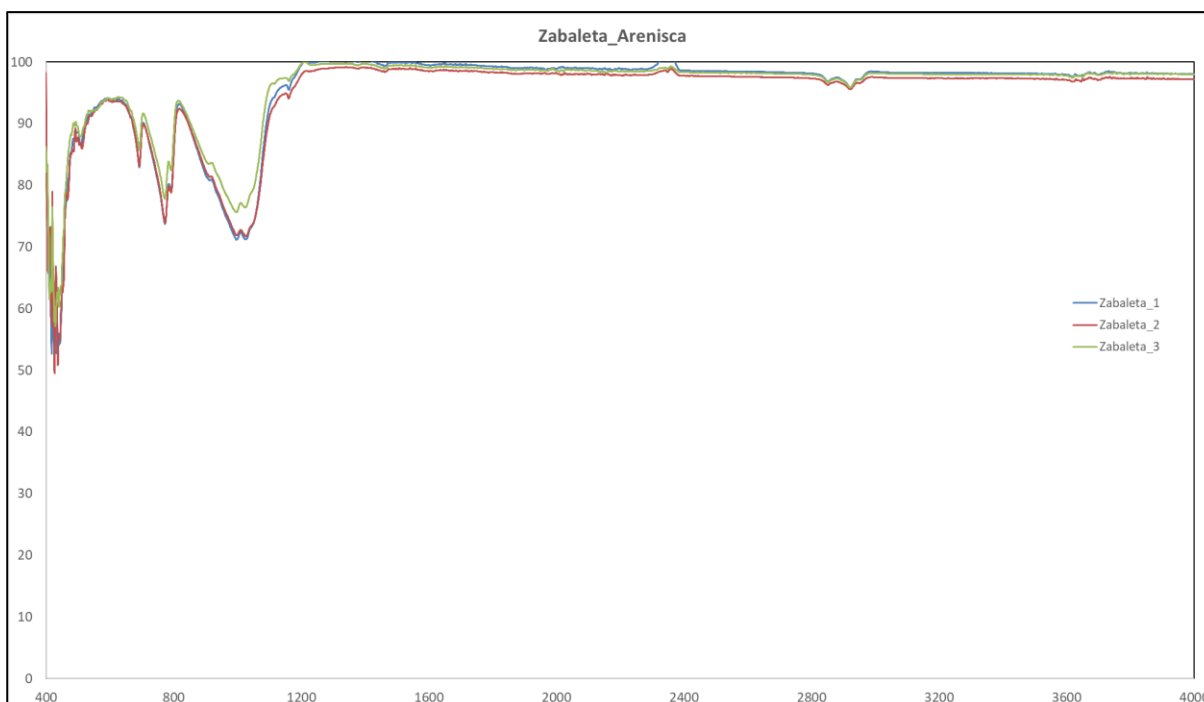
Tabla 23.

Interpretación de bandas FTIR (Fondo aire) del crudo 5

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~430–460	Muy fuerte	Flexión Si–O–Si	Señal dominante del cuarzo. No se atribuye al crudo.
~520–540	Débil-media	Si–O / Al–O–Si	Posible señal de cuarzo y caolinita.

Banda observada aprox. (cm⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~680–700	Media	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Predomina el aporte mineral; posible solapamiento con aromáticos.
~760–780	Fuerte	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Principalmente mineral; posible contribución de aromáticos sustituidos.
~1000–1060	Muy fuerte y ancha	Si–O–Si; posible C–O/C–N/S=O superpuesto	Banda dominada por cuarzo, pero puede ocultar compuestos polares adsorbidos.
~1160–1180	Débil-media	Si–O, C–O o C–N	Posible contribución mineral y/o polar orgánica.
~1450–1470	Débil	Deformación CH ₂ /CH ₃	Indicio de cadenas alifáticas retenidas.
~1600–1620	Débil-media	C=C aromático / C=N / flexión H–O–H	Compatible con aromáticos, heteroaromáticos o humedad adsorbida.
~2350–2400	Muy débil	CO ₂ atmosférico / artefacto	No relevante para la composición del crudo.
~2850–2860	Débil-media	Estiramiento alifático, CH ₂ C–H	Evidencia de hidrocarburos alifáticos retenidos.
~2920–2930	Media	Estiramiento alifático, CH ₂ /CH ₃ C–H	Banda orgánica relevante; indica cadenas hidrocarbonadas adsorbidas o retenidas.
~3600–3700	Débil / ruidosa	O–H de humedad, silanoles, caolinita; posible N–H	No permite afirmar N–H; probablemente corresponde a O–H mineral o humedad residual.

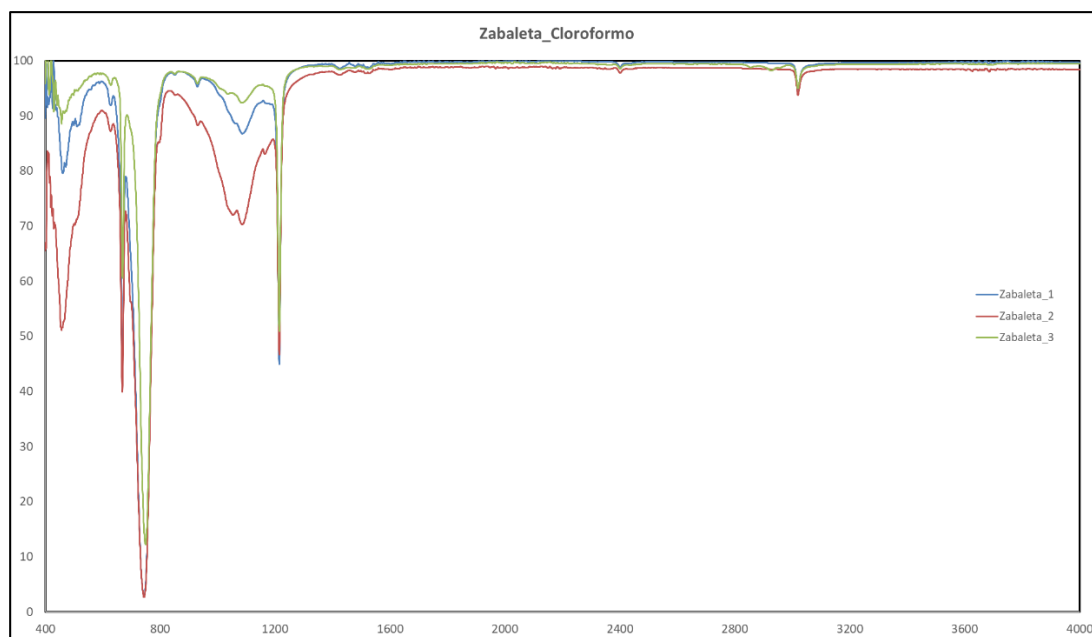
El fondo aire está dominado por la matriz mineral, especialmente por las bandas de cuarzo en ~430–460, ~760–780 y ~1000–1060 cm⁻¹. Aun así, se observan bandas orgánicas en 2920–2930 y 2850–2860 cm⁻¹, asociadas a C–H alifático, lo que pudiese confirmar retención de hidrocarburos sobre la roca. La señal en 1600–1620 cm⁻¹ puede indicar C=C aromático o C=N, lo cual es consistente con la proporción de asfaltenos de Zabaleta. La región de O–H/N–H no es concluyente debido a la posible presencia de humedad, silanoles y caolinita.

Figura 41.*Espectro Infrarrojo (Fondo arenisca) del crudo 5***Tabla 24.***Interpretación de bandas FTIR (Fondo arenisca) del crudo 5*

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~420–470	Fuerte / ruidosa	Flexión Si–O–Si / residuo mineral	Región dominada por cuarzo y ruido de baja frecuencia. No es confiable para asignación orgánica.
~520–540	Débil-media	Si–O / Al–O–Si	Posible contribución de cuarzo y caolinita residual.
~680–700	Media	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Principalmente mineral, aunque puede solaparse con aromáticos sustituidos.
~760–780	Media-fuerte	Si–O del cuarzo / C–H aromático fuera del plano	Zona influida por cuarzo; posible contribución de aromáticos condensados o sustituidos.

Banda observada aprox. (cm⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~1000–1060	Fuerte y ancha	Si–O–Si residual; posible C–O, C–N o S=O	Región crítica. Puede contener grupos polares orgánicos, pero está superpuesta con la matriz silícea.
~1160–1180	Débil-media	C–O, C–N o Si–O residual	Posible contribución de grupos oxigenados/nitrogenados y residuo mineral.
~1450–1470	Débil	Deformación CH ₂ /CH ₃	Indicio de cadenas alifáticas adsorbidas o retenidas.
~1600–1620	Débil	C=C aromático / C=N / flexión H–O–H	Posible presencia de aromáticos, heteroaromáticos o agua adsorbida.
~2350–2400	Muy débil	CO ₂ atmosférico / artefacto instrumental	No se usa para interpretación del crudo.
~2850–2860	Débil-media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂	Evidencia de cadenas hidrocarbonadas retenidas.
~2920–2930	Media	Estiramiento C–H alifático, CH ₂ /CH ₃	Banda orgánica importante; sugiere material hidrocarbonado retenido sobre la roca.
~3600–3700	Débil / ruidosa	O–H superficial, humedad, silanoles, caolinita; posible N–H	No concluyente para N–H; más probablemente humedad o grupos OH minerales.

El espectro con fondo arenisca muestra señales claras de material orgánico retenido, principalmente por las bandas en 2920–2930 y 2850–2860 cm⁻¹, asociadas con C–H alifático. La región 1000–1060 cm⁻¹ es intensa y puede contener contribuciones de S=O, C–O o C–N, aunque no puede separarse completamente del residuo de Si–O–Si del cuarzo. La señal débil cerca de 1600 cm⁻¹ puede asociarse con C=C aromático o C=N, lo cual es coherente con la presencia de fracciones asfálticas y resinosas.

Figura 42.*Espectro Infrarrojo (Fondo cloroformo) del crudo 5***Tabla 25.***Interpretación de bandas FTIR (Fondo cloroformo) del crudo 5*

Banda observada aprox. (cm ⁻¹)	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
~420–470	Variable / ruidosa	Ruido instrumental o vibraciones de baja energía	Región poco confiable para asignación química precisa.
~500–560	Media	C–S, C–Cl residual o deformaciones de estructuras heteroatómicas	Puede sugerir compuestos con heteroátomos, aunque la asignación es limitada.
~620–670	Media	C–H aromático fuera del plano / deformaciones de anillos	Posible presencia de aromáticos sustituidos o estructuras asfálticas/resinosas.
~700–720	Media-fuerte	C–H aromático fuera del plano	Compatible con anillos aromáticos sustituidos.
~740–760	Muy fuerte	C–H aromático fuera del plano; posible residual de CHCl ₃	Señal muy intensa. Puede indicar aromáticos sustituidos, pero debe

Banda observada aprox. (cm^{-1})	Intensidad relativa	Posible asignación	Interpretación
			interpretarse con cautela por el cloroformo.
~790–820	Media	C–H aromático fuera del plano	Posible señal de aromáticos sustituidos o policíclicos.
~1030–1100	Media-fuerte y ancha	C–O, C–N, posible S=O	Región importante para compuestos polares: éteres, fenoles, aminas o sulfóxidos.
~1160–1210	Fuerte	C–O/C–N/S=O; posible residual de cloroformo	Puede indicar grupos polares extraíbles, pero coincide con región sensible del solvente.
~1375–1425	Débil	Deformación CH_3 / CH_2	Señal alifática de grupos metilo/metileno.
~1450–1470	Débil	Deformación CH_2/CH_3	Evidencia de cadenas alifáticas en la fracción extraída.
~1520–1600	Débil-media	C=C aromático / C=N	Compatible con aromáticos, heteroaromáticos, resinas o asfaltenos.
~1700–1650	Muy débil o no definida	C=O de ácidos, cetonas, ésteres o amidas	No hay una banda carbonílica fuerte; si existe, es de baja intensidad.
~2350–2400	Muy débil	CO_2 atmosférico / artefacto	No se usa para interpretación del crudo.
~2850–2860	Débil-media	Estiramiento C–H alifático, CH_2	Evidencia de cadenas alifáticas extraídas.
~2920–2930	Media	Estiramiento C–H alifático, CH_2/CH_3	Señal orgánica importante; indica hidrocarburos extraíbles.
~3000–3050	Débil	C–H aromático/alquénico	Puede apoyar la presencia de estructuras aromáticas.

El extracto en cloroformo de Zabaleta muestra señales compatibles con una fracción orgánica extraíble de carácter alifático–aromático y polar. Las bandas en 2920–2930 y 2850–2860 cm^{-1} indican presencia de cadenas hidrocarbonadas. Las señales en 700–820 cm^{-1} y 1520–1600 cm^{-1} son compatibles con estructuras aromáticas sustituidas o heteroaromáticas, mientras que la

región 1030–1210 cm^{-1} sugiere posibles grupos C–O, C–N y/o S=O. Esta combinación es coherente con la alta proporción de asfaltenos de Zabaleta.

Conclusión integrada para Zabaleta

Para Zabaleta, los tres fondos sugieren que después del envejecimiento quedaron retenidos principalmente:

Tabla 26.

Interpretación integrada de las bandas IR del crudo 5.

Tipo de señal	Evidencia en Zabaleta	Interpretación
C–H alifático CH_2/CH_3	Presente en 2920–2930 y 2850–2860 cm^{-1} , en sólidos y cloroformo	Evidencia de cadenas hidrocarbonadas retenidas y extraíbles.
Deformaciones CH_2/CH_3	Señales débiles en 1450–1470 y 1375–1425 cm^{-1}	Refuerzan la presencia de fracción alifática/resinosa.
C=C aromático / C=N	Señales en 1520–1620 cm^{-1}	Posibles aromáticos, heteroaromáticos, resinas y asfaltenos.
C–O/C– N/S=O	Región 1030–1210 cm^{-1} , especialmente relevante en cloroformo	Posible presencia de compuestos polares: sulfóxidos, éteres, fenoles, aminas o grupos oxigenados.
O–H/N–H	Región 3600–3700 cm^{-1} , poco definida en sólidos	No concluyente; puede corresponder a humedad, silanoles o caolinita.
C=O	No se observa banda intensa y definida en 1700–1650 cm^{-1}	No hay evidencia clara de carbonilos abundantes.
Aromáticos fuera del plano	Señales en 700–820 cm^{-1}	Posibles aromáticos sustituidos, policíclicos o estructuras asfálticas; en cloroformo puede existir interferencia residual.

Zabaleta presenta una de las evidencias más fuertes de material orgánico retenido y extraíble. Las bandas alifáticas 2920–2850 cm^{-1} , la región aromática 1520–1620 cm^{-1} , las señales fuera del plano 700–820 cm^{-1} y la región polar 1030–1210 cm^{-1} sugieren presencia de compuestos asociados a resinas y asfaltenos, con posible aporte de sulfóxidos, C–O y C–N. Esta interpretación

es coherente con su alto riesgo de inestabilidad de asfaltenos según el CII y permite proponer que Zabaleta pudo formar una película orgánica más pesada y polar sobre la superficie de la arenisca.

5.4.1.6 Factor de aromaticidad (fa) calculado. En forma general, los crudos adsorbidos presentan cambios en la composición y se pueden evidenciar mediante el factor de aromaticidad fa obtenido de la información de los espectros de infrarrojo (Vakhin et al., 2018). El parámetro fa se obtiene con la siguiente expresión:

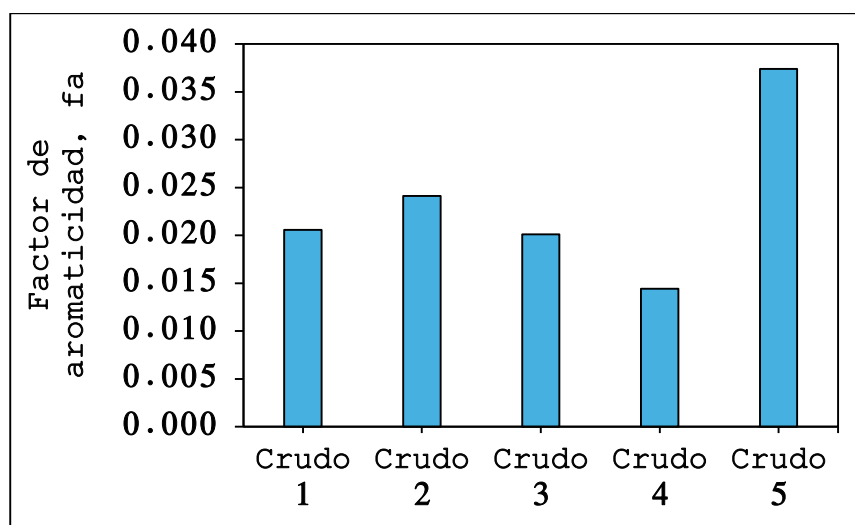
$$fa = \frac{I_{1600}}{I_{720}} \quad (4)$$

Donde I_{1600} y I_{720} corresponden a las intensidades de las longitudes de onda alrededor de 1600 y 720 cm^{-1} .

La figura 35, muestra la tendencia de los valores del factor de aromaticidad fa para los crudos en estudio.

Figura 43.

Factor de aromaticidad de los crudos.



Por tanto, un valor más alto de f_a permite corroborar que existe una mayor proporción de especies aromáticas en comparación a especies con cadenas alifáticas. Los resultados muestran que el crudo 5 presenta el mayor factor de aromaticidad, aproximadamente 2 veces superior a los crudos 1, 3 y 4. Lo anterior se puede corroborar debido a la mayor abundancia de compuestos aromáticos, especialmente asfaltenos como lo reporta el análisis SARA. Entre tanto, el crudo 4 presenta el menor valor del factor de aromaticidad f_a , siendo un factor que influye en la cantidad de crudo adsorbido para la arenisca. Finalmente, se puede establecer que la tendencia de aromaticidad puede establecerse en el orden decreciente como Crudo 5 (Zabaleta) > Crudo 2 (Caramelo) > Crudo 1 (Turpiales) $\approx$ Crudo 3 (Chichimene) > Crudo 4 (BN1).

5.4.2 Resultados y análisis por medio de espectroscopia de fotoelectrones emitidos por rayos X (XPS)

Después del análisis por espectroscopía infrarroja, se realizó una evaluación superficial mediante Espectroscopía Fotoelectrónica de Rayos X (XPS), con el objetivo de complementar la identificación de los posibles grupos funcionales adsorbidos sobre la roca. A diferencia del FTIR, que permite reconocer bandas vibracionales asociadas a enlaces químicos, el XPS proporciona información elemental de las primeras capas superficiales de la muestra. Por tanto, esta técnica resulta adecuada para verificar si los elementos asociados a materia orgánica del crudo, como carbono, oxígeno, azufre y calcio, permanecen en la superficie de la arenisca después del envejecimiento y lavado.

Tabla 27.*Resultados XPS para cada muestra de crudo.*

Muestra	Elemento	%At Conc
BN1	C	69.97
	O	17.09
	Si	7.22
	Ca	1.79
	S	1.93
	Cl	2
Caramelo	C	91.85
	O	4.73
	Si	2.21
	Ca	0.71
	S	0.52
Turpiales	C	86.53
	O	8.4
	Si	4.18
	Ca	0.61
	S	0.28
Zabaleta	C	75.49
	O	15.85
	Si	7.41
	Ca	1.26
Chichimene	C	90.92
	O	5.61
	Si	2.78
	Ca	0.27
	S	0.42

Los resultados muestran que todas las muestras presentan una alta concentración de carbono superficial, con valores entre 69.97 y 91.85 %. Esto nos podría indicar que es posible la presencia de material orgánico remanente sobre la roca y respalda las bandas C–H alifáticas observadas por FTIR en la región 2920–2850 cm^{-1} . Estas bandas fueron evidentes principalmente en los espectros medidos con fondo aire y fondo arenisca, donde se evaluó directamente la muestra

sólida envejecida. En los espectros con fondo cloroformo también se identificaron señales asociadas a compuestos orgánicos extraídos, aunque con menor intensidad relativa en algunas muestras. Las muestras Caramelo y Chichimene presentaron los mayores porcentajes de carbono superficial, 91.85 y 90.92 %, respectivamente, junto con bajos contenidos de silicio, lo que sugiere una mayor cobertura orgánica de la superficie mineral.

La presencia de oxígeno en todas las muestras puede asociarse tanto a la matriz mineral de la arenisca, principalmente SiO_2 , como a grupos oxigenados presentes en la materia orgánica adsorbida. Este resultado es coherente con las bandas observadas por FTIR en la región 1030–1210 cm^{-1} , asignadas tentativamente a enlaces C–O, C–N y posibles S=O. En los espectros con fondo aire y fondo arenisca, esta región debe interpretarse con precaución, debido a la superposición con las vibraciones Si–O–Si del cuarzo. En contraste, los espectros con fondo cloroformo permiten evaluar con mayor claridad la fracción orgánica extraída de la roca, por lo que las señales en esta región pueden relacionarse de manera más directa con grupos polares presentes en compuestos adsorbidos o extraíbles.

La detección de Si 2p en todas las muestras confirma la contribución mineral de la arenisca y justifica la precaución en la asignación directa de bandas FTIR en la región de huella digital, especialmente entre 1200 y 700 cm^{-1} . Esta observación es importante porque, aunque el FTIR permitió identificar posibles bandas asociadas a C–O, C–N, S=O y vibraciones aromáticas fuera del plano, parte de estas señales puede estar influenciada por la matriz mineral cuando se trabaja con muestras sólidas.

Asimismo, se detectó azufre superficial en BN1, Caramelo, Turpiales y Chichimene, lo cual apoya la idea de presencia de compuestos azufrados asociados a fracciones pesadas o polares del crudo. Este resultado complementa la interpretación FTIR de la región 1030–1100 cm^{-1} , donde

se propuso la posible presencia de enlaces S=O, C–O o C–N, especialmente en los espectros con fondo cloroformo. Sin embargo, con la información disponible no es posible afirmar directamente la presencia de sulfóxidos, ya que esto requeriría una deconvolución detallada del pico S 2p. Por tanto, los resultados permiten hablar de especies azufradas superficiales, posiblemente relacionadas con resinas, asfaltenos, sulfuros, tiofenos o compuestos oxidados de azufre.

La presencia de calcio en todas las muestras puede estar relacionada con la salmuera divalente de cloruro de calcio utilizada en la condición inicial de mojabilidad preferente al agua. Este resultado es relevante porque el Ca^{2+} puede participar en interacciones tipo puente entre la superficie mineral y compuestos polares del crudo, favoreciendo la retención de especies orgánicas sobre la arenisca. En este sentido, el XPS no solo evidencia una película orgánica superficial, sino también la posible participación de especies inorgánicas remanentes en los mecanismos de adsorción.

En conjunto, el análisis XPS confirma que las superficies de arenisca envejecidas presentan una película orgánica residual, cuya magnitud varía según el crudo evaluado. Esta película está dominada por carbono, con contribuciones variables de oxígeno, azufre, calcio y silicio. Los resultados son consistentes con la hipótesis de que los compuestos del crudo se adsorben sobre la superficie mineral durante el envejecimiento, modificando su química superficial y favoreciendo cambios en la mojabilidad. La literatura reporta que la mojabilidad controla la localización, flujo y distribución de fluidos en medios porosos, y que puede alterarse por adsorción de compuestos polares del crudo o deposición de materia orgánica sobre la roca. Además, se ha reportado que los mecanismos de interacción crudo–salmuera–sólido incluyen interacciones polares, ácido–base, precipitación superficial de material asfáltico e interacciones mediadas por iones.

6. Conclusiones

La caracterización fisicoquímica y composicional de los crudos seleccionados permitió establecer una base comparativa adecuada para evaluar su influencia sobre la alteración de la mojabilidad de la arenisca. Las muestras presentaron diferencias significativas en gravedad API, densidad, BSW y composición SARA, abarcando desde crudos pesados y medianos hasta un crudo liviano y un condensado. Esta variabilidad permitió evidenciar que la capacidad de un crudo para modificar la mojabilidad no depende únicamente de su gravedad API, sino también de la proporción de fracciones polares y pesadas, especialmente resinas y asfaltenos. En este sentido, crudos como Chichimene y Zabaleta, con altos contenidos de asfaltenos y/o resinas, representan sistemas con mayor potencial de interacción superficial, mientras que Turpiales, Caramelo y BN1 permitieron evaluar respuestas asociadas a composiciones más alifáticas, aromáticas o resinosas.

La caracterización mineralógica de la roca mediante difracción de rayos X confirmó que la muestra empleada corresponde a una arenisca altamente silíceas, compuesta principalmente por cuarzo y una fracción minoritaria de caolinita. Esta composición es coherente con una roca inicialmente preferencialmente mojada por agua, condición que fue fundamental para evaluar posteriormente el efecto del envejecimiento con crudo. La predominancia de cuarzo permitió interpretar la arenisca como una matriz mineral relativamente limpia y representativa de superficies silíceas, mientras que la presencia de caolinita, aunque baja, pudo aportar sitios activos adicionales para la adsorción de compuestos polares. Además, esta mineralogía explicó la fuerte contribución de las bandas Si–O–Si observadas en los espectros FTIR de las muestras sólidas, especialmente en la región de huella digital.

El proceso de envejecimiento crudo-roca evidenció una modificación progresiva de la mojabilidad de la arenisca en función del tiempo y de la temperatura. Durante la etapa a temperatura ambiente, la roca conservó en mayor medida su afinidad inicial por la salmuera; sin embargo, al incrementar la temperatura a 40 °C se observaron cambios iniciales en el ángulo de contacto, asociados a una mayor interacción entre los componentes del crudo y la superficie mineral. La etapa final a 80 °C generó las variaciones más marcadas, lo que indica que el aumento de temperatura favoreció la movilidad, adsorción y reorganización de compuestos orgánicos sobre la arenisca. En consecuencia, el envejecimiento prolongado, combinado con el incremento térmico, actuó como un mecanismo efectivo para inducir una transición desde una condición preferencialmente mojada por agua hacia estados de mojabilidad intermedia, mixta o con mayor afinidad al crudo.

El análisis químico mediante FTIR y XPS permitieron sugerir que existe la posibilidad la retención de material orgánico sobre la superficie de las areniscas envejecidas, respaldando la hipótesis de que la alteración de mojabilidad estuvo asociada con la adsorción de compuestos del crudo y la posible formación de una película orgánica superficial. Los espectros FTIR evidenciaron bandas recurrentes asociadas a C–H alifático en la región 2920–2850 cm^{-1} , principalmente en los fondos aire y arenisca, lo que indica posible presencia de cadenas hidrocarbonadas retenidas sobre la roca. Asimismo, se identificaron señales débiles a moderadas relacionadas con estructuras aromáticas y heteroaromáticas en las regiones 1520–1620 cm^{-1} y 700–820 cm^{-1} , especialmente relevantes en crudos con mayor proporción de resinas y asfaltenos. La región 1030–1210 cm^{-1} sugirió la posible presencia de grupos polares C–O, C–N y/o S=O, con mayor utilidad interpretativa en los espectros con fondo cloroformo, debido a que este fondo permitió evaluar la fracción orgánica extraída y reducir parcialmente la interferencia mineral. No obstante, en los

espectros sólidos esta región debe interpretarse con precaución por la superposición con las vibraciones Si–O–Si del cuarzo.

El análisis superficial por XPS complementó y fortaleció la interpretación del FTIR, al confirmar la presencia de carbono superficial en todas las muestras envejecidas, con valores entre 69.97 % y 91.85 %. Este resultado demuestra que, después del envejecimiento y lavado, permaneció material orgánico sobre la superficie de la arenisca. Las muestras Caramelo y Chichimene presentaron los mayores porcentajes de carbono y bajos contenidos relativos de silicio, lo que sugiere una mayor cobertura orgánica superficial. Por otra parte, BN1 y Zabaleta mostraron mayor proporción relativa de silicio y oxígeno, indicando una exposición parcial de la matriz mineral o una cobertura orgánica más heterogénea. La detección de azufre en BN1, Caramelo, Turpiales y Chichimene respalda la presencia de especies azufradas asociadas a fracciones polares o pesadas del crudo, aunque no permite afirmar directamente la presencia de sulfóxidos sin una deconvolución detallada del pico S 2p. Además, la presencia de calcio en todas las muestras sugiere una posible contribución de la salmuera divalente inicial en los mecanismos de adsorción, mediante interacciones tipo puente entre la superficie mineral y los compuestos polares del crudo.

7. Recomendaciones

Con el propósito de expandir los alcances de la presente investigación y trazar nuevas directrices metodológicas para futuros desarrollos en el área de los fenómenos de envejecimiento

y alteración de la mojabilidad, se proponen diversas líneas de profundización técnica y científica. En primer lugar, se considera fundamental controlar de forma rigurosa las variables de la fase sólida mediante un protocolo mecánico de pulido micrométrico en la adecuación de las placas de arenisca. Este procedimiento, permitirá mitigar los efectos geométricos y de histéresis angular presentes en la fase sólida, garantizando que los perfiles cinéticos analizados respondan estrictamente a las interacciones químicas de la superficie activa. También se recomienda implementar un tratamiento estadístico de mayor densidad analítica durante el registro periódico de los ángulos de contacto; en lugar de depender de capturas puntuales, la ejecución de múltiples mediciones consecutivas a intervalos discretos de tiempo permitirá modelar la dispersión angular mediante ensayos de distribución de frecuencias y análisis de ajuste basados en la campana de Gauss por ejemplo. Este modelado probabilístico aportará una certidumbre de la evolución del experimento para cuantificar la evolución del experimento y la alteración de la mojabilidad, determinando con precisión matemática el ángulo de equilibrio interfacial definitivo y aislando las desviaciones causadas por anomalías locales de la roca.

Adicionalmente, de cara a un escalamiento macroscópico de los fenómenos evaluados, se aconseja integrar la medición del ángulo de contacto por burbuja cautiva con métodos cuantitativos tradicionales de desplazamiento en núcleos completos (*core plugs*), tales como los índices de *Amott-Harvey* y las pruebas del *U.S. Bureau of Mines* (USBM). Esta transición multiescala viabilizará la evaluación directa del impacto de la adsorción interfacial de resinas y asfaltenos sobre las propiedades petrofísicas dinámicas del sistema, abriendo paso al estudio analítico de las alteraciones en las curvas de permeabilidad relativa (k_r), la distribución de la saturación irreducible de agua (S_{wirr}) y los perfiles de presión capilar (P_c).

Por otra parte, para aproximar los ensayos experimentales a escenarios reales de recobro mejorado de petróleo, se plantea la posibilidad de simular condiciones termodinámicas reales de yacimiento por medio de pruebas de desplazamiento, operando celdas ópticas de alta presión y alta temperatura, lo cual exige el uso de crudo vivo (*live oil*) con sus gases en solución y salmueras reconstituidas equivalentes al agua de formación.

Referencias Bibliográficas

- Abdallah, W., Buckley, J. S., Carnegie, A., Edwards, J., Herold, B., Fordham, E., Graue, A., Habashy, T., Seleznev, N., Signer, C., Hussain, H., Montaron, B., & Ziauddin, M. (2007). Los fundamentos de la mojabilidad. *Oilfield Review*, 19, 48–67.
- Al-Ameer, M. A., Azad, M. S., Al-Shehri, D., Mahmoud, M., Kamal, M. S., & Patil, S. (2023). A guide for selection of aging time and temperature for wettability alteration in various rock-oil systems. *ACS Omega*, 8(33), 30790–30801. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c00023>
- Alqam, M. H., Abu-Khamsin, S. A., Sultan, A. S., Al-Afnan, S. F., & Alawani, N. A. (2021). An investigation of factors influencing carbonate rock wettability. *Energy Reports*, 7, 1125–1132. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.01.091>
- Anderson, W. G. (1986a). Wettability literature survey—Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability. *Journal of Petroleum Technology*, 38(10), 1125–1144.
- Anderson, W. G. (1986b). Wettability literature survey—Part 2: Wettability measurement. *Journal of Petroleum Technology*, 38(11), 1246–1262.
- Anderson, W. G. (1986c). Wettability literature survey—Part 3: The effects of wettability on the electrical properties of porous media. *Journal of Petroleum Technology*, 38(12), 1371–1378.
- Anderson, W. G. (1987a). Wettability literature survey—Part 4: Effects of wettability on capillary pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 39(10), 1283–1300.

- Anderson, W. G. (1987b). Wettability literature survey—Part 5: The effects of wettability on relative permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 39(11), 1453–1468.
- Betancourth G., D., Gómez C., J. F., Mosquera, J. C., & Tirado-Mejía, L. (2010). Análisis por difracción de rayos X de rocas provenientes de región esmeraldífera. *Scientia et Technica*, 16(44), 257–260
- Buckley, J. S., & Liu, Y. (1998). Some mechanisms of crude oil/brine/solid interactions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20(3–4), 155–160. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(98\)00015-1](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(98)00015-1)
- Cuiec, L., Longeron, D. & Pacsirszky, J. (1978). Recommendations for the determination of the wettability of a specimen of reservoir rock. *Rev. Inst. Franc. Du Petrole.*, 33(6), 907-914.
- Cuiec, L. (1975). Restoration of the natural state of core samples. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*, Dallas, USA. SPE-5634.
- Israelachvili, J. N. (2011). *Intermolecular and surface forces* (3rd ed.). Academic Press.
- López Manrique, M., & Grau Celis, J. (2017). Aplicación de la espectroscopia infrarroja en la caracterización de asfaltenos en crudos pesados. *Revista de Ingeniería Petrolera*, 45(2), 89–102.
- Momose, F. (2005). *Espectroscopías de electrones para análisis de superficies*. Consejo Superior de Investigaciones Científicas.
- Mondragón Cortez, P. (2017). *Espectroscopia de infrarrojos para todos: Y 51 espectros de alimentos consumidos en México*. Centro de Investigación y Asistencia en Tecnología y Diseño del Estado de Jalisco, A. C.
- Mondragón Cortez, P. M. (2020). Análisis de los espectros de infrarrojo. En *Principios y aplicaciones de la espectroscopia de infrarrojo en el análisis de alimentos y bebidas* (pp.

- 66–82). Centro de Investigación y Asistencia en Tecnología y Diseño del Estado de Jalisco, A. C.
- Noruzi, Y., Sharifi, M., Fahimpour, J., Sabet, M., Akbari, M., & Hosseini, S. (2024). The State-of-the-Art of wettability alteration in sandstones and Carbonates: A mechanistic review. In *Fuel* (Vol. 356). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.129570>
- Pan, F., Zhang, Z., Zhang, X., & Davarpanah, A. (2021). Oil removal in prewet calcite: Active versus inactive ions investigated by a Fourier transform infrared and X-ray photoelectron spectroscopy study. *Langmuir*, 37(28), 8507–8516.
- Quintero, K., López, L., & De Lima, L. (s. f.). *Espectroscopía infrarroja con transformadas de Fourier - reflectancia total atenuada (IRTF/RTA) aplicada a la caracterización de crudos y su relación con la gravedad API*.
- Rivière, J. C., & Myhra, S. (Eds.). (2009). *Handbook of surface and interface analysis: Methods for problem-solving* (2nd ed.). CRC Press.
- Speight, J. G. (2014). *The chemistry and technology of petroleum* (5th ed.). CRC Press.
- Stegemeier, G. L. (1977). Mechanisms of entrapment and mobilization of oil in porous media. En D. O. Shah & R. S. Schechter (Eds.), *Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding* (pp. 55–91). Academic Press.
- Vakhin, A. V., Sitnov, S. A., Mukhamatdinov, I. I., Aliev, F. A., Kudryashov, S. I., Afanasiev, I. S., ... & Nurgaliev, D. K. (2018). Aquathermolysis of heavy oil in reservoir conditions with the use of oil-soluble catalysts: part III—changes in composition resins and asphaltenes. *Petroleum Science and Technology*, 36(22), 1857-1863.
- Watts, J. F., & Wolstenholme, J. (2003). *An introduction to surface analysis by XPS and AES*. John Wiley & Sons.

Zhu, Y., et al. (2024). Evaluation of rock and fluid intermolecular interaction between asphaltene and sand minerals using electrochemical, analytical spectroscopy and microscopy techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 234, 112520.