



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

TESIS

**RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO PESADO APLICANDO IRRADIACIÓN DE
MICROONDAS**

Que para obtener el Grado de
Maestro en Ciencias de la Ingeniería

Presenta

Ing. Juan Antonio Pérez Sánchez

G15070280

No. CVU de CONACyT:1086696

Director de Tesis

Dra. Nohra Violeta Gallardo Rivas

No. CVU de CONACyT:46724

Co-director de Tesis

Dra. Ariana Margarita Vásquez Almaguer

Cd. Madero, Tamaulipas

Agosto 2022

Ciudad Madero, Tamaulipas, **28/junio/2022**

OFICIO No.: U.096/22
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE
IMPRESIÓN DE TESIS

C. JUAN ANTONIO PÉREZ SÁNCHEZ
No. DE CONTROL G15070280
PRESENTE

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su Examen de Grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería, se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

“RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO PESADO APLICANDO IRRADIACIÓN DE MICROONDAS”

El Jurado está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTA:	DRA. NOHRA VIOLETA GALLARDO RIVAS
SECRETARIA:	DRA. ARIANA MARGARITA VÁZQUEZ ALMAGUER
VOCAL:	DR. PEDRO MARTÍN GARCÍA VITE
DIRECTORA DE TESIS:	DRA. NOHRA VIOLETA GALLARDO RIVAS
CO-DIRECTORA:	DRA. ARIANA MARGARITA VÁZQUEZ ALMAGUER

Es muy satisfactorio para la División de Estudios de Posgrado e Investigación compartir con usted el logro de esta meta. Espero que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica
"Por mi patria y por mi bien"



MARCO ANTONIO CORONEL GARCÍA
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN



c.c.p.- Archivo
MACG



Av. 1° de Mayo y Sor Juana I. de la Cruz S/N Col. Los Mangos C.P. 89440 Cd. Madero, Tam.

Tel. 01 (833) 357 48 20, ext. 3110, e-mail: depi_cdmadero@tecnm.mx
tecnm.mx | cdmadero.tecnm.mx



AGRADECIMIENTOS

Al Instituto Tecnológico de Ciudad Madero y al Programa de Becas Nacionales CONACYT, por haberme permitido formarme a través del programa de Maestría en Ciencias de la Ingeniería (Número de beca:1086696). Agradezco a mis directores de tesis: Dra. Nohra Violeta Gallardo Rivas (ITCM) y Dra. Ariana Margarita Vázquez Almaguer (ITCM), por el gran esfuerzo, por sus atenciones y ocupaciones en involucrarme en sus diferentes actividades.

A mi comité tutorial por su acompañamiento y acertadas revisiones del presente documento: Dr. Pedro Martín García Vite, Dr. Reinaldo David Martínez Orozco y Dra. Guadalupe Castilla Valdez.

A mi familia y amigos, gracias.

Resumen

Considerando que la alta viscosidad de los crudos pesados está relacionada con la formación de los querógenos formados en una roca madre inmadura, en este trabajo se estudia el comportamiento de las microondas sobre una serie de muestras de roca con y sin impregnación de un crudo pesado. Las rocas demuestran una alteración física como lo es el fracturamiento, fisura y desgaste de la roca así como una alteración química como lo es en su viscosidad gracias al calentamiento volumétrico que generan las microondas de adentro hacia afuera de la roca a partir de la rotación de dipolos moleculares. También se analiza una interacción dinámica donde el crudo pesado emigra hacia la superficie. Se realiza una comparación entre los resultados teóricos y experimentales tales como los análisis de ángulo de contacto, potencial z, análisis de FTIR, observados en investigaciones anteriores con relación al comportamiento de los crudos pesados en yacimientos, ya que es una tecnología nueva para implementar: tanto los datos teóricos como los experimentales describen un fracturamiento de la roca y des absorción de las arenas petrolíferas, así como disminución en los grados de densidad API. A través de un reordenamiento de partículas, la viscosidad no regresa a su estado inicial, por lo que la implementación de la irradiación por microondas ayuda a separar el crudo pesado de arenas contaminadas y fracturamiento de rocas para el ahorro de energía mecánica, de esta manera se propone como una solución a la contaminación del suelo y un método práctico para la recuperación mejorada de un crudo pesado.

Abstract

Considering that the high viscosity of heavy oils is related to the formation of kerogens formed in an immature parent rock, this paper studies the behavior of microwaves on a series of rock samples with and without heavy oil impregnation. The rocks show a physical alteration such as fracturing, fissuring and wear of the rock as well as a chemical alteration such as its viscosity thanks to the volumetric heating generated by the microwaves from the inside out of the rock from the rotation of molecular dipoles. A dynamic interaction where heavy oil migrates to the surface is also analyzed. A comparison is made between the theoretical and experimental results such as the contact angle analysis, z potential, FTIR analysis, observed in previous investigations in relation to the behavior of heavy crude oil in reservoirs, since it is a new technology to implement: Both theoretical and experimental data describe a fracturing of the rock and desorption of oil sands, as well as a decrease in API density degrees. Through a rearrangement of particles, the viscosity does not return to its initial state, so the implementation of microwave irradiation helps to separate heavy oil from contaminated sands and rock fracturing for mechanical energy saving, in this way It is proposed as a solution to soil contamination and a practical method for the enhanced recovery of heavy crude oil.

Contenido general

Capítulo 1. Fundamentación	2
1.1. Introducción	2
1.2. Planteamiento del problema	4
1.3. Objetivos	6
1.3.1. Objetivo General	6
1.3.2. Objetivos Específicos	6
1.4. Justificación del estudio	6
1.5. Antecedentes	7
Capítulo 2. Marco teórico	19
2.1. Generalidades del petróleo	19
2.2. Descripción general del sistema petrolero	22
2.2.1. Etapa de explotación de yacimiento gas-aceite	23
2.3. Generalidades de viscosidad	25
2.3.1. Definición	25
2.3.2. Determinación de la viscosidad en un crudo	25
2.3.3. Clasificación de crudos de acuerdo con su viscosidad (grados API)	25
2.3.4. Problemas asociados a la alta viscosidad de crudos	26
2.4. Yacimientos petroleros activos en México	28
2.5. Tipos de rocas presentes en un yacimiento	30
2.5.1. Influencia de la consolidación de la roca	31
2.5.2. Condiciones del yacimiento para la generación de un crudo pesado	32
2.5.3. Análisis del territorio del Campo Aguacate	32
2.6. Principios de la irradiación	35
2.6.1. Efectos de la irradiación por microondas en un hidrocarburo pesado	37
Capítulo 3. Metodología	41
3.1. Metodología experimental	41
3.2. Caracterización geológica de rocas	42
3.3. Diagrama de irradiación	47
3.4. Análisis físicos de roca caliza y dolomita	47
3.5. Metodología del ángulo de contacto	48
3.6. Análisis químicos de roca caliza y dolomita	48
3.7. Metodología de potencial z	49

3.8. Metodología de espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier (FTIR)	50
3.9. Metodología de análisis de microscopia electrónica de barrido (SEM)	50
Capítulo 4. Resultados	52
4.1. Análisis del método de ángulo de contacto	52
4.2. Análisis de método de espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier	54
4.3. Análisis del método microscopía electrónica de barrido (SEM) en roca caliza y dolomítica	55
4.4. Análisis fisicoquímico de núcleos	58
4.4.1. Resultados de ángulo de contacto:.....	60
4.4.2. Análisis de método de potencial z	61
4.4.3. Análisis de espectrometría por transformada de Fourier (FTIR).....	64
4.5. Análisis del método microscopía electrónica de barrido (SEM) en núcleos extraído de pozo en campo “AGUACATE”	67
CONCLUSIONES.....	73
Bibliografía.....	74

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Clasificación de crudos de acuerdo con la gravedad API [37].</i>	27
<i>Tabla 2. Seguimiento anual del número de pozos con producción de aceite y gas [44].</i>	29
<i>Tabla 3. Clasificación de grados API conforme a sus densidades [48].</i>	32
<i>Tabla 4 Descripción geológica de muestra</i>	42
<i>Tabla 5. Descripción geológica de muestra</i>	43
<i>Tabla 6. Descripción geológica de muestra</i>	44
<i>Tabla 7 Descripción geológica de muestra</i>	45
<i>Tabla 8. Descripción geológica de muestra</i>	46
<i>Tabla 9. Comparación de temperatura de tipos de roca caliza y dolomita expuestos de 1 a 3 min con exposición a la radiación</i>	47
<i>Tabla 10. Identificación de señales características de las rocas por FTIR.</i>	55
<i>Tabla 11. Nomenclatura de las muestras de núcleo</i>	58
<i>Tabla 12. Diferencia de ángulo de contacto.</i>	60
<i>Tabla 13 Diferencia de potencial z negativo</i>	61
<i>Tabla 14. Asignaciones de banda</i>	65
<i>Tabla 15. Asignaciones de banda de FTIR.</i>	66
<i>Tabla 16 Asignaciones de banda</i>	67

Índice de figuras

Figura 1. Producción de petróleo, marzo 2021 [1].....	2
Figura 2. Producción de hidrocarburo en campo aguacate [4].	3
Figura 3 Yacimientos convencionales y no convencionales (atlas geológico no convencionales)[6].	5
Figura 4 Consumo final energético total por combustible (petajoules) [7].	6
Figura 5. Consumo mundial de energía por energético, 2019 [28].....	19
Figura 6 Producción nacional de aceite en los últimos años[32].....	22
Figura 7. Sistema petrolero convencional[33].....	22
Figura 8. Determinación de la viscosidad absoluta de un crudo[36].....	26
Figura 9 Regiones Administrativas para exploración y explotación hidrocarburos en México[42]	28
Figura 10 Cuenca Tampico-Misantla [49]	33
Figura 11. Ubicación del campo aguacate [51].	34
Figura 12. Bloque de pozos en campo aguacate [52].	35
Figura 13. Columna geológica campo Aguacate[54].	36
Figura 14. Muestra tipo dolomita extraídas del campo aguacate.....	42
Figura 15. Muestra tipo caliza extraídas del campo aguacate.	43
Figura 16. muestra tipo dolomita extraídas del campo aguacate	44
Figura 17. muestra tipo dolomita extraídas del campo aguacate	45
Figura 18. muestra tipo dolomita extraídas del campo aguacate.....	46
Figura 19. Prueba de ángulo de contacto.	48
Figura 20. Dilución de sedimento con agua desionizada.....	49
Figura 21. Medición de pH y agitación de muestra	49
Figura 22. Equipo zetasizer nano ZS90,prueba de potencial z.....	50
Figura 23. Ángulo de contacto de roca irradiada se obtiene un ángulo de 90.34°.....	52
Figura 24. Ángulo de contacto de roca sin irradiar, se obtiene un ángulo de 76.00 °	52
Figura 25. Potencial z con irradiación	53
Figura 26. Potencial z sin irradiación	53
Figura 27. Comparación de espectros de FTIR	54
Figura 28. Microscopia de barrido de roca caliza sin irradiación.....	55
Figura 29. Microscopia de barrido de roca caliza con irradiación.....	56
Figura 30. Impregnación de asfaltenos en roca caliza.	57
Figura 31. Microscopia de barrido de roca dolomita sin irradiación.	57
Figura 32. Microscopia de barrido de roca dolomita con irradiación.	58
Figura 33. Preparación de muestras: a) pesaje de sedimento con disolución, b) medición de pH c) sonicador para dispersión.....	59
Figura 34. Elaboración de pruebas fisicoquímicas: a) Tensiómetro one attension, prueba de ángulo de contacto, b) Equipo zetasizer nano ZS9 Prueba de potencial.....	59
Figura 35. Análisis comparativo de ángulos antes y después de irradiar.....	60
Figura 36. Inestabilidad de potencial z del núcleo “A2/N13/F2” expuesto a la radiación.	61
Figura 37. Distribución estable de partículas del núcleo “A2/ N13 /F2” sin exposición a la radiación.	62
Figura 38. Inestabilidad de potencial z del núcleo del núcleo “A3/N16/F14” expuesto a la radiación.....	62
Figura 39. Distribución de potencial z del núcleo “A3/N16/F14” sin exposición a la radiación.	62
Figura 40. Inestabilidad de potencial z del núcleo del núcleo “A28/N2/F1” expuesto a la radiación.....	63
Figura 41. Distribución estable de partículas del núcleo “A28/N2/F1” sin exposición a la radiación.	63
Figura 42. Comparación de espectros FTIR del núcleo A2/N3/F2.....	65
Figura 43. Comparación de espectros FTIR del núcleo A3/N18/F14.....	66

<i>Figura 44. Comparación de espectros FTIR del núcleo A28/N2/F1.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 45. Microscopia de barrido de núcleo A-2, roca dolomita sin irradiación.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 46. Microscopia de barrido de núcleo A-2, roca dolomita con irradiación.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 47. Microscopia de barrido de núcleo A-3, roca dolomita sin irradiación.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 48. Microscopia de barrido de núcleo A-3, roca dolomita con irradiación.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 49. Microscopia de barrido de núcleo A-28, roca dolomita sin irradiación.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 50. Microscopia de barrido de núcleo A-28, roca dolomita con irradiación.....</i>	<i>72</i>

Glosario de términos

Campo petrolero	Relativo a la superficie existente sobre una acumulación subterránea de petróleo.
EOR	Recuperación Mejorada de Petróleo
MMMB	Miles de Millones de barriles
UCS	Predicción de compresión uniaxial
In Si tu	En el sitio o en el terreno
Barril	Unidad de volumen para petróleo e hidrocarburos derivados; equivale a 42 gal. (US) o 158.987304 litros. Un metro cúbico equivale a 6.28981041 barriles.
Crudo Istmo	Petróleo crudo con densidad 33.6° API y 1.3% en peso de azufre.
Crudo ligero	Petróleo crudo con densidad superior a 27° e inferior a 38° API. Dentro de las regiones productoras más importantes de este tipo de petróleo crudo en Pemex, se encuentran: la Región Marina Suroeste, Activo Poza Rica y Activo Cinco presidentes.
Crudo Maya	Petróleo crudo con densidad de 22° API y 1.3% en peso de azufre.
Crudo Mezcla	Combinación de crudos exportados por México, compuesta por los crudos Maya, Istmo y Olmeca.
Crudo Olmeca	Petróleo crudo superligero con densidad de 39.3° API y 0.8% en peso de azufre.
Crudo pesado	Petróleo crudo con densidad igual o inferior a 22°. API. Dentro de las regiones productoras más importantes de este tipo de petróleo crudo en Pemex se encuentran: Activo Altamira y Región Marina Noroeste.
Crudo superligero	Petróleo crudo con densidad superior a 38° API. Dentro de las regiones productoras más importantes de este tipo de petróleo crudo en Pemex se encuentran: Activo Jujo–Tecominoacán, Activo Bellota–Chinchorro, Activo Muspac y Activo Samaria Sitio Grande.
Cuenca	Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.
Hidrocarburos	Grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos.

mbd	Miles de barriles diarios
MW	Micro Wave (microondas)
Núcleo	Muestra cilíndrica de roca tomada de una formación durante la perforación, para determinar su permeabilidad, porosidad, saturación de hidrocarburos, y otras propiedades asociadas a la productividad.
Permeabilidad	Característica de la roca almacenadora que permite el movimiento de fluidos a través de poros interconectados. La unidad de medida es el milidarcy.
Play	Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).
Porosidad	Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.
Recuperación mejorada	Es la extracción adicional del petróleo después de la recuperación primaria, adicionando energía o alterando las fuerzas naturales del yacimiento. Esta incluye inyección de agua, o cualquier otro medio que complete los procesos de recuperación del yacimiento.
Reservas	El volumen de Hidrocarburos en el subsuelo, calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente, bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de Extracción aplicables a la fecha de evaluación.
Roca almacenadora	Roca sedimentaria (calizas, arenas o lutitas) con un alto grado de permeabilidad que permite que el petróleo emigre hacia ellas, y dadas, sus características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evitará el escape de los hidrocarburos.
Roca generadora:	Roca sedimentaria compuesta de grano muy fino y con abundante contenido de carbono orgánico que se deposita bajo condiciones reductoras y de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos
Yacimiento	Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un solo sistema
SARA	Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos

CAPÍTULO 1

FUNDAMENTACIÓN

Capítulo 1. Fundamentación

1.1. Introducción

De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la producción nacional de petróleo crudo en México (2021) tanto en aguas someras como en tierra, se producen 1013 mbd de crudo pesado y 509 mbd el cual corresponde con el 67% de crudos pesado (Fig. 1) [1].

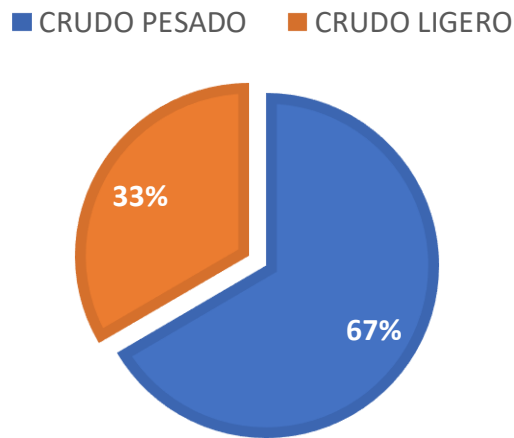


Figura 1. Producción de petróleo, marzo 2021 [1].

Este tipo de crudos elevan sustancialmente los costos de producción y transporte, por lo que la búsqueda de métodos y procesos que permitan socavar dicha situación se vuelve un tema de vital importancia [2]. Aunque la tendencia actual es buscar fuentes de energía más limpias y renovables, no se puede negar la importancia del petróleo, que continúa siendo una de las principales riquezas económicas de nuestro país y que representa la fuente principal de una serie de materias primas que son la base de productos indispensables en el desarrollo social actual [3].

En el presente trabajo se realizará una comparación fisicoquímica de muestras de roca dolomítica extraídas del campo aguacate y muestras de núcleos extraídos de diferentes pozos dentro del mismo campo, ambas con impregnación de crudo pesado por el cual será empleando el sistema de calor por medio de irradiación por microondas buscando que mediante un calentamiento volumétrico por la rotación de los dipolos moleculares presentes en el sustrato, se produzca un fracturamiento de la roca y ocurra una fluidez del querógeno y posiblemente una expulsión hacia la superficie creando una hidrofobicidad del querógeno con el agua desionizada forma en que las interacciones intermoleculares pueden mejorar los procesos de producción y transporte del crudo pesado.

Dichas proyecciones fueron puestas a prueba por medio de estudios fisicoquímicos como lo son el ángulo de contacto, potencial Z, espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier (FTIR), Microscopio electrónico de barrido (SEM) y método BET.

En función a la producción de hidrocarburos en campo aguacate de enero del 2016 a enero de 2022 se muestra en la imagen 2, una disminución de esta producción, producto de la presencia de crudo pesado existentes en los yacimientos terrestres. De acuerdo con los datos obtenidos de la comisión nacional de hidrocarburos, el campo Aguacate Se localiza a 14 km al sureste de la ciudad de Naranjos, Veracruz en la formación Tampico-Misantla, el campo aguacate fue descubierto en 1970 su productor y operador principal es PEMEX el cual le ha dado una asignación a los pozos como “A-0006-M - Campo Aguacate” su mecanismo de producción es Acuífero activo, Expansión roca-fluido de sus 36 pozos perforados 24 son productores, 9 han sido cerrados pero aún tienen posibilidad de reabrir.

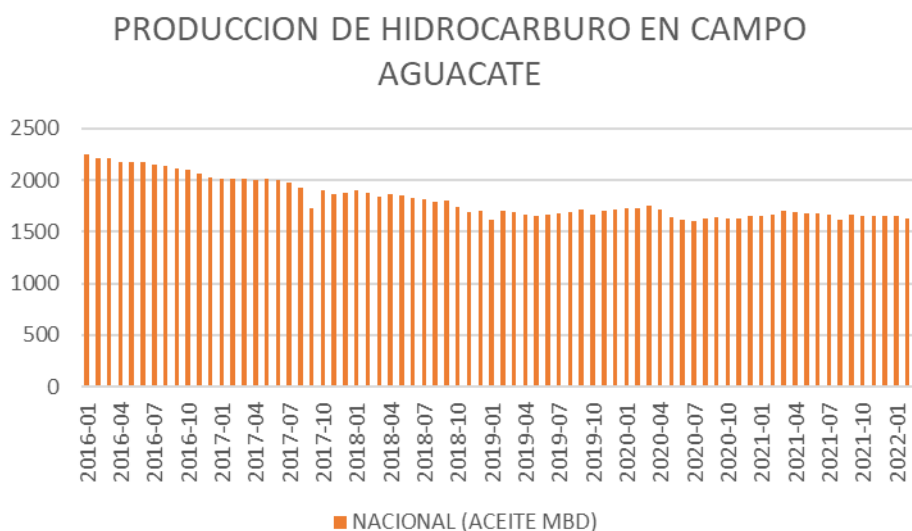


Figura 2. Producción de hidrocarburo en campo aguacate [4].

Para entender mejor el tratamiento térmico convencional, sabemos que la energía se transfiere a un material por convección, conducción y radiación de calor desde las superficies del material. Por el contrario, la energía de microondas se transmite directamente al material por interacción molecular con el campo electromagnético. En la transferencia de calor, la energía se transfiere debido a gradientes térmicos, pero el calentamiento por microondas es la conversión de energía electromagnética en calor, que es conversión de energía en lugar de transferencia de calor. Esta diferencia en cómo se distribuye la energía puede generar beneficios potenciales cuando se utilizan microondas para procesar materiales. Debido a que las microondas pueden penetrar materiales y acumular energía, se puede generar calor en todo el volumen del material.

En el calentamiento convencional, los tiempos de ciclo a menudo están dominados por velocidades de calentamiento más lentas para reducir los gradientes térmicos del estrés del

proceso. Para materiales como polímeros y cerámicas, que tienen una conductividad térmica baja, puede reducir significativamente los tiempos de curado. Por lo tanto, a menudo existe una compensación entre el tiempo de procesamiento y la calidad del producto en el procesamiento convencional.

Debido a que las microondas pueden transferir energía a través del volumen del material, se pueden reducir los tiempos de procesamiento y mejorar la calidad general. Además del calentamiento volumétrico, la transferencia de energía a nivel molecular puede tener ventajas adicionales. Los hornos de microondas se pueden utilizar para calentar materiales de forma selectiva. La estructura molecular afecta la capacidad de las microondas para interactuar con los materiales y transferir energía. Cuando los materiales de contacto tienen diferentes propiedades dieléctricas, las microondas se combinan selectivamente con el material de mayor pérdida. Este fenómeno de calentamiento selectivo se puede utilizar para diferentes propósitos.

Los cuales, en el transcurso de los últimos años se le ha dado a la irradiación por microondas un gran método innovador para atender las necesidades humanas en diferentes ámbitos de la industria como por ejemplo el uso de irradiación para comunicaciones, calentamiento en alimentos, fracturamiento de rocas para extracción de minerales y actualmente se cree que es un método prometedor para la recuperación mejorada de hidrocarburos pesados, emulsificación *in situ* y el transporte de estos [5].

1.2. Planteamiento del problema

A través del proceso de extracción del hidrocarburo en México, existen diferentes problemáticas para el aprovechamiento de este, ya que, en algunas zonas de nuestro país, existen una numerosa cantidad de yacimientos fuera de operación, pero con grandes cantidades de crudo pesado.

Aunado a esta problemática existen aún más complicaciones para la extracción del hidrocarburo ya que los procesos de recuperación mejorada necesitan mayor consumo de energía por ende el aumento de costos, desgastan las tuberías de extracción, transporte y no se tiene un sistema confiable para lograr que la densidad del hidrocarburo disminuya, por lo que limitan el uso de este, causando pérdidas monetarias para el país.

Para denominarse un yacimiento o sistema petrolero óptimo se debe tener el sistema petrolero convencional el cual está conformado por roca madre, roca almacenadora y roca sello en conjunto de un crudo de mediano a ligero para una mayor producción.

Por otro lado de acuerdo con la comisión nacional de hidrocarburos donde se encuentra una mejor concentración de hidrocarburos es en zonas de un sistema petrolero NO convencional. Los yacimientos de aceite y gas en lutitas se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas, de baja permeabilidad, que actúan a su vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello, por lo que su producción en cantidades comerciales demanda

técnicas de fracturamiento para crear permeabilidad a través de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico múltiple, a objeto de inducir el flujo de fluidos desde la matriz al pozo. Por todo ello, este tipo de yacimientos se clasifican como recursos no convencionales.

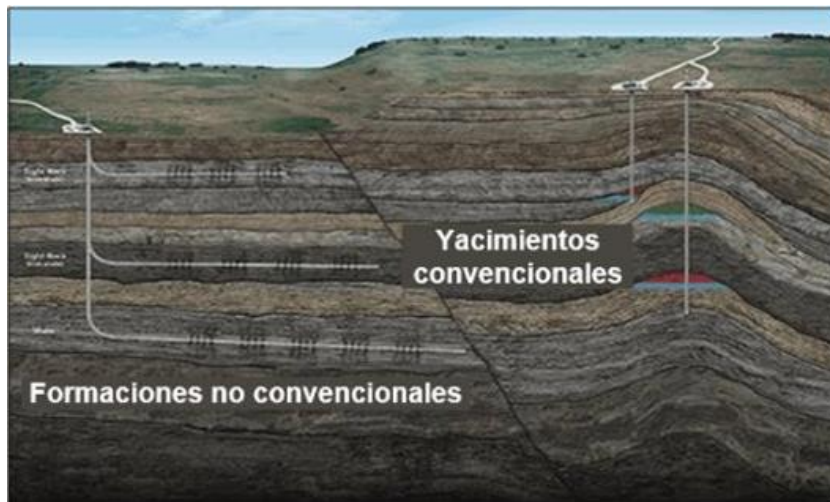


Figura 3 Yacimientos convencionales y no convencionales (atlas geológico no convencionales)[6].

Por lo mencionado anteriormente existen dos problemáticas importantes en un sistema no convencional, en la roca madre no se alcanzan las temperaturas deseadas de ebullición y su densidad aumenta, por consecuencia, el aceite se vuelve más viscoso y pesado, las rocas tienen poca permeabilidad por lo que esto crea un obstáculo para su extracción, transporte y producción.

En México, el sector energético, especialmente las fuentes de energía no renovables, ha jugado un papel crucial en el desarrollo económico de México debido a su evidente impacto en el mecanismo de industrialización del país. Aunque la sociedad en su conjunto inevitablemente necesita producir y consumir energía para sus propios procesos de producción, es importante considerar que los patrones de producción y consumo de energía aún tienen gran auge en el transcurso de las décadas posteriores en la figura (4) se muestra el consumo energético final hasta 2020 por combustible.

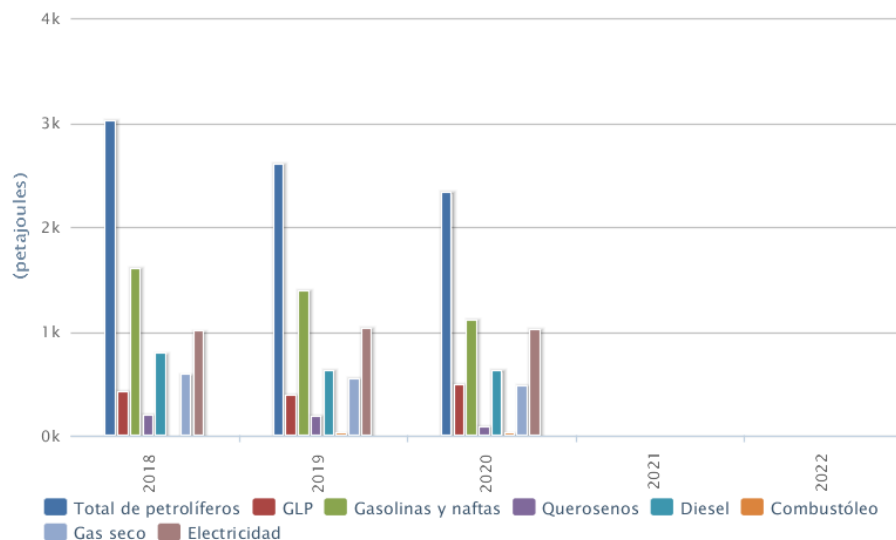


Figura 4 Consumo final energético total por combustible (petajoules) [7].

A pesar de que en México existan diversos tipos de mezcla de crudo, lamentablemente predominan las de crudo pesado, por lo que se utilizara la recuperación mejorada a través de microondas para alterar la roca y el querógeno presente y tratar disminuir su viscosidad.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Estudiar el efecto de la radiación por microondas en rocas tipo dolomita de la zona Cuenca Tampico-Misantla de núcleos extraídos de diferentes pozos petroleros dentro del campo “Aguacate”, con respecto a la mejora de la reología del crudo pesado a través del calentamiento volumétrico total generado de adentro hacia afuera a partir de la rotación de dipolos moleculares para hacer más eficaz su extracción, evitando la aglomeración de crudo en un suelo.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Conocer el suelo estratigráfico del campo
- Recolectar núcleos de roca inmadura
- Aplicar irradiación de microondas durante un tiempo dado
- Analizar cómo se comporta la muestra
- Estudiar las propiedades fisicoquímicas de la roca irradiada

1.4. Justificación del estudio

Mediante el empleo de calentamiento volumétrico por irradiación de microondas se efectúa un análisis del sedimento y núcleo de roca irradiada y se hace una comparación con una roca dolomítica sin exposición a la radiación, con esto, se busca establecer una interacción con las

microondas obteniendo, selectivamente, el giro de dipolos moleculares de nuestro sistema querógeno-roca madre, lo que conlleva a un fracturamiento de la roca y por ende una mejor reología y fluidez del sistema para un mejoramiento de extracción.

1.5. Antecedentes

La implementación del uso de la irradiación por microondas ha sido en los últimos años una alternativa eficiente para distintos rubros, inicialmente se ha utilizado para la industria de la construcción, La piedra y el hormigón son materiales muy relacionados con la construcción de obras civiles, carreteras, túneles, puentes e infraestructura. Debido al rápido desarrollo de la tecnología de construcción, la tecnología de demolición y construcción de túneles es muy importante, en otras palabras, el método de vertido de hormigón y piedra tiene mucho que ver con el progreso y el costo de la construcción. Encontrar un método eficiente y eficaz es necesario y urgente para cumplir con los requisitos técnicos.

Wei Wei et al. [7] aplicaron el principio de la perforación asistida por microondas la cual es la concentración de energía de microondas en un punto caliente. Cuando la temperatura alcanzó un cierto valor, los materiales se ablandaron permitiendo un mayor aprovechamiento del hormigón para la demolición y reciclaje de este.

Wang et al. [8], expusieron muestras cilíndricas de granito Fangshan (FG) a la irradiación de microondas con una potencia de 6 kW por duraciones de hasta 4.5 minutos. El daño inducido por la irradiación de las muestras se cuantifica utilizando tanto escaneo de microtomografía computarizada (TC) de rayos X como medición de ondas ultrasónicas. El valor de TC y la velocidad de la onda P disminuyen con el aumento de la duración de la irradiación. Como producto de los resultados prometedores surgieron muchos más estudios de la irradiación por microondas para el fracturamiento de distintos materiales como por ejemplo, Kashavhar et al. [9] en el cual describen en su trabajo un estudio integral multifásico del efecto de la radiación de microondas en la fractura de rocas. Para un tipo específico de roca (basalto), el proceso de calentamiento y craqueo térmico se prueba experimentalmente y se simula numéricamente utilizando el método de modelado numérico complejo utilizando el método de elementos finitos y la interpolación. Depende de la duración de la falla del mecanismo de exposición a microondas, el nivel de potencia y el estudio de la distancia a la antena de bocina. Se muestra que los modelos digitales predicen y reconocen con precisión el impacto del acoplamiento de la irradiación de microondas en una muestra de roca, el uso de un enfoque de modelado numérico solo se puede lograr si se trata de la propiedad de los micro materiales basados en Temperatura. El estudio muestra que, para el basalto, se produce una diferencia del 5-6% en el campo electromagnético y la temperatura de salida en los modelos de roca cuando se utilizan datos estáticos como entrada a los modelos y números en lugar de datos dependientes de la temperatura.

Otro estudio que fue dirigido hacia la aplicación de microondas en arenas y fracturamiento de rocas fue la de Junhui Yao et al. [10] donde la irradiación fue empleada hacia la arenisca roja en la excavación de rocas, para simular casos de aplicación reales, en este estudio se utilizó el método de encapsulación con lámina de cobre. El metal refleja las microondas y se ha verificado la viabilidad de los experimentos. Con este método, se investigaron las propiedades térmicas de la arenisca bajo radiación de microondas. Los datos experimentales muestran que el agua porosa no solo aumenta la tasa de calentamiento, sino que también afecta la distribución de temperatura en la roca. Durante el breve período de calentamiento, la alta energía de microondas emitida provoca una rápida evaporación del agua y la pérdida de calor, lo que provoca un fuerte aumento de la temperatura y una distribución exponencial en las rocas. Después de un tiempo de calentamiento más largo, los minerales dieléctricos de baja pérdida en la muestra, como el cuarzo y el feldespato, absorben la energía de microondas en lugar del agua intersticial y transfieren calor al medio ambiente, lo que reduce la tasa de calentamiento, y crear un gradiente de temperatura uniforme. Además, la distribución de energía durante el calentamiento por microondas está relacionada con la energía de microondas. El calentamiento por microondas de alta potencia concentra la energía para romper las rocas, proporcionando una mejor eficiencia energética. Los datos de RMN y las imágenes SEM muestran que un cambio en la porosidad de la muestra conduce a un aumento en la fracción intergranular e intergranular.

Otro estudio propuesto por Ferri Hassani [11]. Fue la fragmentación asistida por microondas donde se ha propuesto una nueva técnica calorimétrica para determinar el efecto del calentamiento volumétrico en una cavidad de microondas en el posterior fraccionamiento de roca/mineral. Se proporcionan parámetros para identificar, caracterizar y cuantificar los efectos de la energía de microondas y la ruptura térmica en la pérdida de resistencia. Así mismo, el efecto de la forma, la posición y la orientación de la muestra en relación con la guía de ondas de microondas se ha investigado experimentalmente para determinar las condiciones óptimas para el procesamiento de microondas. Una comparación con la bibliografía publicada muestra que el establecimiento de condiciones óptimas de calentamiento electromagnético se mejora en gran medida por el cambio de volumen inducido por la radiación de microondas. Otra aplicación de las microondas es hacia los minerales como lo hace Zhao et al. [12].

En este artículo, se calentaron con microondas 14 minerales formadores de rocas ígneas. Se analizaron las influencias de la potencia de microondas, grupo / subgrupo de minerales, contenido de elementos y agua en las características de calentamiento de estos minerales. Los resultados muestran que la sensibilidad a las microondas de estos minerales se puede clasificar en diferentes niveles según sus tasas de calentamiento. A medida que aumenta la potencia de las microondas, la sensibilidad de los minerales a las microondas permanece sin cambios con base a la constante dieléctrica de cada material, el poder de penetración de la radiación es distinto y con ello el calentamiento volumétrico. Para saber cómo actúan los diferentes minerales de las rocas con respecto a un calentamiento por microondas se obtiene que en el estudio de Gaoming Lu [13] donde los efectos de la fractura por microondas en las rocas se pueden dividir en agrietamiento (fractura), fusión y fractura grande, que están relacionados

con la sensibilidad a las microondas y la expansión térmica de los minerales. material en roca. La sensibilidad de un mineral a las microondas determina las propiedades de calentamiento de las rocas: las rocas que contienen minerales sensibles a las microondas tienen altas tasas de calentamiento.

La temperatura superficial de las muestras mostró una relación linealmente creciente con el tiempo de irradiación de microondas. Después de que la muestra se rompe o se derrite, la temperatura de la superficie de la muestra aumenta considerablemente, lo que significa que la temperatura interna de la muestra es más alta que la temperatura de la superficie. La expansión térmica de un mineral determina la extensión del daño: cuando se calienta, el mineral tiene un alto coeficiente de expansión térmica, lo que hace que las rocas se agrieten. De lo contrario, la roca se derretirá después de calentarse hasta el punto de fusión. Por lo tanto, la fractura de rocas por microondas ocurre bajo condiciones controladas por la presencia de dos tipos de minerales: aquellos sensibles a las microondas y aquellos con altos coeficientes de expansión térmica. Los minerales sensibles a las microondas provocan un aumento significativo de la temperatura en rocas y minerales

El coeficiente de expansión térmica hace que las rocas se agrieten. Diferentes minerales formadores de rocas muestran diferentes sensibilidades a los hornos de microondas y la expansión térmica y, por lo tanto, diferentes rocas muestran diferentes efectos de fractura inducidos por microondas. Cuando las rocas contienen minerales sensibles a las microondas y minerales con un alto coeficiente de expansión térmica, las rocas (fractura) se deben principalmente al efecto de calentamiento de la radiación de microondas. Cuando las rocas contienen solo minerales sensibles a las microondas y no contienen minerales con un alto coeficiente de expansión térmica, la roca generalmente se derrite bajo la influencia de la radiación de microondas. Cuando las rocas no contienen minerales sensibles a las microondas o tienen un alto coeficiente de expansión térmica, no se agrietarán significativamente después de la exposición a la radiación de microondas. La resistencia a la compresión uniaxial de la roca muestra una disminución casi lineal con el aumento del tiempo de exposición a la radiación de microondas.

Otro estudio aplicado a minerales fue la relación del calentamiento de los minerales con su pérdida dieléctrica [14] En este trabajo se presenta un nuevo método para determinar los coeficientes de pérdida de minerales formadores de rocas. Primero obtuvo las propiedades de calentamiento de ocho minerales los cuales son Cuarzo, moscovita, plagioclasas, feldespatos alcalinos, olivino, biotita, diópsido, hornblenda en un horno de microondas industrial monomodo de 500 W, luego calculó la fuerza del campo eléctrico en metales triturados usando simulación numérica y finalmente dedujo el coeficiente de pérdida de sólidos en función del medio efectivo. Este método proporciona a los investigadores sin propiedades aislantes una forma rápida y fácil de obtener parámetros de pérdida de minerales. En los últimos años se han analizado mucho más minerales y rocas aplicándoles irradiación por microondas como es el caso de Yanlong Zheng et al. [15] este artículo investigó el efecto del procesamiento de

microondas en tres tipos de rocas ígneas mediante la medición de la velocidad de calentamiento, la distribución de la temperatura, la velocidad del ultrasonido, el módulo de elasticidad, la capacidad de carga y las pruebas.

A través de los segmentos de grietas a obtenidos de obstáculos de roca de sección delgada, se pueden sacar la conclusión que el microondas monomodo de 2 kW es eficaz para debilitar las tres rocas. Las muestras de gabro y monzonita pueden fracturarse a 2 kW durante 120 segundos. En contraste, las muestras de granito se rompieron violentamente cuando se dispararon con mucha fuerza. La velocidad de calentamiento y la temperatura aumentan gradualmente con el nivel de potencia. Para la misma potencia de salida, el calentamiento a un nivel de potencia más alto durante un período de tiempo más corto producirá mejores resultados para debilitar la piedra.

Samir M et al. [16] investigaron la aplicabilidad del tratamiento por microondas para el reacondicionamiento de rocas durante la prospección mecánica de kimberlita y granito asociado bajo irradiación multimodo. Por primera vez, se obtuvo un conjunto completo de datos sobre las propiedades mecánicas y mecánicas de la kimberlita. La comparación de los resultados del tratamiento antes y después del tratamiento con microondas de muestras de rocas es prometedora. Para una roca determinada, cuanto más tiempo estuvieron expuestas las muestras, mayor fue la capacidad de megavatios y mayores las reducciones de resistencia a la tracción (BTS) y predicción de compresión uniaxial (UCS). Por ejemplo, se observó una disminución del 47 % en el nivel de UCS después de 30 s de exposición a 10 kW para una muestra VK, mientras que se observó una disminución del 17 % a 5 kW y un tiempo de exposición d de 115 s. A 15 kW, la muestra se rompió después de 25 segundos de exposición. En cuanto al granito, las muestras se rompieron después de 30 s y 50 s de exposición cuando se trataron a 15 kW y 10 kW, respectivamente; Mientras que la disminución de UCS es del 35% a 5 kW y 60 seg. Para HK, las muestras se degradaron a 15 kW y el tiempo de exposición fue de 40 s. BTS también mostró una tendencia decreciente después del tratamiento con WM.

En Hong Kong, se midió una disminución de alrededor del 60 % después de 150 segundos de tratamiento y una disminución de VK de alrededor del 59 % después de 60 segundos de exposición a 3 kW. Además, la radiación MW no tuvo un efecto evidente sobre la corrosión de la muestra y el CAI en las condiciones de prueba especificadas. Las propiedades dieléctricas muestran que en HK es más probable que absorba energía MW, seguido de VK y granito. Los resultados del análisis térmico mostraron una buena concordancia con las propiedades dieléctricas. Los resultados muestran que el tratamiento MW puede reducir efectivamente la resistencia de la piedra; Por lo tanto, las excavadoras mecánicas pueden equiparse con antenas MW para mejorar las tasas de penetración y manejo de microondas.

Qiang Li et al. [17] aplicaron irradiación para la microfisura de granito en donde para investigar el efecto del procesamiento de microondas en el comportamiento de fractura típico de la roca dura, bajo cierta energía de microondas, la temperatura de la superficie aumenta

linealmente con el aumento del tiempo de calentamiento. Es evidente que la velocidad de calentamiento de muestras con alta energía de microondas es más rápida que la velocidad de calentamiento de muestras con baja energía de microondas. El calentamiento por microondas provoca microfisuras, especialmente en la superficie de las partículas de roca, para generar microfisuras debido a las altas temperaturas y los efectos del choque térmico. Con una potencia de microondas de 6 kW, una muestra de granito puede romperse en 169 segundos y derretirse en 183 segundos.

El tiempo de actividad prolongado del AE y la fase posterior al pico en las pruebas de falla mostraron una mejora en la ductilidad de la muestra de granito. Mientras tanto, la tenacidad a la fractura disminuye significativamente con el tiempo de calentamiento y es más sensible a una mayor potencia de microondas. La presión local máxima de una muestra calentada con microondas es mayor que la de una muestra no tratada con la misma carga. El tamaño de la FPZ aumenta con el aumento de la temperatura, y se puede encontrar una clara dependencia de la velocidad de calentamiento en el tamaño de la FPZ en las muestras de calentamiento por microondas. FSD oscila entre 2,1735 y 2,6928 y aumenta con el aumento del tiempo de calentamiento. Al desarrollar el campo de tensión principal, la fisura torsional principal está estrechamente relacionada con la deflexión angular de la deformación principal, lo que da como resultado una superficie de fisura más rugosa.

El análisis de regresión mostró que la tenacidad a la fractura está negativamente relacionada con el tamaño de la FPZ, mientras que se puede encontrar una correlación positiva entre el ancho de la FPZ y la FSD, y la FSD puede considerarse como un indicador de la tenacidad a la fractura a partir de los resultados del ajuste. Se ha comentado de la aplicación de la irradiación en minerales pero Gaoming Lu et al. [18] muestra un proyecto sobre la roca ígnea basáltica en donde el procesamiento por microondas tiene un efecto sobre las propiedades mecánicas de las muestras de basalto y como se ha realizado en investigaciones anteriores aplicaron condiciones de compresión uniaxial y CTC. Después del tratamiento con microondas, el CTCS se redujo algo y el estrés redujo la pérdida de resistencia de las muestras de basalto.

En el caso de la presión uniaxial, el procesamiento por microondas afecta la presión axial, lo que indica que la dureza de la muestra disminuye con el aumento del tiempo de exposición a las microondas. Bajo tensión triaxial, algunas microfisuras del ataque de microondas se cierran por debajo de la tensión límite aplicada, por lo que la tensión finita evita un desplazamiento hacia la derecha de la curva de tensión axial.

Bajo estrés uniaxial, el módulo de elasticidad y la relación base de Poisson disminuyen casi linealmente con el aumento del tiempo de exposición a microondas, mientras que la exposición a microondas afecta levemente el módulo de elasticidad y la relación de Poisson. veneno. Compresión triaxial. Los cambios en la resistencia y deformación de las rocas son principalmente el resultado de cambios estructurales entre minerales. La presión limitada cierra las microfisuras causadas por el procesamiento de microondas, por lo que el efecto del

procesamiento de microondas se reducen la fuerza y la tensión, reduciendo así el impacto sobre la estática elástica. El deslizamiento disminuyó con el aumento del tiempo de exposición a microondas, mostrando una tendencia decreciente aproximadamente lineal.

A través del procesamiento de microondas, se generan múltiples microondas en diferentes direcciones en la muestra, lo que aumenta la aleatoriedad de los resultados de la prueba. Cuanto mayor sea la potencia de microondas aplicada y mayor sea el tiempo de exposición, más concluyentes serán los resultados de la prueba. La presión de confinamiento impide que se informen los resultados de las pruebas.

Cuanto mayor sea la presión de condensación, menor será la exposición de los resultados de la prueba debido a la trituración fina de la muestra. Sair Kahraman et al. [19] también utilizaron pruebas de compresión en materiales de roca ígnea donde se demuestra que la resistencia de las rocas ígneas bajo prueba generalmente disminuye al aumentar la potencia de microondas y aumentar el tiempo de exposición. La pérdida de fuerza de cada roca expuesta a la energía de microondas varía debido a las diferentes composiciones minerales. A diferencia del sienita y el gabro, se produce poca o ninguna pérdida en el granito con potencia de microondas y un tiempo de exposición bajo. La fuerza de atenuación del granito también es menor que la de la sienita y el gabro a alta potencia de microondas y tiempo de exposición.

Los valores UCS para el granito, que consisten en pequeñas o grandes cantidades de minerales absorbentes de microondas, generalmente disminuyen cuando la temperatura de la superficie supera los 200°C. Por otro lado, los valores de BTS generalmente disminuyen al aumentar la temperatura después de 100 °C para todos los granitos probados. La actividad de la sienita y el gabro analizados fue diferente de la del granito. Esto se debe al alto porcentaje de minerales metálicos o a la gran cantidad de minerales que absorben las microondas. Por lo general, se observan pérdidas de intensidad significativas por debajo de los 100 °C para la sienita y el gabro. El resultado final es que el tratamiento con microondas tiene un efecto significativo en la resistencia de las rocas ígneas según la energía aplicada, el tiempo de contacto y el contenido mineral. Podría decirse que el tipo de mineral y el porcentaje son los parámetros más importantes que afectan el grado de calentamiento para las mismas condiciones de procesamiento.

Otra implementación de las microondas ha sido en la industria petrolera en la cual la irradiación ha generado un fracturamiento en los minerales y compuestos de la roca madre en un yacimiento, uno de sus principales compuestos es el carbono, Yi-du Hong et al.[20] Menciona que la formación del proceso de calentamiento por microondas (FMHT) es un método potencial para eliminar el metano del lecho de carbón. Se utilizaron imágenes de cámara y métodos de ultrasonido para evaluar la propagación de grietas en la superficie y en el interior del núcleo de carbón, respectivamente. Los resultados mostraron que la fracción inducida por energía de microondas aumentará significativamente con el aumento del tiempo de calentamiento.

Las nuevas grietas y tamaños de poros generados por la energía de microondas ralentizan las ondas P y S en el núcleo de carbono. La amplitud del espectro de frecuencia del núcleo de carbono disminuyó después del tratamiento con energía de microondas. El campo de distribución de frecuencias del espectro de frecuencias del núcleo de carbono también se ve afectado por el manejo de la energía de microondas. La densidad, el módulo de masa y el módulo de corte del carbono disminuyen con el tratamiento con microondas. En particular, las pendientes del módulo de compresión y el módulo de corte son mayores que las pendientes de la densidad del carbón.

El aumento de la red de fallas puede mejorar la permeabilidad del carbón a las vetas de carbón, otra investigación sobre la fractura del carbón fue la de Wenjian Lan et al.[21] donde se investigó el mecanismo de calentamiento por microondas en grietas de carbón y rocas. Para estudiar la interacción entre las microondas y el carbono, se creó un modelo matemático del campo electromagnético y la transferencia de calor en un acoplamiento sólido. En combinación con la simulación numérica y la investigación experimental, la distribución del campo electromagnético y la ley del cambio de temperatura se analizan en muestras de carbón tomadas de la cuenca de Ordos, China, durante el calentamiento por microondas.

Al comparar la determinación de la superficie y la tomografía computarizada interna antes y después del procesamiento por microondas, existen varias grietas obvias causadas por el calentamiento por microondas en la superficie y el interior de la muestra de carbón. Los tres mecanismos principales que producen microfisuras en carbón y roca fueron recolectados por análisis SEM. Finalmente, se propuso una nueva tecnología de calentamiento por microondas para recuperar el CBM y se diseñó una estructura de antena en guía de ondas (coaxial) para el calentamiento. Los resultados de la simulación muestran que la temperatura del tanque mejora considerablemente y que la tasa de cambio de temperatura en la mitad superior del tanque es mayor, lo que conduce fácilmente a pequeñas grietas.

El aumento de la demanda mundial de energía y la disminución del crudo ligero y de fácil extracción ha llevado a un aumento del interés por la extracción de petróleo pesado. Sin embargo, la alta viscosidad de los petróleos pesados plantea desafíos en el manejo, transporte y refinación del petróleo. En este contexto Ui Shang et al. [22] aplicaron la irradiación por microondas de muestras de petróleo crudo de Sudán, China (Liaohe) y Venezuela para investigar los mecanismos de reducción de la viscosidad. El análisis saturado, aromático, de resina y asfalto (SARA) de los aceites crudos se llevó a cabo de acuerdo con el estándar de pruebas y materiales de la Sociedad Americana, ASTM D4124-09. Los resultados del fraccionamiento SARA demostraron que la irradiación por microondas puede afectar a la estructura de las micelas de resina/asfalto, lo que lleva a un cambio en la viscosidad del petróleo crudo. Los aceites crudos se examinaron más a fondo utilizando las técnicas analíticas combinadas de ionización de electrospray y espectrometría de masas de resonancia de ciclotrón de iones de transformación de Fourier (ESI FT-ICR MS). Los resultados del análisis de ESI FT-ICR MS

demonstraron que la irradiación por microondas de petróleo crudo con una alta proporción de compuestos de O₂ conduce a la polimerización, y en última instancia una disminución en la viscosidad del petróleo crudo después del tratamiento de microondas. En otros casos, el agrietamiento puede ocurrir debido a la calefacción por microondas.

Se ha demostrado que la fragmentación de rocas asistida por microondas es un enfoque prometedor para reducir el desgaste de las herramientas de corte y mejorar la eficiencia en la excavación y trituración de rocas. Por tanto, es deseable comprender la influencia del daño inducido por la radiación de microondas sobre la fragmentación de la roca Sateesh et al. [23] ofrecen una revisión la cual proporciona una descripción general de las aplicaciones de microondas en la producción de betún o la mejora de la pizarra bituminosa. Las enormes reservas de arenas bituminosas de Alberta(Canadá) se convertirán en la principal fuente de productos derivados del petróleo en el futuro previsible, y se han descubierto muchas tecnologías alternativas para la producción y modernización de arenas bituminosas y petróleo pesado. Este estudio se basa principalmente en la capacidad única de calentamiento selectivo asociada con la exposición a microondas del material.

De particular interés son las aplicaciones de microondas de la extracción de bitumen, el aumento de escala de petróleo pesado, la atomización heterogénea y el calentamiento subterráneo de arenas bituminosas para reducir la viscosidad del bitumen y permitir que sea bombeado a la superficie. El método diferente de transmisión de energía desde la fuente a la muestra es básicamente la principal ventaja de usar energía de microondas. Al activar directamente los materiales absorbentes de microondas, se pueden reducir los problemas comunes, como los largos períodos de calentamiento y la pérdida de energía. Se ha demostrado que la energía de microondas es eficaz en varias aplicaciones; Sin embargo, actualmente no se utiliza con fines comerciales. Dicho lo anterior persiste la interrogativa de qué manera las microondas ayudaran a la disminución de la reología del petróleo pesado y ayudar a su transporte por lo que Farid Souas et al. [24] da una revisión de las propiedades reológicas del crudo pesado en el cual se registraron mediante tratamiento térmico, adición de aditivos y un emulsionante en agua.

Un aumento en la temperatura reduce significativamente la viscosidad, lo que indica un cambio en las propiedades reológicas del petróleo crudo. Con un aumento de la temperatura, la viscosidad del crudo pesado disminuye, lo que reduce el esfuerzo cortante entre el crudo circulante y la pared de la tubería, lo que reduce la caída de presión y, en última instancia, mejora el transporte. Sin embargo, tiene las desventajas de un alto costo de inversión y consumo de combustible, así como la dificultad de reiniciar después de detenerse. Además, se requieren mejoras tecnológicas como diseño especial, aislamiento y soldadura para manejar este tipo de transporte por tubería. El método de dilución más antiguo y común para mejorar las características de flujo del crudo pesado es agregar un 20-30 % de hidrocarburos líquidos más

ligeros al crudo pesado, lo que suele ser suficiente para evitar caídas de presión o la necesidad de altas temperaturas.

Facilitar la deshidratación y la desalinización. aceite. Sin embargo, este método tiene algunas diferencias, ya que requiere una gran inversión en equipos de bombeo y tuberías debido al mayor volumen de transporte, los requisitos para separar el solvente del aceite en ciertos lugares y el costo. Los costos iniciales de agregar el solvente y extraerlo posteriormente. Además, cualquier cambio en la composición del aceite puede afectar la relación requerida de aceite a solvente. La mezcla puede cambiar la estabilidad del betún y provocar su aglomeración y deposición y, en consecuencia, el bloqueo de la tubería. El uso de varios aditivos de procesamiento, como surfactantes y polímeros, ofrece un gran potencial para mejorar las propiedades de flujo de los crudos pesados. Los principales desafíos asociados con este método son la resistencia a la degradación por cizallamiento de estos aditivos, su solubilidad en el crudo, estabilidad térmica, alta selectividad, dosificación requerida, problema de investigación y facilidad de separación del crudo hasta el destino final. Los surfactantes se utilizan como emulsiones para estabilizar las gotas.

La fase dispersa en la fase acuosa evita la formación de grumos, proporcionando una emulsión agua/aceite por sus siglas en inglés oil/wáter (O/W) estable con baja tensión superficial. Mediante el uso de tensioactivos para formar una emulsión O/W, el petróleo crudo se puede suspender como gotitas fijas en una fase continua, lo que reduce la viscosidad aparente y, por lo tanto, el costo Bomba de petróleo crudo pesado. Esta puede ser una buena alternativa al uso de calefacción u otros aditivos para transportar estos aceites a través de tuberías. Las principales desventajas de este enfoque alternativo son el costo y la elección del surfactante. El tensioactivo debe tener propiedades estabilizadoras de la emulsión y también debe poder separarse de la emulsión en el destino.

Además, la estabilidad de la emulsión y las propiedades reológicas, que son un criterio importante para optimizar el transporte de emulsiones por tuberías, dependen de muchos parámetros, como la distribución de iones. Tamaño de gota, temperatura, tipo y concentración de surfactante, salinidad y pH del agua, componentes del petróleo crudo y mezclas. Energía volumétrica y relación aceite/agua. Tomando en cuenta que en un pozo con una producción de crudo pesado se encuentra una gran cantidad de agua, se necesita separar estos dos componentes antes de continuar con su refinación, por lo que se han empleado diferentes técnicas de desemulsificación del crudo, aunque en este proyecto no se emplee el método, se ha demostrado que la radiación por microondas ha sido un método de desemulsificación prometedor para la industria como lo demuestra Rafael Martínez-Palou et. Al.[25] donde hace una comparación de la desemulsificación por medio de radiación por microondas y calentamiento por baño de aceite convencional. La separación del agua de la emulsión O/W se mejoró con energía de microondas (MW). El resplandor MW conduce a una temperatura alta de la alta emulsión de aceite / agua, pero esto causa la separación más rápido en agua.

Cuando cae a solo 5 W, el agua está muy caliente y se elimina por separado, de modo que es mayor que calentar el tanque de aceite. El calentamiento por microondas del dieléctrico muestra una alta eficiencia en el craqueo de emulsiones O/W incluso sin el uso de desemulsionantes químicos. La adición de un desemulsionante a base de glicina tuvo poco efecto sobre la emulsión en el calentamiento por microondas, pero se incrementó artificialmente en el calentamiento por baño de aceite. La ausencia de sal en la fase acuosa continua conduce a una mayor estabilidad de la emulsión O/W frente a la energía de microondas. El uso de salmuera o agua de mar ayudó a aumentar la separación del agua de la emulsión O/W debido al efecto de la sal que reduce la solubilidad del surfactante en agua. Los resultados de la medición de azufre muestran el estado de dispersión de la emulsión O/W original y tratada y concuerdan bien con la separación subacuática MW o el calentamiento del baño de aceite en ausencia o presencia de un agente emulsionante.

Los estudios de medición de azufre permiten una detección rápida y precisa de los procesos de desemulsión. Vasquez et al. [26] utiliza las microondas la deposición de sedimentos por gravedad como alternativa a la desemulsificación y estratificación de agua y aceite. El petróleo crudo, después de ser irradiado en el microondas, retiene cualitativamente sus grupos funcionales, y los cambios cuantitativos se atribuyen únicamente a la restauración de los compuestos solubles en el agua de aspersión.

El aumento de la intensidad de los grupos OH (3400 cm^{-1}) y C = O (1774 cm^{-1}) confirmó la recuperación de los compuestos polares disueltos en el agua inyectada. Se recuperó el asfalteno, principal estabilizador de la emulsión contenida en el agua de inyección. La radiación de microondas rompe la película de surfactante en el agua. Se aplicaron análisis de FTIR donde el espectro muestra que el tiempo de irradiación correspondiente de 30 s conduce a una mejor recuperación de los hidrocarburos. El tiempo de irradiación más corto corresponde a una pequeña cantidad de energía requerida para desestabilizar la emulsión y así ahorrar energía en el proceso.

Jaber Taheri-Shakib et al.[27] hicieron una investigación sobre los asfaltenos impregnados en medios porosos. Este estudio investiga el efecto del ultrasonido (US) y microondas (MW) en la permeabilidad de los núcleos de carbonato con diferente permeabilidad del betún depositado sobre ellos. La administración de US volvió a administrar la osmolaridad intranuclear de tolueno con una osmolaridad 20 mF más baja, aproximadamente un 18,8% y un 29% más alta, respectivamente, en comparación con la inyección de tolueno sin US. El US genera turbulencia y cavitación, lo que provoca un cambio en la estructura de los conglomerados asfálticos depositados en el núcleo.

Estos cambios estructurales pueden deberse al mayor grado de contacto con los sedimentos y una mejor penetración del fluido inyectado, lo que facilita la eliminación nuclear. MW, además de cambiar la estructura de los grupos de asfalto en el núcleo, también reduce la

cantidad de elementos polares, incluidos el azufre (S), el nitrógeno (N) y el oxígeno (O). Bajo irradiación MW, los valores de azufre, nitrógeno y oxígeno fueron 23,5%, 18,4% y 48%, respectivamente. La reducción de la aspirina en el número de elementos polares, debido a su adsorción de alto peso molecular, puede reducir las cargas negativas en las moléculas de aspirina. Los resultados del potencial zeta también indican que la carga negativa de las moléculas de aspirina disminuye y se vuelve más positiva debido a la radiación MW (de -12,31 milivoltios a -7,59 mV). Las pruebas de infrarrojo por transformada de Fourier (FTIR) también confirmaron estos resultados. Las bandas polares de partículas de asfalto depositadas dentro del núcleo (OH, S-H; C = O) tendieron a disminuir y escapar de la estructura de los grupos de asfalto. La disminución de los valores polares, especialmente los de los compuestos de carga negativa (SO), conduce a una disminución de la fuerza de unión entre el asfalto y la caliza de carga positiva. Este fenómeno conduce a la remoción de partículas bituminosas de ambientes rocosos porosos. La tasa de recuperación de transmitancia también muestra una radiación de MW mucho más alta que antes (tolueno estadounidense), especialmente para núcleos de baja transmitancia. Los resultados de este estudio podrían ser un paso importante hacia la eliminación de depósitos de betún en yacimientos de petróleo y gas utilizando tecnología de irradiación por microondas.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

Capítulo 2. Marco teórico

2.1. Generalidades del petróleo

El petróleo crudo y los productos derivados del petróleo continuaron siendo el mayor componente principal del suministro mundial de energía con 4.475,13 millones de petróleo. Eso es el 30,90% del total. Sin embargo, la oferta nacional total de este combustible disminuyó un 0,49% respecto a 2018.

En 2019, el consumo mundial de energía alcanzó los 9.983,11 millones de toneladas métricas, un aumento interanual del 0,46 % (Fig. 5). En comparación con el carbón mineral y sus derivados, mostraron una reducción en el compromiso del 4,45% [28].

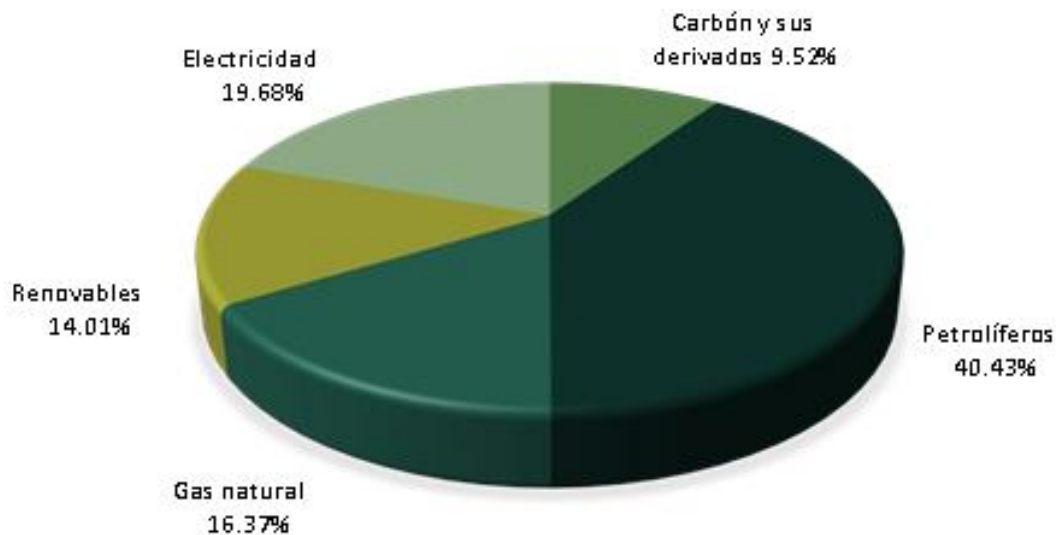


Figura 5. Consumo mundial de energía por energético, 2019 [28]

La palabra petróleo proviene del latín *Petroleum*, el cual significa aceite de roca. Este, es un líquido aceitoso natural e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos que se encuentran en la naturaleza, en capas geológicas continentales o marinas, ya sea en estado sólido, líquido o gaseoso, y estas tres fases pueden pasar de una a otra por efecto de cambio de presión y temperatura. Es un recurso no renovable en forma de líquido aceitoso, que se ha descubierto que satura la porosidad de las rocas.

Al igual que el petróleo, el gas es el residuo de materia orgánica reducido a un estado en el que el carbono y el hidrógeno son elementos esenciales. Fases sólida, líquida y gaseosa. Algunos componentes del petróleo son sólidos a la temperatura normal del suelo, pero el uso de calor para producir un ligero aumento de temperatura hace que se conviertan en líquidos; Suba el fuego a ebullición y se convertirá en gas y vapor. Los otros componentes son vapor a temperatura normal, pero la presión de la Tierra que se desarrolla naturalmente en las rocas que

lo contienen hará que se condense en líquido. Eliminar esta presión permitirá que el líquido se evapore nuevamente, siempre que no haya cambios en la temperatura.

El petróleo líquido también se puede convertir a un estado sólido o gaseoso por evaporación, formando un gas o vapor en las partes más ligeras y volátiles, solidificándose en las partes más pesadas. Los sólidos y los gases son solubles en un líquido, y los cambios de líquido, como la oxidación del petróleo líquido, también pueden causar endurecimiento. En la naturaleza, todas las variaciones van desde sólidos duros y quebradizos, pasando por semisólidos viscosos blandos y sedosos, líquidos pesados y viscosos, líquidos ligeros y volátiles, densos como el agua y el vapor y densos a gases ligeros, casi sin nombre, que pueden unirse en uno. región Cuando se producen cambios de presión, temperatura y otros cambios físicos o químicos, con ajuste continuo entre diferentes fases o mezclas de hidrocarburos. Las propiedades físicas y químicas son las siguientes:

- Por su densidad. El petróleo es más ligero que el agua. Su gravedad específica se ve afectada por factores físicos y la composición química del petróleo crudo. 0,75-0,95 kg/l. Aumenta con el porcentaje de asfaltenos. El olor es distintivo y depende de la naturaleza y composición del petróleo crudo. Los hidrocarburos insaturados producen un olor desagradable debido al sulfuro de hidrógeno y otros compuestos de azufre.
- Petróleo crudo fragante. En otros aceites, el aroma varía en función de la cantidad de hidrocarburos ligeros e impurezas.
- El color del aceite varía de amarillo a marrón rojizo y negro. A la luz reflejada, el petróleo crudo suele ser verdoso debido a la fluorescencia; El aceite ámbar es medio, los aceites más pesados son de color más oscuro. En general, su color se oscurece a medida que aumenta la densidad y aumenta el porcentaje de asfalto. Los hidrocarburos puros son incoloros, pero a menudo se colorean por oxidación, especialmente los insaturados que contienen N, O y S, así como H y C.
- Viscosidad o resistencia al flujo. Se mide por el tiempo que tarda una cierta cantidad de aceite en fluir a través de un pequeño orificio. En el petróleo crudo, depende del punto de ebullición de los diversos componentes.
- Tensión superficial y fuerza capilar. Estas son propiedades físicas que juegan un papel importante en el movimiento de los hidrocarburos a través de las capas rocosas de la corteza terrestre. Tensión superficial de aceites que contienen gases disueltos demasiado baja “La tensión superficial baja tiende a reducir el efecto de las fuerzas capilares en el movimiento del petróleo crudo a través de un medio poroso por gases a alta presión.” El agua tiene mayor fuerza capilar que el aceite; Por lo tanto, se espera que el agua ocupe los poros más pequeños, obligando al aceite a entrar en los poros más grandes. fluorescencia. La aparición de hidrocarburos en forma líquida y gaseosa bajo la influencia de la radiación infrarroja.

El petróleo se compone principalmente de carbono e hidrógeno con una proporción de 83-87% C y 11-14% H. Contiene muchas impurezas orgánicas relacionadas con componentes

como azufre, oxígeno, nitrógeno, mercaptano, anhídrido sulfuroso, anhídrido sulfuroso y alcoholes también mezclados con salmuera, libres o emulsionados, en cantidades variables. Dado que las inclusiones también contienen diversas sales minerales como cloruros y sulfatos de Ca, Mg y Fe, su color varía entre el ámbar y el negro. [28]. El aumento de la demanda energética mundial y la disminución del petróleo crudo ligero fácilmente extraíble ha generado un creciente interés en la explotación de petróleo pesado.[29]

Sin embargo, se ha reconocido ampliamente que el suelo contaminado con petróleo crudo constituye un problema ambiental importante debido a sus efectos adversos sobre la salud humana y la seguridad ecológica [30]. Aunque existe esta situación, en realidad el petróleo es la fuente de muchas materias primas que son útiles para otros productos que usamos en la vida diaria que con un uso correcto y la aplicación de metodologías de rehúso y reciclaje pueden no afectar en demasía el ambiente. Por esto es importante lograr explotar los pozos petroleros para obtener la mayor producción de este recurso.

Uno de los inconvenientes para la recuperación del crudo pesado es el alto costo y las dificultades para lograr una estabilidad en la viscosidad, es por eso por lo que se emplea en este proyecto una nueva propuesta que ayudaría al medio ambiente y disminuiría los costos de energía en la perforación.

En el Programa Estratégico Tecnológico de PEMEX 2010-2025 contempla entre sus principales retos “Incrementar las reservas de hidrocarburos para asegurar la sustentabilidad de Largo Plazo de la empresa” y “Sostener e incrementar la producción de hidrocarburos para atender los requerimientos energéticos del país”.

Define dentro de sus áreas tecnológicas estratégicas la “Recuperación secundaria y mejorada en yacimientos fracturados y areno-arcillosos” las cuales tienen una serie de necesidades tecnológicas asociadas [31]. En el periodo de 2016 a 2022 se registró en las reservas de petróleo por campo, (figura 4) una disminución nacional de producción de aceite de millones de barriles diarios, por lo que la deficiencia en la recuperación mejorada es notoriamente visible en la actualidad [32].

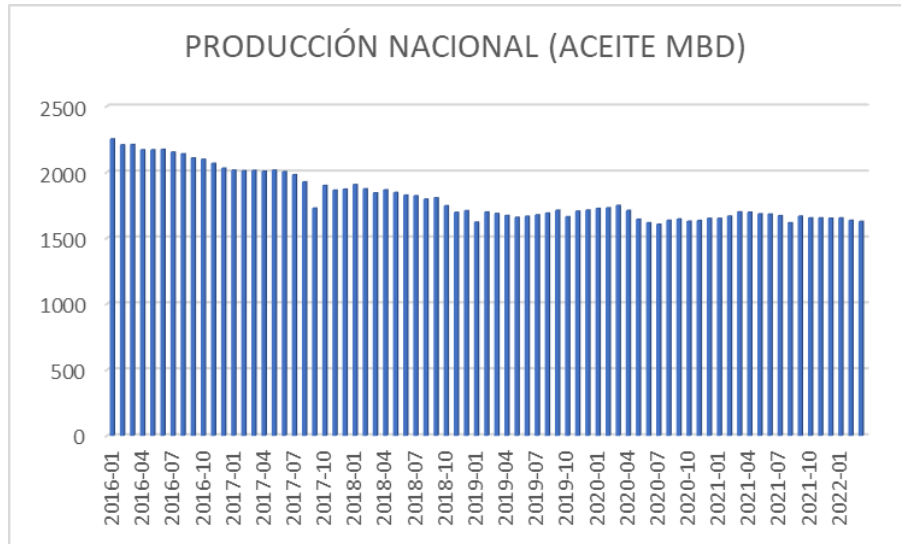


Figura 6 Producción nacional de aceite en los últimos años[32]

2.2. Descripción general del sistema petrolero

Al Sistema Petrolero clásico se le denomina también sistema petrolero convencional, es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas pueda existir en la naturaleza. Este se estudia como un modelo dinámico, donde intervienen varios elementos de entrada a la cuenca sedimentaria (sedimentos, querógeno en forma de materia orgánica), cuando y en qué condiciones ocurre su transformación térmica y/o biogénica (diagénesis, catagénesis), y cuando y donde se genera el aceite y/o gas, que finalmente puede acumularse en una trampa petrolera como lo expresa Huc en la figura 3 [33].

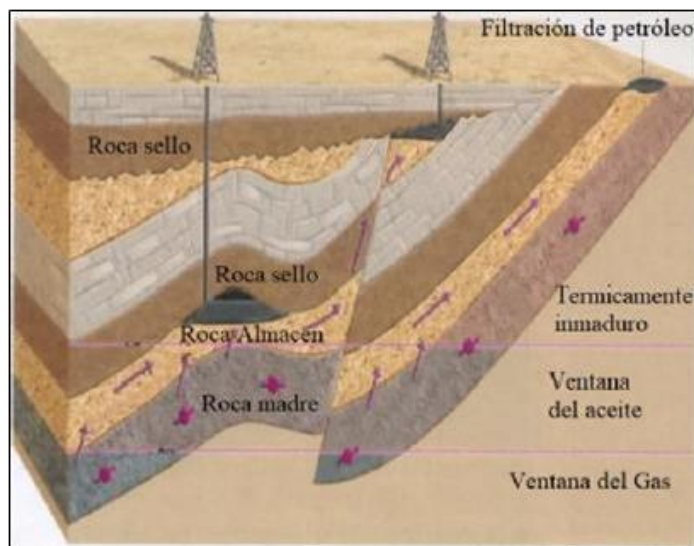


Figura 7. Sistema petrolero convencional[33]

2.2.1. Etapa de explotación de yacimiento gas-aceite

En ingeniería de yacimientos, generalmente se considera que hay tres fases operativas en el ciclo de vida de un yacimiento:

Fase primaria: Esta etapa comienza al comienzo de la minería o una mina y es la etapa de utilización de la energía natural disponible para la mina. En esta etapa, el uso de tecnologías en pozos como el uso de sistemas de producción hechos por el hombre de todo tipo, fracturación hidráulica de la formación, así como en el área de perforación, el uso de pozos transversales y multilaterales

Secundaria: Durante esta etapa, el objetivo es proporcionar energía adicional al tanque de almacenamiento, ya sea bombeando agua o gas natural, métodos de mantenimiento de presión o como un medio para hacer circular líquido en el tanque. En este punto, también se pueden utilizar tecnologías como sistemas de producción sintéticos, fracturación hidráulica del proceso de formación, pozos horizontales y/o multilaterales.

Recuperación mejorada: En esta etapa, para continuar la explotación o el campo, es necesario implementar otros métodos destinados a aumentar el coeficiente de recuperación de petróleo y gas, tales como: calor (inyección de vapor o gas, para generar combustión en proceso en un almacenamiento tanque), productos químicos (como inyección de polímeros o materiales tensioactivos, para reducir los tensioactivos), gases miscibles (como dióxido de carbono, gases enriquecidos y gases de escape) o nitrógeno, este último en forma miscible o no procesable). Es claro que, en el caso de un cierto margen, no es fácil determinar estos tres períodos. Además, en algunos yacimientos se encontró que la etapa primaria no estaba presente y que era necesario pasar a la etapa secundaria e incluso mejorada, y no se presentó una etapa anterior. Un buen ejemplo son los yacimientos de petróleo muy pesado y viscoso, que no se pueden producir en las etapas primaria o secundaria y cuyos aceites se obtienen únicamente por inyección de vapor, que ya se considera la etapa inicial, y se sustenta el final del proceso de recuperación. [34] en el diagrama 1 se puede observar de manera general las etapas de producción de un yacimiento aplicando los distintos métodos de recuperación y el porcentaje posible de recuperación que se puede obtener.

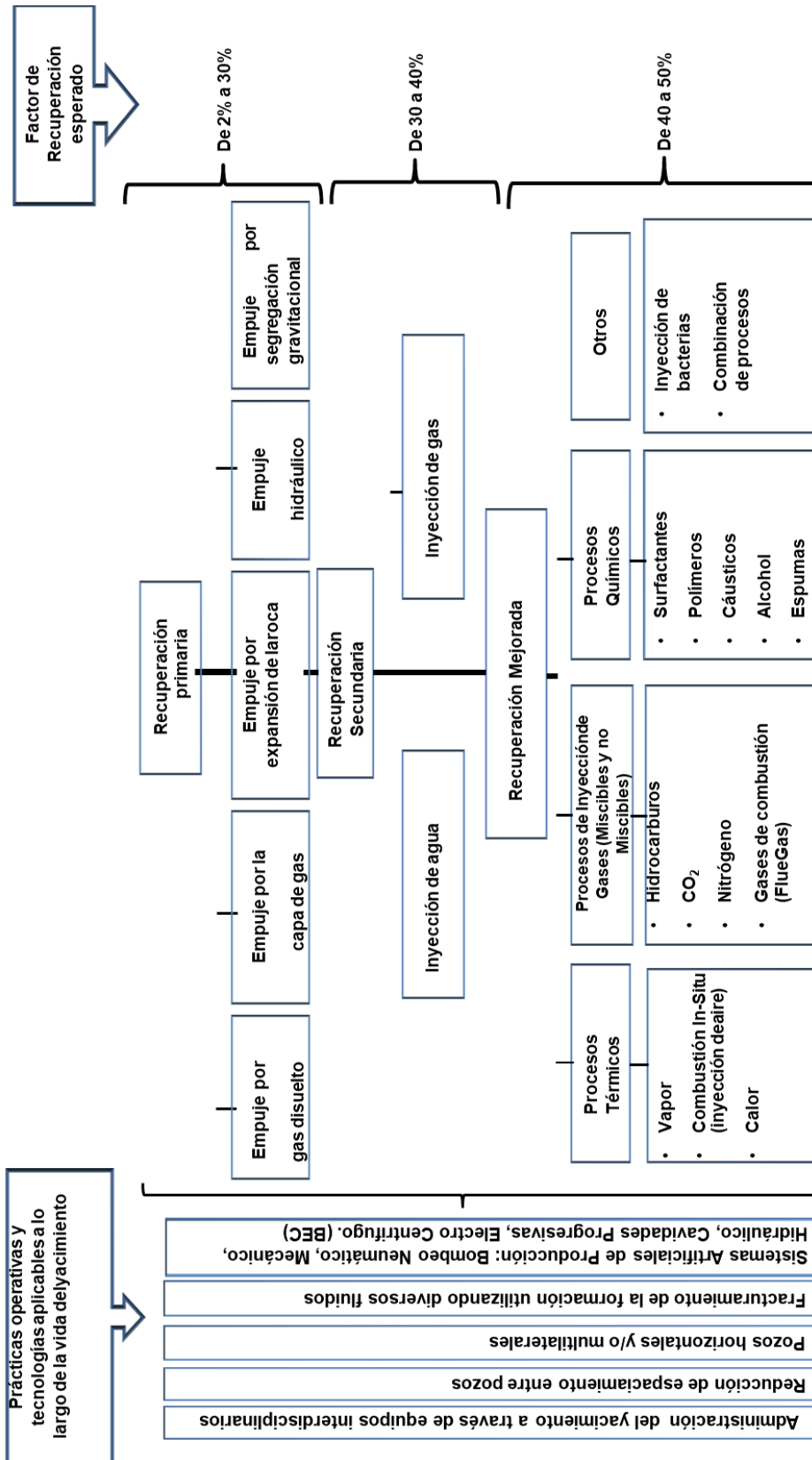


Diagrama 1. Etapas de producción de un yacimiento aplicando los distintos métodos de recuperación

[34].

2.3. Generalidades de viscosidad

2.3.1. Definición

De acuerdo con el Centro Nacional de Metrología, la viscosidad es una propiedad de los fluidos de gran importancia en muchos procesos industriales, además de ser una variable muy influyente en la medición del flujo de fluidos, el valor de la viscosidad se utiliza como punto de referencia. En las formulaciones de nuevos productos, lo que facilita la repetición de la consistencia de los lotes.

A nivel internacional, la referencia para el viscosímetro es $1.0034 \text{ mm}^2/\text{s}$, que corresponde a la viscosidad cinemática del agua a una temperatura de $20 \text{ }^\circ\text{C}$; A partir de este valor, se crea el viscosímetro utilizando la llamada técnica de medición en cascada [35].

2.3.2 Determinación de la viscosidad en un crudo

Mcallister menciona un ejemplo básico de la determinación de un crudo donde plantea que, si se conoce la viscosidad del petróleo crudo saturado de gas a la presión de saturación (punto de burbuja), entonces usando este método de homogeneización puede estimar rápidamente la viscosidad a presiones más altas. Por ejemplo, para encontrar la viscosidad a 4200 psi del petróleo crudo cuando la viscosidad es de 30 cP a una presión de saturación de 1200 psi. Tenga en cuenta que 4200 psi está por encima de la presión de saturación de 3000 psi. Al conectar 3000 en el manómetro de presión diferencial (izquierda) a 30 en el manómetro curvo para la viscosidad a la presión del punto de burbujeo, la porción del manómetro de la derecha a 48 centímetros es el valor deseado (figura 8) [36].

2.3.3. Clasificación de crudos de acuerdo con su viscosidad (grados API)

La gravedad API ($^\circ \text{API}$) refleja la densidad o viscosidad de un aceite en relación con el agua. Fue establecido alrededor de 1921 por el Instituto Americano del Petróleo (API) para reemplazar la escala Baumé en uso hasta ese momento. Se calcula utilizando la gravedad específica del

petróleo crudo (densidad del petróleo crudo a densidad del agua) a 15,6 °C (60 °F) y una presión de 1 atm. (Ecuación 1).

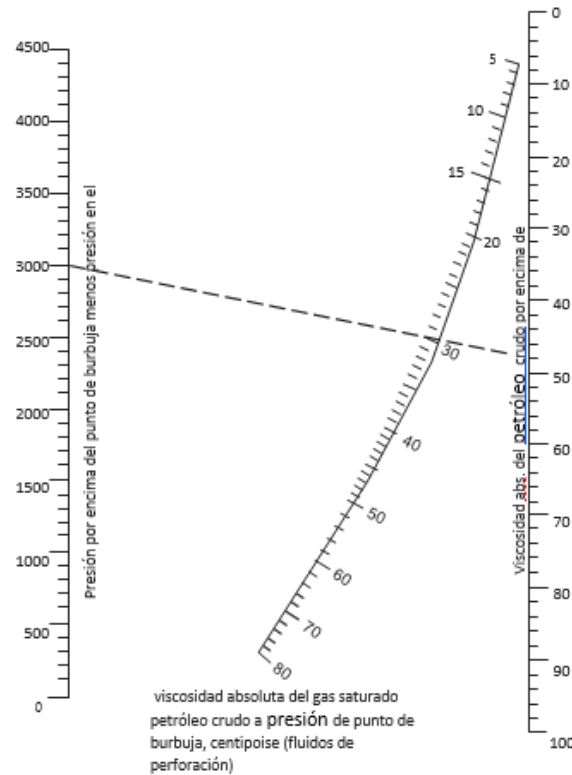


Figura 8. Determinación de la viscosidad absoluta de un crudo[36].

$$^{\circ}API = \frac{131.5}{\text{gravedad específica}} - 141.5 \quad (1)$$

Los crudos pueden clasificarse en función de los °API como se muestra en la (Tabla 1). Esta clasificación es ampliamente utilizada por la industria petrolera porque a través de esta propiedad es posible estimar parámetros relacionados con la producción, refinamiento, distribución, fijación de precios y toxicidad de los aceites [37]

2.3.4. Problemas asociados a la alta viscosidad de crudos

Actualmente se han utilizado diversos métodos de recuperación mejorada en crudos pesados como se menciona en los antecedentes históricos, con la creciente demanda de petróleo en todo el mundo, el petróleo pesado se ha vuelto cada vez más vital en el mercado energético mundial. Sin embargo, el mayor desarrollo de los yacimientos de petróleo pesado está limitado por los métodos regulares de recuperación mejorada de petróleo [38].

Tabla 1. Clasificación de crudos de acuerdo con la gravedad API [37].

Clasificación	Escala °API	Densidad [g/cm ³]	Algunas características
Súper ligero	> 39	< 0.75	Contenido despreciable de azufre, nitrógeno, asfaltenos y metales; extremadamente baja viscosidad; extremadamente tóxico; se propaga extremadamente rápido sobre superficies sólidas y acuosas, fuerte olor, alta tasa de evaporación; son generalmente inflamables
Ligero	31.1 – 39	0.87 – 0.75	Bajo contenido de azufre y nitrógeno; contenido despreciable de asfaltenos y metales; baja viscosidad; altamente tóxico; se propaga rápidamente sobre superficies sólidas y acuosas, fuerte olor, alta tasa de evaporación; son generalmente inflamables.
Mediano	22.3 – 31.1	0.92 – 0.87	Bajo contenido de azufre y nitrógeno; contenido moderado de asfaltenos y metales; baja viscosidad, menos tóxico, se adhieren más firmemente a las superficies que los aceites ligeros, tienden a penetrar en sustratos porosos.
Pesado	10 – 22.3	1.0 – 0.92	Alto contenido de azufre y nitrógeno; alto contenido de asfaltenos y metales; alta viscosidad; pegajoso o alquitranado; no penetra fácilmente en superficies porosas, la toxicidad es baja.
Extrapesado	< 10	> 1.0	Muy alto contenido de azufre y nitrógeno; asfaltenos y metales mucho más abundantes; muy alta viscosidad, relativamente no tóxico; no penetre en superficies de sustratos.

Continuando con las investigaciones de artículos anteriores se encuentra el método en la inyección de fluidos a través de Smart Water el cual, es un método de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por su sigla en inglés) relativamente nuevo que mejora la recuperación de crudo mediante la alteración de la mojabilidad en areniscas y carbonatos. Smart Water actúa perturbando el equilibrio químico establecido en el yacimiento, lo que altera la mojabilidad. Durante este proceso, aumentan las fuerzas capilares y tiene lugar la imbibición de agua, que mejora la eficiencia del barrido microscópico. El potencial EOR se ve afectado por la condición inicial de mojabilidad del yacimiento y depende de parámetros como la mineralogía, la composición del agua de formación y el petróleo crudo [39] en comparación con la propuesta de recuperación mejorada a través de microondas nos da un mayor ahorro energético ya que al disminuir la velocidad se ocupa menos energía de extracción, aunado a una mejor sustentabilidad con el medio ambiente.

Un tema poco explorado por el sector industrial donde, hablando de la sustentabilidad con el medio ambiente aplicando irradiación con microondas, se ha comprobado que es una de las nuevas alternativas prometedoras para ocupar menos energía, estudios recientes como lo es el de Marinela y colaboradores explican que, la transición hacia procesos industriales más

sostenibles pasa por proponer tecnologías alternativas para solucionar los problemas ambientales que provoca el sector industrial. Se presenta varios aspectos de la tecnología de asistencia de microondas que, si se aplica correctamente desde la etapa de investigación y desarrollo hasta la escala industrial, puede proporcionar ahorros significativos en términos de consumo de energía, tiempo de procesamiento y remediación ambiental que involucra procesamiento industrial y optimización de procesos. se tuvo como objetivo desarrollar una comprensión más detallada de las características de la tecnología de microondas y los problemas prácticos involucrados en el procesamiento de microondas para proporcionar una mejor comprensión de los procesos que respaldan el procesamiento de microondas, por lo que en un futuro no muy lejano se tendrá más información para desarrollar una aplicación en el sector petrolero y al mismo tiempo amigable con el medio ambiente.[40]

2.4. Yacimientos petroleros activos en México

Con base en los datos gubernamentales por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos los pozos petroleros se dividen en 4 regiones del país, los cuales son [41]:

- Región Marina Noreste
- Región Marina Suroeste
- Región Norte
- Región Sur



Figura 9 Regiones Administrativas para exploración y explotación hidrocarburos en México[42]

En estas regiones (Figura 10) se encuentra un total de 1,120,622 pozos productores activos de aceite-gas, tanto en zonas terrestres como marinas. Estos datos fueron actualizados en el mes de marzo del 2022 y son capturados desde 2001 [43]. En la Tabla 2 se muestra el seguimiento anual del número de pozos con producción de aceite y gas.

Tabla 2. Seguimiento anual del número de pozos con producción de aceite y gas [44].

Pozos activos	Suma de pozos_aceite_gas
ACTIVO DE PRODUCCIÓN ABKATÚN-POL-CHUC	23044
ACTIVO DE PRODUCCIÓN BELLOTA-JUJO	42158
ACTIVO DE PRODUCCIÓN CANTARELL	989
ACTIVO DE PRODUCCIÓN CANTARELL	47811
ACTIVO DE PRODUCCIÓN CINCO PRESIDENTES	104681
ACTIVO DE PRODUCCIÓN KU - MALOOB - ZAAP	1937
ACTIVO DE PRODUCCIÓN KU - MALOOB - ZAAP	33109
ACTIVO DE PRODUCCIÓN LITORAL DE TABASCO	702
ACTIVO DE PRODUCCIÓN LITORAL DE TABASCO	12430
ACTIVO DE PRODUCCIÓN MACUSPANA-MUSPAC	804
ACTIVO DE PRODUCCIÓN MACUSPANA-MUSPAC	35335
ACTIVO DE PRODUCCIÓN POZA RICA-ALTAMIRA	323951
ACTIVO DE PRODUCCIÓN SAMARIA-LUNA	58706
ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO	400921
ACTIVO INTEGRAL BURGOS	4566
ACTIVO INTEGRAL VERACRUZ	8250
M1	1185
M2	1836
M4	7022
M5	3054
MA3	600
MA4	3840
R01L02A1	138
R01L02A2	49
R01L03A01	778
R01L03A07	1905
R01L03A09	18
R01L03A10	48
R01L03A11	71
R01L03A15	77
R01L03A17	10
R01L03A24	54
R02L03A_CS-01	426
R02L03A_VC-02	13
R02L03-TM-01	36
R02L03-VC-01	66
R02L03-VC-03	2
Total general	1120622

2.5. Tipos de rocas presentes en un yacimiento

De acuerdo con el Servicio Geológico Mexicano para la formación de un depósito de petróleo o gas natural se requieren tres condiciones:

1. Rocas generadoras que den origen a los hidrocarburos.
2. Una roca almacenadora suficientemente porosa e impermeable, a la cual puedan migrar los hidrocarburos.
3. Una trampa en algún lugar de la capa almacenadora, para que queden aprisionados los hidrocarburos.

Para la formación de yacimientos de petróleo y gas económicamente significativos, se deben cumplir las tres condiciones anteriores. Debe haber una roca original que pueda proporcionar el betún. Debe haber una tienda de hielo capaz de acumular estos artículos para que no puedan escapar. Las condiciones de estratificación deben ser tales que permitan la acumulación en la roca del yacimiento sin evaporación desde la superficie de la tierra (estructuras de petróleo y gas). Las rocas generadoras deben estar sujetas a un cierto grado de tensión o presión o incluso a un aumento de temperatura que provoque que el petróleo se escape o que ocupe vacíos o fisuras más grandes. Las lutitas bituminosas, la arena, la arcilla y las lutitas de coníferas son las rocas generadoras o generadoras, lo que ayuda a reducir las zonas de petróleo que se producen en gran espesor formando depósitos de tipo costero, y algunas calizas y lutitas bituminosas proporcionan la máxima destilación. Se cree que la roca generadora más importante es el esquisto marino, aunque algunas calizas, especialmente las que se originan en los arrecifes de coral, también pueden producir petróleo.

Las investigaciones, especialmente las recientes investigaciones bituminosas, indican que las plantas y los animales pueden aportar el petróleo, pero no los grandes fósiles como peces, mamíferos o algas, sino principalmente los microorganismos, que han sido considerados para este éxito. Se ha confirmado la presencia de colesterol en el aceite y su origen se encuentra en grasas animales y vegetales.

Además de las rocas bituminosas, también aportan petróleo y sedimentos marinos en forma de arcillas fuertes; Los depósitos de petróleo se encuentran principalmente en áreas sedimentarias continentales o en áreas de características primarias poco profundas, en las que se acumulan sedimentos calcáreos, limosos o calcáreos a medida que el fondo se hunde lentamente. Los arrecifes de coral, incluida la rica fauna costera, pueden haberse convertido en una fuente o roca almacenada durante el hundimiento adicional. Asimismo, el lodo del pantano puede convertirse en la base para una nueva travesía. Como señala Craigie-Graf, es importante saber que la cantidad de materia orgánica presente en un sedimento no determina su adecuación a la roca generadora, sino que determina las condiciones de aireación, es decir, el consumo de oxígeno, que no debe ser renovable indefinidamente [45].

2.5.1. Influencia de la consolidación de la roca.

Las potentes series de sedimentos del mismo tipo muestran, a medida que aumenta la profundidad, una capacidad creciente. Debido a la reducción de los poros y a la expulsión del agua encerrada, el peso específico aumenta. La arcilla muestra una capacidad mayor que la arena. Si se forma gas en la arcilla o aparece petróleo, ambos encuentran un espacio mayor en la arena inmediata, por lo que se desplazan a ella. A esto hay que añadir que líquidos con una tensión superficial menor (petróleo) emigran a los poros de mayor tamaño, mientras que el agua, cuya tensión superficial es mayor, ocupa los poros más reducidos. Con la dureza aumenta el agrietamiento, con lo que el petróleo y gas de la zona antracitosa podría haberse evadido hacia la superficie exterior, evaporándose allí.

Las rocas almacenadoras de hidrocarburos más apropiadas pueden ser las siguientes:

- Areniscas poco cementadas
- Areniscas semiconsolidadas
- Conglomerados o gravas
- Calizas y dolomitas

Las rocas-almacén deben ser porosas. Las más frecuentes son la arena y la arenisca. Debido al aglomerante, la arenisca posee ya una porosidad menor. La arena pura de grano uniforme, de fino a medio (0.1 hasta 0.2 mm) es la mejor. Las arenas con una granulometría media de 0.075 mm son impermeables al agua, pero buenas para los petróleos ligeros. Un pequeño contenido en arcilla es ya perjudicial. Las arenas de grano fino retienen mayor cantidad de petróleo por adhesión. Al abrirse o separarse los granos pueden formarse grandes huecos, rebasando la media normal del volumen de poros.

El contenido en petróleo es entonces muy abundante, por lo que la arena se pone en movimiento en conjunto con las calizas y todavía más, las dolomitas pueden ser porosas, pero las grietas y las diaclasas son aún de mayor importancia. Las intrusiones basálticas de México poseen grietas que son muy productivas.

Debido a la posición natural de los granos, el volumen de los poros debe determinarse en testigos de la arena, no en muestras sacudidas en un recipiente. En las arenas está comprendido entre un 25-30%, y en las areniscas es del 5-20%. La permeabilidad de la arena es de la máxima importancia para la producción y debe determinarse también en testigos o en el propio yacimiento. Se mide con aparatos especiales, como los empleados en Hidráulica, y puede variar dentro de amplios límites.

Una acidificación eleva la permeabilidad de la caliza y la dolomía, y se emplea satisfactoriamente en campos antiguos para aumentar la producción. La permeabilidad puede

variar en el curso de la explotación, ya que el que se deposite sílice sobre los granos de arena o que estos se recubran por adsorción de una película negra dejada por el petróleo. Existen, como demuestran los ensayos realizados, arenas petrolíferas hidrófilas e hidrófobas. Esta última propiedad es, a menudo, un fenómeno que acompaña a la explotación. Los poros de una arena petrolífera contienen también agua. La saturación de petróleo no es, en ningún modo, idéntica a la porosidad. En el transcurso de la explotación, sobre la permeabilidad efectiva repercute también el contenido en agua del petróleo, a menudo creciente, conforme aquella avanza hacia su fin, así como la viscosidad del petróleo, también en aumento [46].

2.5.2. Condiciones del yacimiento para la generación de un crudo pesado

El valor del petróleo crudo se determina por su rendimiento en productos refinados y dicho rendimiento depende de sus características fisicoquímicas, siendo sus principales su contenido de azufre y su densidad.

De acuerdo con su contenido de azufre, se clasifica como:

- Amargo: Mayor de 1.5 %
- Semiamargo: Entre 0.5 a 1.5 %
- Dulce: Menor del 0.5 %

Conforme a su densidad se clasifica con valores numéricos que se identifican como grados API (Tabla 3) [47].

Tabla 3. Clasificación de grados API conforme a sus densidades [48].

CRUDO	DENSIDAD	API
EXTRA PESADO	> 1	10.00
PESADO	1.0 – 0.92	10.00 – 22.3
MEDIANO	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
LIGERO	0.87 – 0.83	31.1 – 39.0
SUPER LIGERO	< 0.83	39

2.5.3. Análisis del territorio del Campo Aguacate

La Provincia Tampico-Misantla, ubicada en la porción centro-oriental de la República Mexicana (Figura 10), se considera la primera en importancia desde el punto de vista del potencial de recursos asociados a los yacimientos no convencionales de lutitas orgánicas de México. La columna sedimentaria está constituida por rocas predominantemente carbonatadas a nivel Mesozoico y siliciclásticos en el Paleógeno-Neógeno, alcanzado espesores de 6-7 km.

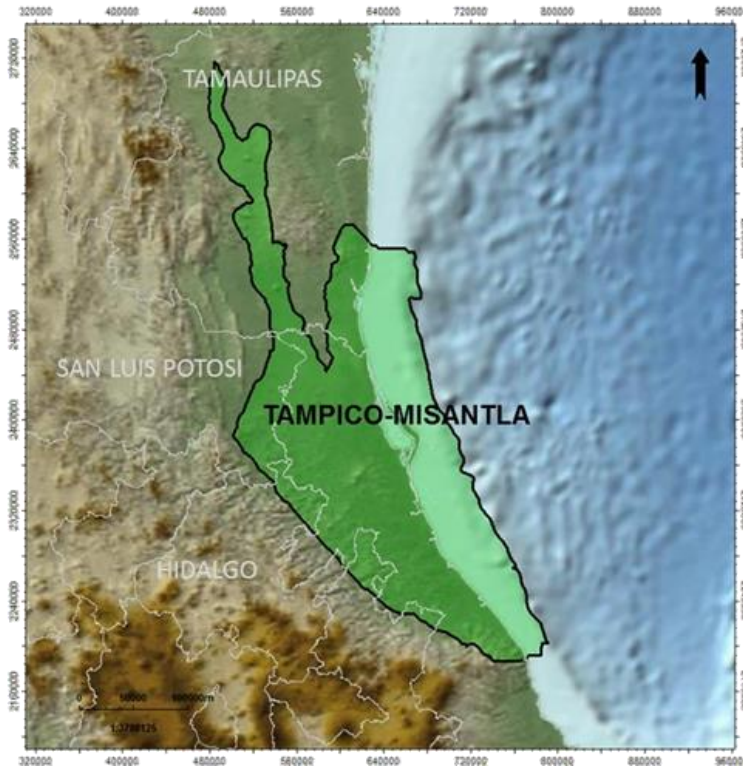


Figura 10 Cuenca Tampico-Misantla [49]

La principal roca generadora en la Cuenca de Tampico-Misantla es la formación Pimienta el cual se encuentra dentro del Jurásico Superior (Titoniano). A pesar de tener una gran profundidad en gran parte de la cuenca, las áreas prospectivas de la formación Pimienta alcanzan profundidades de 1,400 a 3,000 m en el Sur, en donde se encuentran tres estructuras elevadas: El anticlinal Piedra de Cal de 40 km de longitud, en donde la Formación Pimienta se encuentra a 1,600 metros de profundidad. En el sureste de Bejuco, en la edad del Titoniano alcanza una profundidad máxima de 3,000 m en el Este y cerca de 2,400 m en el Oeste. Un sistema seride de fallas define el campo Bejuco en el centro del área. Dos grandes áreas (Llano de Bustos y La Aguada) carecen de depósitos de lutitas del Titoniano.

La Formación Agua Nueva (Cretácico Superior-Turoniano) presenta valores de carbono orgánico entre 0.5-8.0%. Los estudios ópticos indican que contiene predominantemente querógeno tipo II. Todo esto, permite definir a esta formación, aún inmadura, como potencialmente generadora de regular importancia, en la mayor parte de la Cuenca Tampico-Misantla. Los recursos estimados para esta provincia están por el orden de 30.7 MMMb de aceite y 20.7 MMMMpc de gas húmedo. PEMEX perforó entre el 2011-2013, 3 pozos con objetivos no convencionales, cuyos resultados muestran la presencia de aceites saturados dentro de la matriz fracturada de las rocas de la Formación Pimienta, con hidrocarburos líquidos que varían en calidad de aceites medios a ligeros [50].

Para dar un mayor enfoque en la geolocalización dentro del campo Aguacate (Figura 11), se ubica el bloque donde se encuentran la serie de pozos productores como se puede observar en la figura 12, en esta zona se encuentran los pozos 28, 2 y 3 donde se extrajeron núcleos de pozo a diferentes profundidades, las extracciones de núcleos Consisten en muestras de roca extraídas de un pozo a una profundidad determinada, por medios especiales, conservando al máximo su estructura geológica y sus propiedades físicas y químicas, con el fin de realizar análisis geológicos y físicos.

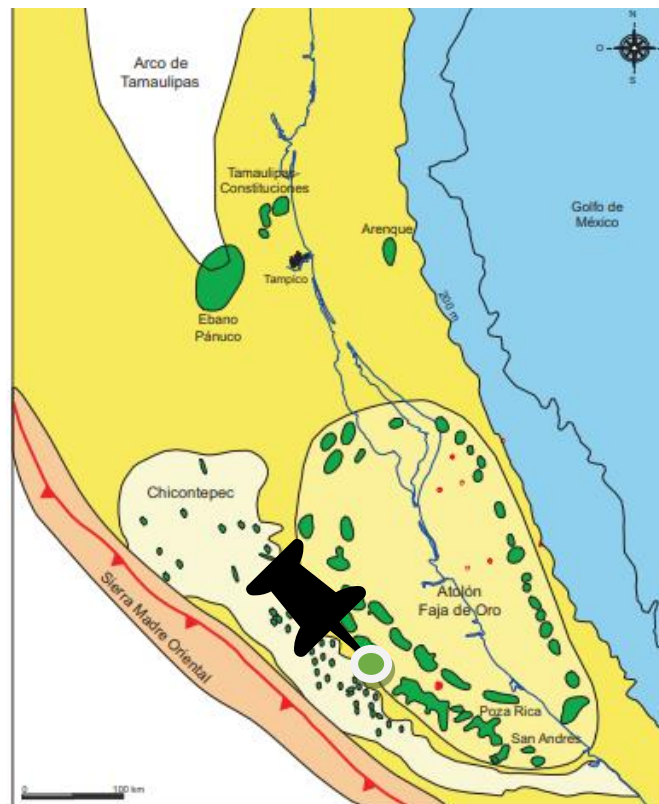


Figura 11. Ubicación del campo aguacate [51].

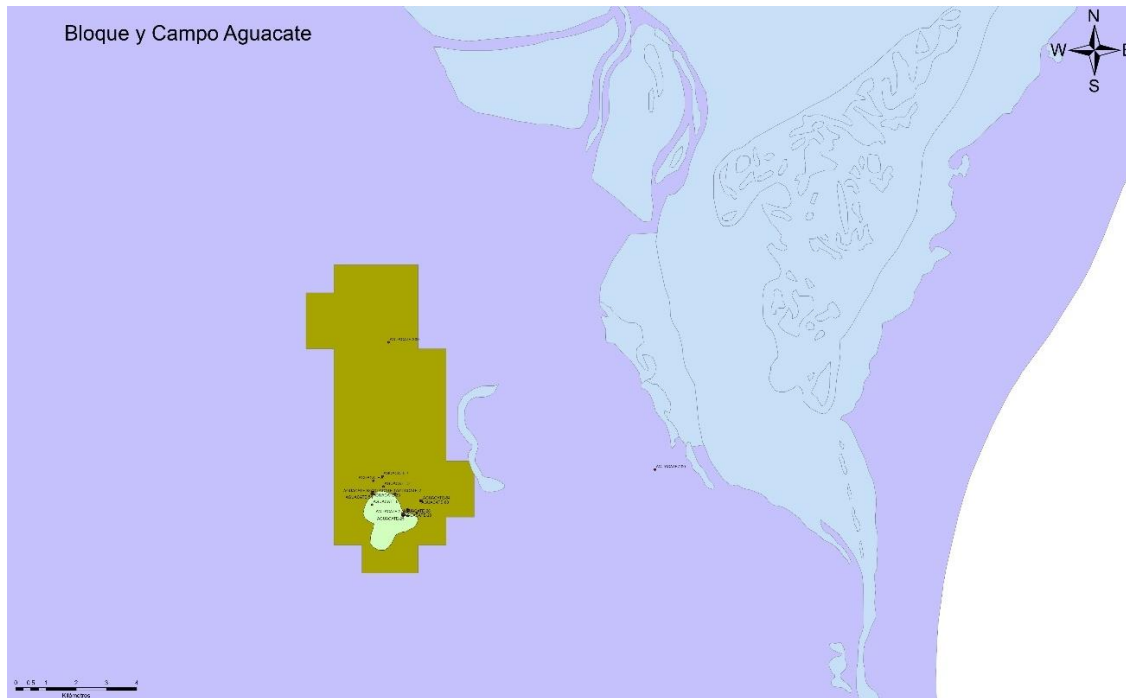


Figura 12. Bloque de pozos en campo aguacate [52].

Generalmente se obtiene perforando la formación con un taladro rotativo de sección hueca, cortando secciones de la pared, cortando con una herramienta de alambre y fluidos de perforación. De esta forma se obtienen muestras cilíndricas de más de 10 m de longitud y 11 cm de diámetro.

La columna estratigráfica tipo del Campo Aguacate está conformada en la base por un basamento cristalino, la cual reposa sobre sedimentos continentales del Triásico, seguido de rocas marinas tipo carbonatadas del Jurásico Superior, Cretácico Inferior, Cretácico Medio, Cretácico Superior y sedimentos clásticos terciarios como se muestra en la Figura 13.

2.6. Principios de la irradiación

La energía de microondas es una radiación electromagnética no ionizante con un intervalo de frecuencia de 0,3-300 GHz. En las industrias, la energía de microondas con una frecuencia de 2,45 GHz es ampliamente utilizada. En el calentamiento de la microonda, la migración de sustancias iónicas y la rotación del material dipolar producen el movimiento molecular. Por lo tanto, la energía de microondas se considera que es un calentamiento volumétrico de adentro hacia afuera que tiene las siguientes ventajas: calentamiento rápido, energía efectiva transfer, calefacción general, calentamiento selectivo, inicio rápido y final de la calefacción, calefacción desde el interior del material y altos niveles de seguridad y automatización [53].

2.6.1. Efectos de la irradiación por microondas en un hidrocarburo pesado

La mayoría de los recursos petrolíferos del mundo consisten en hidrocarburos pesados y viscosos que son difíciles de producir y refinar. En general, cuanto más pesado o denso es el crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más ligeras y menos densas de la destilación simple son las más valiosas. El petróleo crudo pesado tiende a tener una mayor concentración de minerales y otros elementos, lo que requiere más esfuerzo y gasto para extraer productos utilizables y, en última instancia, procesar los desechos. Con una fuerte demanda y altos precios del petróleo, y una producción decreciente de la mayoría de los campos petroleros convencionales, el interés de la industria en muchas partes del mundo se está desplazando hacia el desarrollo del petróleo pesado. El petróleo pesado se define como un petróleo que tiene una gravedad específica de 22,3° API o menos. Los petróleos con una gravedad específica de 10° API o menos se denominan petróleos superpesados, superpesados o superpesados porque son más densos que el agua. De igual forma, los petróleos convencionales, como el Brent o el WTI, tienen una densidad entre 38° y 40° API. Si bien la densidad del petróleo es importante para estimar el valor de los recursos y estimar la productividad y los costos de la refinería, la propiedad del fluido que afecta la entrega y la recuperación es la viscosidad del petróleo. Cuanto más viscoso es el aceite, más difícil es producirlo. No existe una relación estándar entre la densidad y la viscosidad, pero los términos "pesado" y "viscoso" tienden a usarse indistintamente para describir los petróleos pesados porque los petróleos pesados tienden a ser más viscosos. La viscosidad de los aceites convencionales puede oscilar entre 1 cP [0,001 Pa.s], la viscosidad del agua, hasta aproximadamente 10 cP [0,01 Pa.s]. La viscosidad de los crudos pesados y pesados puede variar desde menos de 20 cPa [0,02 Pa] hasta más de 1 000 000 cPa [1 000 Pa]. El hidrocarburo más viscoso, el betún, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta. Dado que el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la pregunta de por qué las compañías petroleras se preocupan por asignar recursos para extraerlo. La primera parte de la respuesta, que consta de dos partes, es que en el entorno actual muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden explotarse de forma rentable. La segunda parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes. Los recursos petroleros totales del mundo son de aproximadamente 9 a 13 x 10¹² (billones) de barriles [1,4 a 2,1 billones de metros cúbicos]. El petróleo convencional representa sólo alrededor del 30% de este total, siendo el resto petróleos muy pesados, pesados y de bitumen. [55]

Otra aplicación muy importante de la irradiación es atender la problemática de transporte. El transporte de crudo pesado a través de oleoductos presenta muchos desafíos tecnológicos inherentes a la producción. La predicción precisa de las características del flujo es un paso esencial en el diseño de un oleoducto fiable para el transporte de petróleo crudo. Saad y colaboradores desarrollaron un modelo de dinámica de fluidos computacional (CFD) basado en la reología para el flujo de crudo pesado iraquí a través de un oleoducto horizontal (1 m de longitud y 3/4 de diámetro interior) utilizando el software comercial Ansys 15 Fluent. Usando el modelo de ley de energía reológica, el mineral pesado

exhibe un comportamiento de ablandamiento no newtoniano en el rango de velocidad de corte probado de 1 a 40 s⁻¹. El modelo CFD axialmente simétrico determina el perfil de velocidad y genera coeficientes para los valores de fricción, que se confirman mediante mediciones experimentales. Además, la tensión de corte de la pared y la longitud de la puerta se predijeron numéricamente y se compararon con correlaciones bien establecidas de la literatura de flujo no newtoniano. Los resultados detallados del modelo CFD muestran predicciones confiables de las características del flujo de petróleo pesado, aun que con respecto a la irradiación por microondas el crudo pesado después de la aplicación de CFD regresa a su estado viscoso.[56]

Como aplicaciones anteriores a la radiación de microondas el cual es el término asociado con una radiación electromagnética en la frecuencia de microondas de (300 MHz–300 GHz). Sin embargo, las frecuencias más utilizadas para calentar son 915 MHz y 2450 MHz, que fueron elegidas por el acuerdo internacional para minimizar la interferencia con los servicios de comunicación [57].

Por lo que se ha utilizado estas bases de frecuencia para ser implementadas en Muchas de las partículas inorgánicas en arenas de aceite procesadas tienen una carga, y podrían estar influenciadas por radiación electromagnética. Estas reaccionan a una velocidad distinta a la del agua y el betún cuando se irradian, creando así, un gradiente de temperatura entre los diferentes componentes de las arenas de aceite. Los tensioactivos y otras fuerzas no pueden hacer frente a este gradiente y los sólidos son capaces de liberarse. Dado que todas las arenas de aceite son diferentes, no hay una sola frecuencia o potencia de microondas que funcionen mejor para todos. Los informes siguientes indican una separación correcta.

En 2003, las muestras de arenas petrolíferas de Lloydminster consideradas particularmente obstinadas a la separación fueron probadas con exposición a microondas de frecuencia variable [56].

En metodología experimental se comenzó por analizar muestras de roca caliza extraídas del afloramiento del campo aguacate, a la cual, por medio del equipo “microondas” se aplicara irradiación calorífica de microondas, dichas irradiaciones se aplicaran en distintos parámetros con respecto al tiempo, se analizara cada muestra, donde se observara la temperatura que alcanzaron y se observa si hubo fracturamiento de la roca o superficie y aunado a pruebas de ángulo de contacto para observar si existe una hidrofobicidad de la gota de agua desionizada con respecto a la superficie de la roca, de ser así se asume que existe algún craqueo en el querógeno, esto quiere decir que, a través de las altas temperaturas, estas actúan sobre las moléculas grandes de hidrocarburo y provocan su separación en componentes muy pequeños y más livianos expulsándolos hacia la superficie, para corroborar la presencia de crudo se analizan las muestras por medio de un análisis FTIR, para observar si existen fracturas se utiliza un análisis electrónico de barrido (SEM), se analiza la distribución de partículas por medio del potencial Z y finalmente se observan a través del BET la porosidad de estas posteriormente se

utilizan todas estas técnicas pero ahora enfocado en 3 muestras de núcleo extraídas de diferentes pozos del campo aguacate, cabe mencionar que dichas muestras están impregnadas con crudo.

Para el desarrollo de esta propuesta se analizaron diferentes muestras de diferente roca caliza, con impregnaciones de crudo pesado, las extracciones de roca son provenientes del campo petrolífero “El Aguacate” ubicado en la región norte, dentro la formación Tampico-Misantla [58].

Otra aplicación muy importante de la irradiación es atender la problemática de transporte. El transporte de crudo pesado a través de oleoductos presenta muchos desafíos tecnológicos inherentes a la producción. La predicción precisa de las características del flujo es un paso esencial en el diseño de un oleoducto fiable para el transporte de petróleo crudo. Saad y colaboradores desarrollaron un modelo de dinámica de fluidos computacional (CFD) basado en la reología para el flujo de crudo pesado iraquí a través de un oleoducto horizontal (1 m de longitud y 3/4 de diámetro interior) utilizando el software comercial Ansys 15 Fluent. Usando el modelo de ley de energía reológica, el mineral pesado exhibe un comportamiento de ablandamiento no newtoniano en el rango de velocidad de corte probado de 1 a 40 s⁻¹. El modelo CFD axialmente simétrico determina el perfil de velocidad y genera coeficientes para los valores de fricción, que se confirman mediante mediciones experimentales. Además, la tensión de corte de la pared y la longitud de la puerta se predijeron numéricamente y se compararon con correlaciones bien establecidas de la literatura de flujo no newtoniano. Los resultados detallados del modelo CFD muestran predicciones confiables de las características del flujo de petróleo pesado, aunque con respecto a la irradiación por microondas el crudo pesado después de la aplicación de CFD regresa a su estado viscoso.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

Capítulo 3. Metodología

3.1. Metodología experimental

En este capítulo se trabajara en las muestras de rocas obtenidas de la formación tampico Misantla, dentro del bloque ,campo petrolero aguacate, se caracterizaran geológicamente cada muestra para conocer sus diferentes propiedades, posteriormente se le aplicara irradiación y se analizaran diferentes métodos para conocer si existe algún cambio físico químico superficial e interna mente de la roca, en el diagrama 2 se explica de una manera simplificada cada uno de estos pasos para llegar a una conclusión de resultados.

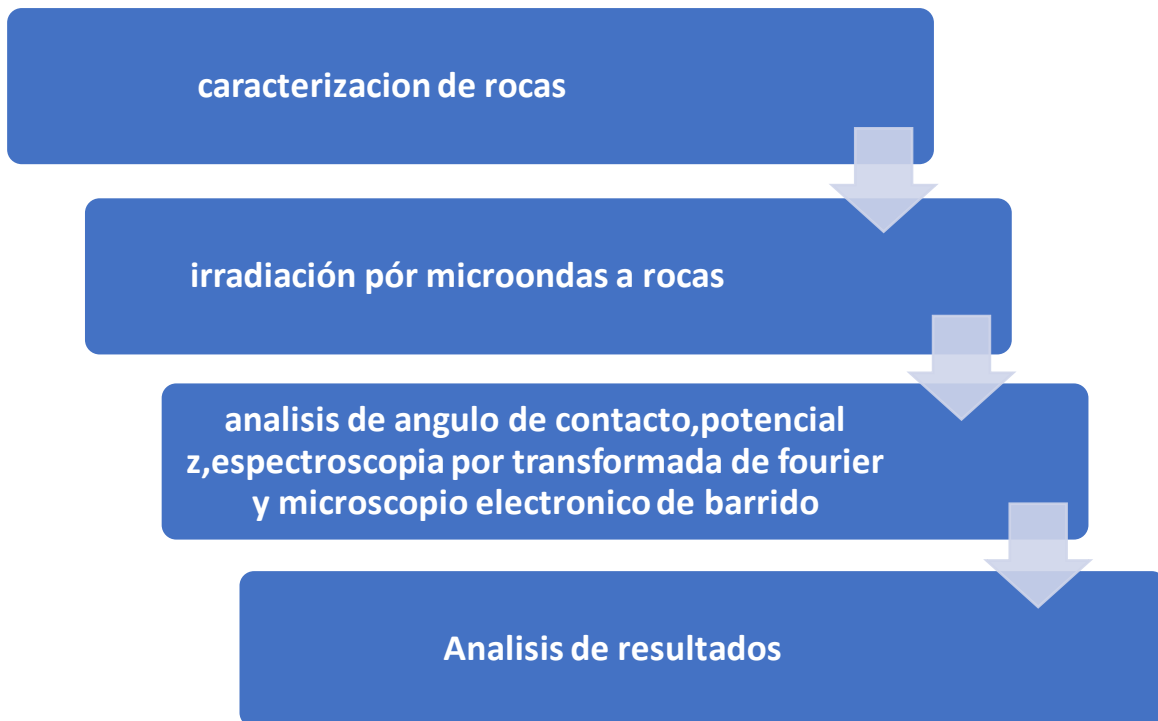


Diagrama 2. Resumen de procesos de metodología experimental.

3.2. Caracterización geológica de rocas

Las rocas que se utilizaron para las pruebas de radiación por microondas son las siguientes (Figura 14-18).



Figura 14. Muestra tipo dolomita extraídas del campo aguacate.

Tabla 4 Descripción geológica de muestra

Roca sedimentaria tipo	carbonato cálcico- magnésico (dolomita CaMg_3)
Profundidad de extracción:	625 m
Efervescencia a HCl:	SI
Dureza: tipo	3-5 en la escala de Mohs
Edad geológica:	Oligoceno
observaciones	Se observan estratos de caliza de origen marino con gran contaminación de magnesio e impregnación de asfaltenos



Figura 15. Muestra tipo caliza extraídas del campo aguacate.

Tabla 5. Descripción geológica de muestra

Roca sedimentaria tipo	carbonato cálcico- magnésico (dolomita CaMg ₃)
Profundidad de extracción:	1275 - 1284 m
Efervescencia a HCl:	SI
Dureza: tipo	3-5 en la escala de Mohs
Edad geológica:	eoceno
Observaciones	Se observan estratos de caliza de origen marino en la capa superficial de arcilla o textura arcillosa. Las calizas marinas suelen ser gris oscuro, debido al alto porcentaje de lodo calcáreo, pueden tener hasta un gris claro dependiendo de su composición.



Figura 16. muestra tipo dolomita extraídas del campo aguacate

Tabla 6. Descripción geológica de muestra

Roca sedimentaria tipo	carbonato cálcico- magnésico (dolomita CaMg_3)
Profundidad de extracción:	2464-2469.5 m
Efervescencia a HCl:	SI
Dureza: tipo	3-5 en la escala de Mohs
Edad geológica:	tithoniano
Observaciones	Se observan estratos de caliza con aspecto dolomítico de color gris oscuro con un pequeño porcentaje de impregnación de hidrocarburo



Figura 17. muestra tipo dolomita extraídas del campo aguacate

Tabla 7 Descripción geológica de muestra

Roca sedimentaria tipo	carbonato cálcico- magnésico (dolomita CaMg ₃)
Profundidad de extracción :	1013.20 m-1028 m
Efervescencia a HCl:	SI
Dureza: tipo	3-5 en la escala de Mohs
Edad geológica:	Oligoceno-eoceno
Observaciones	Se observan estratos de caliza de color café oscuro con microfracturas selladas de un pequeño porcentaje de impregnación de hidrocarburo



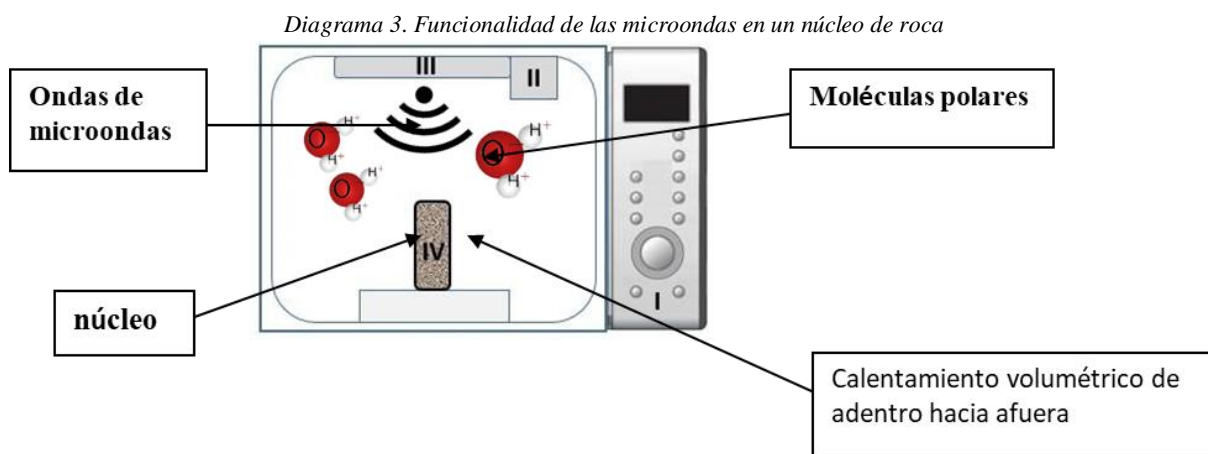
Figura 18. muestra tipo dolomita extraídas del campo aguacate

Tabla 8. Descripción geológica de muestra

Roca sedimentaria tipo	caliza arcillosa CaCO ₃
Profundidad de extracción :	2431 – 2440.20 m
Efervescencia a HCl:	SI
Dureza: tipo	3 en la escala de Mohs
Edad geológica:	tithoniano
Observaciones	Se observan estratos de caliza con aspecto dolomítico de color gris oscuro con una impregnación laminar de hidrocarburo

3.3. Diagrama de irradiación

En el calentamiento de la microonda, la migración de sustancias iónicas y la rotación del material dipolar producen el movimiento molecular. Las microondas son las mejores ondas de calentamiento debido a su corta longitud, por lo que excitan las moléculas polares en los líquidos, estas moléculas polares no tienen simetría de carga, lo que las hace actuar como pequeños imanes y son dirigidas cuando el campo eléctrico pasa a través de ellas, el cambio de campo eléctrico, positivo y negativo, emitido por ondas electromagnéticas, podemos hacer girar las partículas polarizadas hasta que oscilen, y generen calor.



3.4. Análisis físicos de roca caliza y dolomita

Se obtuvo una comparación en un rango de irradiación de 2450 MHz durante 3 minutos con lapsos de 1 minuto para medir las temperaturas que alcanzaron las muestras de roca dolomita, así se pudo observar si existe un desprendimiento o fluidez del hidrocarburo de la roca y la diferencia de calor de estas al irradiarlas al mismo tiempo, posteriormente se observó la diferencia de temperatura en los tres tipos de roca, conociendo las características del campo aguacate, posteriormente se hizo un análisis químico a través de pruebas de ángulo de contacto, potencial z, FTIR y análisis electrónico de barrido (SEM).

El microondas que se utilizó en estos experimentos fue un modelo Daewoo KOR-6LZSA con una frecuencia de 2450 MHz con una potencia de 6 kW y para tomar las medidas de temperatura se utilizó un termómetro industrial infrarrojo con un rango de 50 a 600°C.). Los resultados obtenidos a través del calentamiento volumétrico por microondas fueron los siguientes

Tabla 9. Comparación de temperatura de tipos de roca caliza y dolomita expuestos de 1 a 3 min con exposición a la radiación

Tiempo	Caliza	Dolomita
1 min	61°C	59°C
2 min	78°C	63°C
3 min	97°C	66°C

3.5. Metodología del ángulo de contacto

La mojabilidad es un parámetro importante en la ubicación, flujo y distribución de líquido en la superficie de un sustrato. Está íntimamente relacionado con las interacciones que ocurren, a nivel microscópico, entre la superficie y los diversos líquidos presentes en el espacio poroso. Las interacciones entre roca y líquido pueden ser de origen electrostático, dispersivo y estructural. El ángulo de contacto es una propiedad termodinámica que proporciona una definición clara de humectabilidad. con respecto a la estabilidad de la dispersión coloidal, se puede predecir el valor del ángulo de contacto del sistema granel/sólido/líquido, considerando la contribución de las fuerzas eléctricas, de dispersión y estructurales. Estas fuerzas superficiales se expresan como presión de separación entre dos componentes de flujo.

Se realizó una prueba de ángulo de contacto con análisis tipo gota sessile, donde el agua desionizada fue extraída con una jeringa especial del equipo, posteriormente se calibraron los sensores de cámara y movimiento de placa para adquirir una mejor imagen (Figura 19)

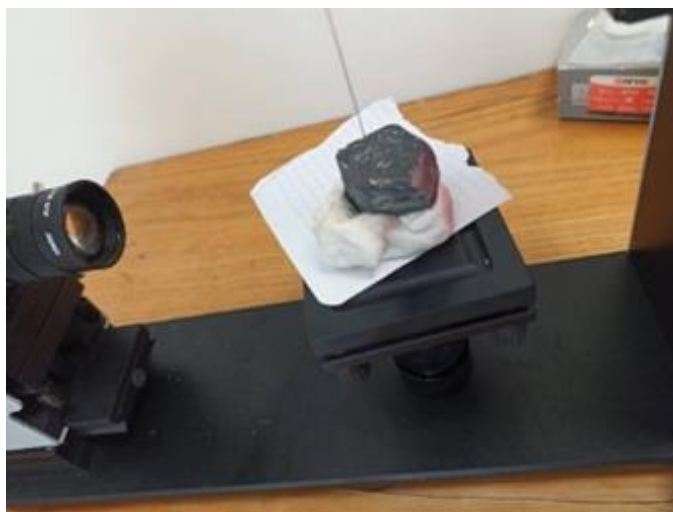


Figura 19. Prueba de ángulo de contacto.

3.6. Análisis químicos de roca caliza y dolomita

Para el desarrollo de esta propuesta se analizaron dos muestras de roca, una con exposición a la radiación por microondas durante 3 minutos y la segunda sin exposición, se tomaron 10 mg de sedimento, diluidas en 100 ml de agua desionizada. (Figura 6)



Figura 20. Dilución de sedimento con agua desionizada.

3.7. Metodología de potencial z

El potencial zeta indica el grado de repulsión electrostática entre grupos cargados similares de coloides dispersos sumergidos en un medio de dispersión continua.

Para esta investigación se utiliza el Equipo zetasizer nano ZS90, Prueba de potencial z, donde se elaboraron 3 análisis de potencial z con 10 mg de polvo fino de roca expuesta a irradiación y la no expuesta, disuelta en 100 ml de agua desionizada, con un pH de 7.00, antes de cada prueba se aplicaba una constante agitación para una mejor dispersión. Esto con el fin de analizar la dispersión de un sistema coloidal antes y después de aplicar irradiación por microondas (Figuras 21 y 22)



Figura 21. Medición de pH y agitación de muestra

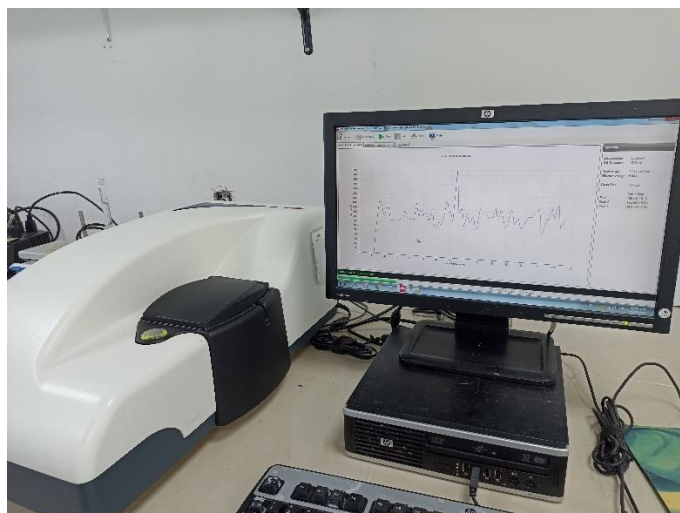


Figura 22. Equipo zetasizer nano ZS90, prueba de potencial z

3.8. Metodología de espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier (FTIR)

La espectroscopía Infrarroja por Transformada de Fourier (FTIR) es una técnica empleada para obtener la huella dactilar molecular de una muestra biológica que absorbe la onda infrarroja de acuerdo con los enlaces químicos y estructurales de las moléculas, proporcionando información de la estructura específica de biomoléculas [55]. Para el análisis de muestras de núcleo se utilizó el equipo espectrofotómetro de infrarrojo marca Perkin Elmer modelo Spectrum 100 con módulo de reflectancia atenuada FTIR-ATR. Prueba de espectroscopia infrarroja por transformadas de Fourier (FTIR).

3.9. Metodología de análisis de microscopia electrónica de barrido (SEM)

Los cambios estructurales y elementales de los depósitos de asfaltenos en medios porosos se analizaron mediante microscopía electrónica de barrido (SEM) y espectroscopia de dispersión de energía (EDS) de secciones delgadas del núcleo. Se tomaron imágenes SEM de superficies a diferentes escalas de acercamiento para observar cambios estructurales así como un mejor enfoque de las zonas con mayor fracturamiento y visibilidad de porosidad.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS

Capítulo 4. Resultados

4.1. Análisis del método de ángulo de contacto

Diferencia de ángulo de contacto con respecto a cada núcleo, el cual representa una aparente hidrofobicidad en la superficie lo cual significa que el núcleo tuvo una fractura o reordenamiento de porosidad dejando a los asfaltenos en la superficie creando un entrapamiento de la gota desionizada aumentando su ángulo Roca irradiada con ángulo de contacto de 90.34° (figura 23). Roca sin irradiar con ángulo de contacto de 76.00° (figura 24).



Figura 23. Ángulo de contacto de roca irradiada se obtiene un ángulo de 90.34°

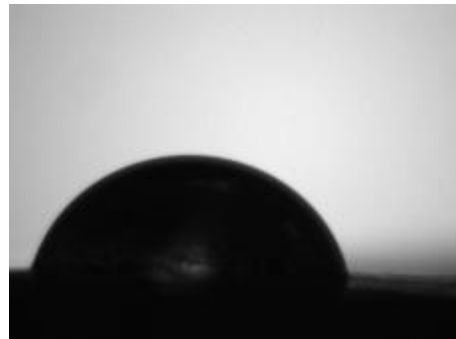


Figura 24. Ángulo de contacto de roca sin irradiar, se obtiene un ángulo de 76.00°

Se observa una notable dispersión de partículas con los dos tipos de muestra, con y sin exposición a la irradiación por microondas. Esto quiere decir que la tendencia a la precipitación coloidal en muestras de asfaltenos se debe principalmente a la presencia de cantidades excesivas de partículas cargadas negativamente. Durante la irradiación de microondas, la magnitud de la carga cambia en las direcciones positiva y negativa. Por lo que a través de la irradiación por microondas se crea una liberación de diferentes moléculas los cuales cambian la repulsión entre los iones restantes y otros componentes creando una estabilidad coloidal. (figuras 25 y 26)

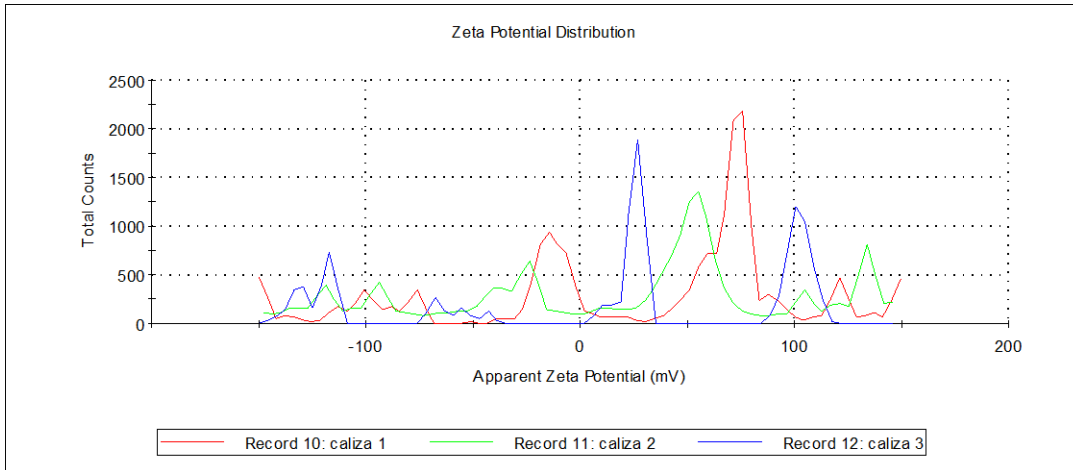


Figura 25. Potencial z con irradiación

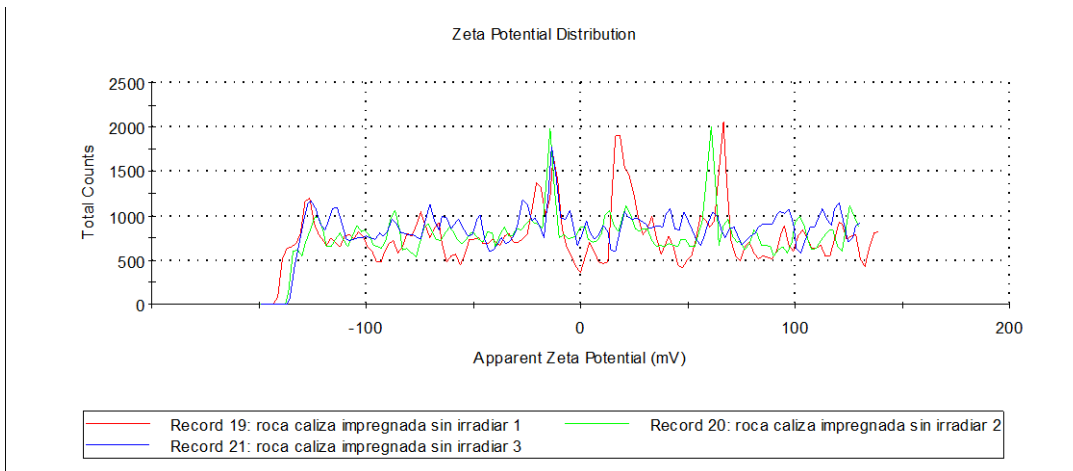


Figura 26. Potencial z sin irradiación

4.2. Análisis de método de espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier

En esta investigación se realizó una comparación de espectros con y sin irradiación, aplicada a cada núcleo obteniendo como resultados la presencia de calcita, dolomita y asfaltenos los cuales en la banda de 2987 cm^{-1} se muestra como la banda de asfalteno tiene una disminución considerable en la banda a raíz de la irradiación, la banda de 1743 cm^{-1} representa una intensidad fuerte con una flexión negativa de dolomita y en las bandas 1383 cm^{-1} se observa los minerales de calcita, en la banda de 535 cm^{-1} se observan minerales de magnesio como se muestra en la figura 27.

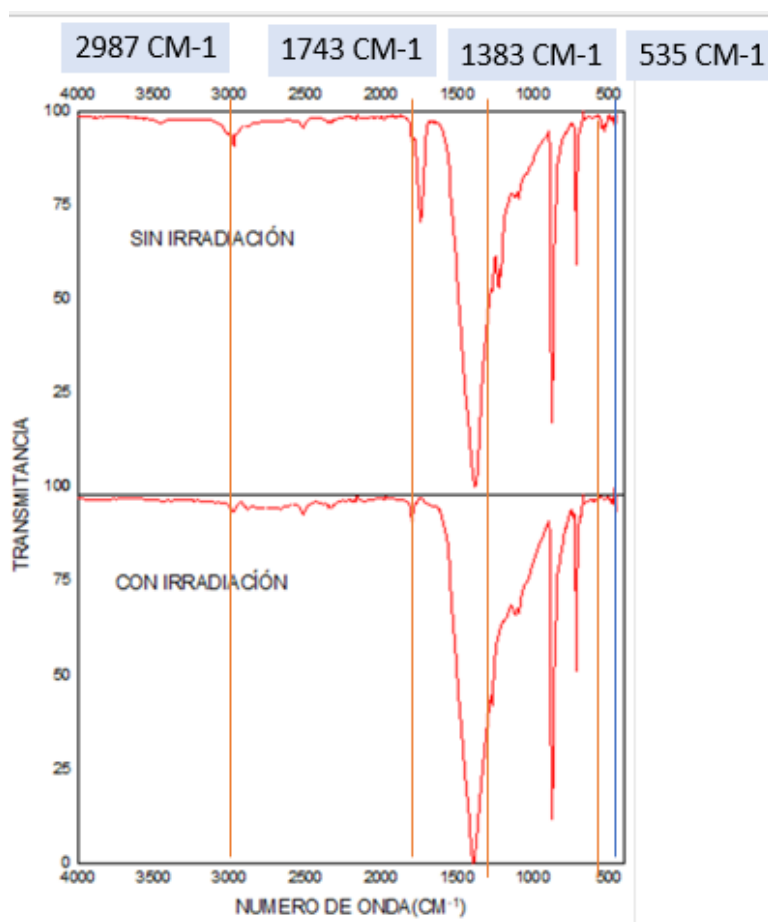


Figura 27. Comparación de espectros de FTIR

Tabla 10. Identificación de señales características de las rocas por FTIR

Numero de onda	Asfáltenos C=O	Calcita (CaCo3)	Dolomita (Ca,Mg(Co3)2)	Magnesio (Mg)
		2970 cm ⁻¹		
		1742 cm ⁻¹		
			1383 cm ⁻¹	
				535 cm ⁻¹

4.3. Análisis del método microscopía electrónica de barrido (SEM) en roca caliza y dolomítica

Cada muestra fue analizada de tal forma que las imágenes fueron mostrando la morfología de las fases minerales presentes y las características topológicas de la misma. Roca de origen caliza, está constituida por grandes cristales, principalmente de calcita con superficies lisas. Se observa una morfología definida de los cristales con bordes y aristas bien delimitados. Posterior a la irradiación se observa una cristalización con textura rugosa, proveniente del fracturamiento producido por el calentamiento de irradiación, se observa una porosidad mayor (figuras 28 y 29).

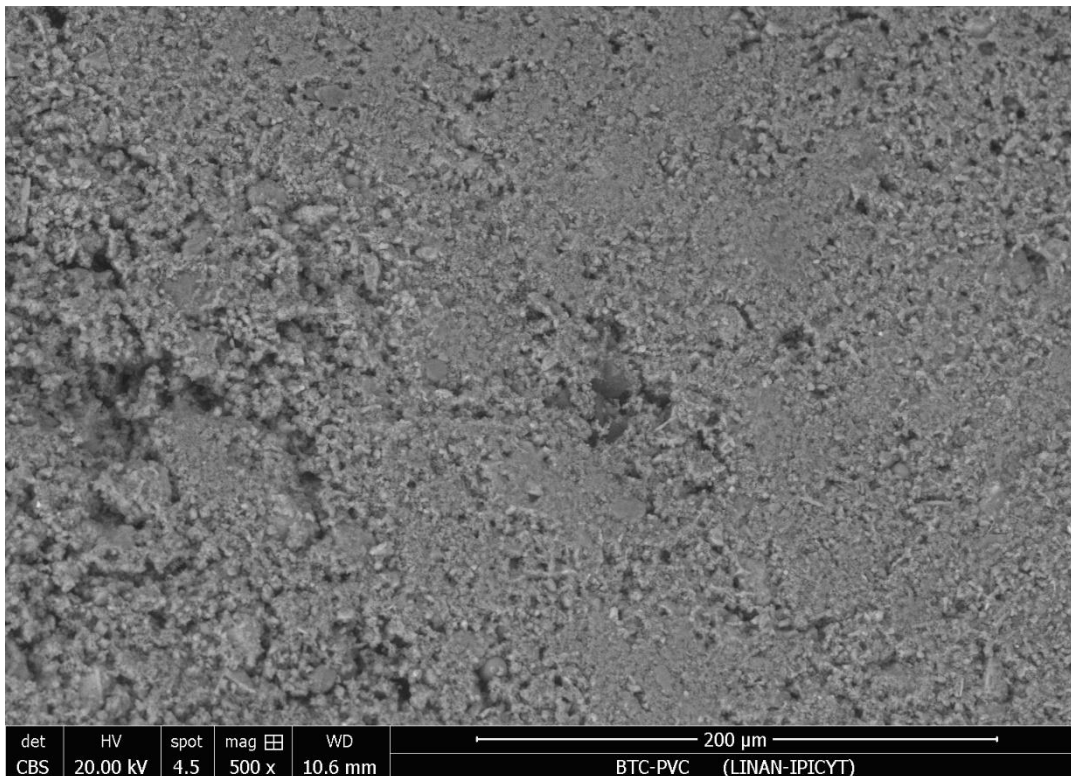


Figura 28. Microscopia de barrido de roca caliza sin irradiación.

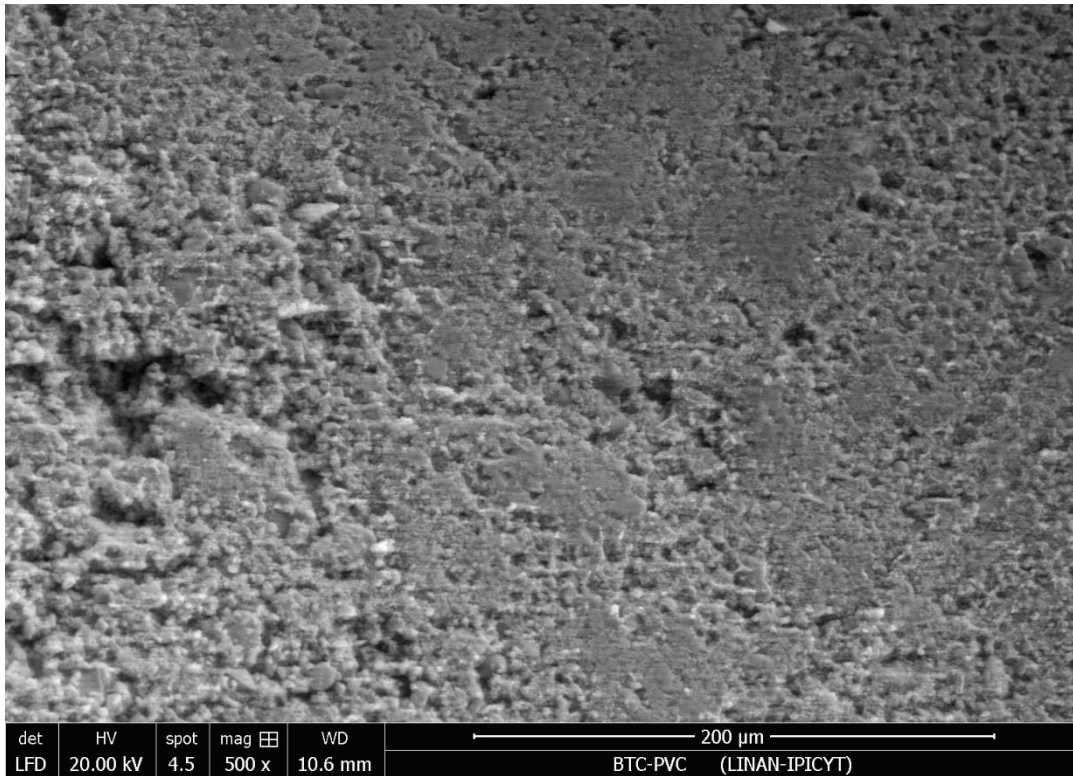


Figura 29. Microscopia de barrido de roca caliza con irradiación.

Roca de origen caliza dolomítica con impregnación de asfáltenos, está constituida por pequeños cristales de calcita se observa una morfología delimitada por los dos componentes con bordes que presentan agrietamientos (figura 30). Posterior a la irradiación se observa una cristalización con textura rugosa,

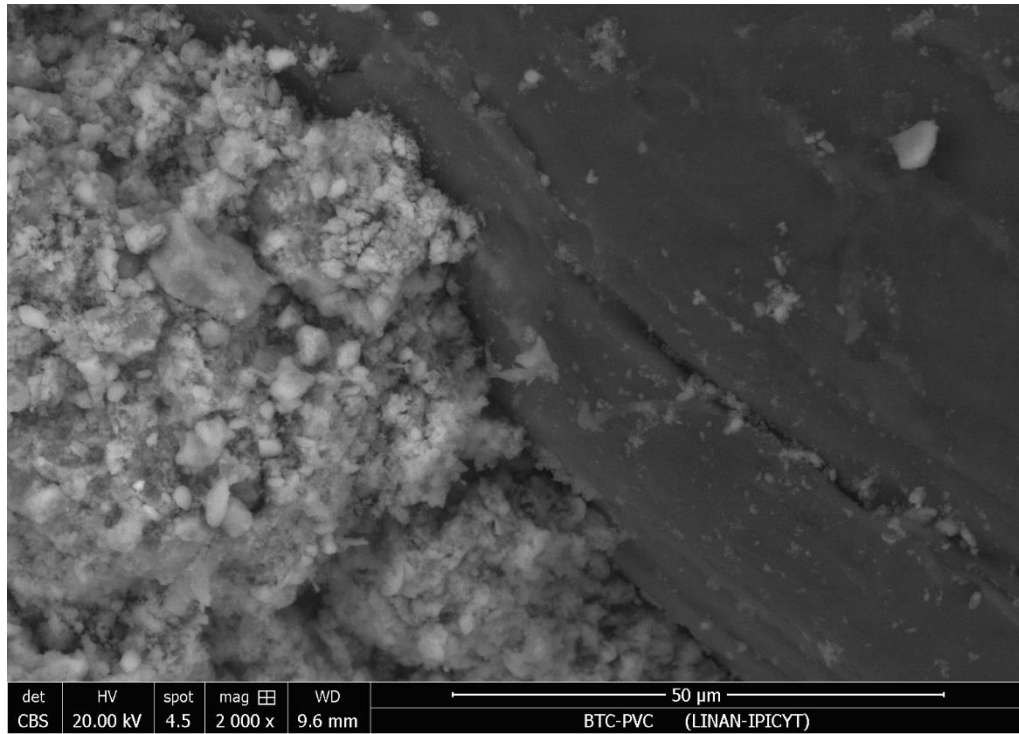


Figura 30. Impregnación de asfaltos en roca caliza.

Roca de origen caliza dolomítica se observa un desprendimiento de micelas y agrietamientos en zonas delimitadas, reflejando una mayor porosidad (figuras 31 y 32)

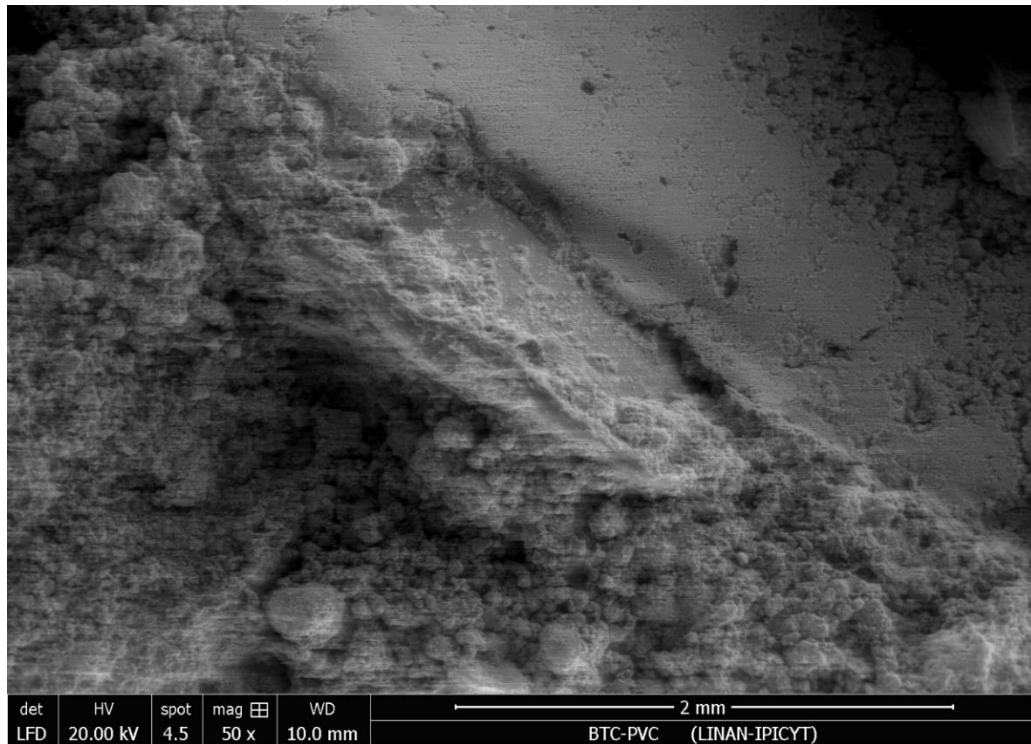


Figura 31. Microscopia de barrido de roca dolomita sin irradiación.

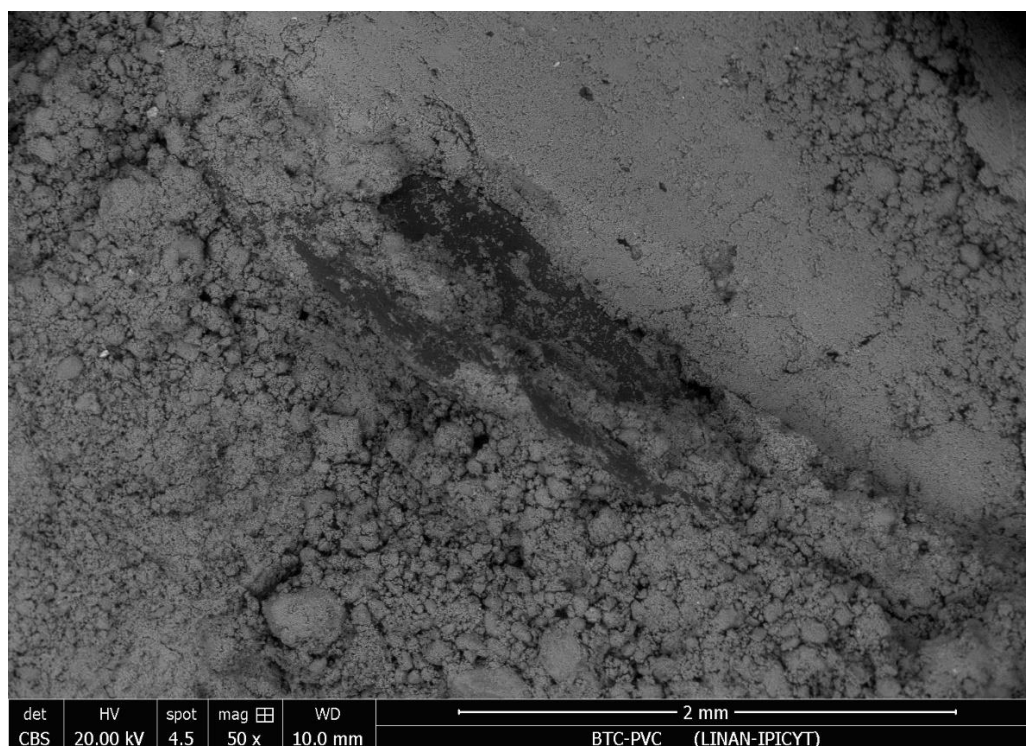


Figura 32. Microscopia de barrido de roca dolomita con irradiación.

4.4. Análisis fisicoquímico de núcleos

Para el desarrollo de esta propuesta se analizaron 3 muestras de núcleo del campo petrolero “El Aguacate” en 3 diferentes zonas, mismas que se fracturaron para ser tratadas con exposición a la radiación por microondas durante 5 minutos y hacer comparación con las muestras que no tuvieron dicha irradiación, cabe mencionar que los núcleos presentan cierta impregnación de crudo el cual se comprobaba con el análisis SEM.

Las muestras de núcleo son provenientes de 3 distintos pozos en la zona del campo Aguacate ubicado al norte de Veracruz en la provincia de Tampico-Misantla, las profundidades de extracción oscilan en un rango de 1000 a 2500 metros dichos núcleos, fueron nombrados conforme al pozo proveniente, su número de núcleo, Número de fragmento y profundidad, quedando de la siguiente manera (tabla 11).

Tabla 11. Nomenclatura de las muestras de núcleo

CAMPO AGUACATE	NUCLEO	FRAGMENTO	PROFUNDIDAD
3	16	14	1013-1028
2	13	2	2464-2469
28	2	1	2431-2440

Los núcleos son muestras de roca de hasta 2500 m de profundidad y se obtienen durante la perforación de pozos. De acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos los núcleos brindan evidencias directas de la presencia, distribución y capacidad de producción de hidrocarburos, además de proporcionar rasgos de los yacimientos a los que no se puede acceder de manera directa [54].

Para el análisis de las muestras se tomaron 10 mg de sedimento con y sin irradiación las cuales fueron diluidas en 100 ml de agua desionizada. se pesaron meticulosamente como se muestra en la figura 33 (inciso a) las muestras fueron sometidas a un análisis de pH y a un equipo de ultrasonido durante 1 hora para tener una mejor dispersión del sedimento como se muestra en la figura 33 (inciso b y c)

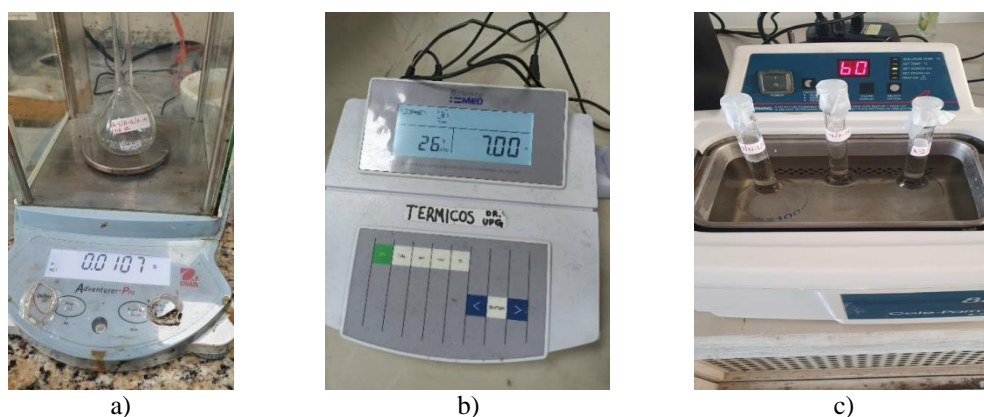


Figura 33. Preparación de muestras: a) pesaje de sedimento con disolución, b) medición de pH c) sonicator para dispersión

Las pruebas de caracterización fisicoquímicas fueron las siguientes: Tensiómetro, equipo One Attention (figura 34a), prueba de ángulo de contacto método de gota sésil con agua desionizada prueba de Potencial Z, equipo Zetasizer nano ZS90, como se muestra en la figura 34b, para identificar las dispersiones de los asfaltenos. Posteriormente se realizó la comparación de estabilidad de las partículas y se realizó análisis de espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier para identificar cambios en la composición de la roca.

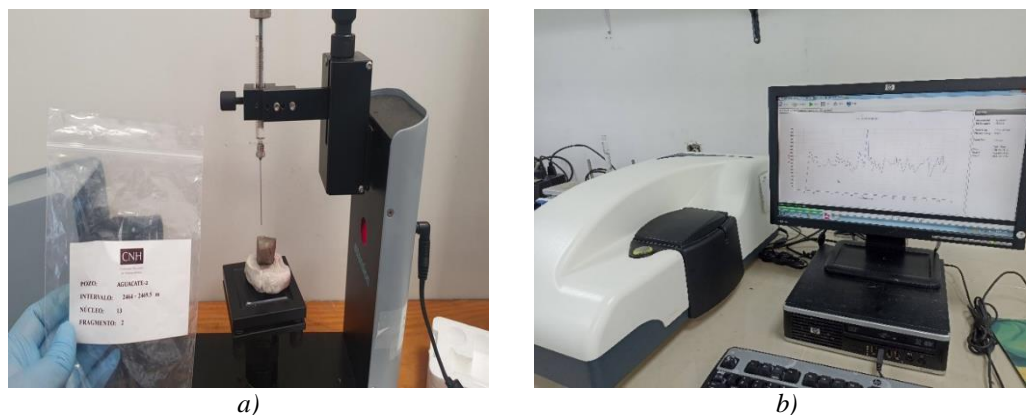


Figura 34. Elaboración de pruebas fisicoquímicas: a) Tensiómetro one attention, prueba de ángulo de contacto, b) Equipo zetasizer nano ZS90 Prueba de potencial

4.4.1. Resultados de ángulo de contacto:

Diferencia de ángulo de contacto con respecto a cada núcleo, (la información se presenta en la tabla 12), se representa una aparente hidrofobicidad en la superficie lo cual significa que el núcleo tuvo una fractura o reordenamiento de porosidad dejando a los asfaltenos en la superficie creando un entrapamiento de la gota desionizada, por ende aumentando su ángulo como se puede observar en la Figura 35.

Tabla 12. Diferencia de ángulo de contacto

Ángulo de contacto sin irradiación		Ángulo de contacto con irradiación
NUCLEO	ÁNGULO	ÁNGULO
A3/N16/F14	67.5°	92.69°
A2/N13/F2	62.35°	87.38°
A28/N2/F1	80.84°	89.10°

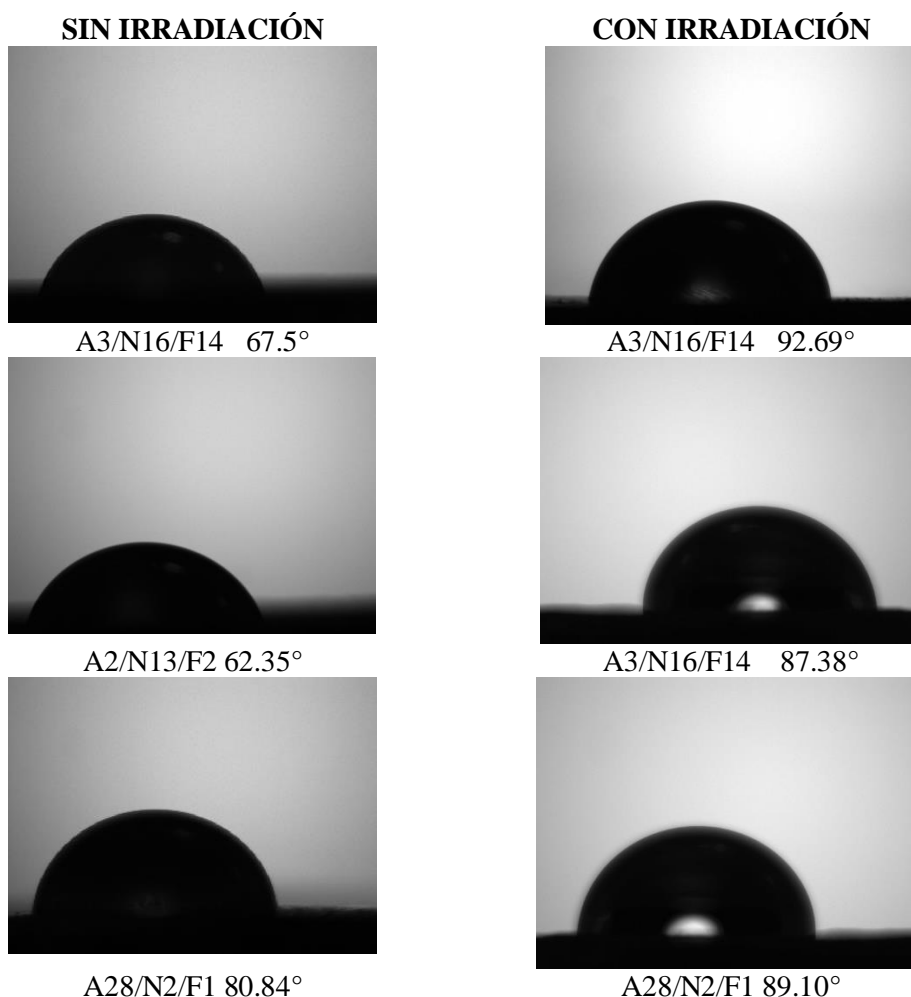


Figura 35. Análisis comparativo de ángulos antes y después de irradiar.

4.4.2. Análisis de método de potencial z.

Como resultado del análisis mediante un potenciómetro Z, se controla la velocidad del movimiento de las partículas cuando se exponen a un campo eléctrico esta velocidad de movimiento crea una notable dispersión de partículas con los 3 tipos de muestra sin exposición a la irradiación por microondas. Esto quiere decir que la tendencia a la precipitación coloidal en muestras de asfaltenos se debe principalmente a la presencia de cantidades excesivas de partículas cargadas negativamente.

Para coloides en fuentes de agua natural con un pH de 5 a 8, el potencial Z se encuentra negativo, cuanto más negativo sea el número, mayor será la carga de la partícula de manera que por lo general no se requiere que la carga sea neutralizada por completo como se muestra en la tabla 13, haciendo una comparación en cuanto a la distribución se puede observar que al aplicar la irradiación existe una estabilidad negativa con respecto a el potencial que no fue expuesto a irradiación. Por lo que a través de la irradiación por microondas se crea una liberación de diferentes moléculas los cuales cambian la repulsión entre los iones restantes y otros componentes ocasionando una colisión ,creando una inestabilidad coloidal (figuras 36 a 41)

Tabla 13 Diferencia de potencial z negativo

POTENCIAL Z CON IRRADIACION	
A3/N16/F14	-4.72 mV
A2/N13/F2	-7.37 mV
A28/N2/F1	-7.20 mV

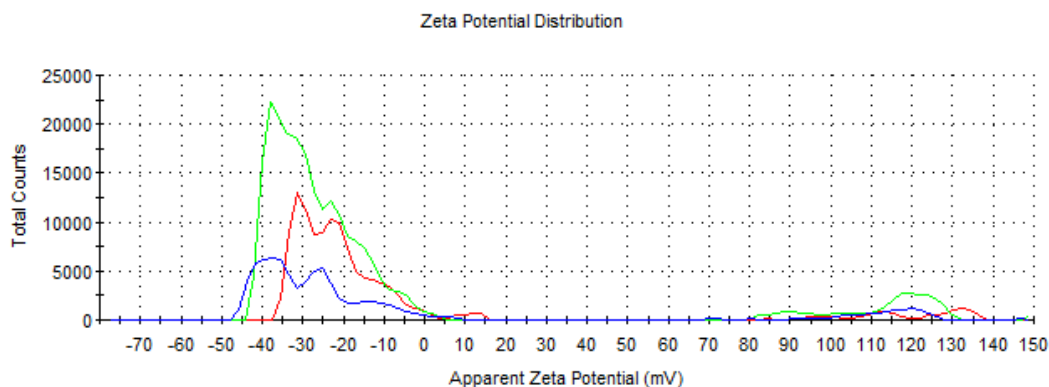


Figura 36. Inestabilidad de potencial z del núcleo "A2/N13/F2" expuesto a la radiación.

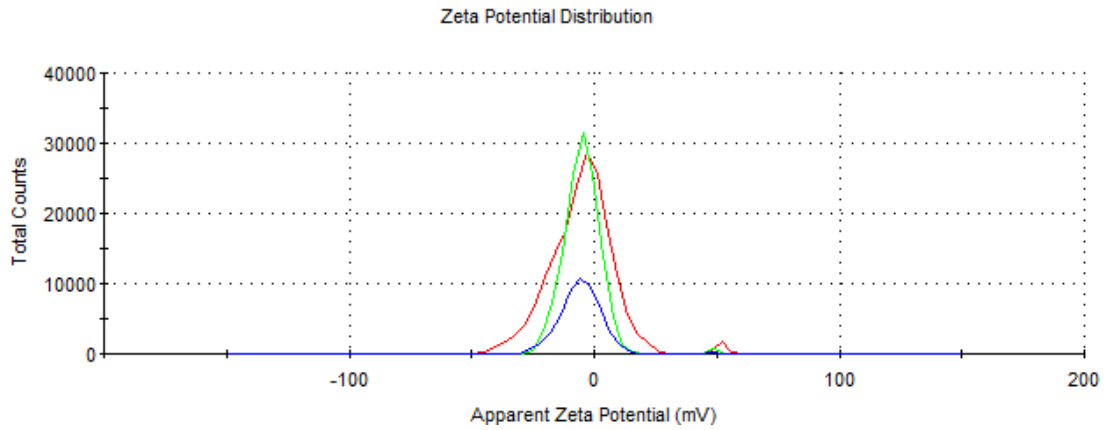


Figura 37. Distribución estable de partículas del núcleo "A2/N13/F2" sin exposición a la radiación.

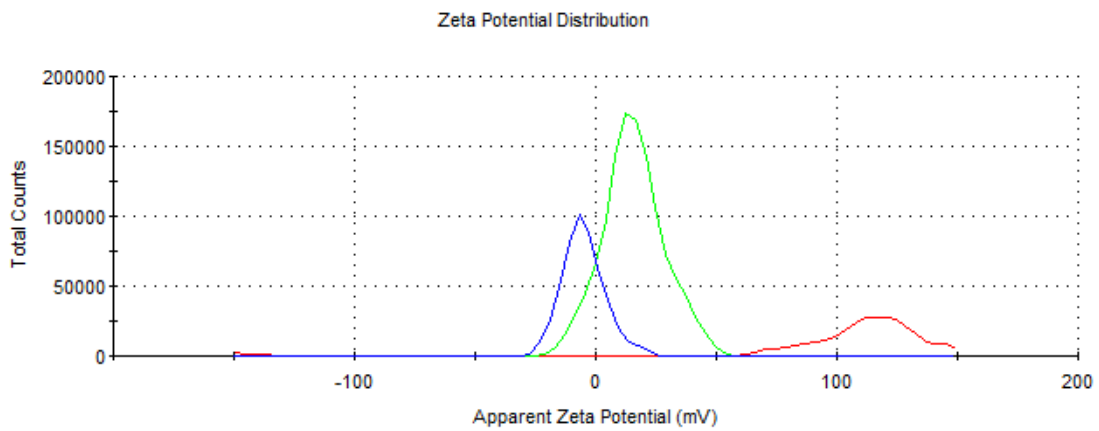


Figura 38. Inestabilidad de potencial z del núcleo del núcleo "A3/N16/F14" expuesto a la radiación.

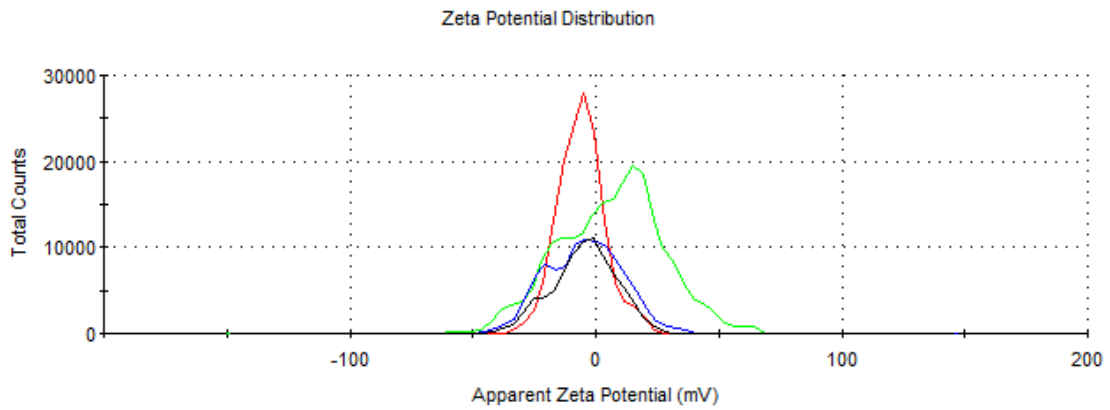


Figura 39. Distribución de potencial z del núcleo "A3/N16/F14" sin exposición a la radiación.

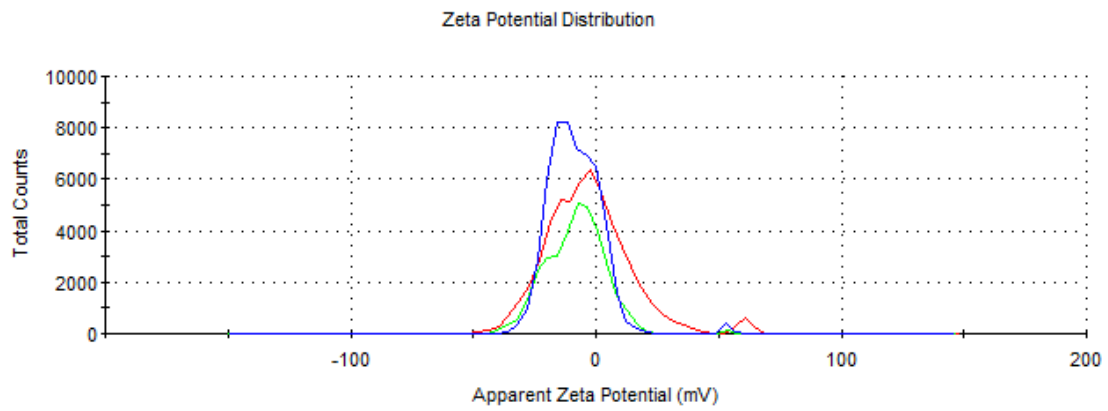


Figura 40. Inestabilidad de potencial z del núcleo del núcleo "A28/N2/F1" expuesto a la radiación.

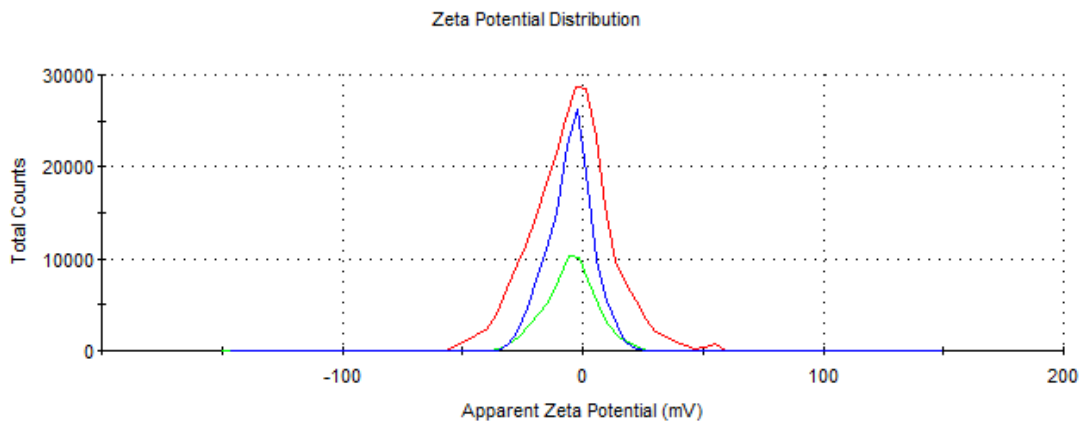


Figura 41. Distribución estable de partículas del núcleo "A28/N2/F1" sin exposición a la radiación.

4.4.3. Análisis de espectrometría por transformada de Fourier (FTIR)

FTIR es una técnica analítica útil que permite la identificación y cuantificación de los componentes de la mezcla y, a diferencia de la difracción de rayos X, permite el análisis de compuestos orgánicos o inorgánicos amorfos. El análisis cualitativo de las frecuencias características proporciona información para identificar los componentes químicos en una mezcla.

En esta investigación se realizó una comparación de espectros con y sin irradiación, aplicada a cada núcleo obteniendo como resultados la presencia de los siguientes compuestos:

- Presencia de Asfaltenos C=O: en las bandas de 2932 cm^{-1} de la figura 42, el carbon tuvo una regresión de intensidad fuerte, en la figura 43 hubo muy poca disipación en la banda 2934 cm^{-1} y en la figura 44 ocurrió una regresión de carbono componentes en la banda 2930 cm^{-1}
- Dolomita(CaMg₃): en la figura 42 la banda de 796 cm^{-1} - 11489 cm^{-1} representa una intensidad fuerte con una flexión negativa de dolomita, en la figura 43 se observa en la banda 1184 cm^{-1} una intensidad media con poca flexión o pérdida del mineral, en la figura 44, en la banda 1444 cm^{-1} se observa poca flexión por lo que se deduce que hubo fracturamiento y pérdida del mineral.
- Calcita (Ca): la calcita es parte de la dolomita pero son componentes de calcio el cual se encuentra en la mayor parte de las bandas ,en la figura 42 se observa la presencia de este elemento de Ca en las bandas de 1740 cm^{-1} , figura 43 en la banda 1489 cm^{-1} y la figura 44 en la banda 1625 cm^{-1} no se observan cambios notorios en su composición.
- Magnesio (Mg):el espectro de FTIR ejemplifica la absorción de minerales ferrosos como el Magnesio el cual se encuentra en las banda 672 cm^{-1} de la imagen 42 en la banda de 672 cm^{-1} de la imagen 43 y en la banda 798 cm^{-1} de la imagen 44.

A continuación se observan los espectros y tablas con la información anterior.

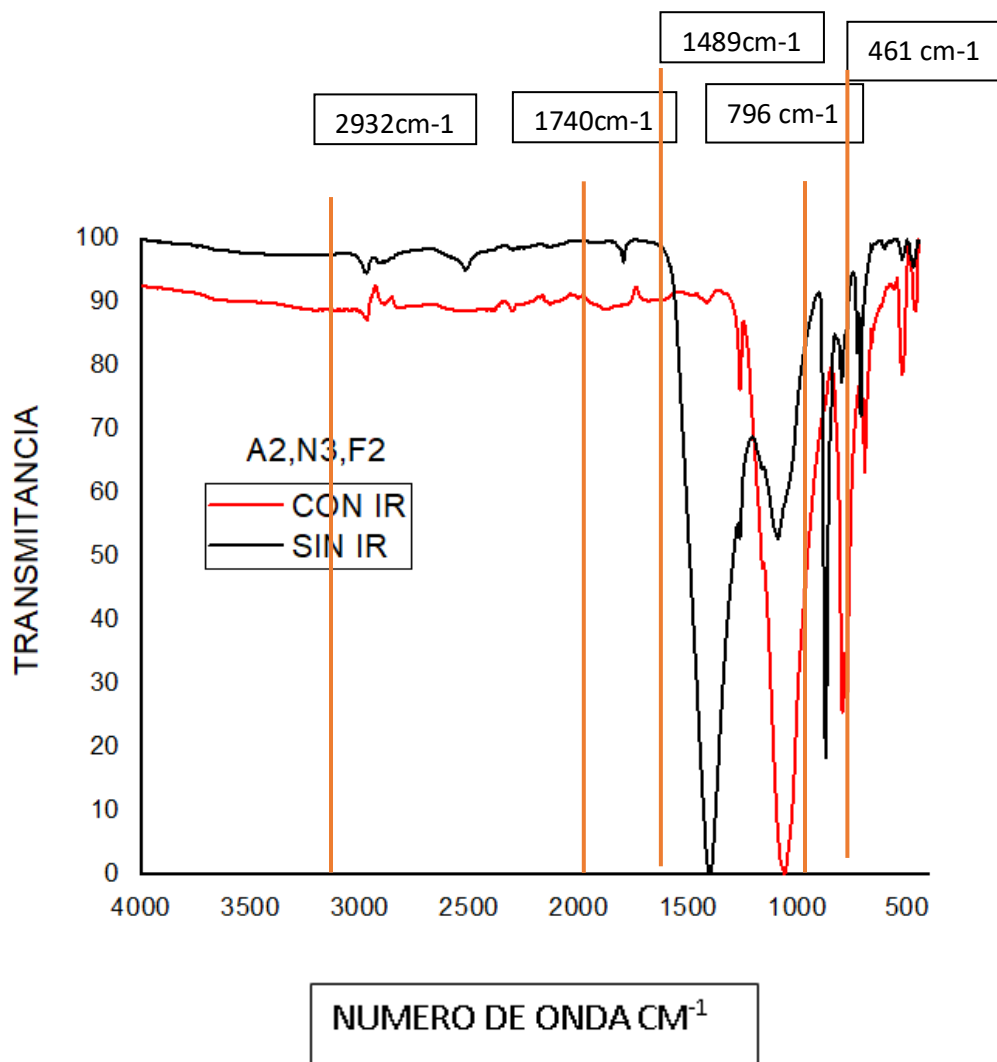


Figura 42. Comparación de espectros FTIR del núcleo A2/N3/F2.

Tabla 14. Asignaciones de banda

	Asfáltenos C=O	Calcita (CaCo3)	Dolomita (Ca,Mg(Co3)2)	Magnesio (Mg)
Numero de onda	2932 cm ⁻¹			
		1740cm ⁻¹	796 cm ⁻¹	
			1489 cm ⁻¹	
				461Cm ⁻¹

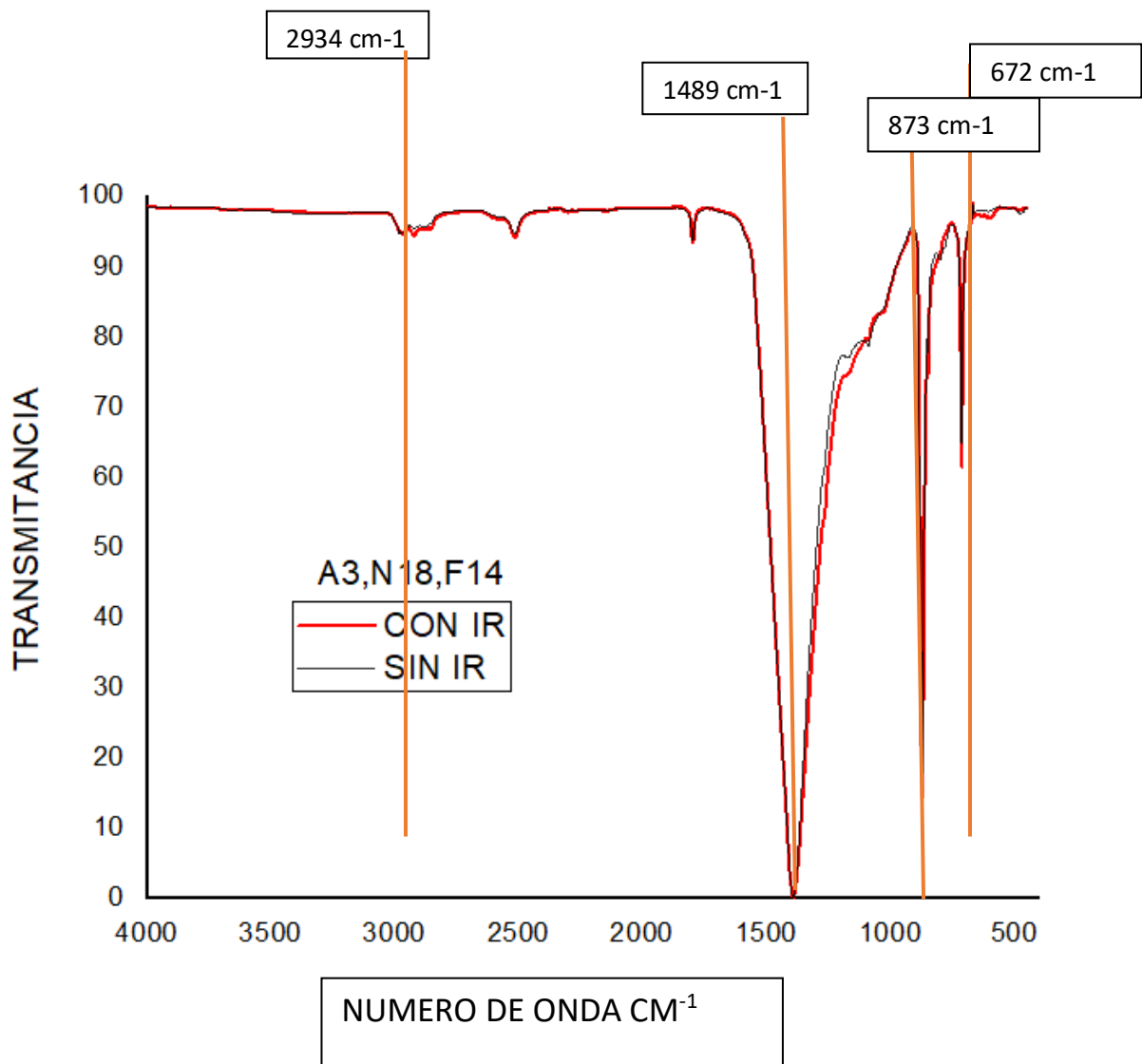


Figura 43. Comparación de espectros FTIR del núcleo A3/N18/F14.

Tabla 15. Asignaciones de banda de FTIR

Numero de onda	Asfáltenos C=O	Calcita (CaCo3)	Dolomita (Ca,Mg(Co3)2)	Magnesio (Mg)
	2932 cm^{-1}			
		1489 cm^{-1}		
			873 cm^{-1}	
				672 cm^{-1}

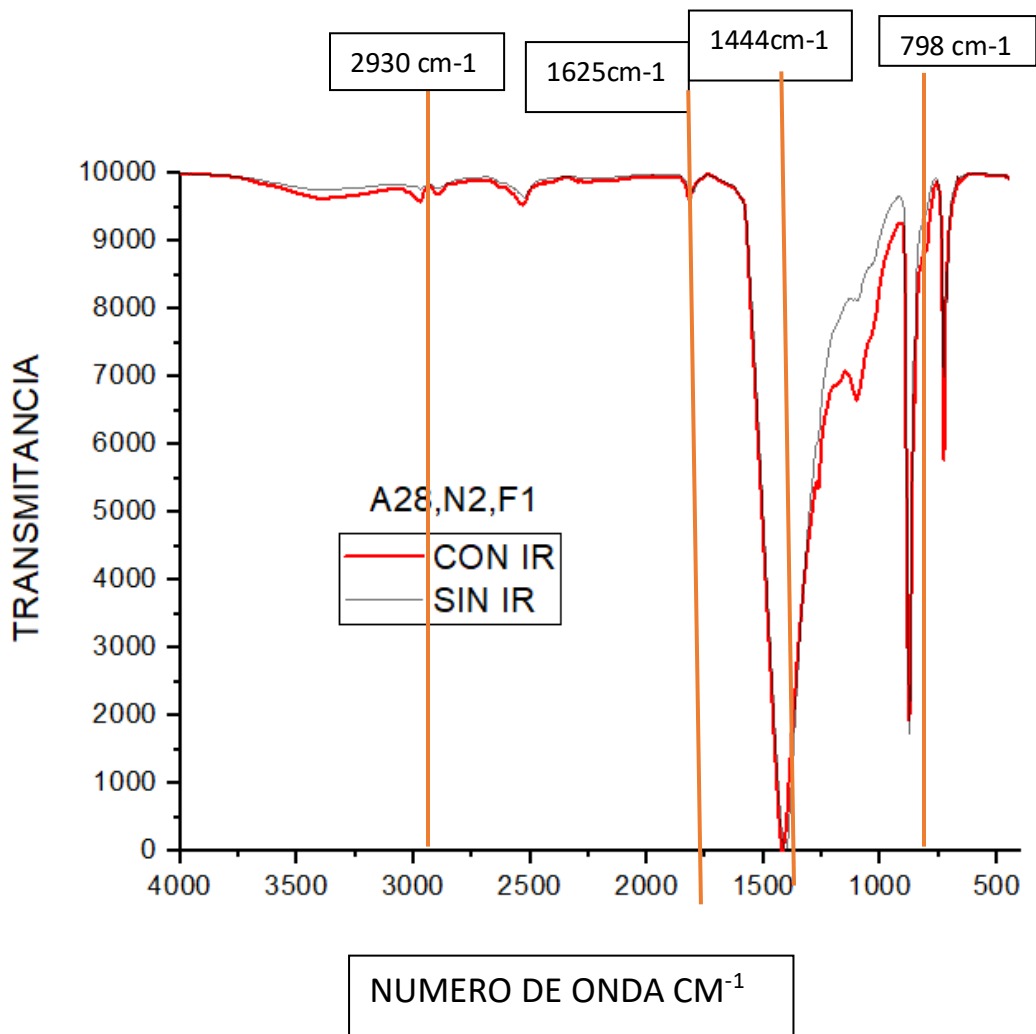


Figura 44. Comparación de espectros FTIR del núcleo A28/N2/F1.

Tabla 16 Asignaciones de banda

Numero de onda	Asfáltenos C=O	Calcita (CaCo3)	Dolomita (Ca,Mg(Co3)2)	Magnesio (Mg)
	2930 cm^{-1}			
		1625 cm^{-1}		
			1444 cm^{-1}	
				798 cm^{-1}

4.5. Análisis del método microscopía electrónica de barrido (SEM) en núcleos extraído de pozo en campo “AGUACATE”

muestra de núcleo A-2, se observa una morfología de las fases minerales presentes en la muestra sin irradiación, características topológicas de la misma. Roca de origen caliza dolomítica, está constituida por grandes cristales granulados, Se observa una morfología definida de los cristales con bordes y aristas bien delimitados, algunas zonas se puede observar desfaces de color oscuro lo que posiblemente podría ser asfalteno, los parámetros de acercamiento no serán las mismas ya que, debido a la morfología amorfa de los núcleos, es necesario encontrar el ángulo correcto y donde se pueda observar mayor porosidad, posterior a la irradiación se observa una cristalización fracturada y un evidente aumento en su porosidad, producto del calentamiento de irradiación , (figuras 45 y 46).

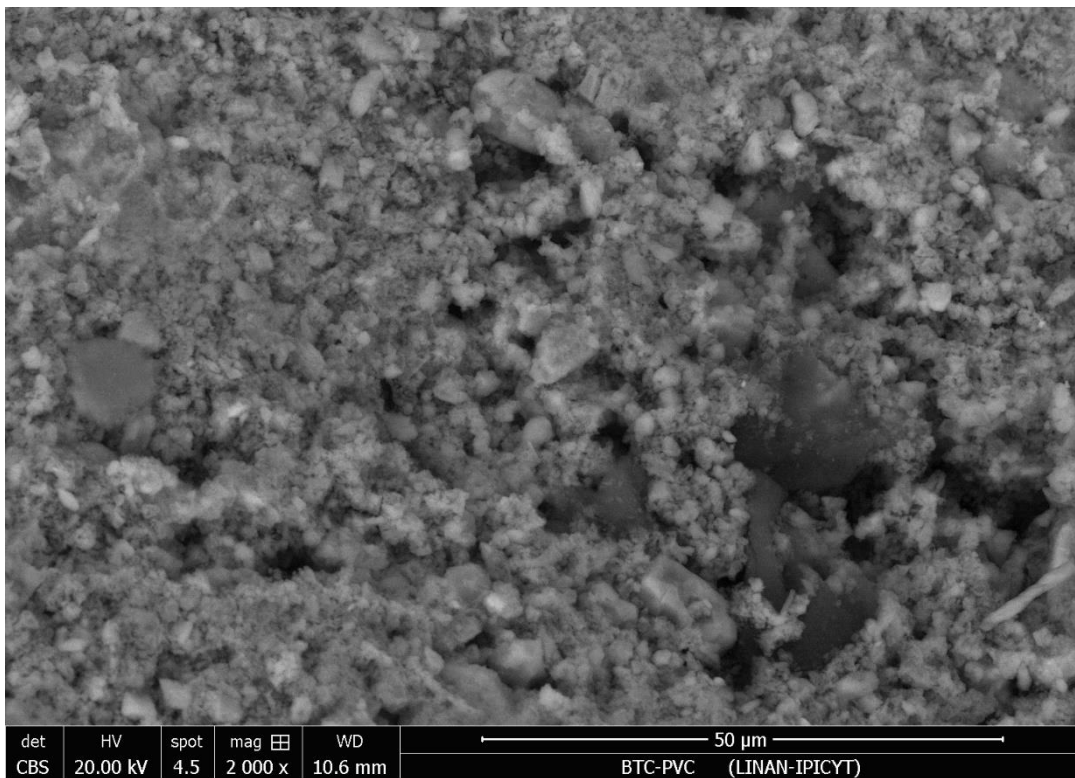


Figura 45. Microscopia de barrido de núcleo A-2, roca dolomita sin irradiación.

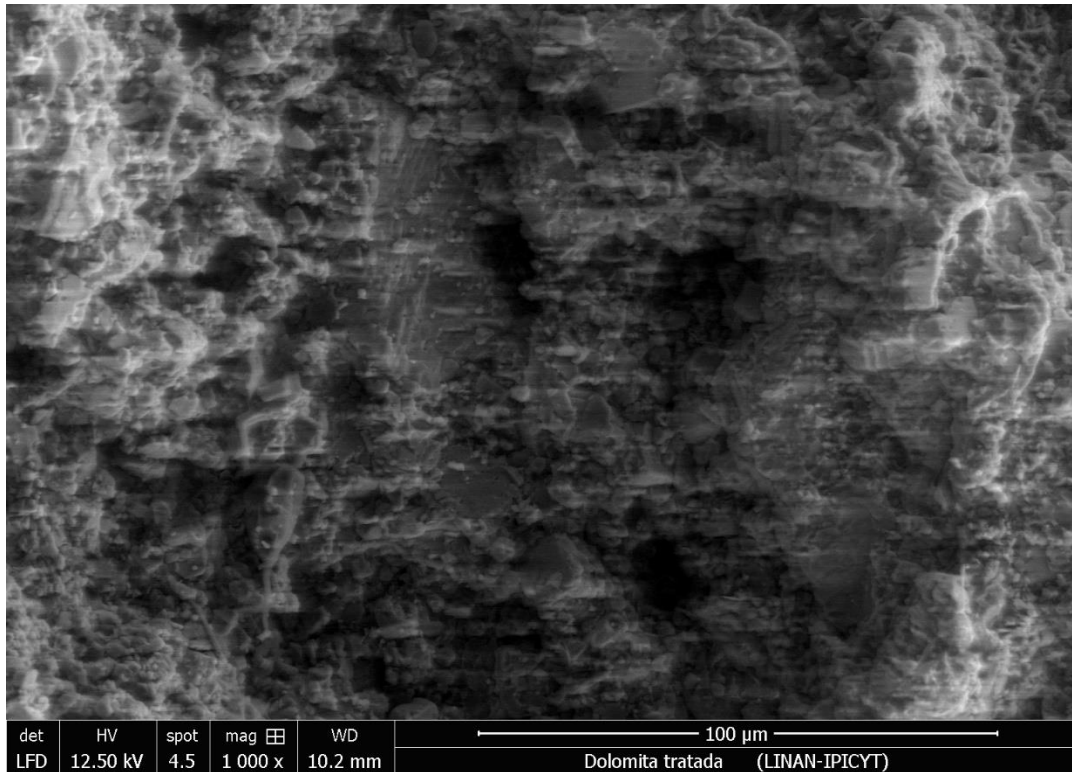


Figura 46. Microscopia de barrido de núcleo A-2, roca dolomita con irradiación

Muestra de núcleo A-3, los parámetros de acercamiento fueron los mismos, donde se observa una morfología de las fases minerales presentes en la muestra sin irradiación, características topológicas de la misma. Roca de origen caliza dolomítica, está constituida por pequeños cristales granulados con una importante compactación en su totalidad, dejando poca porosidad en su superficie. Se observa una morfología definida de los cristales con bordes y aristas bien delimitados, algunas zonas se puede observar lo que puede ser asfalteno, posterior a la irradiación, se observa un gran fracturamiento y desgaste en casi la totalidad de su superficie, proveniente del fracturamiento producido por el calentamiento de irradiación, (figuras 47y 48).

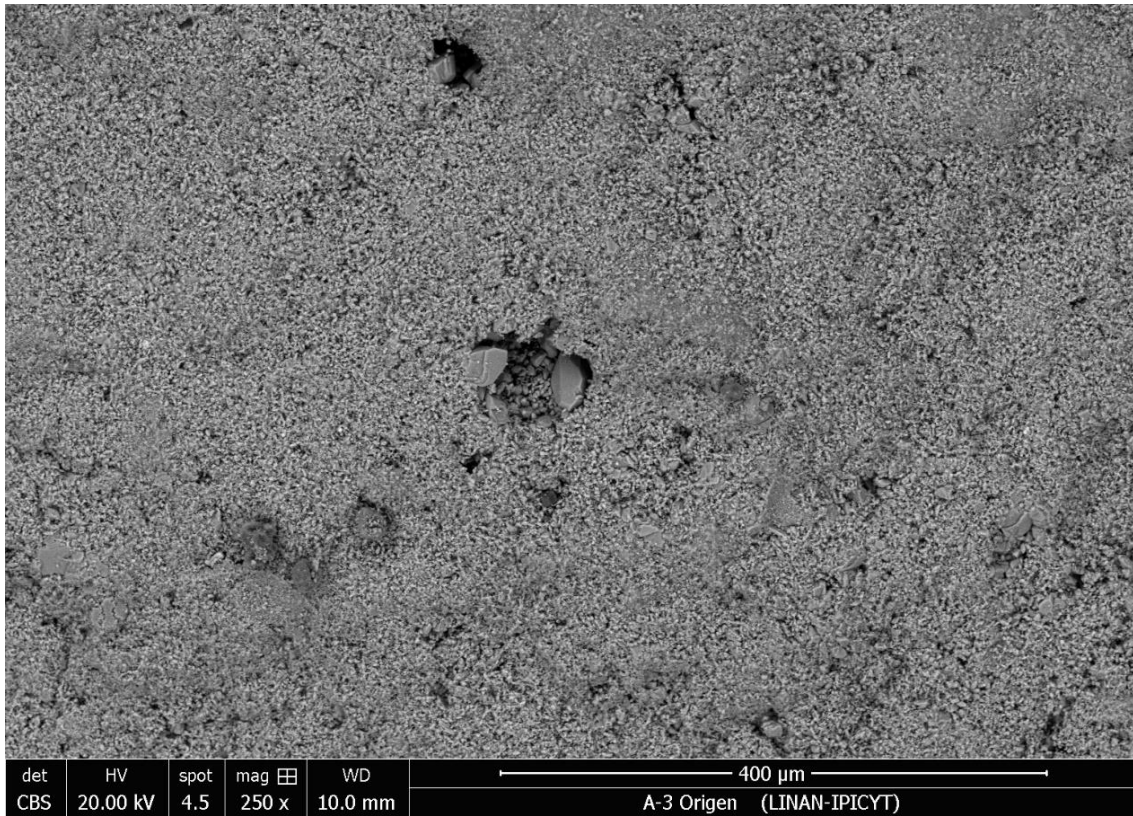


Figura 47. Microscopia de barrido de núcleo A-3, roca dolomita sin irradiación

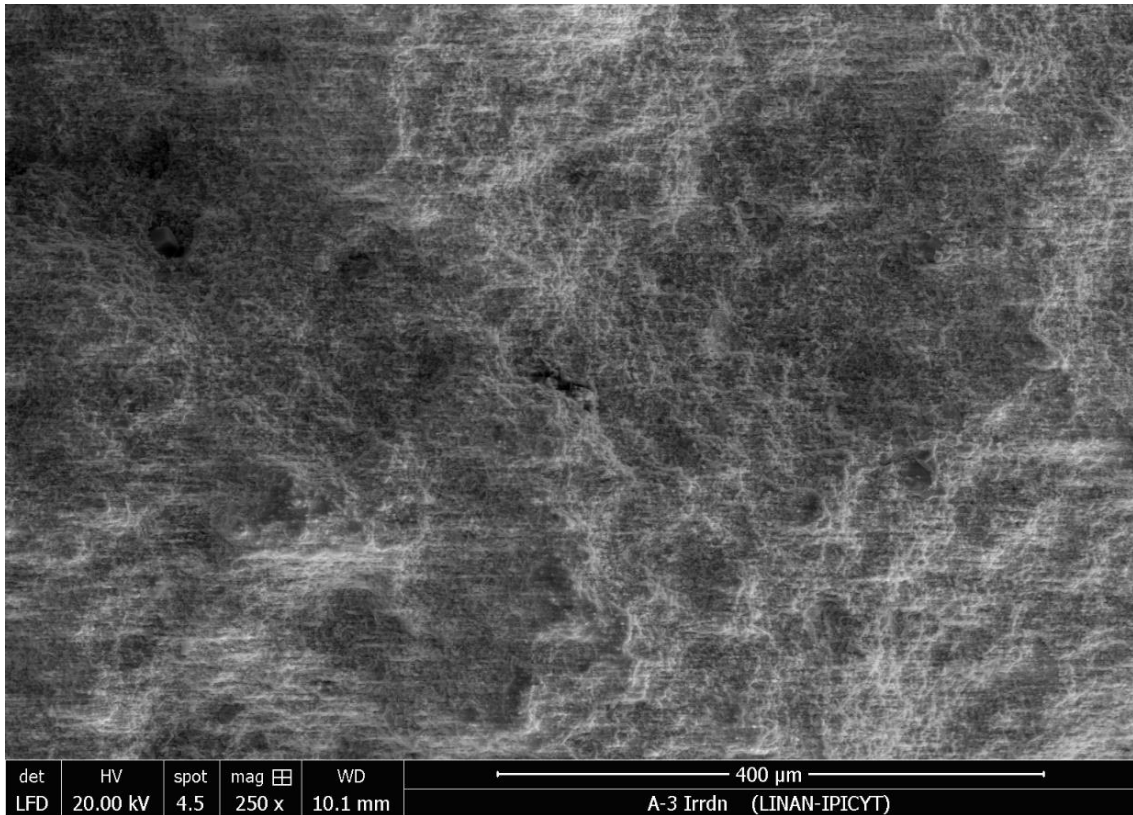


Figura 48. Microscopia de barrido de núcleo A-3, roca dolomita con irradiación

Muestra de núcleo A-28, se observa una morfología compacta y con cristales delimitados presentes en la muestra sin irradiación, características topológicas de la misma. Roca de origen caliza dolomítica, está constituida por cristales con bordes y aristas bien delimitados, algunas zonas se puede observar lo que puede ser asfalteno, los parámetros de acercamiento no serán las mismas ya que, debido a la morfología amorfa de los núcleos es necesario encontrar el ángulo correcto y donde se pueda observar mayor porosidad en este caso, se amplió de 9.9 mm a 10 mm, lo que no conlleva a un gran cambio con respecto a la interpretación, posterior a la irradiación se observa una cristalización con textura rugosa y un reordenamiento de los cristales des compactados proveniente del fracturamiento producido por el calentamiento de irradiación , (figuras 45 y 46).

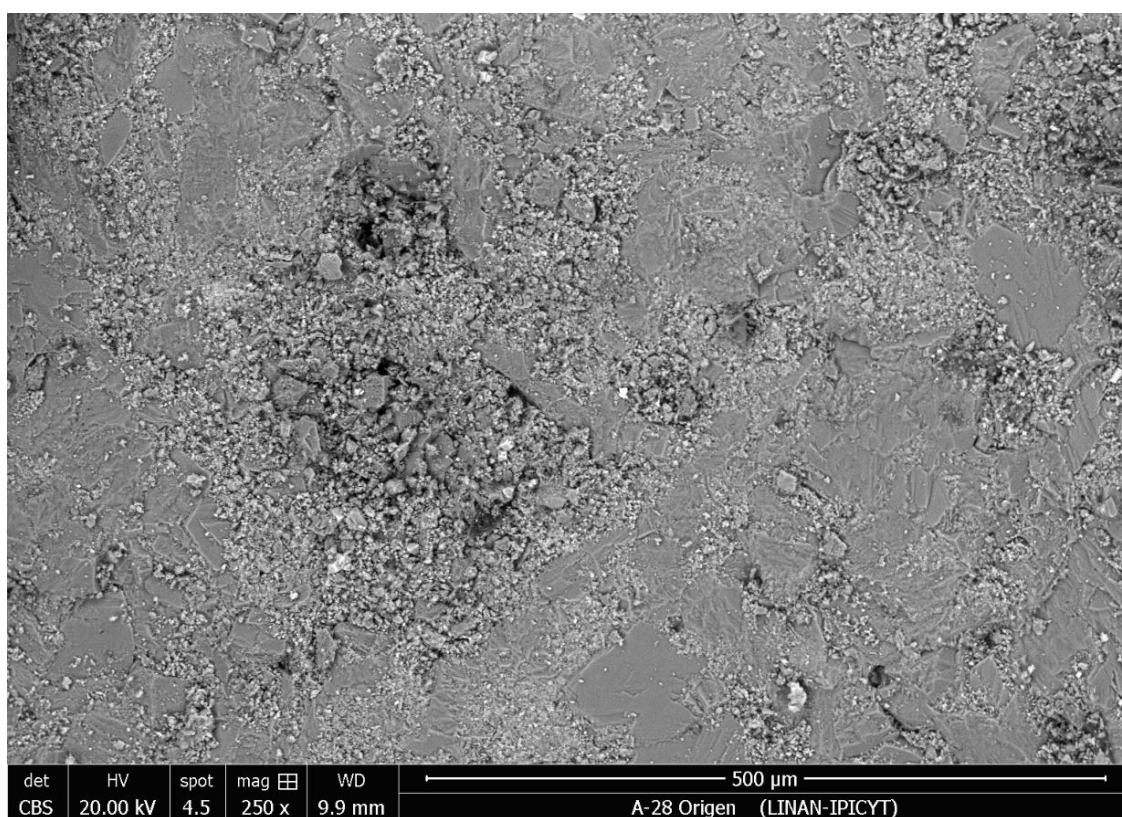


Figura 49. Microscopía de barrido de núcleo A-28, roca dolomita sin irradiación

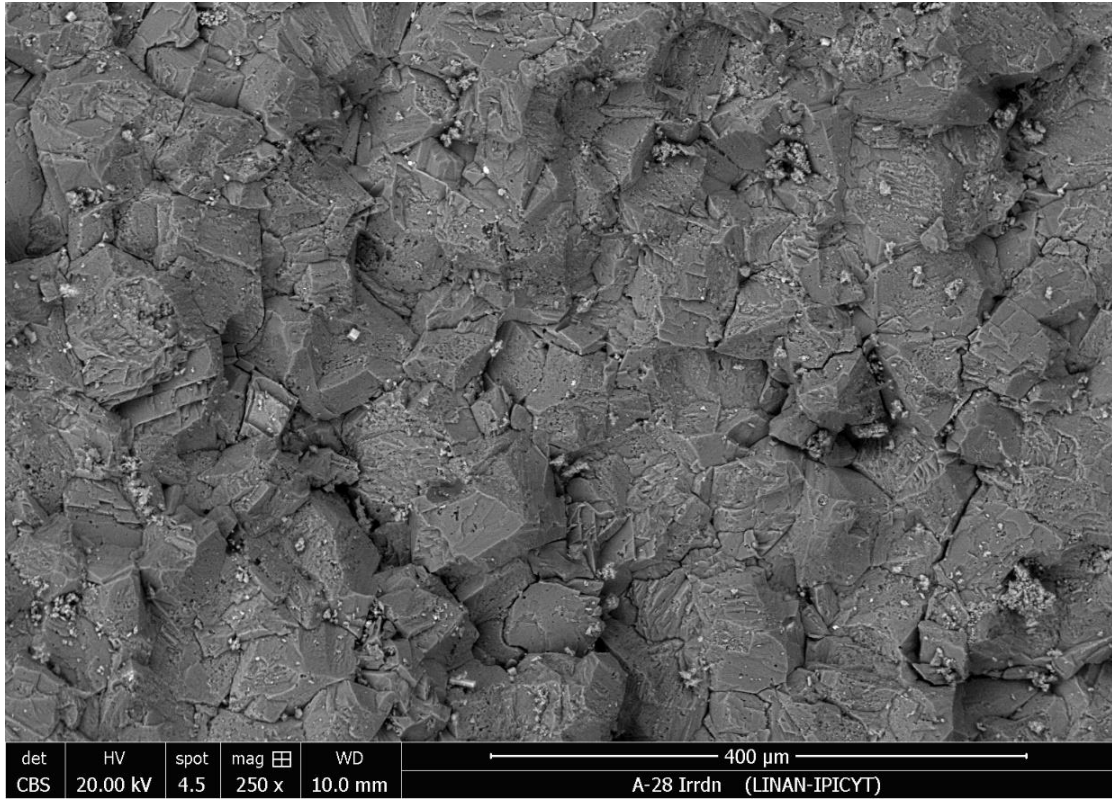


Figura 50. Microscopía de barrido de núcleo A-28, roca dolomita con irradiación

CONCLUSIONES

En el análisis FTIR de las primeras muestras se encontró una confirmación de los elementos que conforman la dolomita, mientras que en los núcleos se encontró que los materiales típicos de materiales carbonatados que contenían algunas impurezas de cuarzo o sílice, así como signos de impregnaciones de querógeno.

Con el análisis de ángulo de contacto se observó que en las muestras de caliza si presento cambio ya que esta contenía impregnación de querógeno de igual forma se presentó un cambio físico en su estructura ya que se convertía en una roca caliza más débil ,en cuanto a las muestras de dolomita y los núcleos si hubo un aumento en el ángulo de contacto con respecto a las muestras que no se les aplico irradiación por lo tanto las muestras han sido capaz de generar una hidrofobia ,mientras que las que las rocas sin irradiación muestran una mojabilidad menor lo que quiere decir que tiene mejor comportamiento hidrofílico hacia los líquidos.

En el potencial Z tanto en rocas caliza como en dolomita se pudo observar un cambio en la dispersión de partículas generado con la roca irradiada dejando el espectro más estático.

Derivado de las pruebas realizadas se pudo observar un cambio físico químico de las muestras de roca caliza, dolomía, en la cual una muestra fue expuesta a radiación por microondas; se analizaron las modificaciones por medio de microscopia electrónica de barrido (SEM) en donde se demuestran los cambios estructurales de la roca antes y después de aplicar la irradiación, en la espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier (FTIR),se comprueban los elementos de caliza y querógeno , en las cuales, si representa un cambio en su mojabilidad, dispersión de partículas y elementos de espectroscopia infrarroja.

Bibliografía

- [1] Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, Comisión Nacional de Hidrocarburos. "Reporte de producción de petróleo por clasificación de grados API Estadísticas de petróleo y gas" [online] (2020) <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/estadisticas.php>.
- [2] Santos, I. C. V. M and Oliveira, P. F., Mansur, C. R. E "Factors that affect crude oil viscosity and techniques to reduce it: a review." Brazilian Journal of Petroleum and Gas. vol. 11(2), 115-130. (2017).
- [3] Press Taylor and Francis Group "The Chemistry and Technology of Petroleum Speight", J. G. Ed. CRC, 773-795. Estados Unidos, (2014).
- [4] Evaluaciones anuales de reservas de hidrocarburos, artículo gubernamental, disponible en: www.pemex.com/busquedas/default.aspx?q=reservas%20de%20hidrocarburo
- [5] E.T. Thostenson, T.-W. Chou, Microwave processing: fundamentals and applications, Volume 30, Issue 9, (1999)
- [6] Centro Nacional de Información de Hidrocarburos "ATLAS GEOLÓGICO RECURSOS NO CONVENCIONALES (LUTITA GAS/ACEITE)" ,artículo gubernamental, disponible en https://hidrocarburos.gob.mx/media/3095/atlas_geologico_no_convencionales_v3.pdf (2018)
- [7] Sistema de Información Energética (SIE) Secretaría de Energía, Dirección General de Planeación e Información Energéticas "Balance Nacional de Energía: Consumo final energético total por combustible (petajoules)" (online 2020, artículo gubernamental disponible en: <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvcuca=IE7C01>
- [8] Wei Wei, Zhushan Shao, Yuanyuan Zhang, Rujia Qiao, Jiepu Gao, "Fundamentals and applications of microwave energy in rock and concrete processing – A review", Applied Thermal Engineering, Volume 157, (2019)
- [9] Khashayar Teimoori , Richard Cooper "Multiphysics study of microwave irradiation effects on rock breakage system" International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, Volume 140, (2021,)
- [10] Wang S, Xu Y, Xia K, Tong T" Dynamic Fragmentation of Microwave Irradiated Rock" , Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2020.09.003>
- [11] Ferri Hassani, Amin Shadi, Hamed Rafezi, Agus P. Sasmito, Seyed Ali Ghoreishi-Madiseh "Energy analysis of the effectiveness of microwave-assisted fragmentation" Minerals Engineering, vol.159 2020.
- [12] Zhao, Q.H;Zhao, X.B;Zheng, Y.L;Li, J.C;He, L;He, J.L;Zou "Heating characteristics of igneous minerals that form rocks under microwave irradiation" ., C.J; 2020.
- [13] G. Lu, X. Feng, Y. Li, et al., The influence of minerals on effect of microwave-induced fracturing of rocks, Journal of Applied Geophysics (2020)
- [14] Yanlong Zheng, Tingwen Sun, A method to derive the dielectric loss factor of minerals from microwave heating rate tests, Measurement, Volume 171, (2021)
- [15] Servicio Geológico Mexicano, "Características del petróleo" [online] Fecha de publicación (22/03/2017) https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Caracteristicas-del-petroleo.html
- [16] Samir M. Deyab, Hamed Rafezi, Ferri Hassani, Mehrdad Kermani, Agus P. Sasmito, Experimental investigation on the effects of microwave irradiation on kimberlite and granite rocks, Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, Volume 13, Issue 2, (2021)
- [17] Qiang Li, Bo Cheng, Xibing Li, Tubing Yin, Linqi Huang, "Fracture behaviour of microwave-heated granite under indentation: Experimental and numerical investigation" , Engineering Fracture Mechanics, Volume 269, (2022)

- [18] Gaoming Lu, Xiating Feng, Yuanhui Li, Xiwei Zhang, Influence of microwave treatment on mechanical behaviour of compact basalts under different confining pressures, *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, Volume 12, Issue 2 (2020)
- [19] Sair Kahraman, A. Niyazi Canpolat, Mustafa Fener “The influence of microwave treatment on the compressive and tensile strength of igneous rocks” , *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, Volume 129,(2020)
- [20] ui Shang, Yude Yue, Jie Zhang, Jiawei Wang, Quan Shi, Wenhui Zhang, Lu Liu, Sainab Omar, “Effect of microwave irradiation on the viscosity of crude oil: A view at the molecular level “*FPT*. vol.170.pp 44-52 (2018-02.) <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2017.10.021>
- [21] Wang, Maoxin, Zhang, Bo Li, Gongrang, Wu, Tao Sun, Dejun “Insights into oil recovery, soil rehabilitation and low temperature behaviors of microwave-assisted petroleum-contaminated soil remediation,” *J.H.M* :vol.377 pp.341-348, 2019
- [22] Wenjian Lan, Hanxiang Wang, Xin Zhang, Hongbo Fan, Kun Feng, Yanxin Liu, Bingyu Sun, “Investigation on the mechanism of micro-cracks generated by microwave heating in coal and rock”, *Energy*, Volume 206,(2020)
- [23] Yi-du Hong, Bai-quan Lin, Chuan-jie Zhu, Zheng Wang, Jin-quan Liu, Pooya Saffari, Wen Nie, Image and ultrasonic analysis-based investigation of coal core fracturing by microwave energy, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, Volume 127,(2020)
- [24] Sateesh Mutyala, Craig Fairbridge, J.R. Jocelyn Paré, Jacqueline M.R. Bélanger, Siauw Ng, Randall Hawkins, “Microwave applications to oil sands and petroleum: A review”, *Fuel Processing Technology*, Volume 91, Issue 2,(2010).
- [25] Farid Souas, Abdelhamid Safri, Abdelbaki Benmounah, “A review on the rheology of heavy crude oil for pipeline transportation, *Petroleum Research*” Volume 6, Issue 2,(2021)
- [26] Rafael Martínez-Palou, Ricardo Cerón-Camacho, Benjamín Chávez, Alba A. Vallejo, Diana Villanueva-Negrete, Jesús Castellanos, James Karamath, Jesús Reyes, Jorge Aburto, “Demulsification of heavy crude oil-in-water emulsions: A comparative study between microwave and thermal heating”, *Fuel*, Volume 113,(2013)
- [27] Secretaria de Energía (SENER) “BALANCE NACIONAL DE ENERGIA 2020 (online) 2022 articulo gubernamental disponible en: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707654/BALANCE_NACIONAL_ENERGIA_0403.pdf
- [28] Adrián Vázquez V., Arturo López M., Luis J. Andrade C., Ariana M. Vázquez A. Microwave heating and separation of water-in-oil emulsion from mexican crude oil, *revista de la Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín* (2014)
- [29] Jaber Taheri-Shakib, Ali Shekarifard, Hassan Naderi, “Experimental investigation of the asphaltene deposition in porous media: Accounting for the microwave and ultrasonic effects” , *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 163,2018
- [30] Servicio Geológico Mexicano, “ Características del petróleo” (online)2017, articulo gubernamental disponible en: https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Caracteristicas-del-petroleo.html#:~:text=Al%20igual%20que%20el%20petr%C3%B3leo,Fases%20s%C3%B3lida%20%20liquida%20y%20gaseosa.
- [31] S.L. Pedro; “consorcios para el desarrollo tecnológico e innovación de Pemex”[online] (2012) articulo gubernamental disponible en: www.pep.pemex.com
- [32] centro nacional de metrología “laboratorio de viscosidad”[online](<http://www.cenam.mx/fyv/viscosidad.asp>)D
- [33] Diario Oficial de la Federación “Clasificación por grados API mediante el Acuerdo por el que se expiden las reglas de carácter general para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos

- de los derechos sobre hidrocarburos”[online],2015.
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5382045&fecha=16/02/2015.
- [34] Servicio Geológico Mexicano (SMG) “Origen y formación”artículo gubernamental disponible en https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Origen-y-formacion.html (2017)
- [35] Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) “ DOCUMENTO TÉCNICO 1(DT-1)FACTORES DE RECUPERACIÓN DE ACEITE Y GAS EN MÉXICO”(online) 2010 artículo gubernamental disponible en:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109349/Factores_de_Rec_de_Aceite_y_Gas_en_Mex_DT-1_.pdf
- [36] Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)”PRODUCCION POR CUENCA Y UBICACIÓN” 2022 , disponible en: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx>
- [37] Huc, Alain-Hyd onventiona 102 in Global Change, Energy Issues and Regulation Policies, edited by J. B. Saulnier and M. D. Varella. Springer Science+Business Media Dordrecht 2013
- [38] E.W. McAllister,Pipeline”LIQUIDS-GENERAL” Rules of Thumb Handbook (Eighth Edition),Gulf Professional Publishing, Pages 395-412,(2014)
- [39] Rosa Elvira Correa Pabón, Carlos Roberto de Souza Filho,“Crude oil spectral signatures and empirical models to derive API gravity”,Fuel,Volume 237,2019
- [40] Marilena Radoiu, Ariel Mello,“Technical advances, barriers, and solutions in microwave—assisted technology for industrial processing”.Chemical Engineering Research and Design,Volume 181,(2022)
- [41] Yibo Li, Zhiqiang Wang, Zhiming Hu, Boqiang Xu, Yalong Li, Wanfen Pu, Jinzhou Zhao, “A review of in situ upgrading technology for heavy crude oil,Petroleum”,2020, <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.09.004>.)
- [42] PT. I. Darío. “Recuperación mejorada de petróleo en areniscas y carbonatos con Smart Water.” Ingeciencia, [S.l.], v. 3, n. 1, p. 34-47, sep. 2019.Disponible en: <http://editorial.ucentral.edu.co/ojs_uc/index.php/Ingeciencia/article/view/2810>.
- [43] Servicio Geológico Mexicano (SGM) “Origen y formación”[online],2017. https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Origen-y-formacion.html
- [44] A. Hernández Mendoza “LA CRECIENTE DEPENDENCIA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO. LOS HIDRATOS DE METANO” trabajo fin de master, departamento de estudios de posgrado e investigación esia-ticomá,IPNM, MÉXICO, DF ,2009
- [45] H. Alboudwarej , JJ Felix , S. Taylor , et al.La importancia del petróleo pesado Oilfield Rev. , 18 págs. 38 - 59 (2006)
- [46] Saad Nahi Saleh, Thamer Jasim Mohammed, Huda K. Hassan, Shahzad Barghi,“CFD investigation on characteristics of heavy crude oil flow through a horizontal “pipe,Egyptian Journal of Petroleum,Volume 30, Issue 3,(2021)
- [47] Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)” Energía Y Medio Ambiente” [online] 2017 artículo gubernamental disponible en: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/ pozos-productores-de-petroleo-y-gas-asociado>
- [48] Xiaolei Ye, Sivasankar Koppala, Wenwen Qu, Shengming Xu, Libo Zhang, Bingguo Liu, Shenghui Guo, Lu Wang, “New approach to the utilization of microwave thermal energy: Desulfurization and decarburization of spent catalyst via microwave treatment, Powder Technology” vol.338, pp. 764-773,2018. doi:10.1016/j.powtec.2018.07.085)
- [49] Yi-du Hong, Bai-quan Lin, Wen Nie, Chuan-jie Zhu, Zheng Wang, He Li, " Microwave irradiation on pore morphology of coal powder",Vol.227, pp. 434-447,2018.2018.

- [50] Sateesh, Mutyala, Craig Fairbridge, J.R. Jocelyn Paré, Jacqueline M.R. Bélanger, Siau Ng, Randall Hawkins " Microwave applications to oil sands and petroleum: A review ", F.P.T. ,Vol. 91, ,Pages 127-135,2010.
- [51] Numero de pozos de producción de aceite y gas en México, artículo gubernamental disponible en: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/pozos-productores-de-petroleo-y-gas-asociado/resource/fb8eb835-e529-4572-80a3-5b018f6445d5>
- [52] Philippe F. Weck¹, Eunja Kim², Yifeng Wang¹, Jessica N. Kruichak¹, Melissa M. Mills¹, Edward N. Matte¹ & Roland J.-M. Pellenq^{3,4,5} "Model representations of kerogen structures: An insight from density functional theory calculations and spectroscopic measurements" (2017)
- [53] SUJEEWA S. PALAYANGODA, QUOC P. NGUYEN "an atr-ftir procedure for quantitative analysis of mineral constituents and kerogen in oil shale" Austin.TX(2012)
- [54] Wang S, Xu Y, Xia K, Tong T, Dynamic Fragmentation of Microwave Irradiated Rock, Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2020.09.003>.
- [55] Comision Nacional de Hidrocarburos (CNH) "ATLAS GEOLÓGICO RECURSOS NO CONVENCIONALES (LUTITA GAS/ACEITE)" artículo gubernamental, disponible en https://hidrocarburos.gob.mx/media/3095/atlas_geologico_no_convencionales_v3.pdf (2018)
- [56] Karla Quintero , Liliana López , Lola De Lima "Espectroscopía infrarroja con transformadas de Fourier - Reflectancia total atenuada (IRTF/RTA) aplicada a la caracterización de crudos y su relación con la gravedad API"(2014)
- [57] Wilson L. Mahene, Charles Gervas , Askwar H Hilonga and Revocatus L Machunda "Synthesis and FTIR Characterization of Mg-Hydroxylapatite Derived from Dolostone with High Dolomite Mineral Content"(2020)
- [58] H.H. Mantsch, P.W. Yang, H.L." Casal, Infrared spectrometry of living systems: current trends and perspectives.,Journal of Molecular Structure" ,Volume 141,(1986)