



UNIVERSIDAD JUÁREZ AUTÓNOMA DE TABASCO

DIVISIÓN ACADÉMICA DE CIENCIAS BIOLÓGICAS

**EVALUACIÓN DE DOS TÉCNICAS DE TRATAMIENTO DE RECORTES DE PERFORACIÓN PARA SU
GESTIÓN Y APROVECHAMIENTO**

TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA, TECNOLOGÍA Y GESTIÓN AMBIENTAL

PRESENTA:
ING. RICARDO ENRIQUE VARGAS GONZÁLEZ

BAJO LA DIRECCIÓN DE:
DR. EDUARDO SALVADOR LÓPEZ HERNANDEZ DACBIOL-UJAT

EN COORDINACIÓN DE:
DR. CARLOS MARIO MORALES BAUTISTA DACB-UJAT

VILLAHERMOSA, TABASCO; OCTUBRE DE 2024

Declaración de Autoría y Originalidad

En la ciudad de Villahermosa, el día 31 del mes Octubre del año 2024, el que suscribe **Ricardo Enrique Vargas González**, alumno del programa de **Maestría en Ingeniería y Tecnología Ambiental** con número de matrícula **212G21004**, adscrito a la **División Académica de Ciencias Biológicas**, de la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco, como autor de la Tesis presentada para la obtención de del grado como **Maestro en Ingeniería, Tecnología y Gestión Ambiental** y titulada **Evaluación de dos técnicas de tratamiento de recortes de perforación para su gestión y aprovechamiento** dirigida por el **Dr. Eduardo López Hernández** y el **Dr. Carlos Mario Morales Bautista**.

DECLARO QUE:

La Tesis es una obra original que no infringe los derechos de propiedad intelectual ni los derechos de propiedad industrial u otros, de acuerdo con el ordenamiento jurídico vigente, en particular, la LEY FEDERAL DEL DERECHO DE AUTOR (Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal del Derecho de Autor del 01 de Julio de 2020 regularizando y aclarando y armonizando las disposiciones legales vigentes sobre la materia), en particular, las disposiciones referidas al derecho de cita.

Del mismo modo, asumo frente a la Universidad cualquier responsabilidad que pudiera derivarse de la autoría o falta de originalidad o contenido de la Tesis presentada de conformidad con el ordenamiento jurídico vigente.

Villahermosa, Tabasco a 31 de Octubre 2024.

Ricardo Enrique Vargas González

Nombre y firma



UNIVERSIDAD JUÁREZ
AUTÓNOMA DE TABASCO

ESTUDIO EN LA DUDA. ACCIÓN EN LA FE



2024
Felipe Carrillo
PUERTO
RECONOCIMIENTO
NACIONAL
MEXICO

DIVISIÓN ACADÉMICA DE CIENCIAS BIOLÓGICAS
DIRECCIÓN

OCTUBRE 09 DE 2024

C. RICARDO ENRIQUE VARGAS GONZÁLEZ
PAS. DE LA MAESTRIA EN INGENIERÍA, TECNOLOGÍA Y
GESTIÓN AMBIENTAL
PRESENTE

En virtud de haber cumplido con lo establecido en los Arts. 80 al 85 del Cap. III del Reglamento de titulación de esta Universidad, tengo a bien comunicarle que se le autoriza la impresión de su Trabajo Recepcional, en la Modalidad de Tesis de Maestría en Ingeniería, Tecnología y Gestión Ambiental titulado: **"EVALUACIÓN DE DOS TÉCNICAS DE TRATAMIENTO DE RECORTES DE PERFORACIÓN PARA SU GESTIÓN Y APROVECHAMIENTO"**, asesorado por el Dr. Eduardo Salvador López Hernández y Dr. Carlos Mario Morales Bautista, sobre el cual sustentará su Examen de Grado, cuyo jurado integrado por la Dra. Sugey Martínez López, Dra. Ana Rosa Rodríguez Luna, Dr. Eduardo Salvador López Hernández y Dr. Carlos Mario Morales Bautista y Dra. Sonia Alejandra Torres Sánchez.

Por lo cual puede proceder a concluir con los trámites finales para fijar la fecha de examen.

Sin otro particular, me es grato enviarle un cordial saludo.

ATENTAMENTE
ESTUDIO EN LA DUDA. ACCIÓN EN LA FE


DR. ARTURO GARRIDO MORA
DIRECTOR

C.c.p.- Expediente del Alumno.
C.c.p.- Archivo

U.A.T.
DIVISIÓN ACADÉMICA
DE CIENCIAS BIOLÓGICAS

DIRECCIÓN



UNIVERSIDAD JUÁREZ
AUTÓNOMA DE TABASCO

"ESTUDIO EN LA DUDA. ACCIÓN EN LA FE"



2024
Felipe Carrillo
PUERTO
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN
MEXICO

DIVISIÓN ACADÉMICA DE CIENCIAS BIOLÓGICAS
DIRECCIÓN

Villahermosa, Tab., a 09 de Octubre de 2024

ASUNTO: Autorización de Modalidad de Titulación

C. LIC. MARIBEL VALENCIA THOMPSON
JEFE DEL DEPTO. DE CERTIFICACIÓN Y TITULACION
DIRECCIÓN DE SERVICIOS ESCOLARES
PRESENTE

Por este conducto y de acuerdo a la solicitud correspondiente por parte del interesado, informo a usted, que en base al reglamento de titulación vigente en esta Universidad, ésta Dirección a mi cargo, autoriza al **C. RICARDO ENRIQUE VARGAS GONZÁLEZ** egresado de la Maestría en **INGENIERÍA, TECNOLOGÍA Y GESTIÓN AMBIENTAL** de la División Académica de **CIENCIAS BIOLÓGICAS** la opción de titularse bajo la modalidad de Tesis de Maestría denominado: "**EVALUACIÓN DE DOS TÉCNICAS DE TRATAMIENTO DE RECORTES DE PERFORACIÓN PARA SU GESTIÓN Y APROVECHAMIENTO**".

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para saludarle afectuosamente.

A T E N T A M E N T E


DR. ARTURO GARRIDO MORA
DIRECTOR DE LA DIVISIÓN ACADÉMICA
DE CIENCIAS BIOLÓGICAS

U.J.A.T.
DIVISIÓN ACADÉMICA
DE CIENCIAS BIOLÓGICAS



DIRECCIÓN

C.c.p. - Expediente Alumno de la División Académica
C.c.p.- Interesado

Carta de Cesión de Derechos

Villahermosa, Tabasco a 31 de Octubre de 2024.

Por medio de la presente manifestamos haber colaborado como AUTOR(A) y/o AUTORES(RAS) en la producción, creación y/o realización de la obra denominada **Evaluación de dos técnicas de tratamiento de recortes de perforación para su gestión y aprovechamiento.**

Con fundamento en el artículo 83 de la Ley Federal del Derecho de Autor y toda vez que, la creación y/o realización de la obra antes mencionada se realizó bajo la comisión de la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco; entendemos y aceptamos el alcance del artículo en mención, de que tenemos el derecho al reconocimiento como autores de la obra, y la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco mantendrá en un 100% la titularidad de los derechos patrimoniales por un período de 20 años sobre la obra en la que colaboramos, por lo anterior, cedemos el derecho patrimonial exclusivo en favor de la Universidad.

COLABORADORES



Ricardo Enrique Vargas González

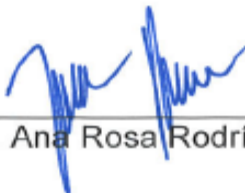
Alumno



Dr. Eduardo López Hernández

Director de Tesis

TESTIGOS



Dr. Ana Rosa Rodríguez Luna



Dra. Sugey Martínez López

Dedicatoria

Primero, quiero agradecer a Dios por permitirme culminar esta gran etapa de mi vida académica.

Así mismo, quiero dedicar el presente trabajo de tesis a mi familia, especialmente a mi madre, Concepción de la Cruz González Guillen, quien siempre ha creído en mí, brindándome su apoyo incondicional. Su amor y confianza ha sido mi mayor motivación para seguir adelante.

De igual manera, a mis directores de tesis; al Dr. Eduardo Salvador López Hernández y al Dr. Carlos Mario, a los miembros del comité de tesis; la Dra. Sonia Alejandra Torres Sánchez, y especialmente a la Dra. Sugey Martínez López, por sus valiosas sugerencias y asesoría, que han enriquecido significativamente esta investigación. Así mismo, al Dr. Roberto Hernández Barajas, Dr. Omar Zavedra, Dr. David Zaleta, la Dra. Verónica Isidra y el Dr. Randy Howards, por sus valiosos aportes a mi formación como Maestro en Ingeniería.

A mis compañeros y amigos de la maestría; Omar, Gisell, Néstor, Ana y Mariela. Así como, a mis compañeros del Laboratorio de Análisis de Suelo e Hidrocarburos; Miss Bety, José María, José Navarro, Betel Ramos, Claudia Navarro, gracias por su compañía, ánimo y por ser una fuente constante de inspiración y apoyo emocional.

Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una forma u otra, han contribuido a la realización de esta tesis; María Jesús de la Cruz Álvarez, a la ingeniera Soraida Fabiola Bocanegra Aguirre, a mi amigo Ángel Alonso Cortez Días, quienes, sin su apoyo, este proyecto no hubiera sido posible. Cada uno de ustedes ha dejado una huella importante en este trabajo, y por ello les estaré eternamente agradecido.

Agradecimientos

Primeramente, quiero agradecer a la División Académica de Ciencias Biológicas – UJAT, por brindarme la oportunidad de cursar la Maestría en Ingeniería Tecnología y Gestión Ambiental. Así mismo, agradezco al cuerpo académico de Investigación socio ambiental para la sustentabilidad Socio ambiental, por su asesoría y apoyo, la cual ha sido invaluable en el desarrollo de este trabajo.

De igual manera, quiero agradecer al Laboratorio de Suelos e Hidrocarburos, a la División Académica de Ciencias Básicas, y al Cuerpo Académico de Química Aplicada a la Gestión Ambiental, perteneciente a la UJAT. Por proporcionar los recursos e infraestructura académica y científica, a través del proyecto financiado por el Fortalecimiento a los Cuerpos Académicos PRODEP, registrado como “Diagnóstico de Impacto Ambiental y de Riesgos Asociados a Actividades Antropogénicas e Industriales en zonas aledañas al bordo Samaria en Cunduacán, Tabasco. México”,

Así mismo, Agradezco al Laboratorio de Materiales Avanzados de la División Académica Multidisciplinaria de Jalpa de Méndez-UJAT, por permitirme el acceso a sus equipos.

También agradezco al Laboratorio Nacional de Nano y Biomateriales del Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional (CINVESTAV-IPN) por permitirme el acceso y uso de sus equipos. De igual manera, agradezco al Dr. Emmanuel Hernández Núñez su valioso apoyo y asesoría durante mi estancia académica en el CINVESTAV.

Agradezco profundamente al Consejo de Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías, por proporcionar los recursos y el entorno necesarios para llevar a cabo esta investigación. Su apoyo financiero a través de la beca asignada al CVU 1069875, ha sido crucial para el desarrollo de este proyecto.



UNIVERSIDAD JUÁREZ
AUTÓNOMA DE TABASCO

"ESTUDIO EN LA DUDA. ACCIÓN EN LA FE"



2024
Felipe Carrillo
PUERTO

DIVISIÓN ACADÉMICA DE CIENCIAS BIOLÓGICAS
DIRECCIÓN

Villahermosa, Tabasco a 08 de octubre de 2024

C. RICARDO ENRIQUE VARGAS GONZÁLEZ
EGRESADO DE LA MAESTRÍA EN INGENIERÍA,
TECNOLOGÍA Y GESTIÓN AMBIENTAL
PRESENTE

En cumplimiento de los lineamientos de la Universidad, y por instrucciones de la Dirección de Posgrado, se implementó la revisión de los trabajos recepcionales (tesis), a través de la plataforma Turnitin iThenticate para evitar el plagio e incrementar la calidad en los procesos académicos y de investigación en esta División Académica. Esta revisión se realizó en correspondencia con el Código de Ética de la Universidad, el Reglamento General de Estudios de Posgrado, el Código Institucional de Ética para la Investigación y con los requerimientos para los posgrados en el SNP-CONAHCYT.

Por este conducto, hago de su conocimiento las observaciones y el reporte de originalidad de su documento de tesis. Con el objetivo de fortalecer y enriquecer el programa de posgrado, se realizó la revisión del documento en la plataforma iThenticate, obteniendo el reporte de originalidad, el índice de similitud y se emitieron las siguientes sugerencias y recomendaciones para dar seguimiento en el documento de tesis del proyecto de investigación: **"Evaluación de dos técnicas de tratamiento de recortes de perforación para su gestión y aprovechamiento"**.

OBSERVACIONES:

1. **El índice de similitud obtenido fue de 08%**, el cual se ubica dentro del estándar de tolerancia de acuerdo a las Políticas y Lineamientos para el uso y manejo del Software Antiplagio de la UJAT.
2. De acuerdo con la revisión, las máximas similitudes con otras fuentes (todas menores al 1%) fueron halladas en textos citados correctamente o bien, se tratan de definiciones de marcos normativos y procedimentales.
3. **Se adjunta el informe de originalidad de la tesis** obtenido a través de la herramienta Turnitin iThenticate.



**UNIVERSIDAD JUÁREZ
AUTÓNOMA DE TABASCO**

"ESTUDIO EN LA DUDA. ACCIÓN EN LA FE"



2024
Felipe Carrillo
PUERTO

**DIVISIÓN ACADÉMICA DE CIENCIAS BIOLÓGICAS
DIRECCIÓN**

4. Finalmente, se le solicita al C. RICARDO ENRIQUE VARGAS GONZÁLEZ, integrar en la versión final de su documento de tesis, este oficio y el informe de originalidad con el porcentaje de similitud de Turnitin iThenticate.

Sin otro particular al cual referirme, aprovecho la oportunidad para enviarle un cordial saludo.

ATENTAMENTE
"ESTUDIO EN LA DUDA. ACCIÓN EN LA FE"


DR. ARTURO GARRIDO MORA
DIRECTOR

U.J.A.T.
DIVISIÓN ACADÉMICA
DE CIENCIAS BIOLÓGICAS



DIRECCIÓN

C.C.P. Archivo

EVALUACIÓN DE DOS TÉCNICAS DE TRATAMIENTO DE RECORTES DE PERFORACIÓN PARA SU GESTIÓN Y APROVECHAMIENTO

INFORME DE ORIGINALIDAD

8%

ÍNDICE DE SIMILITUD

FUENTES PRIMARIAS

1	revistas.ujat.mx Internet	343 palabras — 1%
2	pt.scribd.com Internet	152 palabras — 1%
3	www.apta.com.mx Internet	141 palabras — < 1%
4	docplayer.es Internet	139 palabras — < 1%
5	cdigital.uv.mx Internet	119 palabras — < 1%
6	sedici.unlp.edu.ar Internet	99 palabras — < 1%
7	repositorio.ucv.edu.pe Internet	68 palabras — < 1%
8	www.glossary.oilfield.slb.com Internet	63 palabras — < 1%
9	kipdf.com Internet	62 palabras — < 1%

Índice de Contenido

Capítulo I	2
Introducción	2
Marco teórico	5
I.I - Fluido de perforación	5
I.I.I - Fluido de perforación base agua	6
I.I.II - Fluido de perforación base aceite	6
I.II - Recortes de perforación	7
I.III - Técnicas de tratamiento de recortes de perforación	7
I.IV - Desorción térmica	7
I.IV.I - Condiciones solvotérmicas de la desorción térmica	9
I.V - Oxidación química avanzada	9
I.V.I - Reacción Fenton	9
Antecedentes	11
Justificación	15
Objetivos	16
I.VI - Objetivo general	16
I.VII - Objetivos específicos	16
Capitulo II	17
Metodología	17
I.VIII - Caracterización	17
I.VIII.I - Obtención de muestras	17
I.VIII.II - Extracción de HTP	18
I.VIII.III - Determinación de fracciones de hidrocarburos	18
I.VIII.IV - Identificación Mineralógica	19
I.VIII.V - Identificación de grupos funcionales	19
I.VIII.VI - Cuantificación de hidrocarburos aromáticos	20
I.VIII.VII - Evaluación de la morfología y análisis elemental	20
I.VIII.VIII - Cuantificación de hidrocarburos en lixiviados	20

I.VIII.IX -	Determinación de grados API del hidrocarburo	21
I.VIII.X -	Evaluación de la repelencia al agua	22
I.IX -	Tratamiento por desorción térmica	23
I.IX.I -	Desorción térmica.....	23
I.X -	Tratamiento por reacción de fenton modificado	23
Resultados y discusión		25
I.XI -	Caracterización.....	25
I.XI.I -	Determinación de HTP	25
I.XI.II -	Determinación de fracciones en hidrocarburos	25
I.XI.I -	Identificación mineralógica.....	26
I.XI.I -	Identificación de grupos funcionales	30
I.XI.I -	Cuantificación de hidrocarburos aromáticos	37
I.XI.II -	Evaluación de la morfología.....	38
I.XI.III -	Análisis elemental.....	40
I.XI.IV -	Determinación de grados API del hidrocarburo.....	53
I.XI.V -	Evaluación de la repelencia al agua	61
I.XII -	Tratamiento por desorción térmica	63
I.XII.I -	Identificación mineralógica.....	67
I.XII.II -	Identificación de grupos funcionales	69
I.XII.III -	Evaluación de la morfología.....	76
I.XII.IV -	Análisis Elemental	86
I.XII.V -	Evaluación de la repelencia al agua	87
I.XIII -	Tratamiento por reacción Fenton.....	92
I.XIII.I -	Cuantificación de HTP	92
I.XIII.II -	Identificación mineralógica.....	96
I.XIII.III -	Identificación de grupos funcionales	97
I.XIII.I -	Evaluación de la repelencia al agua	101
I.XIV -	Evaluación de la concentración de hidrocarburos en los lixiviados de las muestras tratadas	102
I.XIV.I -	Desorción térmica.....	104
I.XIV.II -	Reacción fenton.....	106
I.XV -	Regulación	108
Capitulo III		110

Conclusiones generales	110
Perspectivas	112
Referencias	113
Anexos 124	
Abreviaturas.....	132
Anexo 7-. Alojamiento de la Tesis en el repositorio institucional	133

Índice de Figuras

FIGURA 1. UBICACIÓN DE LOS PUNTOS DE GENERACIÓN DE LOS RECORTES DE PERFORACIÓN.....	17
FIGURA 2. CLASIFICACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LA REPELENCIA AL AGUA EVALUADA POR EL MÉTODO DEL MED Y EXPRESADA COMO MOLARIDAD, PROPUESTA POR KING (1981).....	23
FIGURA 3. DIFRACTOGRAMA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	27
FIGURA 4. DIFRACTOGRAMA DE LA MUESTRA AP 1	27
FIGURA 5. DIFRACTOGRAMA DE LA MUESTRA Q14	28
FIGURA 6. DIFRACTOGRAMA DE LA MUESTRA Q6.....	29
FIGURA 7. DIFRACTOGRAMA DE LA MUESTRA Q21	29
FIGURA 8. ESPECTROS INFRARROJOS DE LOS HC EXTRAÍDOS DE LAS MUESTRAS	31
FIGURA 9. PUNTAJE EN ANÁLISIS DE MÍNIMOS CUADRADOS - ANÁLISIS DISCRIMINANTE.....	32
FIGURA 10. DIAGRAMA DE VENN	33
FIGURA 11. DENDOGRAMA DEL ANÁLISIS DE MÍNIMOS CUADRADOS - ANÁLISIS DISCRIMINANTE	33
FIGURA 12. ESPECTROS INFRARROJOS DE LAS MUESTRAS SÓLIDAS.....	35
FIGURA 13. PUNTAJE EN ANÁLISIS DE MÍNIMOS CUADRADOS - ANÁLISIS DISCRIMINANTE.....	36
FIGURA 14. DIAGRAMA DE VENN	37
FIGURA 15. DENDOGRAMA DEL ANÁLISIS DE MÍNIMOS CUADRADOS - ANÁLISIS DISCRIMINANTE	37
FIGURA 16. SEM-EDS DE LAS MUESTRAS PRETRATAMIENTO.....	38
FIGURA 17. CONCENTRACIONES DE ELEMENTOS	42
FIGURA 18. ANÁLISIS ELEMENTAL DE LA ZONA	46
FIGURA 19. DETERMINACIÓN DE °API POR MÉTODO DIRECTO.....	54
FIGURA 20. DETERMINACIÓN DE °API DE MANERA DIRECTA.	55
FIGURA 21. RELACIÓN CANTIDAD DE HIDROCARBURO Y °API DEL MÉTODO INDIRECTO DE LA MUESTRA DE FP.	56
FIGURA 22. RELACIÓN CANTIDAD DE HIDROCARBURO Y °API DEL MÉTODO INDIRECTO Q6.	57
FIGURA 23. RELACIÓN CANTIDAD DE HIDROCARBURO Y °API DEL MÉTODO INDIRECTO AP1. ...	58
FIGURA 24. RELACIÓN CANTIDAD DE HIDROCARBURO Y °API DEL MÉTODO INDIRECTO Q14. ...	59
FIGURA 25. RELACIÓN CANTIDAD DE HIDROCARBURO Y °API DEL MÉTODO INDIRECTO Q21. ...	60
FIGURA 26. CURVA DE REPELENCIA PARA CALCULAR MED 10.....	62
FIGURA 27. CÁLCULO DEL MED 10 EN LA MUESTRA Q14	62
FIGURA 28. CÁLCULO DEL MED 10 DE MUESTRA Q21	63
FIGURA 29. PÉRDIDA EN PESO DE LAS MUESTRAS DURANTE LA DT.....	65
FIGURA 30. CINÉTICA DE DEGRADACIÓN.....	66
FIGURA 31. DISTRIBUCIÓN Y TENDENCIA DE LAS MUESTRAS EN CADA RAMPA	67
FIGURA 32. DIFRACTOGRAMA DE LAS MUESTRAS POST DESORCIÓN TÉRMICA.....	68

FIGURA 33. ESPECTROS IR DE LA FASE LIQUIDA POST DT.....	73
FIGURA 34. ESPECTROS IR DE LA FASE SÓLIDA DE LAS MUESTRAS	74
FIGURA 35. MORFOLOGÍA DE LAS MUESTRAS AP1 POST DESORCIÓN TÉRMICA.....	76
FIGURA 36. MORFOLOGÍA DE LAS MUESTRAS Q6 POST DESORCIÓN TÉRMICA.....	79
FIGURA 37. MORFOLOGÍA DE LAS MUESTRAS Q21 POST DESORCIÓN TÉRMICA.....	81
FIGURA 38. MORFOLOGÍA DE LAS MUESTRAS Q14 POST DESORCIÓN TÉRMICA	83
FIGURA 39. ANÁLISIS ELEMENTAL DE LAS MUESTRAS POST DT.....	87
FIGURA 40. CURVAS PARA CALCULAR EL MED 10 POST DT	90
FIGURA 41. CONCENTRACIÓN DE HTP POST OQ.....	92
FIGURA 42. FRACCIONES DE HC EN LAS MUESTRAS POST OQ	93
FIGURA 43. DIFRACTOGRAMA DE LA FASE SOLIDA DE LAS MUESTRAS POSTERIOR A LA OQ... 96	
FIGURA 44. GRUPOS FUNCIONALES EN LAS FASES LÍQUIDAS DE LAS MUESTRAS POST OQ ... 98	
FIGURA 45. GRUPOS FUNCIONALES EN LAS FASES LÍQUIDAS DE LAS MUESTRAS POST OQ .. 100	
FIGURA 46. CURVAS PARA CALCULAR EL MED 10 POST OQ	101
FIGURA 47. CÁLCULO DE MED 10 EN LAS MUESTRAS POST OQ.....	102
FIGURA 48. LONGITUD DE ONDA DE HC	103
FIGURA 49. CURVA DE CALIBRACIÓN PARA HC PESADO.....	104
FIGURA 50. LIXIVIACIÓN POST DT	106
FIGURA 51. LIXIVIACIÓN EN MUESTRAS POST OQ.....	107
FIGURA 52. EXTRACCIÓN DE HTP POR MÉTODO SOXHLET	124
FIGURA 53. CROMATOGRAFÍA EN COLUMNA SARA.....	124
FIGURA 54. FRACCIONES SARA.....	125
FIGURA 55. EQUIPO DE DRX D2 PHASER	125
FIGURA 56. PORTA MUESTRA DE DRX.....	126
FIGURA 57. EQUIPO NICOLE IS5.....	126
FIGURA 58. ESPECTRÓMETRO DE FLUORESCENCIA.....	127
FIGURA 59. EQUIPO FE SEM-EDS	127
FIGURA 60. PECT DE LAS MUESTRAS.....	128
FIGURA 61. EXTRACCIÓN LÍQUIDO-LÍQUIDO.....	128
FIGURA 62. EQUIPO UV-VIS.....	129
FIGURA 63. MEDICIÓN DE GRAVEDAD API DE FORMA INDIRECTA.....	129
FIGURA 64. REPELENCIA EN UNA MUESTRA	130
FIGURA 65. MUESTRAS EN TRATAMIENTO.....	130
FIGURA 66. EQUIPO FURNACE 6000	131
FIGURA 67. REACTOR PARA REACCIÓN FENTÓN MODIFICADO.....	131

Índice de Tablas

TABLA 1. COORDENADAS DE LA UBICACIÓN EN GRADOS DECIMALES DE LOS SITIOS MUESTREADOS	17
TABLA 2. SOLVENTES DE EXTRACCIÓN POR FRACCIÓN.....	19
TABLA 3. PRUEBA CINÉTICA DE LABORATORIO.....	24
TABLA 4. CONCENTRACIÓN DE HTP EN LAS MUESTRAS.....	25
TABLA 5. FRACCIÓN SARA DE LAS MUESTRAS.....	26
TABLA 6. CONCENTRACIÓN DE HC AROMÁTICOS	38
TABLA 7. CONCENTRACIONES Y PORCENTAJES DE METALES POR PUNTO DE MUESTREO DE LA CARTA HUIMANGUILLO E15_8.....	47
TABLA 8. CONCENTRACIONES Y PORCENTAJE DE METALES EN LOS PUNTOS DE LA CARTA FRONTERA E_15_5	49
TABLA 9. MINERALES PRESENTES EN LAS MUESTRAS Y SU ORIGEN	51
TABLA 10. DATOS DEL MÉTODO DIRECTO	53
TABLA 11. DATOS DEL MÉTODO INDIRECTO DE LA MUESTRA FP.....	56

TABLA 12. DATOS DEL MÉTODO INDIRECTO DE LA MUESTRA QUESQUI 6.....	57
TABLA 13. DATOS DEL MÉTODO INDIRECTO DE LA MUESTRA APCATIL 1.....	58
TABLA 14. DATOS DEL MÉTODO INDIRECTO DE LA MUESTRA Q14.....	59
TABLA 15. DATOS DEL MÉTODO INDIRECTO DE LA MUESTRA Q21.....	60
TABLA 16. °API CALCULADOS PARA CADA MUESTRA.....	61
TABLA 17. VALORES DE MED 10 PARA LAS MUESTRAS ANTES DE LOS TRATAMIENTOS.....	63
TABLA 18. REPELENCIA TEÓRICA POST DT.....	70
TABLA 19. CÁLCULO DE MED 10 EN LAS MUESTRAS POST DT.....	89
TABLA 20. CONCENTRACIÓN DE HIDROCARBUROS EN LIXIVIADOS.....	104
TABLA 21. CONCENTRACIÓN DE HTP EN LIXIVIADOS.....	105
TABLA 22. CONCENTRACIÓN DE HTP EN LIXIVIADOS.....	107

Índice de Ecuaciones

ECUACIÓN 1. DENSIDAD ESPECIFICA.....	22
ECUACIÓN 2. DENSIDAD °API.....	22
ECUACIÓN 3. DETERMINACIÓN DE °API.....	22
ECUACIÓN 4. CÁLCULO DE LOS °API MÉTODO DIRECTO.....	54
ECUACIÓN 5. FÓRMULA GENERAL PARA CALCULAR °API.....	55
ECUACIÓN 6. FÓRMULA PARA CALCULAR °API REALES.....	55
ECUACIÓN 7. DETERMINACIÓN DE °API POR MÉTODO INDIRECTO PARA LA MUESTRA FP.....	56
ECUACIÓN 8. DETERMINACIÓN DE °API POR MÉTODO INDIRECTO PARA LA MUESTRA DE Q6.....	58
ECUACIÓN 9. DETERMINACIÓN DE °API POR MÉTODO INDIRECTO PARA LA MUESTRA DE AP1.....	59
ECUACIÓN 10. DETERMINACIÓN DE °API POR MÉTODO INDIRECTO PARA LA MUESTRA DE Q14.....	60
ECUACIÓN 11. DETERMINACIÓN DE °API POR MÉTODO INDIRECTO PARA LA MUESTRA DE Q21.....	61
ECUACIÓN 12. CÁLCULO DE IRAP.....	70
ECUACIÓN 13. FÓRMULA PARA DETERMINAR °API EN FUNCIÓN DEL IRAP.....	70

Evaluación de dos técnicas de tratamiento de recortes de perforación para su gestión y aprovechamiento.

Resumen

Se sometieron a tratamiento por desorción térmica y Oxidación química avanzada cuatro muestras de recortes de perforación base aceite, obtenidas de la perforación de diferentes pozos petroleros. Con la finalidad de instaurar nuevas alternativas de tratamiento para este tipo de residuos, generados durante el proceso de perforación. Así mismo, se identificaron las características físicas y químicas de los recortes de perforación y establecer las diferencias que existen entre ellos. Además, se establecieron parámetros de operación y aprovechamiento, y se evaluó el potencial de lixiviación de los hidrocarburos. Las muestras fueron analizadas mediante cromatografía en columna, FTIR, DRX, SEM-EDS, °API, repelencia y extracto PECT. Como resultado, se observaron diferencias mineralógicas entre las muestras, asociadas a las características del proceso de perforación, mientras que los compuestos orgánicos e inorgánicos presentaron algunas similitudes. Estas diferencias influyeron en los porcentajes de remoción de HC y en la repelencia de cada muestra en los diferentes tratamientos. Finalmente, se obtuvieron concentraciones de hidrocarburos totales de petróleo (HTP) en lixiviados, todas por debajo de los límites establecidos por la normativa.

Abstrac

Four samples of oil-based drill cuttings obtained from the drilling of different oil wells were subjected to treatment by thermal desorption and advanced chemical oxidation. With the purpose of establishing new treatment alternatives for this type of waste, generated during the drilling process. Likewise, the physical and chemical characteristics of the drill cuttings were identified and the differences between them were established. In addition, operating and utilization parameters were established, and the hydrocarbon leaching potential was evaluated. The samples were analyzed by column chromatography, FTIR, XRD, SEM-EDS, °API, repellency and PECT extract. As a result, mineralogical differences were observed between samples, associated with the characteristics of the drilling process while organic and inorganic compounds showed some similarities. These differences

influenced the HC removal percentages and the repellency of each sample in the different treatments. Finally, concentrations of total petroleum hydrocarbons (TPH) in leachates were obtained, all below the limits established by the regulations.

Palabras claves: Recortes de perforación, Desorción térmica, Oxidación química.

Capítulo I

Introducción

En los últimos años, a nivel internacional se han generado importantes cantidades de residuos impregnados con hidrocarburos producidos en los procesos de extracción, transporte, almacenamiento y refinado del petróleo (Zhao et al., 2018), como consecuencia del papel fundamental que desempeña la industria del petróleo y gas en la satisfacción de la demanda energética mundial, las cuales representan el 31% y el 23% del suministro total, respectivamente (Abdul-Wahab et al., 2020). En México, la extracción de los recursos energéticos y los residuos generados en su proceso han cobrado importancia, debido a las reformas de ley realizadas en el sector energético y a la política energética actual del gobierno (Romo, 2016), la cual contempla actividades de producción que corresponden principalmente a trabajos de perforación de pozos (Oropeza, 2006; Geromino & Vasques, 2017).

Durante el proceso de perforación se generan los recortes de perforación, producto de la perforación rotativa (Alves & Petri Júnior, 2021). Estos recortes, son los principales residuos generados durante la exploración y producción hidrocarburos, y su impacto al medio ambiente se puede determinar por sus propiedades físicas y químicas, (Guancheng Jiang et al., 2022; Sharafaddin & Onutu, 2021) ya que contienen sustancias cancerígenas y tóxicas persistentes, que son peligrosas para los micro y macroorganismos, así como para los seres humanos (Babaei et al., 2020), las cuales pueden provocar efectos toxicológicos agudos, a través de la migración de los contaminantes en la matriz ambiental (Abdul-Wahab et al., 2020; Q. Xu et al., 2023). Entre estos compuestos cancerígenos destacan; los metales pesados como el plomo (Pb), mercurio (Hg), cadmio (Cd), zinc (Zn), cromo (Cr), aluminio (Al), arsénico (As), níquel (Ni) y cobre (Cu) (Okoro

et al., 2020), así como contaminantes orgánicos e hidrocarburos, (Cui et al., 2021; Q. Xu et al., 2024), presentes principalmente en los fluidos de perforación (Interiano-López et al., 2019; Rodríguez-López et al., 2021) y específicamente hidrocarburos policíclicos aromáticos (HAP's) y compuestos de la serie del benceno (BTEX) (M. Wang & Yucheng, 2023; Xie et al., 2021).

A nivel global se han implementado diferentes normativas y directrices entorno al manejo integral de los recortes de perforación como residuos peligrosos, tomando en cuenta diferentes criterios para una disposición segura como la son; Persistencia, Capacidad de bioacumulación, Toxicidad (Huang et al., 2018). En este sentido, la Directiva Europea de Residuos ha clasificado los recortes de perforación base aceite sin tratar, como residuos peligrosos (G. Hu, et al., 2021; Xie et al., 2021), así como el convenio de Oslo y París (OSPAR) (Cui et al., 2021). Por su parte, La Agencia de Protección del Medio Ambiente de Estados Unidos (USEPA) clasifica a los recortes de perforación de base aceite como contaminante prioritario y China los incluyó en la "Dirección de Residuos Peligrosos Nacionales (Versión, 2021)" en la categoría HW08 (Y. Hu et al., 2022).

En México, no se cuenta con el marco regulatorio necesario para el manejo y tratamiento de los recortes de perforación. Actualmente los recortes de perforación están clasificados como Residuos de Manejo Especial de acuerdo con la NOM-001-ASEA-2019 (DOF, 2019), lo que genera una contradicción en la normatividad, ya que la NOM-052-SEMARNAT-2005 establece que los residuos peligrosos son aquellas sustancias químicas que poseen por lo menos una de las siguientes características; Corrosividad, Reactividad, Explosividad, Toxicidad, Inflamabilidad o que contengan agentes Biológicos infecciosos (CRETIB) (DOF, 2006), teniendo como consecuencia un problema de gestión de los recortes de perforación como residuos; debido al volumen generado, al contenido de contaminantes y sus características, ocasionando que adquieran un alto potencial contaminante cuando no son gestionados adecuadamente (Olasanmi & Thring, 2020; Yan et al., 2011), principalmente porque en México en 2017 se dispusieron 50,800 toneladas de recortes de perforación, de acuerdo con el diagnóstico Básico para la Gestión Integral de los Residuos de la SEMARNAT (SEMARNAT, 2020) y para 2019 ya

se habían generado 370 mil toneladas de recortes provenientes de esta actividad (Rodríguez-López et al., 2021).

Aunque existen diversas tecnologías para tratar estos residuos, debido su cantidad de generación, estos son tratados principalmente por desorción térmica o por estabilización física-química (Oropeza, 2006; Geromino & Vasques, 2017). Sin embargo, se han encontrado diferentes problemáticas en las remociones, debido a que la composición química inorgánica de estos recortes, que está en principio definida por la geología que rodea al pozo y al yacimiento (Abdul-Wahab et al., 2020; Williamson, 2013).

En estos términos, una de las tecnologías más empleadas en el sureste mexicano es la desorción térmica, cuyo fundamento consiste principalmente en colocar el material contaminado en unidades fijas o portátiles, donde se aplica un proceso no oxidativo que utiliza calor (alta y baja temperatura, dependiendo del contaminante) para desorber/volatilizar los hidrocarburos de la matriz sólida (recorte) recuperando sólidos limpios, con bajo o sin remanente de HC, vapor de agua y las fracciones volátiles provenientes del sólido contaminado. Estas fases deben ser caracterizadas química y biológicamente para su disposición final (Infante, 2021).

Por otra parte, una alternativa práctica es la oxidación de compuestos orgánicos por oxidación química. Los procesos de oxidación química avanzados implican la producción de radicales altamente reactivos, como los radicales hidroxilos, que tienen la capacidad de oxidar casi todas las moléculas orgánicas complejas en moléculas más pequeñas (Gharaee et al., 2019; Q. Xu et al., 2024). Una forma sencilla de generar radical hidroxilo es utilizar la descomposición catalizada por un agente quelante como el hierro (Fe^{2+}) de peróxido de hidrogeno (H_2O_2) en un medio ácido, conocida como reacción de Fenton (Villa et al., 2010).

Sin embargo, aunque en la literatura se mencionan tratamientos de lodos impregnados con hidrocarburos con procesos de oxidación química como el método fenton (Tapia, 2016), existen muy pocos trabajos que contemple las características del sólido

(mineralogía) como factores que influyan dentro del tratamiento fenton o fenton modificado (Gan et al., 2009). Es por esta razón, que en el presente trabajo se busca analizar los diferentes resultados en el tratamiento de los recortes de perforación provenientes de la perforación de pozos en los activos petroleros de la región sur de México, y comparar dichos resultados que se obtendrán de la aplicación de los tratamientos de desorción térmica y oxidación química por foto-fenton (fenton modificado).

Para esto, se caracterizaron recortes de perforación de base aceite, con el objetivo de identificar los diferentes componentes contaminantes y posteriormente, serán clasificados de acuerdo con sus propiedades, para tratarlos a diferentes temperaturas simulando la desorción térmica y conocer en cada proceso el cambio en sus características físicas y químicas, y con esto poder establecer la factibilidad de cada proceso. Para el tratamiento foto-fenton, se utilizarán las mismas muestras, pero a diferencia del tratamiento térmico, estas serán sometidas a radiaciones UV para propiciar las condiciones foto catalíticas que promuevan la oxidación de los hidrocarburos.

Marco teórico

I.1 - Fluido de perforación

En los procesos de extracción de hidrocarburos se usan fluidos (lodos) de perforación, (Cook et al., 2012), los cuales constituyen una parte esencial en las operaciones de perforación de pozos de petróleo y gas (Carolina et al., 2019) y tiene como principio la emulsificación de gotas de agua y aceites sintéticos (n-parafina, olefina, éster, etc.) que funcionan como aditivos con el fin de ajustar las características fisicoquímicas de los fluidos de perforación en cada proceso (Alves & Petri Júnior, 2021). Estos fluidos se componen de una fase continua, que es líquida, y una fase discontinua constituida por sólidos. En ocasiones, también presenta una fase gaseosa; ya sea por diseño o como resultado del arrastre de gas de formación (Williamson, 2013). La fase continua puede ser utilizada para clasificar los tipos de fluidos, por lo tanto, existen diferentes tipos de fluidos como; el fluido a base de sintéticos, el fluido a base de neumáticos (gaseosos o

no acuosos) (Sharafaddin & Onutu, 2021) fluido base agua y base aceite como se les conoce comúnmente (Calderón & Giraldo, 2020).

Entre las principales funciones del fluido de perforación, se conocen; El control de las presiones de formación, remoción de los recortes del pozo, enfriamiento y lubricación de la barrena, transmisión de la energía hidráulica a la barrena y a las herramientas de fondo de pozo, Mantenimiento de la estabilidad del pozo, circulación (Williamson, 2013), también permite mantener la sarta de perforación y sus tuberías en suspensión, ya que sirve de medio para operaciones de registro eléctrico, ya que estos evitan que no cause una erosión física ni química en las paredes del pozo y la transmisión de fuerza hidráulica hacia la broca (Sierra, 2000).

I.I.I - Fluido de perforación base agua

Los fluidos base agua son los más comunes, se componen de una mezcla de arcillas, agua y de estabilizadores de arcillas (inhibidores) que incluyen muchos componentes. Generalmente son considerados alcalinos, debido a su pH, normalmente entre 7.5 y 11.5 (Méndez et al., 2007). Algunas de las clases de arcillas usadas para la elaboración de los fluidos de perforación son la bentonita y la hectorita (arcillas en forma de placa) y la atapulgita y la sepiolita (arcillas en forma de vara) (García et al., 2013).

I.I.II - Fluido de perforación base aceite

Son fluidos donde la fase continua contiene aceite (petróleo, gasóleo, etc.) y el agua en forma de gotas la fase discontinua, ya que se encuentran emulsificadas dentro del aceite. Se utiliza en situaciones donde se requiere alta estabilidad y capacidad de amortiguamiento de las presiones en las perforaciones, en pozos perforados a grandes profundidades y con altas temperaturas, siendo los más costosos por sus constituyentes (Hernández Trejo, 2010). La fase sólida contiene densificantes y la fase química se compone de surfactantes y/o emulsificantes. Se le denomina lodo base aceite si su contenido de agua es de 1% a 15% y se le denomina emulsión inversa con un contenido de agua de 15% a 50% (Calderón Erazo & Giraldo Raigoza, 2020).

I.II - Recortes de perforación

Los recortes de perforación son fragmentos de roca desprendidos de las paredes del pozo, generados a partir del pazo de la barrena por las formaciones como resultado del mismo proceso de perforación del pozo, y se encuentran impregnados con fluidos de perforación, el cual es bombeado a través de la tubería de perforación hacia el fondo del pozo para suspender los recortes en la fase móvil y transportarlos de vuelta a la superficie donde son recuperados (Hu et al., 2021; Interiano-López et al., 2019).

I.III - Técnicas de tratamiento de recortes de perforación

En función de la normativa nacional, los lodos de perforación generados durante la fase de producción de la extracción de hidrocarburos pueden verterse directamente en el medio marino, reciclarse, ser reinyectados, o pueden ser enviados a la costa para su eliminación en tierra (Cui et al., 2021).

En la actualidad los tratamientos usados para el tratamiento de recortes de perforación están enfocados en disminuir en gran cantidad sus contaminantes y así tener un confinamiento seguro. En México se han adoptado técnicas por tratamiento térmico como la desorción térmica (Vargas, 2015).

I.IV - Desorción térmica

Es el proceso básico de remediación que consiste en el calentamiento (directo o indirecto) de la matriz ambiental contaminada a una temperatura al vacío o en gas portador, para separar los contaminantes volátiles/semivolátiles objetivo del medio (Falciglia et al., 2020) y puede ser de forma in situ o de forma ex situ, dependiendo de cómo sea inducida térmicamente (Pizarro et al., 2017). La técnica in situ, se basa en el uso de sistemas que propician la transferencia de calor desde un equipo determinado, y estratégicamente colocado en el suelo contaminado. Por otra parte, el tratamiento ex situ consiste en someter el suelo a diferentes rangos de temperatura de volatilización dentro de un horno (Q. Xu et al., 2023). Entre los equipos utilizados en la desorción térmica ex

situ encontramos; el secador de tambor rotatorio (STR), el secador de tipo tornillo (STT) y el limpiador termo mecánico de recortes (LTRP) (G. Hu, Liu, Rana, et al., 2021).

El medio contaminado se calienta típicamente a temperaturas entre 150°C y 550°C, haciendo que el calor acelere la liberación y el transporte de contaminantes a través del suelo, para luego ser dirigidos hasta un sistema de tratamiento de gases con el uso de un gas transportador o un sistema de vacío (Kim, 2005). El calentamiento dentro del horno puede ser convectivo, conductivo o radiactivo (Pizarro et al., 2017).

En comparación con otros tratamientos térmicos que implican la destrucción de hidrocarburos y la modificación de suelos, como la incineración (600-1000 C°) y la vitrificación (1000-2000 C°), el tratamiento térmico ex situ lo clasificamos en dos tipos (Li et al., 2020):

1. Desorción térmica de alta temperatura (DTAT): Es una tecnología de gran escala en el cual los desechos son expuestos a la fuente de calor que abarca temperaturas entre 320° y 560°C (Barreto & Reyna, 2020).
2. Desorción térmica de baja temperatura (DTBT): El sólido contaminado es sometido a diferentes rampas de calor que comprenden temperaturas de 90° a 320°C, esto permite que el suelo retenga sus propiedades físicas y sus componentes orgánicos, lo que hace posible que pueda conservar su capacidad para soportar futura actividad biológica (Fundación Chile, 2019).

La U.S. EPA, 2003 citado por Kim, (2005) menciona que el desempeño del sistema se mide usualmente a través de la comparación de los niveles de los contaminantes en el sólido sin tratar con aquellos en el sólido procesado.

Esta tecnología, principalmente empleada a altas temperaturas, tiene una alta eficiencia de eliminación del contaminante y los tiempos requeridos para la remediación del suelo son muy cortos, lo que justifica su empleo en determinados casos (Pizarro et al., 2017).

I.IV.I - Condiciones solvotérmicas de la desorción térmica

Las condiciones solvotérmicas de la desorción térmica se determinan mediante el estudio del recorte de perforación, dado que no todos los recortes presentan características o compuestos semejantes y estos al ser diferentes hace que se generen condiciones distintas a la cual la desorción térmica es ajustada en sus rampas de calor para el tipo de recorte de perforación a ser tratado (Méndez et al., 2013), en este sentido, podemos afirmar que el proceso de desorción y el mecanismo de desorción tienen una fuerte relación con las estructuras de los lodos y los componentes del petróleo; influyendo de manera directa en la eficiencia de desorción y a las tasas de remoción (M. Wang et al., 2023; Zhao et al., 2018).

I.V - Oxidación química avanzada

Las técnicas de oxidación química se basan en la adición de oxidantes fuertes para producir la degradación de contaminantes recalcitrantes presentes en aguas o suelos en especies químicas menos dañinas o idealmente, en dióxido de carbono y agua. (Peluffo, 2016) Idealmente la generación de radicales se realiza a partir de oxígeno, agua oxigenada y catalizadores soportados, por lo que los subproductos de reacción son únicamente agua y dióxido de carbono (Bes et al., 2016). Entre los oxidantes químicos más utilizados se encuentran el peróxido de hidrógeno, el persulfato de sodio, el permanganato de potasio y el ozono (Peluffo, 2016).

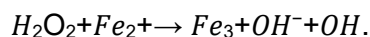
La oxidación química no solo puede descomponer los contaminantes objetivo, sino también reducir la toxicidad asociada con los ingredientes y agentes activos de la formulación, siendo un pretratamiento eficaz para reducir la toxicidad general de los contaminantes a los microorganismos (Gong, 2012).

I.V.I - Reacción Fenton

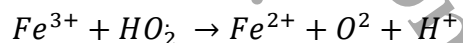
El Método Fenton ha sido usado como proceso de oxidación de contaminantes orgánicos desde 1960 (Páez Hoffmann, 2019). Inicialmente la reacción Fenton se usó en el

tratamiento de aguas residuales. Luego de verificar la efectividad de este en aguas residuales, se realizaron investigaciones en suelos contaminados con hidrocarburos (Barbosa & Melo, 2020), y debido su alta eficiencia ha sido aplicado en el tratamiento de suelos contaminados con HAP's (Páez, 2019), siendo un sistema de remediación atractiva en vista de su eficacia para oxidar rápidamente contaminantes orgánicos refractarios y la facilidad de implementación para transformar contaminantes no biodegradables y recalcitrantes en productos finales inocuos (Venny et al., 2012).

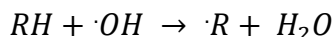
En la reacción clásica de Fenton, el peróxido de hidrógeno diluido (H_2O_2) (0.03% p / v) reacciona con iones ferrosos (Fe^{2+}) en una solución homogénea produciendo el radical hidroxilo ($OH\cdot$) e ión férrico (Fe^{3+}) (Yap et al., 2011) como se muestra en la siguiente ecuación:



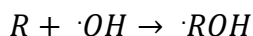
Para regenerar Fe^{2+} a partir de Fe^{3+} , las solución debe acidificarse a pH <5 para catalizar la reacción (Yang et al., 2021; Yap et al., 2011) como se muestra a continuación en la ecuación:



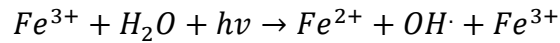
Los radicales hidroxilos inestables formados se utilizan para degradar compuestos orgánicos (RH o R) ya sea por abstracción de hidrógeno (Adhami et al., 2021):



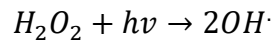
O por adición de hidroxilos (Gan et al., 2009):



La aplicación de luz ultravioleta ($\lambda < 600$ nm) resulta en la aplicación del proceso foto-Fenton con cadenas de reacciones ilustradas a continuación:



Este método contribuye a la regeneración de radicales en varios pasos elementales del mecanismo de reacción. Además, el peróxido de hidrógeno puede producir dos radicales hidroxilos iniciados por la luz ultravioleta (Gharaee et al., 2019), según la siguiente reacción:



Antecedentes

La necesidad del tratamiento de recortes de perforación surgió por primera vez a mediados de 1990, debido a que se deseaba tener una descarga de sólidos más limpia para mantener las normas regulatorias dentro del margen de tolerancia (Chávez et al., 2006). En este sentido, diferentes trabajos se han enfocado en el tratamiento, remediación y acondicionamiento de los recortes de perforación para su coprocesamiento, reutilización o confinamiento, por lo que el estudio del potencial contaminante de los residuos producidos en la industria petrolera despertó el interés entre los investigadores, principalmente por la complejidad en su tratamiento para cumplir con la legislación, siendo esta la principal razón para estudiar diferentes tecnologías que permitan el tratamiento de grandes volúmenes de este residuo y con una alta efectividad en la reducción de su potencial contaminante.

Emeka & Joel, (2021) Realizaron un proceso de Desorción Térmica (DT) para tratar los recortes de perforación de base aceite, y medir la eficiencia de la DT al emplearla a bajas temperaturas (350°C – 400°C) durante un tiempo de tratamiento de 10-40 minutos. Los resultados demostraron que los compuestos orgánicos que comprenden benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX) disminuyeron de 0,7 mg/kg antes del tratamiento a 0,012 mg/kg después del tratamiento y los Hidrocarburos Totales de petróleo (HTP) se redujeron de 1407,8 mg/kg a 87,73mg/kg. De igual manera, se observó una reducción en la concentración los metales pesados como; Arsénico, Cadmio, Vanadio y Bario, los

cuales se redujeron de 0,12mg/kg a 0,07mg/kg, de 1,5mg/kg a 0,89 mg/kg, de 1,03mg/kg a 0,23mg/kg y de 0,42 a 0,23mg/kg antes y después del tratamiento térmico respectivamente. El cromo, níquel, cobre, plomo y el zinc disminuyeron de 28,93 mg/kg a 4,36 mg/kg, de 21,59 mg/kg a 4,78 mg/kg y de 12,97 mg/kg a 7,17 mg/kg, 58,13 mg/kg a 4,09 mg/kg y de 46,77 mg/kg a 35,33 mg/kg antes y después del tratamiento, respectivamente. Por todo lo anterior, concluyeron que el proceso DT tiene una alta eficiencia para el tratamiento de los contaminantes de los recortes de perforación.

Por su parte, Chukwuma et al., (2020) aplicaron un tratamiento por desorción térmica de baja temperatura (350°C) con el objetivo de evaluar la proporción del contenido de aceite a la temperatura de tratamiento para minimizar cualquier riesgo medioambiental en la eliminación de residuos de perforación. Se observó un contenido de aceite residual en las cinco muestras tratadas; de 0,2%, 0,4%, 0,8%, 0,2% y 0,4% para las muestras A, B, C, D y E, respectivamente, concluyendo que las muestras si cumplieron con el criterio de remediación de <1%, agregando que se recuperó parte del aceite volatilizado y el cual pudo ser reutilizado para la reformulación de fluidos de perforación.

Por otra parte, Y. Liu et al., (2020) demostraron que al tratar los recortes de perforación con un contenido de aceite residual entre 60-90%, un tiempo de residencia de 35-55 minutos y una temperatura de tratamiento de 350°C – 550°C, se logró alcanzar un porcentaje de 0.03% de aceite residual en la muestra de recorte de perforación, ahorrando un 17.45% de energía en el proceso. Además, Araka et al., (2019) Trataron los recortes de perforación de base aceite previamente tratados con un proceso de desorción térmica a baja temperatura, con el fin de reducir los contaminantes orgánicos hasta un nivel que garantice el cumplimiento de la legislación, con el objetivo de reutilizarlos en la construcción de ladrillos, a través de un proceso de solidificación y estabilización con cemento, seguido de una evaluación de lixiviación química, así como la determinación de la microestructura superficial, la composición elemental y la evaluación de las cantidades de metales pesados y de hidrocarburos totales de petróleo (HTP) lixiviados. Estos autores encontraron valores inferiores a los valores reglamentarios en los residuos solidificados en materia de metales pesados (Araka et al., 2019).

De manera similar, Liu et al., (2019) demostraron la aplicabilidad de la Desorción Térmica (DT) en la remediación de recortes de perforación base aceite. Investigaron los impactos de la Desorción Térmica de Baja Temperatura (DTBT) en las características del suelo; para desarrollar modelos cinéticos que permitieron examinar la desorción de las fracciones de Hidrocarburos de petróleo (HCP) de los recortes de perforación bajo diferentes condiciones de la DTBT, evaluando las influencias de la temperatura de tratamiento, la duración del tratamiento, la relación de la mezcla arena/recorte y el contenido inicial de hidrocarburos de petróleo totales (TPH) en la eficiencia de desorción térmica.

Por otro lado, Ismirlian, (2018) realizó evaluaciones de diferentes métodos de tratamiento para recortes de perforación de base aceite de pozos petroleros en Argentina, donde la desorción térmica permitió que los hidrocarburos (HC) volátiles y semivolátiles pudieran ser separados del recorte, agregando que el tipo de recorte debía de ser grueso y con un bajo contenido de arcillas, permitiendo un contenido de humedad del 10 % al 20% alcanzando una eficiencia del 95 % al 99.9% de remoción de hidrocarburos. Otros autores, mencionan que los procesos de oxidación química cuentan con gran avance a nivel mundial y con un panorama alentador, convirtiéndose en una tecnología prometedora y viable para la remediación de contaminantes orgánicos, además de tener ventajas como; una alta eficiencia, relativamente poco tiempo para la remediación, bajo costo y aplicación a una variedad de concentraciones de contaminantes (Li et al., 2019).

En otro estudio elaborado por Rocha et al., (2012) demostraron que el tratamiento de oxidación fotoquímica (foto-fenton) de suelos contaminados con petróleo pudo lograr altos niveles de remoción de Compuestos Orgánicos Totales (COT) alcanzando aproximadamente 50% de eliminación de COT al final del tiempo de reacción. El uso de luz UV-A promovió mayor eliminación de COT que las otras fuentes de irradiación, aumentando cerca de 17 y 10 % la eliminación de COT entre las 6 y 12 horas de tratamiento, en comparación a la luz UV-C y visible, respectivamente. El tratamiento con luz UV-A produjo una mayor remoción de COT que otras fuentes de irradiación y no fue necesaria la adición de un catalizador externo (Fe), lo que simplificaría el tratamiento ya

que solo sería obligatoria la adición de peróxido de hidrógeno.

De igual manera Luo et al., (2018) Desarrollaron un método de remediación de suelos basado en el proceso foto-fenton de estado sólido para la remediación de suelos contaminados con fenantreno. Ya que el proceso de remediación de suelos del reactivo foto-fenton de estado sólido es diferente de los reactivos fenton convencionales homogéneos y heterogéneos utilizaron un Compuesto Mesoporoso de Magnetita y Carbonos Ricos en Carboxilatos (MMCRC) de fabricación propia, el cual sirvió no sólo como aglutinante para conectar las nanopartículas de FeO_4 y formar la estructura de poros del MMCRC, sino también como soporte para solidificar los grupos de carboxilato. Eligieron el fenantreno como modelo para investigar la degradación de HAP's por parte de la MMCRC. Sin utilizar ningún otro agente químico, la MMCRC demostró que puede ser activada por la irradiación de luz visible y liberar O_2 por sí misma para degradar el fenantreno en el suelo a pH circunneutral, lo que hace que el proceso de remediación del suelo sea extremadamente sencillo (Luo et al., 2018).

Por otra parte, Safa & Mehrasbi, (2019) trataron el efluente obtenido del proceso de lavado, por método fenton modificado específicamente por foto-fenton, lo cual permitió disminuir la concentración de HTP presentes en el efluente proveniente del lavado de suelo. Así mismo, existen estudios donde se emplean diferentes combinaciones de tratamientos en conjunto con la reacción fenton y foto-fenton, como lo es la aplicación de la bioestimulación y oxidación de Fenton modificado (Gong, 2012; Venny et al., 2012), la utilización de surfactantes en combinación con el lavado de suelo y reacción Fenton para el tratamiento de suelos contaminados por hidrocarburos (Huguenot et al., 2015) e incluso una comparación entre la eficiencia de diferentes tipos de tratamientos Fenton modificados Sono-Fenton, Photo-Fenton y Sono-Photo-Fenton (Gharaee et al., 2019).

Por su parte, Yang et al., (2021) Emplearon la tecnología de separación por demulsificación-oxidación Fenton como una tecnología combinada para tratar los hidrocarburos totales de petróleo (HTP) en recortes de perforación de base aceite. Al realizaron los experimentos, obtuvieron una tasa de eliminación de HTP del 70 % y el 51

% para la tecnología de demulsificación y la tecnología de oxidación Fenton, respectivamente. El ochenta y cinco por ciento de la tasa de eliminación de TPH se obtuvo utilizando tecnología combinada de separación por demulsificación y oxidación Fenton. De igual manera utilizaron múltiples caracterizaciones para analizar las propiedades físicas y químicas de los recortes base aceite tratado. El resultado del patrón DRX indicó que la tecnología de combinación no tuvo un efecto evidente para la fase de estructura de los recortes. Los resultados de FTIR, GC-MS, TG-DTG y SEM se utilizaron para caracterizar los recortes tratados y verificar la relación que existe con la efectividad de las muestras tratadas (Yang et al., 2021).

Justificación

Como parte de la política energética nacional del actual gobierno federal, en el estado de Tabasco se perforan una cantidad considerable de pozos petroleros en los diferentes activos de producción, como estrategia para aumentar la producción petrolera nacional. Este incremento en las actividades de perforación ha provocado que se generen una mayor cantidad de residuos peligrosos, entre los que destacan los recortes de perforación clasificados por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) como Residuos de Manejo Especial; los cuales, generan grandes costos económicos a empresas públicas y privadas, como consecuencia de la dificultad para tratarlos. Resulta de especial atención tratar de manera eficiente los recortes de perforación, ya que estos tienen un alto potencial toxicológico para el ambiente (suelo, agua, aire) y la salud humana, ya que los metales y compuestos orgánicos que lo constituyen pueden lixiviar al medio ambiente, migrando dentro de la matriz ambiental, así como bioacumularse en la flora, la fauna y biomagnificarse en el ser humano, ocasionando efectos carcinogénicos, mutagénicos y teratogénicos en los seres vivos, debido a su composición física y química.

En este contexto, la presente investigación surge de la necesidad de establecer parámetros óptimos de remediación a través de la desorción térmica y el método fenton modificado para el tratamiento de los recortes de perforación, con el propósito de establecer alternativas de remediación para estos residuos. De igual manera, busca

proporcionar información de utilidad para la elaboración e implementación de un marco regulatorio en materia de gestión de los recortes de perforación, así como contribuir en la optimización de los procesos de remediación, incluyendo la disposición final.

Además, debido a que no se cuenta con suficientes estudios que contemplen las características planteadas, el presente trabajo contribuye ampliar la información respecto a la remediación de los recortes de perforación, por lo que aporta nuevos conocimientos que serán útiles no solo en la formación de recursos humanos, también en el sector público y privado que pueden hacer uso de la información en pro de la conservación y la sustentabilidad.

Objetivos

I.VI - Objetivo general

Caracterizar cuatro recortes de perforación provenientes de los diferentes activos de producción del bloque sur, tratados mediante desorción térmica y método foto fenton con el fin de instaurar nuevas alternativas de tratamiento, esto se realizará mediante la determinación de la variación de la composición química de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos (SARA), así como la mineralogía.

I.VII - Objetivos específicos

- I. Identificar las propiedades físicas y químicas de recortes de perforación (testigo) y de recortes provenientes de fuentes distintas para establecer si existe diferencia entre ellos.
- II. Establecer los parámetros de operación y aprovechamiento de la desorción térmica mediante los cambios químicos y mineralógicos presentados en los recortes a bajas temperaturas (90, 180, 270, 320 °C).
- III. Instaurar los parámetros de operación y aprovechamiento de la reacción Fenton mediante los cambios químicos y mineralógicos presentados en los recortes a diferentes concentraciones de peróxido de hidrogeno.
- IV. Evaluar la concentración de hidrocarburos en los lixiviados de las muestras tratadas conforme a la NOM-053-SEMARNAT.

Capítulo II

Metodología

I.VIII - Caracterización

I.VIII.I - Obtención de muestras

Se obtuvieron muestras de recortes de perforación pertenecientes a los activos petroleros de la región sur, ubicados en el municipio de Huimanguillo en el estado de Tabasco, México (Figura 1). Estas muestras, son recortes de perforación (RP) base aceite provenientes de cuatro diferentes pozos (Figura 1) en etapa de perforación; AP1, Q6, Q21, Q14, así como una muestra de fluido de perforación elaborado para el pozo Quesqui 11, ubicados en la zona UTM 15 (Tabla 1).

Figura 1. Ubicación de los puntos de generación de los recortes de perforación

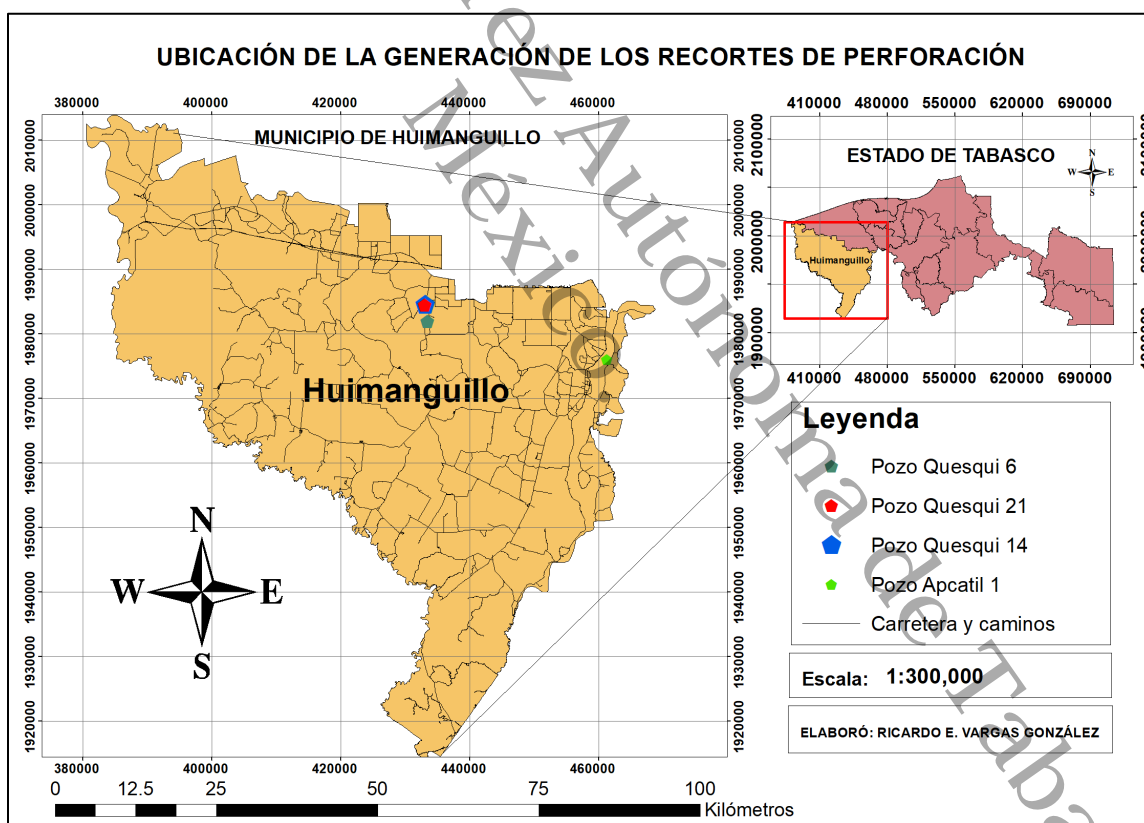


Tabla 1. Coordenadas de la ubicación en grados decimales de los sitios muestreados

Hemisferio	Apcatil 1	Quesqui 6	Quesqui 21	Quesqui 14
Norte	1976022.2	1982068.4	1984466.5	1984541.68
Este	461246.7	433280.5	433032.7	433107.38

I.VIII.II - Extracción de HTP

Debido a que las muestras sólidas no pueden analizarse directamente para determinar el contenido de hidrocarburos en ellas, primero se extrajeron los hidrocarburos de la matriz sólida y de otros compuestos que pueden interferir con el procedimiento analítico (Hamidi et al., 2021). Se realizó la extracción de HTP por el método soxhlet estandarizado en los métodos D5369-93 ASTM, 2003 y los 3540C 1996 y 3541 1994 de la US EPA (Morales-bautista et al., 2019). Primeramente, se expusieron a temperatura ambiente las muestras de recorte de perforación para eliminar la humedad en exceso presente, posteriormente se molió y tamizó 5 g de cada una de las muestras, las cuales fueron empacadas en un cartucho (papel filtro doblado) para ser introducidos en tubo de extracción soxhlet (sifón) (Figura 52). Se registró el peso inicial del matraz de bola y se procedió a realizar la extracción. Para la extracción continua se utilizaron 90 ml de diclorometano durante un tiempo de extracción de 8 hrs debido a las características de la muestra (Martínez-Chávez et al., 2017). Una vez transcurrido el tiempo de extracción, se evaporó el solvente y se registró el peso final del matraz con el hidrocarburo extraído.

I.VIII.III - Determinación de fracciones de hidrocarburos

Para determinar las fracciones en el hidrocarburo presente en los recortes de perforación, se realizó una prueba de cromatografía en columna con la que se determinó el porcentaje de las fracciones de Saturados Aromáticos Resinas y Asfáltenos (SARA) del hidrocarburo, también conocido como método Corbett y estandarizado como ASTM D-4124.

Para esto, se empacó una micro columna en una pipeta Pasteur, a la cual se le añadió un tapón de algodón en la punta, se rellenó con sílica de tamaño de malla 60-200 de la marca J.T. Baker previamente activada (48 horas en estufa a 105°C). Por último, se agregó sulfato de sodio como absorbente de humedad y se registraron los pesos iniciales de tres matraces para recuperar cada una las fracciones (Figura 53) . Una vez empacada la columna, se agregó la muestra del HC (extraído por método Soxhlet) dentro de la columna, en la cual se hicieron pasar diferentes combinaciones de solventes, con el fin

de recuperar cada una de las fracciones (Tabla 2), por selectividad de solventes (I. Díaz-Ramírez et al., 2013; I. J. Díaz-Ramírez et al., 2003; Marín-García et al., 2016).

Tabla 2. Solventes de extracción por fracción.

Resinas	Aromáticos	Saturados	Asfáltenos
Hexano-Tolueno	Tolueno-Metanol	Metanol-Cetona	Teórico

Una vez recuperada cada una de las fracciones, se dejó evaporando el solvente y se registró el peso final. Para el caso del fluido de perforación, se filtró 5 g en volumen y se procedió a realizar el mismo procedimiento (Figura 53).

I.VIII.IV - Identificación Mineralógica

Se analizaron cinco muestras sólidas en un equipo de difracción de rayos X (DRX) marca Bruker modelo D2 phaser 2DA generación, con una fuente de radiación de cobalto, longitud de onda 1.5498, con un tamaño de paso de 0.02 segundos de 6-90° y detector Lynxeye, con un voltaje de 30 v y una corriente de 10 mA (Figura 55). Las muestras fueron analizadas e indexadas en el software "Difrac suit" EVA, y comparadas con la Base de datos Abierta de Cristalografía (COD por sus siglas en inglés).

Se molieron las muestras, a las cuales previamente se les realizó una extracción de hidrocarburos por método Soxhlet, conservando únicamente la parte mineral posterior a la extracción. Se colocaron las muestras en un porta muestras y se procedió a leer en el equipo (Figura 56).

I.VIII.V - Identificación de grupos funcionales

Se analizaron diez muestras en total, cinco muestras correspondientes a la fase sólida (mineral) y cinco muestras de la fase líquida (previamente extraídas por Soxhlet), las cuales se dividen en; cuatro recortes de perforación base aceite y una de fluido de perforación de emulsión inversa. Se utilizó un equipo FTIR modelo Nicole is5 ZNSE con detector ID7 AIR DIAMOND de la marca Thermo Scientific que puede cubrir regiones del infrarrojo medio en el rango de 4000 – 650 cm⁻¹, operado con el software OMNIC spectra

servicio falcón (Figura 57).

I.VIII.VI - Cuantificación de hidrocarburos aromáticos

Para determinar la concentración de Hidrocarburos aromáticos, se utilizó un espectrómetro de fluorescencia modelo Lumina de la marca Thermo Scientific, operado con el software Luminus 3D scan (Figura 58).

Se preparó una solución 1:1 de etanol con agua, la cual fue leída como blanco o estándar. Posteriormente se diluyó con 200 μ l las fracciones medias obtenidas de los HTP a partir de la fracción SARA por cromatografía en columna de cada muestra. Se agregaron 2 ml de la solución de etanol y agua en una celda con los 200 μ l de la muestra, las cuales se procedieron a leer en el equipo. Por último, se calculó las concentraciones de acuerdo con las curvas de calibración previamente construidas para el Hidroxipireno, Fenantreno, Naftol y Benzo[a]pireno.

I.VIII.VII - Evaluación de la morfología y análisis elemental

Se realizó un análisis elemental para cinco muestras ya anteriormente mencionadas; esta técnica, proporcionó imágenes de la morfología, así como espectrogramas de energías dispersivas, mapas de la distribución de la composición química elemental de los diferentes compuestos de las muestras. Se utilizó un Microscopio Electrónico de Barrido de Emisión de Campo (FE-SEM) modelo JSM-7600F de la marca JEOL, acoplado a un espectrómetro de rayos X de Energía Dispersa (EDS) Modelo X-max de la marca OXFORD (Figura 59). El análisis se realizó bajo las siguientes condiciones de funcionamiento: tensión de 15kV; modo de bajo vacío; distancia de trabajo de 4.4 mm; y área seleccionada para la obtención de imágenes y el análisis fue de aproximadamente de 1-10 μ m. El análisis por EDS fue tomado en un rango de aumento de X1,000 hasta X100,000.

I.VIII.VIII - Cuantificación de hidrocarburos en lixiviados

Se realizó el Proceso de Extracción de Constituyentes Tóxicos (PECT) establecido en la

NOM-053-SEMARNAT-1993 (DOF, 1994) equivalente al método EPA 1311-TCLP, Toxicity Characteristic Leaching Procedure (Islas Olvera, 2020), para cada una de las muestras de recorte de perforación; antes del tratamiento y después del tratamiento, con el fin de cuantificar la cantidad de HTP lixiviables en las muestras (Figura 60). Posteriormente se realizó una extracción líquido-líquido al extracto recuperado, de acuerdo a lo establecido en el anexo 1 de la NOM-143-SEMARNAT-2003 (SEMARNAT, 2005) y la NMX-AA-117-SCFI-2001 (DOF, 2001), realizando una modificación en el método, utilizando diclorometano (CH_2Cl_2) en vez del tetracloruro de carbono (CCl_4), ya que de acuerdo con Morales-Bautista et al. (2019) el diclorometano tiene un alto porcentaje de extracción, especialmente en muestras con hidrocarburos meteorizados y en este caso desgastados (Figura 61).

Se utilizó un equipo de UV-Vis GENESIS 10S UV-Visible Spectrophotometers, de la marca Thermo Scientific, que opera en un rango de longitud de onda de 190 a 1100 nm (Figura 62). Posteriormente se determinaron las concentraciones de HTP en las muestras recuperadas de la extracción líquido-líquido, usando el método de petroflag Yzquierdo-Ruíz et al., (2022), a construcción de la curva de calibración se construyó empleando petróleo crudo (22 °API) diluido en diclorometano.

I.VIII.IX - Determinación de grados API del hidrocarburo

Método directo (ASTMD287-A Picnómetro)

Se utilizaron matraces aforados de 10 mL (peso constante), estos se pesaron (m_1); posteriormente, se agregó hidrocarburo en los matraces hasta el aforo y se pesó (previamente expuestos a temperatura), de tal forma, que se obtuvieron diferentes masas a diferentes temperaturas (T). Se calculó la densidad específica (Ecuación 1) y la densidad API (Ecuación 2). Luego, se realizó una regresión lineal entre T y °API para obtener, los °API reales. Para obtener una fórmula que relacione los °API de algún hidrocarburo y normalizarlos a la temperatura normada (15.5°C), a los valores de T se le resto ese indicador (T-15.5) y se contrasto entre el cociente de los °API a diferente temperatura contra los °API reales ($^{\circ}\text{API}_{\text{observados}}/^{\circ}\text{API}_{\text{reales}}$).

Ecuación 1. Densidad específica

$$DE = \frac{m2 - m1}{10}$$

Ecuación 2. Densidad °API

$$\text{Densidad } ^\circ\text{API} = \left(\frac{141.5}{DE}\right) - 131.5$$

Método indirecto

Se utilizaron matraces aforados de 25 mL (peso contante), posteriormente, se agregó una mezcla de hidrocarburo (%WHc) con diésel (%Wsol), de tal forma que se obtuvieron diferentes masas a temperatura constante (T) (Figura 63). Para establecer el método indirecto, se calculó °API de la mezcla (°API_{mix}) conociendo el °API del solvente (32.37 °API; °API_{sol}). Para encontrar los °API de cada %WHc se aplicó la fórmula de Morales-Bautista et al., (2013) (Ecuación 3) seguidamente se realizó una regresión lineal de %Whc contra °API, donde se extrapolo al %100 para encontrar °API observados (°API_{lobs}) a la temperatura constante (T), para encontrar °API reales (°API_{reales}).

Ecuación 3. Determinación de °API

$$^\circ\text{APIHC} = \frac{[(100\% * ^\circ\text{APIHC}) - (\%W\text{Solv} * ^\circ\text{API}\text{Solv})]}{[\%WHC]}$$

I.VIII.X - Evaluación de la repelencia al agua

Se evaluó la Repelencia al agua en las muestras de recortes de perforación antes del tratamiento y post tratamiento (Figura 64). Se evaluó la Persistencia a la repelencia al agua usando el método de Water Drop Penetration Time (WDPT), así como la severidad a la repelencia al agua a través del método *Molarity of Ethanol Droplet* (MED) (Jaramillo Jaramillo, 2006). De igual manera, se determinó el MED 10 (concentración de etanol a la que debe estar una solución para que se infiltre en la muestra en 10 segundos) de acuerdo con la clasificación propuesta en la Figura 2.

Figura 2. Clasificación de la severidad de la repelencia al agua evaluada por el método del MED y expresada como molaridad, propuesta por King (1981).

Clase de severidad	Rango de valores del MED (M)
No repelente	0
Repelencia baja	0.2-1.0
Repelencia moderada	1.2-2.2
Repelencia Severa	2.4-3.0
Repelencia muy Severa	>3.2

Fuente: (Jaramillo Jaramillo, 2006)

I.IX - Tratamiento por desorción térmica

I.IX.I - Desorción térmica

Se sometieron las muestras sin tratar por triplicado a diferentes rampas de temperatura (90°C, 180°C, 270°C, 320°C) durante dos horas (Figura 65), simulando las condiciones de desorción térmica. Esto se realizó usando un equipo *furnace 6000* de la marca Barnstead Thermolyne con un rango de operación de 0-1200°C (Figura 66).

I.X - Tratamiento por reacción de fenton modificado

I.X.I.I - Cinética de reacción

Se realizó una prueba cinética de laboratorio con el fin de establecer la concentración más efectiva de Peróxido de Hidrogeno (H₂O₂) necesario para aplicar la reacción fenton y determinar la cantidad de Peróxido de Hidrogeno y sulfato de hierro heptahidratado (FeSO₄7H₂O) necesarios para iniciar la degradación de HC en las muestras contaminadas. Se emplearon diferentes relaciones HC/H₂O₂ con 5% de Sulfato de hierro heptahidratado como catalizador, aforado a un volumen de 400 ml, asumiendo una cantidad de 2g de HC por 27g de muestra para el cálculo estequiométrico, tal como se muestra a continuación:

Cálculo de moles de HC:

$$HC = 2 \text{ g} \left(\frac{1 \text{ mol}}{220 \text{ g}} \right) = 0.0090 \text{ mol HC}$$

Cálculo de moles de peróxido de Hidrogeno:

$$H_2O_2 = 0.0090 \text{ g} \left(\frac{10 \text{ mol}}{1 \text{ g}} \right) = 0.09090 \text{ mol } H_2O_2$$

Masa del peróxido de Hidrogeno:

$$H_2O_2 = 0.09090 \text{ g} \left(\frac{34 \text{ g}}{1 \text{ mol}} \right) = 3.09090 \text{ g } H_2O_2$$

Inversa para calcular la masa de peróxido de Hidrogeno:

$$\text{g } H_2O_2 = \left(\frac{3.09090 \text{ g} * 100\%}{30\%} \right) = 10.303 \text{ g } H_2O_2$$

Se realizaron los cálculos para las diferentes relaciones como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3. Prueba cinética de laboratorio

Muestra (g)	HC (g)	FeSO ₄ 7H ₂ O (g)	H ₂ O ₂ (ml)	H ₂ O (ml)	HC/H ₂ O ₂
27.4	2	0.125	0.1	399.9	10/1
27.4	2	0.125	0.5	399.5	5/1
27.4	2	0.125	1	399	1/1
27.4	2	0.125	5	395	1/5
27.4	2	0.125	10	390	1/10
27.4	2	0.125	50	350	1/50
27.4	2	0.125	100	300	1/100

De acuerdo con las concentraciones presentadas en la Tabla 3, se demostró que la concentración que presentó una mayor capacidad de remoción en la cinética de laboratorio fue de 15% de H₂O₂. Por lo tanto, se agregaron 54.78 ml de H₂O₂ por cada 150 g de muestra.

I.X.I.II - Reacción Fenton

Para el tratamiento por reacción Fenton modificado, se diseñó un reactor a escala laboratorio con el objetivo de inducir y controlar las condiciones necesarias para llevar a cabo la reacción durante el tratamiento de las muestras de recortes de perforación. Este reactor consistió en un cubo de acrílico forrado con papel aluminio, dentro del cual se colocó un vaso de precipitado de 1 litro y posteriormente se rellenó el cubo hasta la mitad con agua a temperatura ambiente, la cual fue recirculada con el objetivo de mantener la temperatura de reacción entre 40 y 70 °C. De igual manera se colocó un agitador con eléctrico con una potencia de 14,000 RPM para mezclar la solución de la reacción y la muestra. Por último, se instaló una lámpara UV sumergible, con el objetivo de inducir la foto oxidación en la reacción fenton (fenton modificado) (Figura 67).

Resultados y discusión

I.XI - Caracterización

I.XI.I - Determinación de HTP

Del proceso de extracción por Soxhlet, se obtuvieron las concentraciones de HTP (Tabla 4) de cada una de las muestras.

Tabla 4. Concentración de HTP en las muestras

Muestra	HTP (ppm)
Q6	49 000
AP1	78 200
Q21	77 000
Q14	56 600

I.XI.II - Determinación de fracciones en hidrocarburos

Se realizó una cromatografía en columna para determinar las fracciones SARA en las muestras, esto se hizo por triplicado para cada una. Como se observa en la Tabla 5, tanto las muestras, como el fluido de perforación, contienen un bajo porcentaje de HC saturados, por el contrario, se observa que las resinas se encuentran en mayor proporción en las muestras. En el caso de los HC aromáticos, observamos que en la muestra AP1 se encuentran en mayor proporción con respecto a las demás incluyendo el FP, seguido

de Q14. Finalmente, para los asfáltenos, se observó que se encuentran en mayor proporción en la muestra Q21.

Tabla 5. Fracción SARA de las muestras

Fracciones	Q6 (%)	AP1 (%)	Q21 (%)	Q14 (%)	FP (%)
Saturados	* 0.210	* 0.979	* 0.412	* 0.301	* 0.241
	± 0.363	± 0.660	± 0.340	± 0.521	± 0.158
Aromáticos	* 3.796	* 10.061	* 2.413	* 6.370	* 4.906
	± 2.262	± 3.054	± 1.412	± 2.301	± 6.777
Resinas	* 92.316	* 88.369	* 87.447	* 89.325	* 89.718
	± 4.439	± 3.669	± 9.548	± 1.416	± 5.247
Asfáltenos	* 3.678	* 0.592	* 9.586	* 3.965	* 5.135
	± 2.633	± 0.045	± 7.875	± 2.093	± 3.960

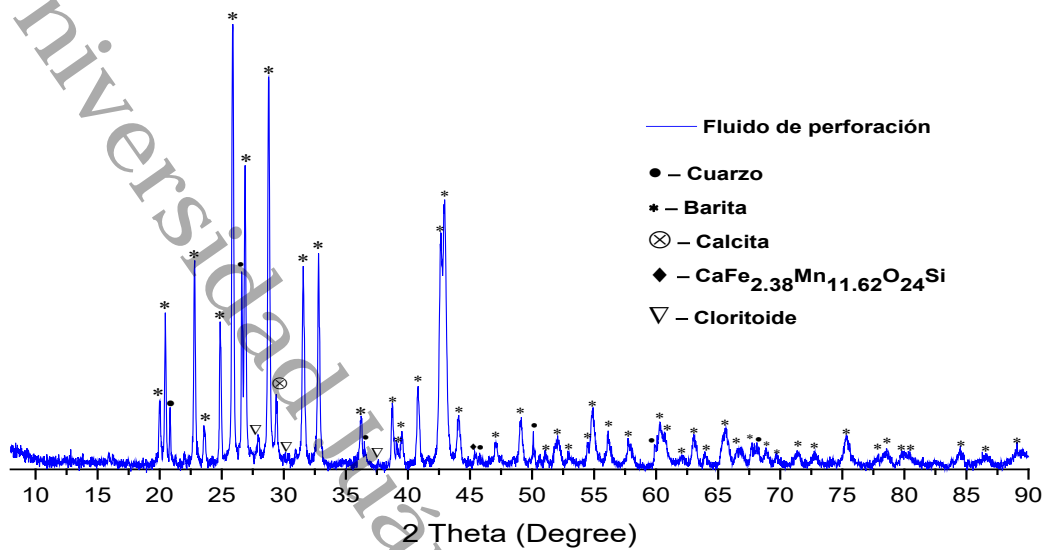
Nota: Promedio *, Desviación estándar ±

I.XI.I - Identificación mineralógica

Se obtuvieron cinco difractogramas diferentes, una por cada muestra sólida analizada. Estas muestras fueron indexadas con la Crystallography Open Database (COD).

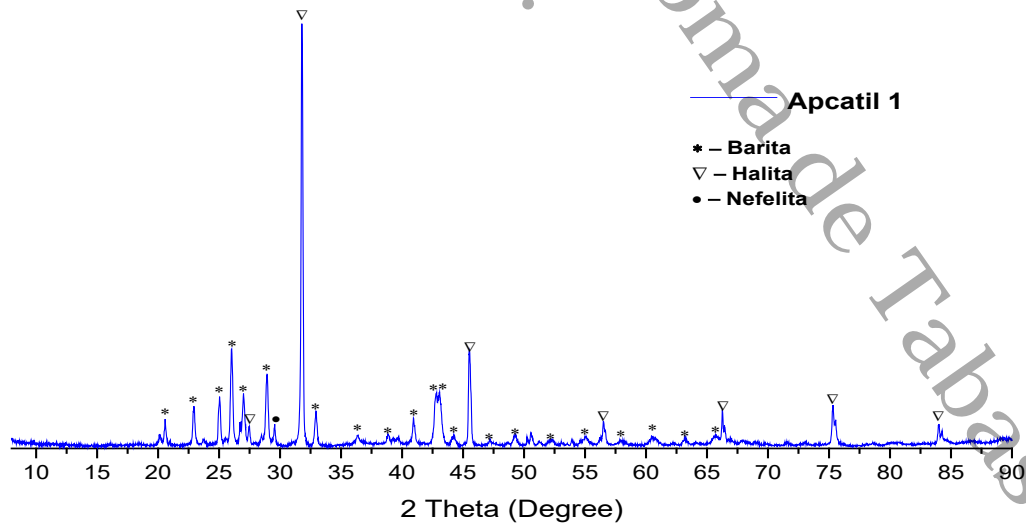
En la muestra de fluido de perforación (Figura 3), se observaron varias bandas que coinciden con la fase de la Barita (BaSO_4), en las cuales las más intensas de la muestra se encuentran alrededor de 25.88 y 28.78 en 2θ , de acuerdo con la carta COD 5000045. De igual manera se asociaron diferentes bandas a la fase del Cuarzo (SiO_2) de acuerdo con la carta COD 1011172. También se detectaron diferentes bandas asociadas a la fase de la calcita (CaCO_3), de acuerdo con la carta COD 9000095, dicho compuesto, así como diferentes bandas asociadas a la fase del Cloritoide ($\text{Al}_{3.84}\text{Fe}_{1.93}\text{Mg}_{0.15}\text{O}_{14}\text{Si}_2$) de acuerdo con la carta COD 90000773, y también se asocian diferentes bandas a las fases de partes trazas de algunos minerales ($\text{CaFe}_{2.38}\text{Mn}_{11.62}\text{O}_{24}\text{Si}$) incrustados en la fase sólida, lo cual se confirma con la carta COD 1524786.

Figura 3. Difractograma del fluido de perforación



En la muestra de AP1 (Figura 4) se observaron dos bandas muy intensas en 31.78 y 45.53 en 2θ , asociadas a la fase de la Halita (NaCl) de acuerdo con la carta COD 9003308. De igual manera, se asociaron diferentes bandas a la fase de la Barita (BaSO_4) de acuerdo con la carta COD 5000045 y se asoció una banda en 29.53 en 2θ con la fase de la Nefelita (AlNaO_4Si) de acuerdo con la carta COD 5920068.

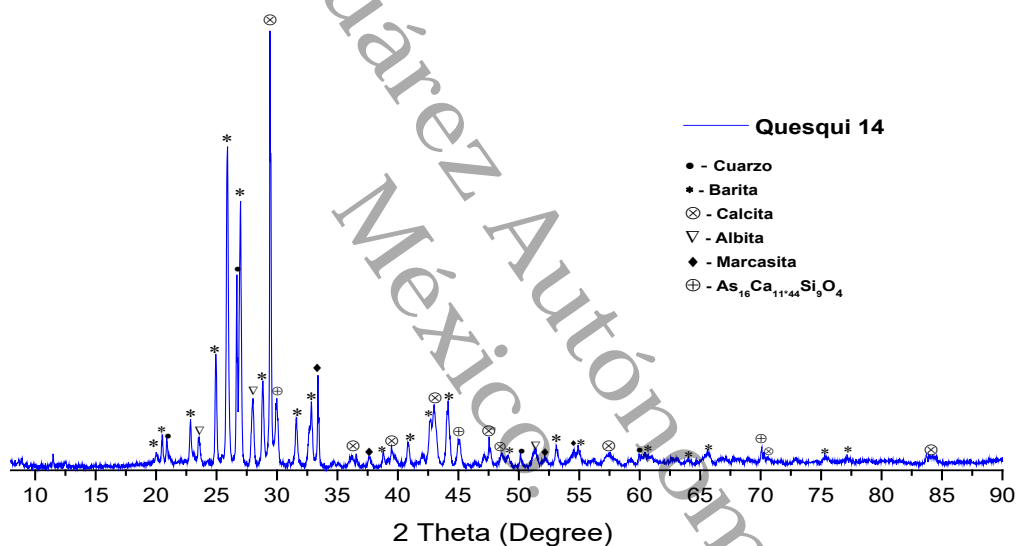
Figura 4. Difractograma de la muestra AP 1



En la muestra de Q14 (Figura 5) se observó una banda muy intensa de 29.41 en 2θ

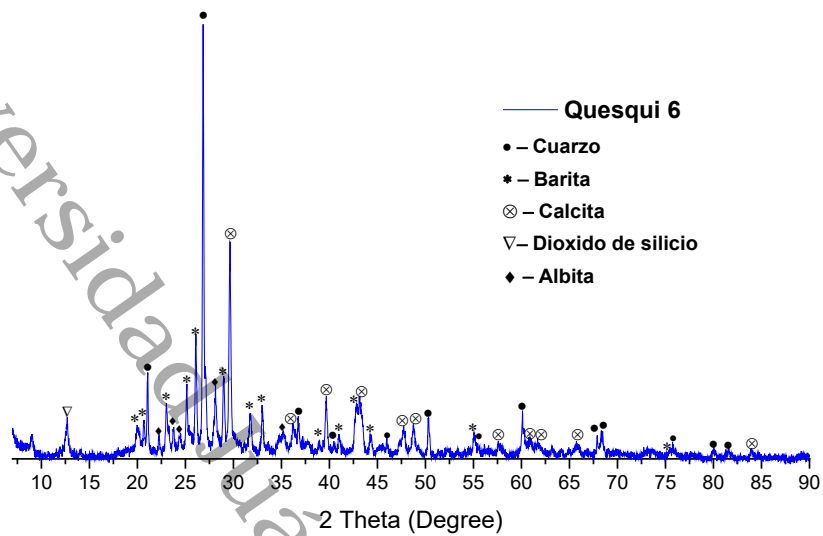
asociada la fase de la Calcita (CaCO_3) de acuerdo con la carta COD 9000095. También se observaron bandas asociadas a la fase de la Barita (BaSO_4) de acuerdo con la carta COD 5000045, así como, bandas que fueron asociadas a la fase del Cuarzo (SiO_2) de acuerdo con la carta COD 1011172, bandas asociadas a la fase de la Albita ($\text{AlNaSi}_3\text{O}_8$) de acuerdo con la carta COD 9002198, bandas asociadas a la fase de la Marcasita (FeS_2) de acuerdo con la carta COD 9000005 y diferentes bandas de pequeña intensidad asociadas a las fases de minerales traza ($\text{As}_{16}\text{Ca}_{11.44}\text{Si}_9\text{O}_4$) de acuerdo con la carta COD 2106514.

Figura 5. Difractograma de la muestra Q14



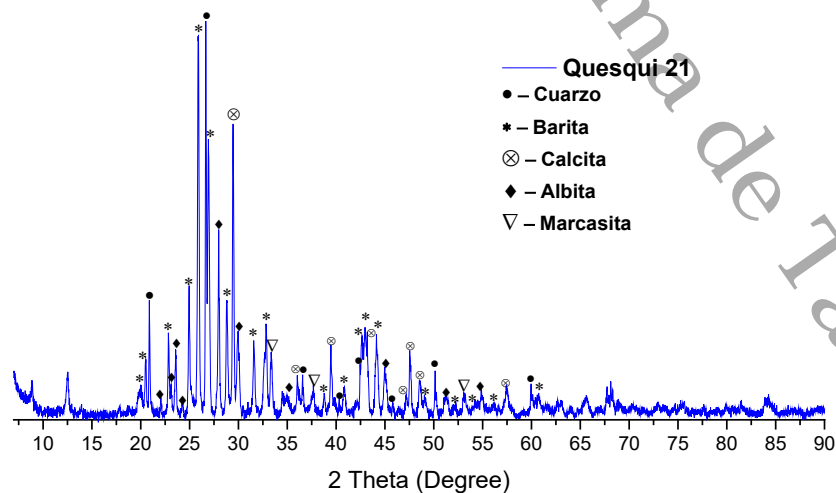
En la muestra Q6 (Figura 6) se observó una banda intensa de 26.84 en 2θ , asociada a la fase del Cuarzo (SiO_2) de acuerdo con la carta COD 1011172, así como las bandas asociadas a la fase de la calcita (CaCO_3) de acuerdo con la carta COD 9000095, la Barita (BaSO_4) de acuerdo con la carta COD 5000045, el dióxido de silicio (SiO_2) de acuerdo con la carta COD 4124033 y la Albita ($\text{AlNaSi}_3\text{O}_8$) de acuerdo con la carta COD 9002197.

Figura 6. Difractograma de la muestra Q6



En la muestra de Q21(Figura 7) observamos una banda intensa de 26.58 en 2θ , asociada a la fase del Cuarzo (SiO_2) de acuerdo con la carta COD 1011172. También se observa una banda intensa de 25.90 en 2θ , asociada a la fase de la Barita (BaSO_4) de acuerdo con la carta COD 5000045, así como las bandas asociadas a la fase de la calcita (CaCO_3) de acuerdo con la carta COD 9000095, la albita ($\text{AlNaO}_8\text{Si}_3$) de acuerdo con la carta COD 9002198 y la Marcasita (FeS_2) de acuerdo con la carta COD 9000005.

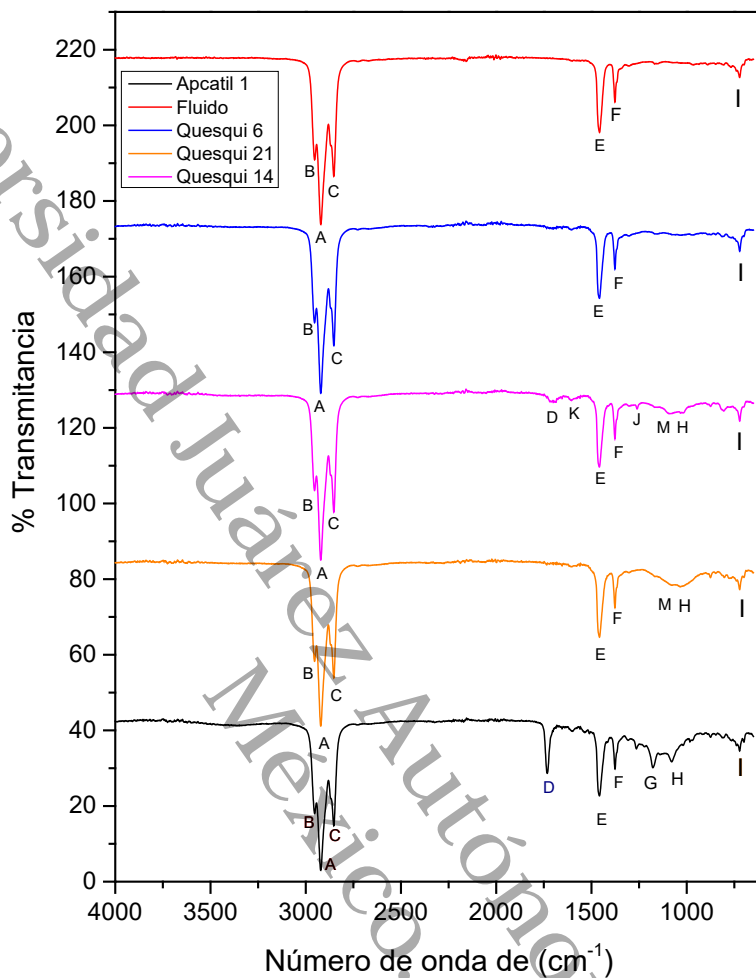
Figura 7. Difractograma de la muestra Q21



I.XI.I - Identificación de grupos funcionales

Los resultados de los análisis realizados a las muestras por FTIR señalan que todas las muestras comparten algunas bandas (Figura 8), en las cuales se identificó una señal fuerte en la banda "A" que corresponde a un estiramiento asimétrico del metileno (CH_2) (Gopanna et al., 2019; Guzmán-Osorio et al., 2020), mientras que en la banda "B" (medium) se observa un metilo (CH_3), debido a la vibración de estiramiento del enlace C-H de los alcanos normales que tiene un estiramiento asimétrico y simétrico en el rango de $2972\text{-}2952\text{ cm}^{-1}$ (Gopanna et al., 2019; Gunavathi et al., 2021). En la banda "C" (medium) se observó una banda atribuida al estiramiento asimétrico del grupo metilo C 2852 cm^{-1} (Liuyang et al., 2020), lo cual podemos confirmar en la zona de "huella dactilar" en la banda "E" atribuida a flexión simétrica del metilo (CH_2) y "F" correspondiente al grupo metil (CH), (Guzmán-Osorio et al., 2020). Por lo anterior, podemos confirmar la presencia del Diesel dentro de las muestras, debido a la presencia de las bandas A, B, C, E y F, las cuales son características del Diesel (Lafont et al., 2011; J. Li et al., 2021). En este sentido, la banda "I" se asocia con el balanceo vibracional del metileno (CH_2) dentro del rango $750\text{-}722\text{ cm}^{-1}$ (Gunavathi et al., 2021; Hao et al., 2021). De igual manera, se identificaron tres señales más, propias en la muestra correspondiente al pozo Apcatil 1; Los rangos de las bandas "G" correspondiente a la vibración de estiramiento C=O de los ésteres (COOC) conjugados y "H" que corresponde a la deformación de los enlaces de C-O de los ésteres alifáticos, este último presente de igual manera en la muestra de Apcatil 1 (Gunavathi et al., 2021; L. Li et al., 2020), así como la banda "D", atribuida a un enlace C=O de los ésteres alifáticos (Adewale Jhonson & Adewale, 2015; de Sousa et al., 2021).

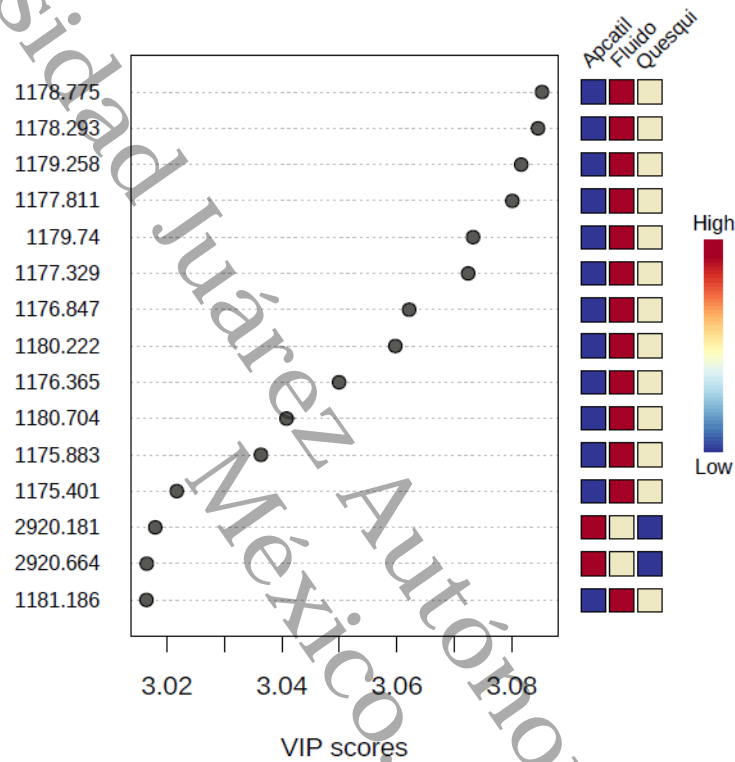
Figura 8. Espectros infrarrojos de los HC extraídos de las muestras



Como se puede observar en la (Figura 8) espectro IR de los HC extraídos de las muestras, podemos afirmar que el FP podría ser la fuente principal de hidrocarburos de fracciones medianas y pesadas, debido a que estos contienen parafinas (alcanos) con un enlace simple de carbono como lineal, ramificado o cíclico con cadena de carbonos de C10 a C20, Olefinas (Alquenos) con doble enlace que pueden ser alfa olefinas con doble enlace u olefinas internas con cadena de carbonos de longitud C15 a C18 (Sharafaddin & Onutu, 2021), las cuales podemos atribuir a la presencia del Diesel tal como se describió anteriormente, agregando que este es empleado principalmente como agente emulsificante (Ahmed & Fakhruddin, 2018) y que en este caso, se encuentra en mayor concentración, de acuerdo con el Análisis de mínimos cuadrados - Análisis discriminante

(Figura 9). En este se observa que las bandas del espectro IR del fluido atribuidas al Diesel, presentan una mayor concentración relativa de acuerdo con la barra indicadora de intensidad del lado derecho de la figura.

Figura 9. Puntaje en Análisis de mínimos cuadrados - Análisis discriminante



Aunque se ha mencionado que ciertas fracciones de hidrocarburos provienen del FP, este presenta diferencias con el resto de las muestras, por lo que es de suma importancia conocer las condiciones en las que se formuló el FP, ya que de esto dependen sus características, y estas van en función de las necesidades del proceso de perforación. Para confirmar lo anterior, se construyó un diagrama de Venn (Figura 10), en esta resalta que las muestras Q6, Q21 y Q14 pertenecen a un solo grupo con variaciones similares, de acuerdo con las bandas identificadas por FTIR, en contraste con la muestra AP1 y FP, que si presentan diferencias entre ellas. De igual manera, se construyó un Dendrograma (Figura 11) en el cual se observaron los niveles en las que presentan diferencias las muestras.

Figura 10. Diagrama de Venn

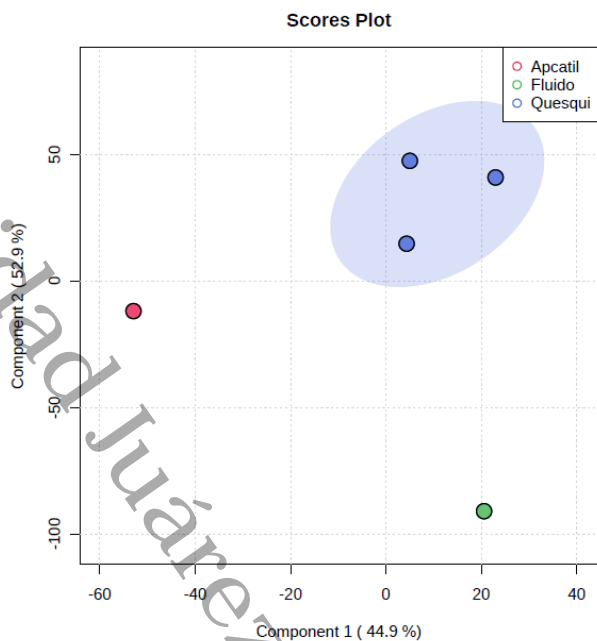
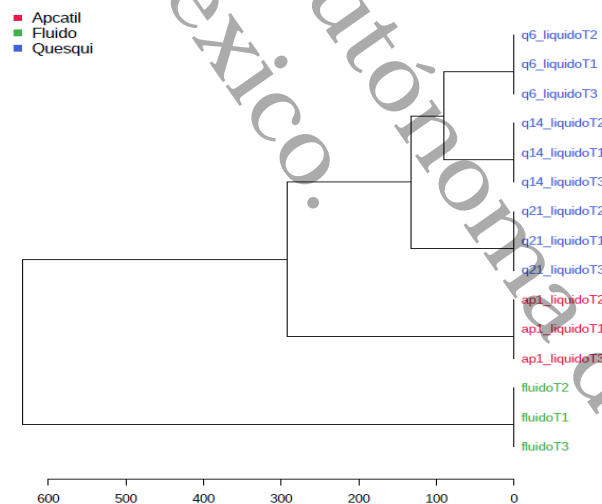


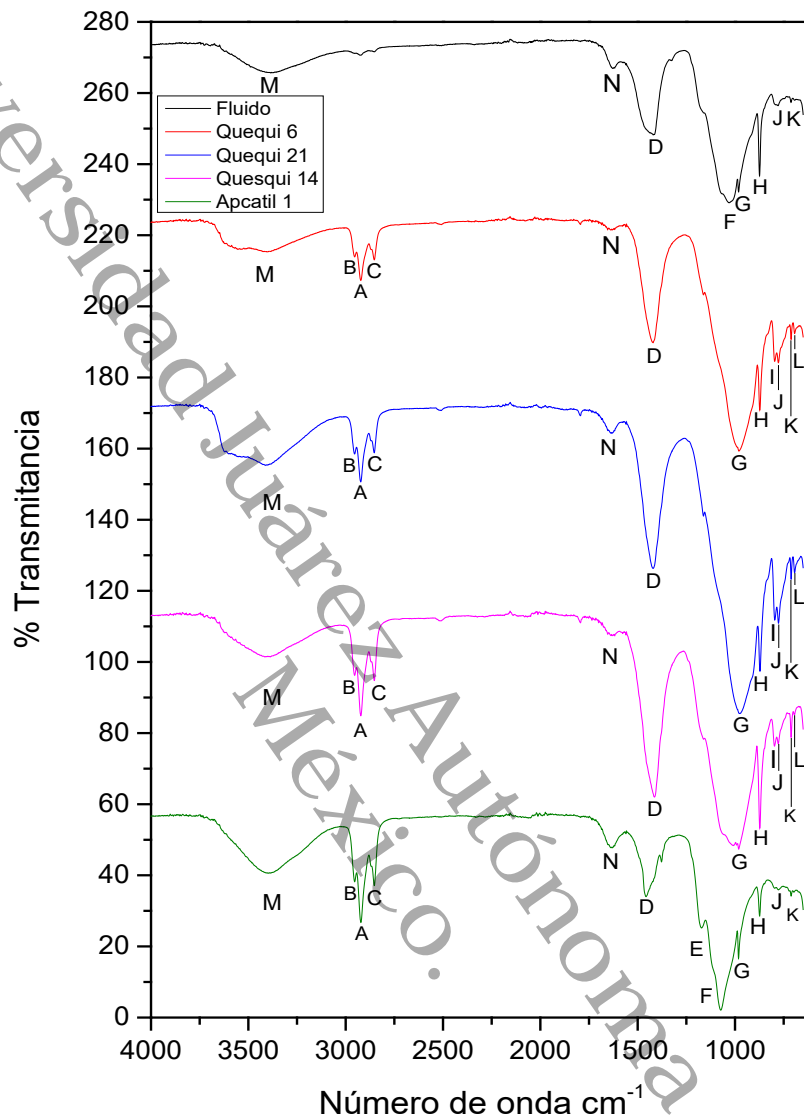
Figura 11. Dendrograma del Análisis de mínimos Cuadrados - Análisis discriminante



El análisis de los espectros IR de las muestras solidas (Figura 12) demostró que todas las muestras comparten la banda “M”, atribuida probablemente al grupo funcional OH del agua o a un grupo amino (Liuyang et al., 2020) o al grupo OH de las arcillas (Madejová et al., 2017). De igual manera, se identificó en las mismas muestras una banda débil en la lectura la banda 2922 cm^{-1} “A” corresponde a un estiramiento asimétrico del metileno

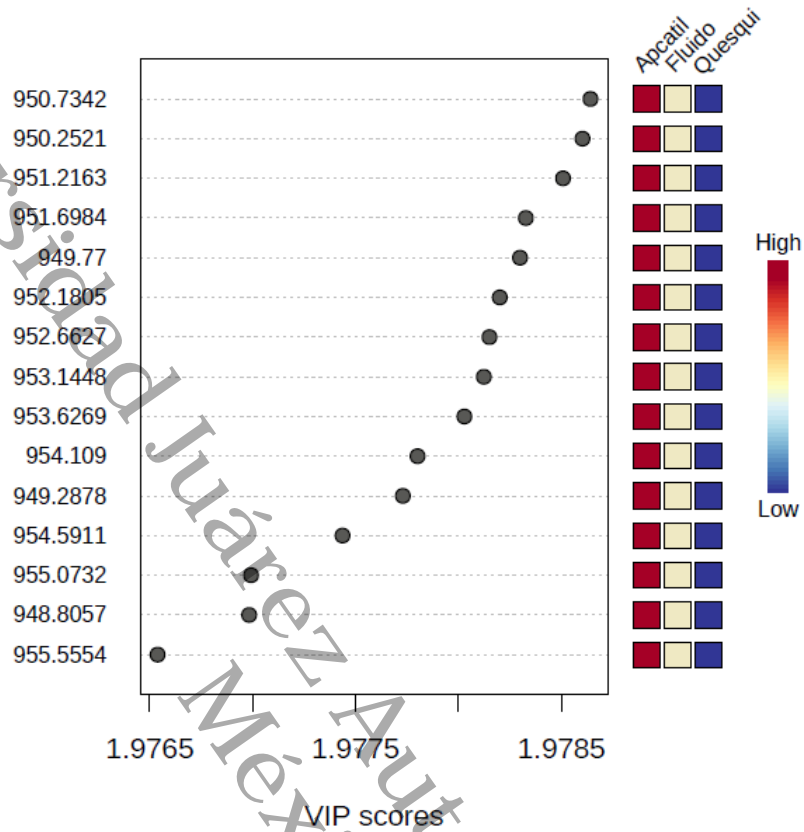
(CH₂) (Gopanna et al., 2019; Guzmán-Osorio et al., 2020), mientras que en la banda “B” se observa un metilo (CH₃), debido a la vibración de estiramiento del enlace C-H de los alcanos normales que tiene un estiramiento asimétrico y simétrico en el rango de 2972-2952 cm⁻¹(Gopanna et al., 2019; Gunavathi et al., 2021), y en la banda “C” (medium) se observa una banda atribuida al estiramiento asimétrico del grupo metilo (CH₂), lo cual podemos confirmar en la zona de “huella dactilar” en la banda 1458-1420 cm⁻¹(D) atribuida a flexión simétrica del metilo (CH₂) (J. Li et al., 2021). La banda “N” de intensidad media (medium), podría indicar la vibración de estiramiento del grupo de oxígeno, atribuido posiblemente a la interacción del enlace de S - O de la estructura de la Barita (BaSO₄) (Otoijamun et al., 2021). También se pudo observar la presencia de la banda “H” con un pico de vibración de deformación de intensidad media, atribuida a la interacción entre el C - O, de la calcita (CaCO₃) (Guobin Jiang et al., 2020). Así mismo, se observa una banda débil identificada como “I”, presente en la muestra Q14, Q21 y Q6, atribuida a la interacción del Oxígeno con silicio (Si-O) (Ying Li et al., 2021). En la muestra de A1 podemos observar la banda “F” fuerte, atribuida al estiramiento de Si-O (Leonard et al., 2010; Ying Li et al., 2021; Siddique et al., 2019). De igual manera, se observa en la banda “K” y “J”, una señal débil atribuida principalmente al enlace C – O de la calcita (CaCO₃) (Tang et al., 2022). Así mismo, la banda “G”, la cual se atribuye a las vibraciones de estiramiento del Si – O (Siddique et al., 2018), así como la banda “L”, posiblemente resultado del estiramiento de Si - O (Kumar & Lingfa, 2020) perteneciente al cuarzo.

Figura 12. Espectros infrarrojos de las muestras sólidas



A diferencia de las muestras líquidas analizadas anteriormente, podemos identificar que la mayor detección de bandas en el espectro IR Figura 12, corresponde principalmente a las fases minerales. Lo anterior, lo podemos confirmar con el puntaje de análisis de mínimos cuadrados (Figura 13). En este último, podemos observar como la mayor intensidad de detección del análisis por IR de las muestras sólidas se concentra en el rango $950\text{-}955\text{ cm}^{-1}$, zona dactilar identificada para la detección de enlaces minerales.

Figura 13. Puntaje en Análisis de mínimos cuadrados - Análisis discriminante



Como se pudo observar en la Figura 12, todas las muestras comparten similitud en las bandas de detección del FTIR. En este sentido, podemos confirmar con el diagrama de Venn presentado en las Figura 14 y el análisis de mínimos cuadrados de Figura 15, como las muestras Quesqui (Q6, Q14, Q21) pertenecen a un solo grupo en función de la detección de señales de IR, mientras que las muestras del FP y AP1, se muestran como grupos separados. Esto nos da una idea de la diferente en la constitución de sus componentes sólidos.

Universidad Juárez Autónoma de Tabasco.

Figura 14. Diagrama de Venn

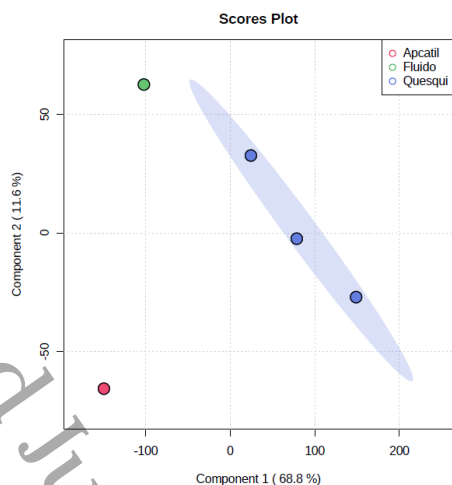
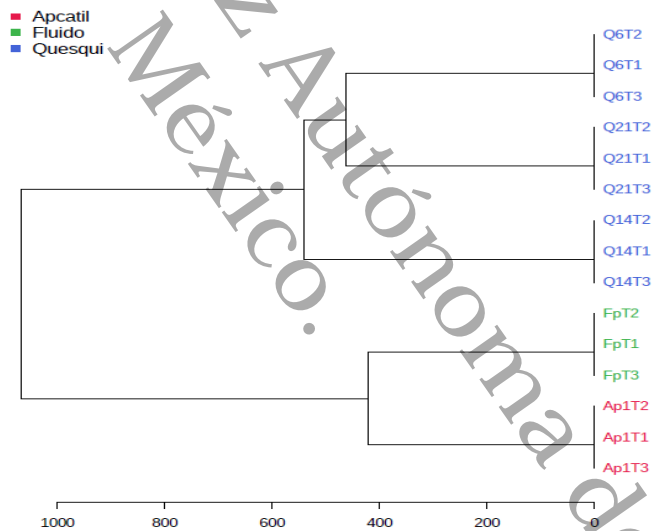


Figura 15. Dendrograma del Análisis de mínimos Cuadrados - Análisis discriminante



I.XI.I - Cuantificación de hidrocarburos aromáticos

Los resultados muestran las concentraciones de Hidrocarburos aromáticos para cada muestra analizada (Tabla 6).

Tabla 6. Concentración de HC aromáticos

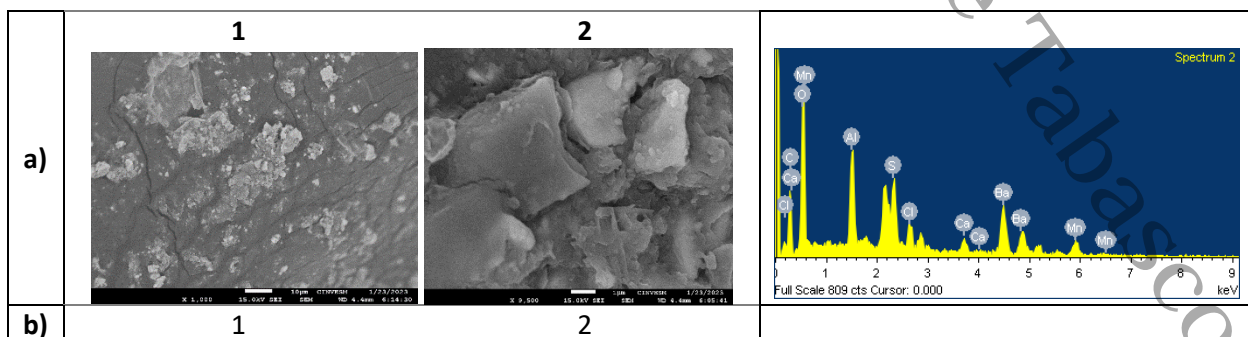
HC aromáticos	Apcatil 1 mg /l	Quesqui 14 mg/l	Quesqui 21 mg/l	Quesqui 6 mg/l
Hidroxi pireno	0.0004	0.00001	0	0.00003
Fenantreno	0.00516	0.00053	0.00014	0.00182
Naftol	0.0028	0.0001	0.00012	0.00414
Benzo[a]pireno	0.0004	0.00003	0.00003	0.00001

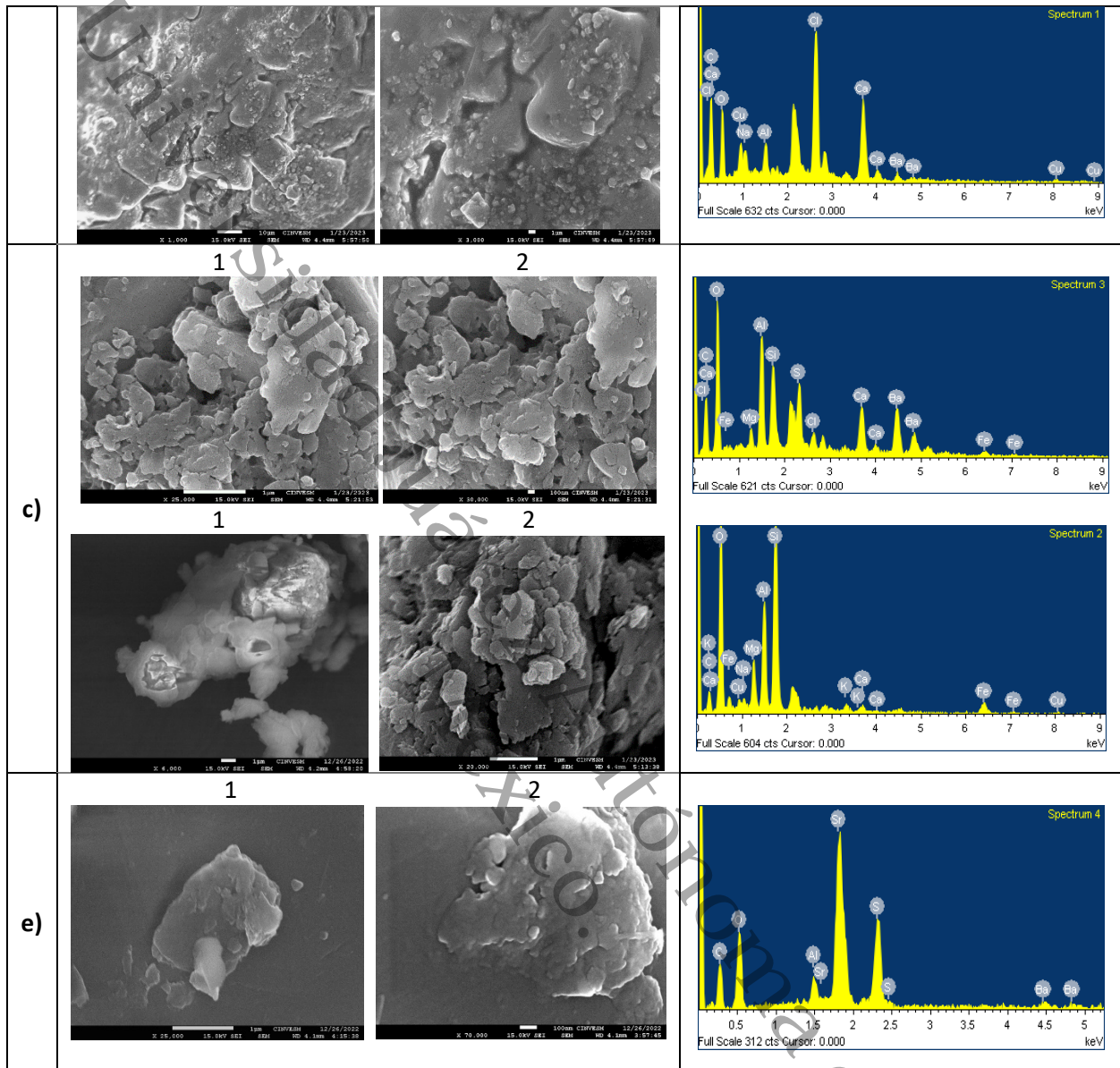
De los HC aromáticos evaluados y presentados en la Tabla 6, el Benzo[a]pireno es el único normado en la tabla 3 “Límites máximos permisibles para hidrocarburos específicos en suelo” de la NOM-138-SEMARNAT/SSA-2012 (SEMARNAT, 2013). Por lo tanto, podemos decir que las muestras evaluadas no rebasan el límite máximo permisible de Benzo[a]pireno para cualquier tipo de suelo, establecido por la normatividad.

I.XI.II - Evaluación de la morfología

En los análisis por SEM realizados a las muestras, se observó en el fluido de perforación (Figura 16 [a]), que los sólidos se encuentran aglomerados en una sola masa, en la cual los agregados de menor tamaño se depositan en la superficie de las partículas agregadas de mayor tamaño. En esta relación, el HC funge como agente ligante. Además, se observan escasos espacios intersticiales en el aglomerado. Por otra parte, se apreciaron zonas lisas en los sólidos, comprobando que hay zonas que no están totalmente recubiertas de HC.

Figura 16. SEM-EDS de las muestras pretratamiento





Nota: a) Morfología de la muestra de fluido de perforación, con aumento X1,000 (1), X9,500 (2) y análisis elemental, b) Morfología de la muestra de AP1, con aumento X1,000 (1), X3,000 (2) y análisis elemental, c) Morfología de la muestra Quesqui 14, con aumento X25,000 (1) y X30,000 (2) y análisis elemental, d) Morfología de la muestra Quesqui 6, con aumento X6,000 (1), X20,000 (2) y análisis elemental, e) Morfología de la muestra Quesqui 21, con aumento, X25,000 (1) y X100,000 (2) y análisis elemental.

En la muestra del FP (Figura 16 (a)) se observó como gran parte de los agregados de menor tamaño están inmersos en una base gelatinosa, así mismo, se observan las capas pertinentes a las arcillas, posiblemente de origen antropogénico (arcilla organofílicas), lo que podemos confirmar con el análisis EDS, donde se identificaron varios minerales de origen geológico. En la muestra AP1 (Figura 16 (b)) se observó mayor presencia de

agregados de menor tamaño 10 μm con formas irregulares, depositados en una partícula aglomerada de mayor tamaño. Así mismo, se apreció ligero recubrimiento de HC en toda la muestra. De igual manera, se observaron diferentes cavidades intersticiales en la partícula aglomerada. De igual manera, en el caso de la muestra Q14 (Figura 16 (c)), se observó una acumulación de agregados con una configuración de capaz de tipo arcillosa formando una partícula aglomerada, la cual está unida a una masa aglomerada de mayor tamaño (posiblemente barita) y recubierta de HC. De igual manera, se observaron espacios intersticiales en el aglomerado. Así mismo, En la muestra Q6, (Figura 16 (d)) se observó una partícula aglomerada y pocas partículas agregadas de menor tamaño. De igual manera, se apreció que las partículas están unidas de tal manera que no se aprecian espacios intersticiales. Por otra parte, en la muestra Q21 (Figura 16 (e)), se observó como los agregados de menor tamaño se encuentran depositados en una partícula aglomerada de mayor tamaño. Esta partícula, posiblemente sea la celestita recubierta de HC, la que proporciona ese efecto ligante y mantiene a los agregados provenientes de la formación unidos dentro de una sola partícula aglomerada. Por lo tanto, al observarse este efecto de unión, se reducen los espacios intersticiales en la partícula aglomerada, lo que podría influir de manera negativa en el proceso de desorción.

Es común que los HC se adsorban en la superficie de la partícula (Q. Xu et al., 2023). Sin embargo, esta característica de adsorción y retención de HC en parte de las muestras, puede atribuirse a la presencia de diferentes arcillas organofílicas (hidrofóbicas), las cuales tienen la capacidad de absorber los HC, gracias a la sustitución de los iones inorgánicos en las arcillas, como el Na, Ca y Mg, por cationes a base de compuestos orgánicos (Heidarzadeh & Parhizi, 2020). Autores como Zhuang et al., (2019), han reportado que Estos cationes orgánicos tienen la capacidad de intercalarse en los espacios intersticiales de la arcilla incrementando la capacidad de adsorción de HC.

I.XI.III - Análisis elemental

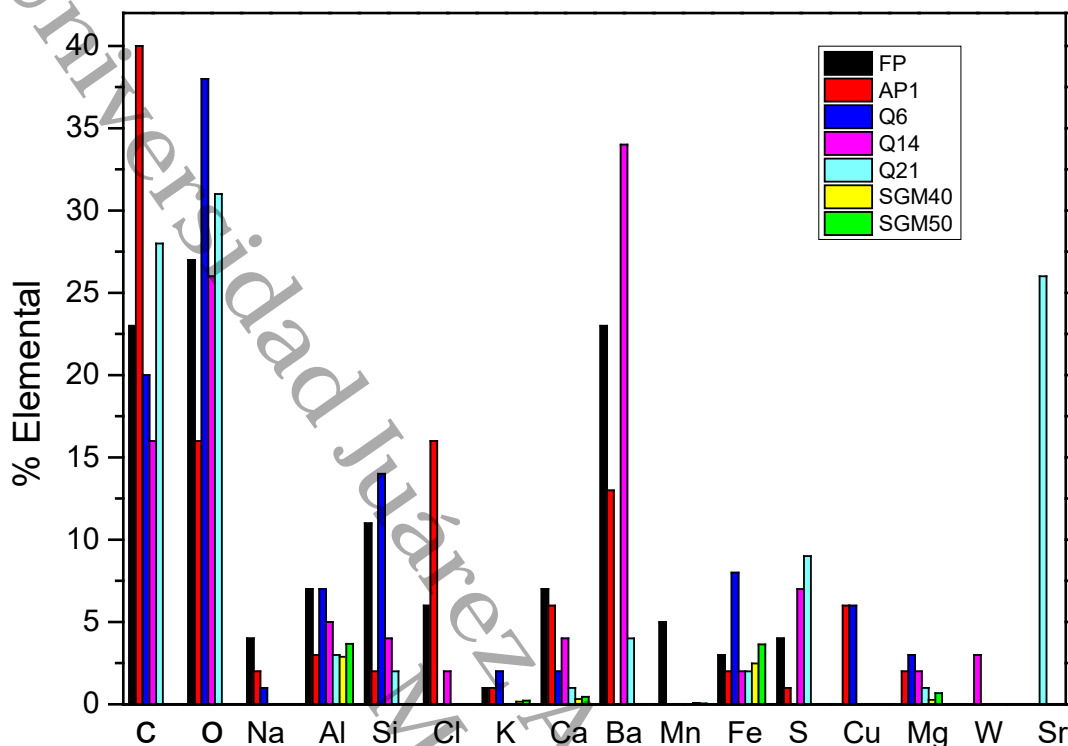
Se obtuvieron diferentes espectros de composición elemental porcentual (Figura 17) de cada una de las muestras, donde se identificó el porcentaje de cada elemento.

Como podemos observar en la (Figura 17) hay elementos que se encuentran presentes en todas las muestras, pero en diferentes concentraciones como; Carbono (C), oxígeno (O), aluminio (Al), silicio (Si), calcio (Ca), hierro (Fe) y azufre (S). De igual manera, hay otros elementos que únicamente están presentes en ciertas muestras, como el caso del Sodio (Na) que únicamente está presente en las muestras de FP, AP1 y Q6, el cloro (Cl) en las muestras FP, AP1 y Q14, el potasio (K) en las muestras de FP, AP1 y Q6, el bario (Ba) en las muestras de FP, AP1, Q14 y Q21, el manganeso (Mn) en el FP, el S en las muestras FP, AP1, Q14 y Q21, el cobre (Cu) en las muestras AP1 y Q6, el magnesio (Mg) en las muestras AP1, Q6, Q14, y Q21, el tungsteno (W) únicamente en la muestra de Q14 y el estroncio (Sr) en la muestra de Q21.

Por otra parte, con el objetivo de identificar los elementos que tienen un origen antropogénico, se realizó una comparación (Figura 17) entre los porcentajes en la composición obtenida del análisis elemental y las concentraciones reportados por la plataforma *Geoinfomex 3D* del Servicio Geológico Mexicano (SGM, 2022). Para esto, se tomaron como referencias las concentraciones de los elementos del punto 40 y 50 de la Tabla 7.

En este sentido, en la Figura 18 se presenta la información de la Tabla 7 y Tabla 8 pertenecientes a las cartas de análisis geoquímico *Huimanguillo_15_8* y *Frontera_15_5*, obtenida como un archivo *shapefile* (shp.) de la plataforma *Geoinfomex 3D* (SGM, 2022) en las que se señalan los puntos muestreados por el SGM, donde se evaluaron las concentraciones y porcentajes de diferentes metales en zonas aledañas al punto de generación de los recortes de perforación.

Figura 17. Concentraciones de elementos



De acuerdo con la Figura 17, los elementos en las muestras de recortes de perforación Q14, Q6 y Q21 que rebasan los valores reportados por el SGM en el punto cuarenta (punto más cercano) son; Na, Al, K, Ca, Ba, Mn, Cu, Mg, W, Sr. En el caso del Fe, únicamente se encontró un mayor porcentaje de composición en la muestra Q6. Así mismo, en la muestra AP1 los elementos que rebasan los valores del punto 50 (punto más cercano) son; Na, K, Ba, Cu y Mg.

De igual manera, se observó que todos los valores reportados para el caso del FP a excepción del Fe rebasan los porcentajes reportados por el SGM para ambos puntos. El Ca, Mg, W y Sr no fueron identificados en el FP, por lo que posiblemente se fueron añadiendo al FP durante las diferentes etapas de la perforación, previa a la toma de la muestra, por lo que se impregnaron en el recorte al reformular el FP. Generalmente se adicionan químicos; viscosificantes, densificantes, controladores de filtrado y controladores de pH con la finalidad de que pueda cumplir con sus funciones (Santivañez et al., 2019), por lo que esta pudo ser la causa de que ya no se detectaron en el FP.

Algunos metales presentes en mayor porcentaje tienen posiblemente una fuente de generación antropogénica y no provienen directamente en su totalidad de la formación geológica.

En este sentido, se ha reportado que los fluidos de perforación funcionan como portadores de metales pesados, debido a que el fluido con el que se impregnan los recortes no es eliminado en su totalidad, y estos pueden contener diferentes elementos y contaminantes como metales pesados (Silveira et al., 2022), teniendo como consecuencia el incremento de estos metales, debido al aporte generado por los fluidos de perforación, provocando que sobrepasen los límites máximos permisibles de la normatividad existente (Okoro E. et al., 2020). Por esta razón, se ha descrito la presencia de metales como; Na, Mg, Al, Si, Ca, Fe, Ba en muestras de recortes de perforación (Nwinee, 2018).

En el presente trabajo, se han identificado dentro de las muestras diferentes fases minerales con cierto contenido de metales dentro de ellas (Figura 17), por ejemplo; la barita (BaSO_4) constituye un gran porcentaje dentro de las muestras analizadas, lo que podemos confirmar con los análisis realizados por DRX y EDS. Su presencia se atribuye principalmente a la gran cantidad de barita utilizada en el proceso de perforación de pozos, ya que funciona como agente de densidad en el fluido de perforación, ayudando a evitar la formación de altas presiones y explosiones, siendo el principal aporte de bario en los recortes de perforación (Ikotun et al., 2019; Guobin Jiang et al., 2020; Otoijamun et al., 2021).

De igual manera, se observó la presencia de Si correspondiente a la fase de Cuarzo en las muestras, el cual normalmente proviene de la formación en la perforación de pozos (Ikotun et al., 2019; Ying Li et al., 2021; M. Wang et al., 2023). Así mismo, se identificó Ca proveniente de la fase de la calcita, la cual ha sido reportada en fluidos de perforación solidificados (Mikos-Szymańska et al., 2018) asociando su presencia a las características propias de la formación geológica (Stuckman et al., 2018). Igualmente, se identificó la presencia de Na de acuerdo con el análisis por EDS, posiblemente proveniente de la fase de halita en la muestra AP1 analizada por DRX, el cual puede tener como su fuente de

origen la formación geológica, (Ikotun et al., 2019).

Del mismo modo, de acuerdo con el análisis elemental también se identificó la presencia de K, el cual infiere puede provenir del cloruro de potasio (KCl) el cual es la fuente de potasio más utilizada para mantener la estabilidad de la lutita en el proceso de perforación en fluidos de perforación base agua (Schlumberguer, 2023). Este al ser un líquido de alta salinidad, se le añade KCl para crear un sistema de suministro de salmuera, y que utiliza carbonato de K o Na como ajustador del pH (T. Xu et al., 2022). El ion K^+ se consume con rapidez durante la perforación superficial de lutitas gruesas, suaves y muy dispersivas, por lo que se debe mantener el ion K^+ en un buen nivel para estabilizar la lutita gruesa, ya que los iones K^+ se adhieren a las superficies de la arcilla, dando estabilidad a la lutita expuesta a los fluidos de perforación por la barrena, lo que ayuda a mantener unidos los recortes de perforación, reduciendo la dispersión en partículas más finas (Schlumberguer, 2023).

De igual manera, uno de los metales identificados en la muestra Q21 por EDS es el estroncio (Sr), el cual tiene su origen en la celestita ($SrSO_4$), utilizada en las actividades de perforación para incrementar el peso de los lodos de perforación (Secretaría de Economía, 2018). Se ha reportado que la presencia de estroncio (Sr) tiende a ser dos veces mayor en los recortes debido al uso de la celestita (Stuckman et al., 2019). Así mismo, tiende a asociarse con la fase de barita en el fluido, por lo que la presencia del alto contenido de estroncio y su dificultad para identificarlo en el DRX, se debe al alto contenido de barita en los recortes de perforación (Stuckman et al., 2019). En este sentido, Neff (2008) citado por Silveira et al. (2022), señaló que muchos de los metales detectados en los fluidos de perforación están presentes como impurezas traza. Estas trazas de metales se encuentran en las fases de barita, la cual tiene la capacidad de retener metales como el Sr, Ra, Zn, Pb y Cd (Stuckman et al., 2019), incluso los metales trazas pueden co-localizarse en granos de calcita recubiertos con lodos enriquecidos con barita en los recortes de perforación (Stuckman et al., 2018).

Por otra parte, se identificaron los elementos de Fe, Al, Mg en las muestras de recorte y

la Mn únicamente en la muestra de fluido de perforación, todas las anteriores analizadas por EDS. Estos elementos son considerados elementos constituyentes minerales (T. Xu et al., 2022), por esta razón, pueden estar presentes en forma de óxido de hierro (FeO_3), óxido de aluminio (Al_2O_3), óxido de manganeso (Mg_2O_3) y óxido de magnesio (MgO) comúnmente reportado para diferentes recortes de perforación (Abdul-Wahab et al., 2020), por lo que su presencia en altas concentraciones podría deberse a la acumulación de estos, como producto de la perforación continua (Ikotun et al., 2019). Sin embargo, en el caso del Mn, este elemento podría tener un origen antropogénico, debido a que únicamente se encuentra presente en el fluido de perforación y su concentración rebasa el valor reportado por el SGM (Figura 17).

Algunos autores como (Njuguna et al., 2022; T. Xu et al., 2018) reportaron la presencia de cobre en muestras de recorte de perforación. Sin embargo, de acuerdo con la Figura 17, este elemento está presente en concentraciones más altas que las reportadas por el SGM en muestras puntuales. Por lo tanto, el origen de este elemento podría darse por el desprendimiento de trazas en las herramientas de perforación (barrenas, tuberías, accesorios, entre otros) durante la perforación.

Figura 18. Análisis elemental de la zona

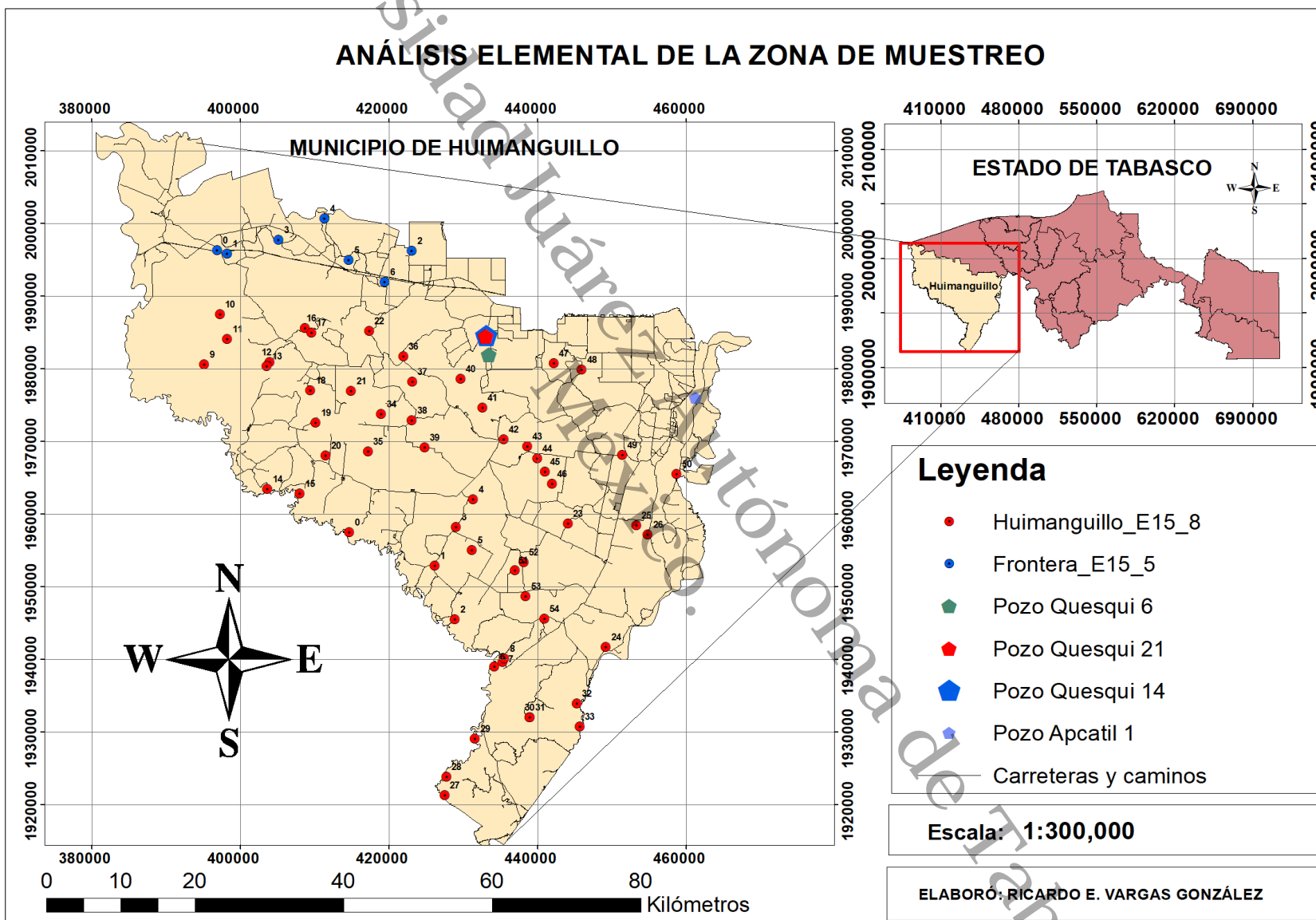


Tabla 7. Concentraciones y porcentajes de metales por punto de muestreo de la carta Huimanguillo_E15_8

Punto	Fe %	Mg %	Mn mg/kg	K %	Na mg/kg	Sr mg/kg	Al %	Ba mg/kg	Ca %	Cu mg/kg	W mg/kg
0	3.25	0.75	462	0.51	251	33	5.42	202	0.32	18	9
1	4.29	0.09	467	0.03	53	5	0.8	26	0.04	7	9
2	1.44	0.16	233	0.14	88	12	2.05	62	0.09	6	9
3	1.27	0.05	128	0.04	71	6	2.85	41	0.05	5	9
4	1.12	0.04	44	0.01	209	10	4.16	74	0.06	7	9
5	1.77	0.04	56	0.03	75	5	3.82	23	0.03	7	9
6	1.5	0.3	220	0.21	123	13	2.47	81	0.24	7	9
7	1.94	0.22	239	0.07	239	15	1.45	87	0.17	10	9
8	2.13	0.3	276	0.07	207	20	1.35	95	0.22	13	9
9	1.39	0.42	181	0.23	749	54	1.9	58	0.47	7	9
10	0.46	0.51	63	0.06	2681	107	0.59	121	1.1	10	9
11	4.33	0.88	578	0.59	778	57	5.91	216	0.52	18	9
12	2.8	0.54	283	0.36	386	52	3.83	149	0.43	14	9
13	2.41	0.52	224	0.39	517	48	4.81	169	0.38	12	9
14	1.45	0.24	47	0.11	281	24	4.51	312	0.17	24	9
15	0.85	0.03	45	0.02	175	4	1.08	42	0.02	7	9
16	2.29	0.48	86	0.5	360	42	8.99	309	0.39	25	9
17	2.71	0.37	299	0.08	400	20	1.77	129	0.21	17	9
18	0.5	0.14	38	0.06	545	58	3.45	258	0.48	21	9
19	1.06	0.14	56	0.21	276	11	7.09	137	0.05	4	9
20	0.39	0.02	69	0.03	51	3	0.84	19	0.02	3	9
21	0.85	0.13	58	0.14	262	29	6.91	344	0.13	6	9
22	4.23	0.65	481	0.48	317	45	6.77	256	0.55	18	9

23	1.21	0.07	138	0.02	214	6	1.35	61	0.02	7	9
24	2.26	0.27	169	0.05	262	18	0.6	36	0.29	9	9
25	1.74	0.17	69	0.07	259	15	2.67	143	0.11	22	9
26	3.68	1.19	555	0.35	412	41	2.98	134	0.84	121	9
27	2.66	0.57	459	0.17	294	23	2.47	177	0.3	18	9
28	2.59	0.57	373	0.13	295	25	1.77	143	0.5	18	9
29	2.31	0.34	301	0.14	332	22	2.38	132	0.21	13	9
30	2.44	0.42	336	0.15	365	27	2.54	127	0.29	16	9
31	2.76	0.42	335	0.13	341	25	2.73	145	0.28	16	9
32	3.53	0.55	555	0.18	295	26	3.85	161	0.32	21	9
33	2.79	0.36	513	0.13	318	27	3.51	251	0.29	20	9
34	0.66	0.06	53	0.08	116	6	3.17	80	0.03	4	9
35	2.22	0.16	119	0.24	158	13	8.5	165	0.06	13	9
36	2.76	0.15	194	0.17	112	11	4.66	64	0.11	8	9
37	0.68	0.1	48	0.16	334	14	3.82	106	0.15	15	9
38	1.88	0.1	85	0.12	78	8	5.75	109	0.04	6	9
39	0.83	0.05	119	0.06	74	6	1.74	57	0.04	6	9
40	2.48	0.27	859	0.16	188	30	2.89	163	0.32	10	9
41	0.53	0.09	47	0.05	422	47	2.47	510	0.31	18	9
42	0.89	0.04	170	0.03	63	6	0.81	44	0.04	3	9
43	1.78	0.19	182	0.18	163	23	6.97	209	0.13	17	9
44	0.6	0.03	90	0.02	51	5	0.54	27	0.04	2	9
45	1.13	0.06	128	0.03	327	9	1.25	87	0.05	11	9
46	0.92	0.04	108	0.01	222	10	0.61	63	0.08	9	9
47	3.14	0.34	365	0.11	270	27	3.11	320	0.14	14	9
48	4.72	0.73	783	0.2	349	39	4.29	284	0.48	33	9
49	0.6	0.04	80	0.02	77	6	0.65	41	0.05	4	9

50	3.64	0.68	524	0.22	233	50	3.67	168	0.45	24	9
51	2.03	0.17	191	0.21	232	31	7.97	213	0.17	23	9
52	0.54	0.02	87	0.01	199	4	0.48	33	0.02	5	9
53	0.96	0.06	166	0.06	97	8	1.19	39	0.07	4	9
54	1.31	0.04	158	0.02	206	8	0.89	51	0.05	7	9

Adaptado de Geoinfomex 3D (SGM, 2022)

Tabla 8. Concentraciones y porcentaje de metales en los puntos de la carta Frontera E_15_5

Punto	Fe %	Mg %	Mn mg/kg	K %	Na mg/kg	Sr mg/kg	Al %	Ba mg/kg	Cu mg/kg	W mg/kg
0	3.04	0.58	349	0.12	277	49	1.26	37	8	8
1	2.74	0.78	142	0.61	737	55	6.08	252	26	8
2	2.61	0.63	201	0.22	291	44	3.72	154	21	7
3	3.43	0.76	374	0.36	326	47	4.7	263	28	10
4	3.78	0.66	351	0.38	440	52	4.15	229	23	10
5	3.46	0.86	464	0.46	459	56	4.57	322	36	9
6	3.09	0.86	686	0.28	341	44	3.62	187	24	8

Adaptado de Geoinfomex 3D (SGM, 2022)

Como ya se mencionó anteriormente, el Ba, Sr, K, W y el Cu son metales que proceden de una fuente antropogénica, por lo que, a falta de un marco regulatorio para metales pesados en los recortes de perforación, el Ba y el Cu son los únicos metales que pueden ser evaluados normativamente (Tabla 9. Minerales presentes en las muestras y su origen). La NOM 147-SEMARNAT/SSA1-2004 establece como límite máximo permisible un rango de concentración de Ba de 5 400 ppm (0.54%) a 67 000 ppm (6.7%) en suelos contaminados con este metal (DOF, 2007). Así mismo, de acuerdo con la (Figura 17) la concentración del Ba para la muestra de FP (23%), AP1 (13%) y Q14 (34%) rebasan el límite máximo permisible establecido por la NOM-147-SEMARNAT/SSA1-2004.

Para el caso del Fe, Mn y Cu son considerados un micro nutrimento por la NOM-021-RENAC, por lo que todos aquellos micronutrientes con una concentración mayor a 2.10 ppm, se considera muy alto (SEMARNAT, 2000).

Algunos estudios afirman que el lixiviado de los recortes de perforación sofoca el crecimiento de las algas, atribuyendo este efecto toxico a la presencia de cobre, agregando que este efecto es menos tóxico para las bacterias y menor para los crustáceos (Njuguna et al., 2022).

Otro estudio también identificó trazas de metales, señalando que el alto nivel de Fe, Ca y Mg, superior al nivel de referencia, afecta al crecimiento de las plantas en la zona de vertido de los recortes de perforación (Okoro et al., 2022).

Tabla 9. Minerales presentes en las muestras y su origen

Muestra	Metal	Mineral	Nombre	Origen natural	Origen antropogénico	Normatividad	Límites máximos permisibles Mg /kg	Literatura
FP, Ap1, Q14, Q6, Q21	Aluminio (Al)	AlNaO ₈ Si ₃	Albita, Clorita	x	-	N/A	N/A	(Nwinee, 2018)
FP, Ap1, Q21, Q14.	Bario (Ba)	BaSO ₄	Barita (sulfato de Bario)	-	x	147-SEMARNAT/SSA1-2004	Uso agrícola, residencial y comercial: 5 400 Uso industrial: 67 000	(Ikotun et al., 2019) (Nwinee, 2018) (Guobin Jiang et al., 2020) (Abdul-Wahab et al., 2020)
FP, Q14, Q6, Q21, AP1	Calcio (Ca)	CaCO ₃	Calcita (Carbonato de calcio)	x	-	N/A	-	(Ikotun et al., 2019) (Nwinee, 2018) (Guobin Jiang et al., 2020) (Abdul-Wahab et al., 2020)
FP, Q14, Q21, Q6, AP1	Hierro (Fe)	FeS ₂	Marcasita	x	-	N/A	-	(Nwinee, 2018) (Abdul-Wahab et al., 2020)
Q14	Estroncio (Sr)	SrSO ₄	Celestita	x	-	N/A	-	(M. Y. Stuckman et al., 2019)
Q14, Q21, Q6, AP1	Magnesio (Mg)	Mg	Cloritoide (Oxido de magnesio)	x	-	N/A	-	(Abdul-Wahab et al., 2020)
FP	Manganeso (Mn)	Mn	Cloritoide (oxido de magnesio)	-	x	N/A	-	(Nwinee, 2018)

AP 1, Q6	Cobre (Cu)					NOM-004-SEMARNAT-2002	1500 - 4300	(Njuguna et al., 2022)
FP, Q14, Q6, Q21	Sílice (Si)	SiO ₂	Cuarzo (Dióxido de silicio)	x	-	N/A	-	(Ikotun et al., 2019) (Nwinee, 2018) (Guobin Jiang et al., 2020) (Abdul-Wahab et al., 2020)
Ap1, Q14, Q6, Q21	Sodio (Na)	NaCl	Halita	x	-	N/A	-	(Ikotun et al., 2019) (Nwinee, 2018)
Q14	Tungsteno (W)	-	-	-	x	N/A	-	
FP, AP1, Q6	Potasio (K)	KCl	Cloruro de potasio	-	x	N/A	-	(T. Xu et al., 2022)

I.XI.IV - Determinación de grados API del hidrocarburo

Método directo

Los resultados obtenidos de la medición de °API se muestran en la Tabla 10, en la cual se observó que existe una relación inversamente proporcional entre la densidad específica (DE) y los °API, que coincide con la literatura (Morales-Bautista et al., 2013). Además, se encontró una relación entre T-15.5 y los °API del hidrocarburo (Figura 19), la cual se muestra en la Ecuación 4, dando como resultado 22.48 considerado como mediano (A.S.T.M. D-1250, 1997).

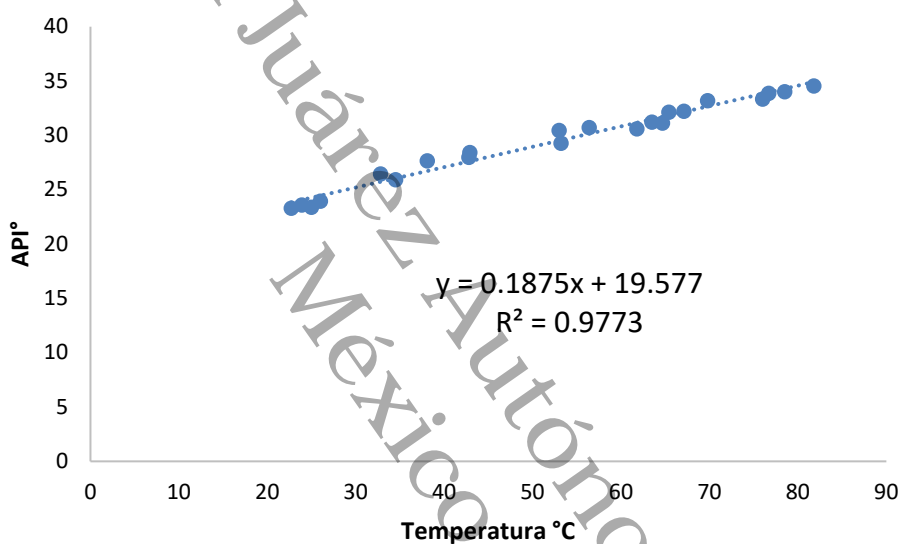
Tabla 10. Datos del método directo

N°	m ₁ (g)	m ₂ (g)	Masa (g)	Volumen (mL)	Densidad (g/mL)	Temperatura (°C)	°API	T – 15.5	°API norma lizado s
1	14.8	23.9	9.1	10	0.91	22.7	23.31	7.2	1.04
2	15.1	24.3	9.1	10	0.91	23.9	23.59	8.4	1.05
3	15.8	24.9	9.1	10	0.91	25	23.38	9.5	1.04
4	15.1	24.2	9.1	10	0.91	26	23.96	10.5	1.07
5	15.6	24.5	9.0	10	0.90	32.8	26.46	17.3	1.18
6	13.3	22.2	9.0	10	0.90	34.5	25.93	19	1.15
7	13.3	22.2	8.9	10	0.89	38.1	27.65	22.6	1.23
8	15.5	24.3	8.9	10	0.89	42.8	27.99	27.3	1.24
9	15.6	24.4	8.8	10	0.88	42.9	28.44	27.4	1.27
10	13.5	22.3	8.7	10	0.87	53	30.45	37.5	1.35
11	15.6	24.4	8.8	10	0.88	53.2	29.30	37.7	1.30
12	13.2	22.0	8.7	10	0.87	56.4	30.71	40.9	1.37
13	16.8	25.5	8.7	10	0.87	61.8	30.62	46.3	1.36
14	13.3	22.0	8.7	10	0.87	63.5	31.22	48	1.39
15	13.3	22.0	8.7	10	0.87	64.7	31.14	49.2	1.39
16	14.8	23.4	8.6	10	0.86	65.4	32.14	49.9	1.43

17	14.8	23.4	8.6	10	0.86	67.1	32.22	51.6	1.43
18	13.3	21.9	8.6	10	0.86	69.8	33.21	54.3	1.48
19	13.3	21.8	8.6	10	0.86	76	33.34	60.5	1.48
20	15.6	24.1	8.6	10	0.86	76.7	33.86	61.2	1.51
21	15.5	24.0	8.5	10	0.85	78.5	34.04	63	1.51
22	13.3	21.8	8.5	10	0.85	81.8	34.56	66.3	1.54

Dónde: (m_1) matraz vacío, (m_2) peso de matraz con muestra, (masa) resta de $m_2 - m_1$, (V) volumen de matraz, (T) temperatura.

Figura 19. Determinación de °API por método directo.

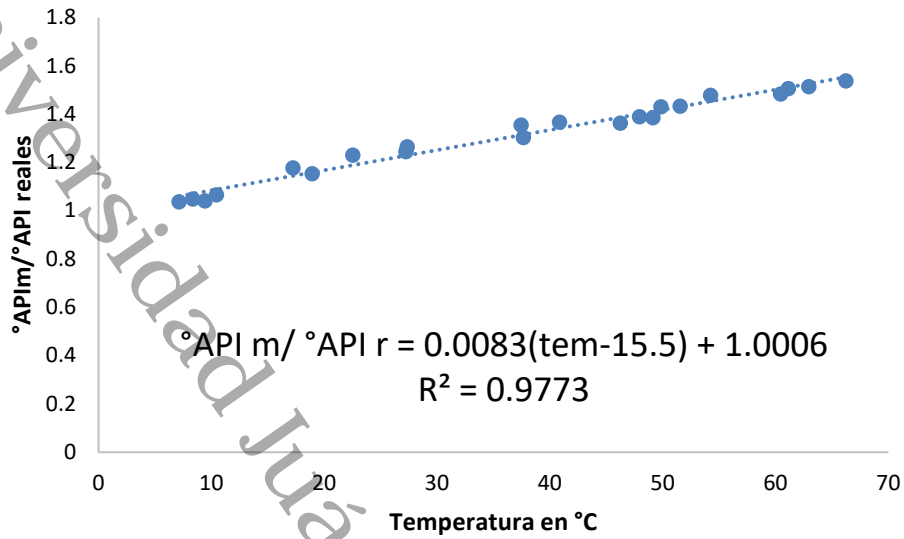


Conforme a lo anterior se encontró que para calcular °API se puede emplear la siguiente formula:

Ecuación 4. Cálculo de los °API método directo

$$°\text{API} = 0.1875 (T) + 19.577 = 22.48$$

Figura 20. Determinación de °API de manera directa.



No obstante, se necesita calcular para cualquier temperatura, por lo que se normaliza y se obtiene la siguiente formula:

Ecuación 5. Fórmula general para calcular °API

$$°API_{obs} / °API_{reales} = 0.0083 (T_{obs} - 15.5) + 1$$

Se calcularon los °API_{reales}, despejando de la Ecuación 5, quedando de la siguiente manera:

Ecuación 6. Fórmula para calcular °API reales

$$°API_{reales} = °API_{observados} / [0.0083(T_{observada} - 15.5) + 1]$$

Método indirecto

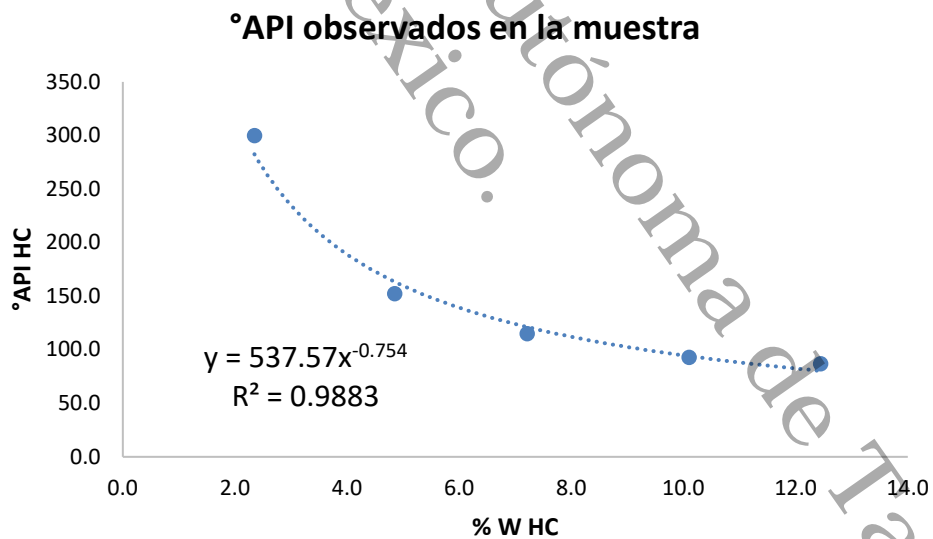
Se contrastaron los valores de W_{HC} y * en la Tabla 11, para obtener una fórmula de extrapolación al %100 de hidrocarburo para cada una de las muestras.

Muestra de FP

Tabla 11. Datos del método indirecto de la muestra FP.

Pi matra z	Pi matra z con mue stra	Pf matra z con diésel y mue stra	°T	Peso HC	peso del diésel	Peso de la mezcl a	Densi dad mezcl a	°API Mezcl a	% W solve nte	% W HC mezcl a	% mezcl a	*
20.3	20.8	41.1	28.0	0.5	20.3	20.8	0.8	38.6	97.7	2.3	100	299. 7
22.4	23.4	43.3	28.0	1.0	19.8	20.8	0.8	38.2	95.2	4.8	100	152. 2
22.5	25.1	43.3	28.0	2.6	18.2	20.7	0.8	39.1	87.6	12.4	100	86.8
22.6	24.1	43.4	28.0	1.5	19.3	20.8	0.8	38.3	92.8	7.2	100	114. 9
22.6	24.7	43.4	28.0	2.1	18.7	20.8	0.8	38.5	89.9	10.1	100	92.9

Figura 21. Relación cantidad de hidrocarburo y °API del método indirecto de la muestra de FP.



La fórmula obtenida por el método indirecto fue:

Ecuación 7. Determinación de °API por método indirecto para la muestra FP

$$y = 537.57x^{-0.754}$$

En la ecuación anterior se sustituye $x=100$, lo cual representa el %100 de hidrocarburo y

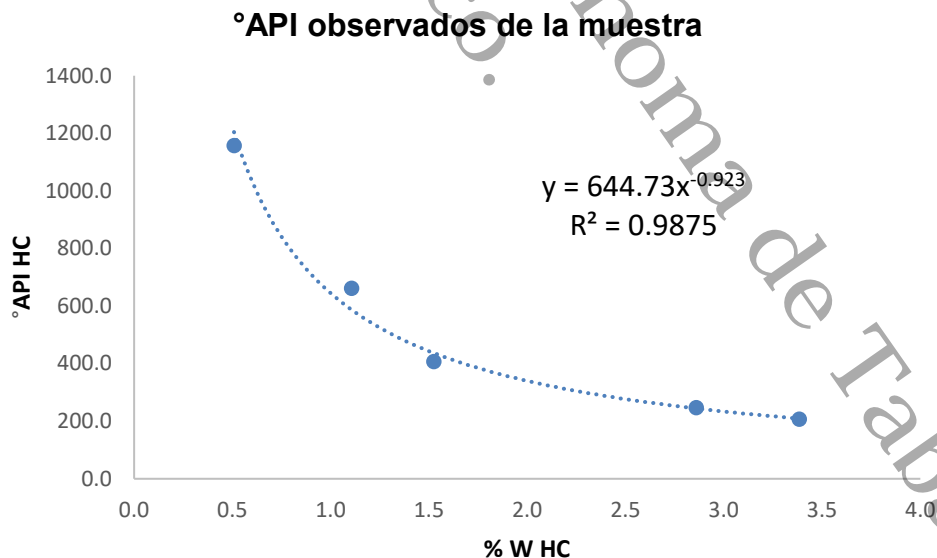
“y” representa los °API del hidrocarburo el cual fue de 15.12 considerado como pesado (A.S.T.M. D-1250, 1997).

Muestra Q6

Tabla 12. Datos del método indirecto de la muestra Quesqui 6

Pi matraz	Pi matraz con muestra	Pf matraz con diésel y muestra	°T	Peso HC	peso del diésel	Peso de la mezcla	Densidad mezcla	°API Mezcla	% W solvente	% W _{HC} mezcla	% mezcla	*
22.4	22.5	43.3	29.0	0.1	20.8	20.9	0.8	38.1	99.5	0.5	100	1156.6
20.3	20.6	41.0	29.0	0.2	20.5	20.7	0.8	39.3	98.9	1.1	100	660.8
22.5	22.8	43.4	29.0	0.3	20.5	20.9	0.8	38.1	98.5	1.5	100	407.1
22.6	23.1	43.4	29.0	0.6	20.2	20.8	0.8	38.5	97.1	2.9	100	246.7
22.6	23.2	43.4	29.0	0.7	20.1	20.8	0.8	38.2	96.6	3.4	100	206.1

Figura 22. Relación cantidad de hidrocarburo y °API del método indirecto Q6.



La fórmula obtenida por el método indirecto fue:

Ecuación 8. Determinación de °API por método indirecto para la muestra de Q6

$$y = 644.73x^{-0.923}$$

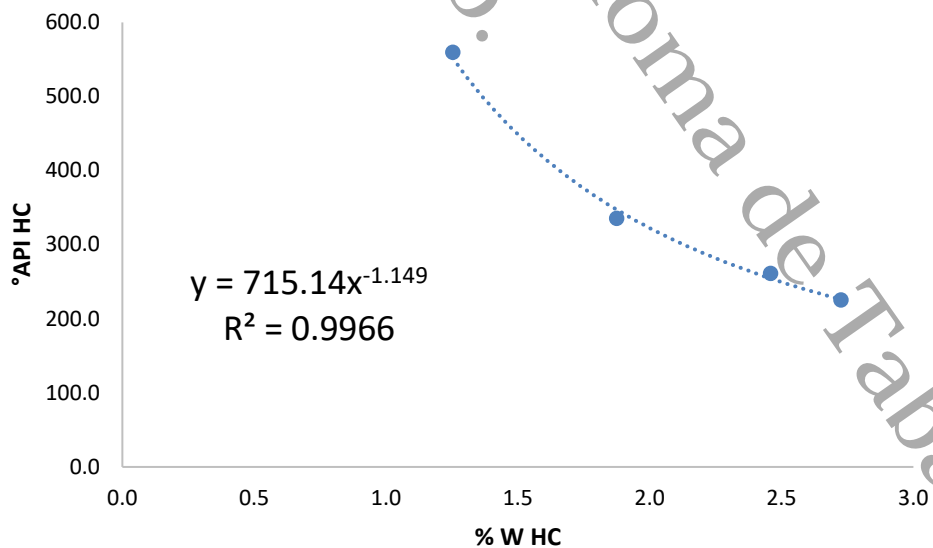
En la Ecuación 8 se sustituye $x=100$, lo cual representa el %100 de hidrocarburo y “y” representa los °API del hidrocarburo el cual fue de 8.26 considerado como pesado (A.S.T.M. D-1250, 1997).

Muestra AP1

Tabla 13. Datos del método indirecto de la muestra Apcatil 1.

Pi matraz	Pi matraz con muestra	Pf matraz con diésel y muestra	°T	Peso HC	peso del diésel	Peso de la mezcla	Densidad mezcla	°API Mezcla	% W solvente	% W _{HC} mezcla	% mezcla	*
20.3	20.6	41.1	27.0	0.3	20.5	20.8	0.8	39.0	98.7	1.3	100.0	559.4
22.4	22.8	43.3	27.0	0.4	20.5	20.9	0.8	38.1	98.1	1.9	100.0	335.5
22.5	23.0	43.4	27.0	0.5	20.4	20.9	0.8	38.0	97.5	2.5	100.0	261.2
22.6	23.2	43.5	27.0	0.6	20.3	20.9	0.8	37.6	97.3	2.7	100.0	225.1

Figura 23. Relación cantidad de hidrocarburo y °API del método indirecto AP1.



La fórmula obtenida por el método indirecto fue:

Ecuación 9. Determinación de °API por método indirecto para la muestra de AP1

$$y = 715.14x^{-1.149}$$

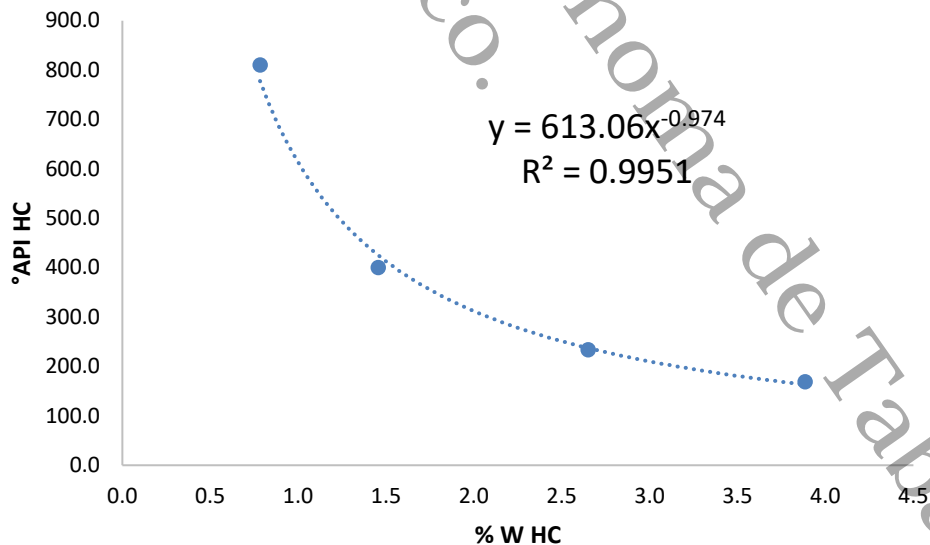
En la ecuación anterior se sustituye $x=100$, lo cual representa el %100 de hidrocarburo y “y” representa los °API del hidrocarburo el cual fue de 3.28 considerado como pesado (A.S.T.M. D-1250, 1997).

Muestra Q14

Tabla 14. Datos del método indirecto de la muestra Q14

Pi matraz	Pi matraz con muestra	Pf matraz con diésel y muestra	°T	Peso HC	peso del diésel	Peso de la mezcla	Densidad mezcla	°API Mezcla	% W solvente	% W _{HC} mezcla	% mezcla	*
20.3	20.5	41.1	27.0	0.2	20.7	20.8	0.8	38.5	99.2	0.8	100	810.7
22.4	22.7	43.3	27.0	0.3	20.6	20.9	0.8	37.7	98.5	1.5	100	400.1
22.5	23.1	43.4	28.0	0.6	20.4	20.9	0.8	37.7	97.4	2.6	100	233.9
22.6	23.4	43.5	28.0	0.8	20.1	20.9	0.8	37.7	96.1	3.9	100	169.2

Figura 24 .Relación cantidad de hidrocarburo y °API del método indirecto Q14.



La fórmula obtenida por el método indirecto fue:

Ecuación 10. Determinación de °API por método indirecto para la muestra de Q14

$$y = 613.06x^{-0.974}$$

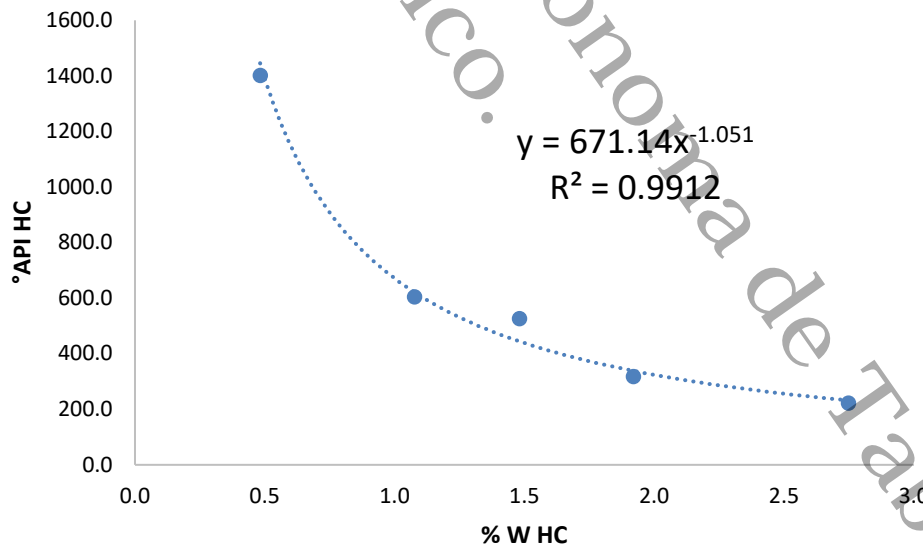
En la ecuación anterior se sustituye $x=100$, lo cual representa el %100 de hidrocarburo y “y” representa los °API del hidrocarburo el cual fue de 6.30 considerado como pesado (A.S.T.M. D-1250, 1997).

Muestra Q21

Tabla 15. Datos del método indirecto de la muestra Q21.

Pi matraz	Pi matraz con muestra	Pf matraz con diésel y muestra	°T	Peso HC	peso del diésel	Peso de la mezcla	Densidad mezcla	°API Mezcla	% W solvente	% W _{HC} mezcla	% mezcla	*
20.3	20.4	41.1	28.0	0.1	20.7	20.8	0.8	39.0	99.5	0.5	100	1401.1
22.6	22.8	43.4	29.0	0.2	20.6	20.8	0.8	38.5	98.9	1.1	100	603.9
22.4	22.7	43.1	27.0	0.3	20.4	20.7	0.8	39.7	98.5	1.5	100	525.7
22.5	22.9	43.4	28.0	0.4	20.5	20.9	0.8	37.8	98.1	1.9	100	316.9
22.6	23.2	43.5	27.0	0.6	20.3	20.9	0.8	37.6	97.3	2.7	100	222.0

Figura 25. Relación cantidad de hidrocarburo y °API del método indirecto Q21.



La fórmula obtenida por el método indirecto fue:

Ecuación 11. Determinación de °API por método indirecto para la muestra de Q21

$$y = 671.14x^{-1.051}$$

En la ecuación anterior se sustituye $x=100$, lo cual representa el %100 de hidrocarburo y “y” representa los °API del hidrocarburo el cual fue de 4.80 considerado como pesado (A.S.T.M. D-1250, 1997).

Tabla 16. °API calculados para cada muestra

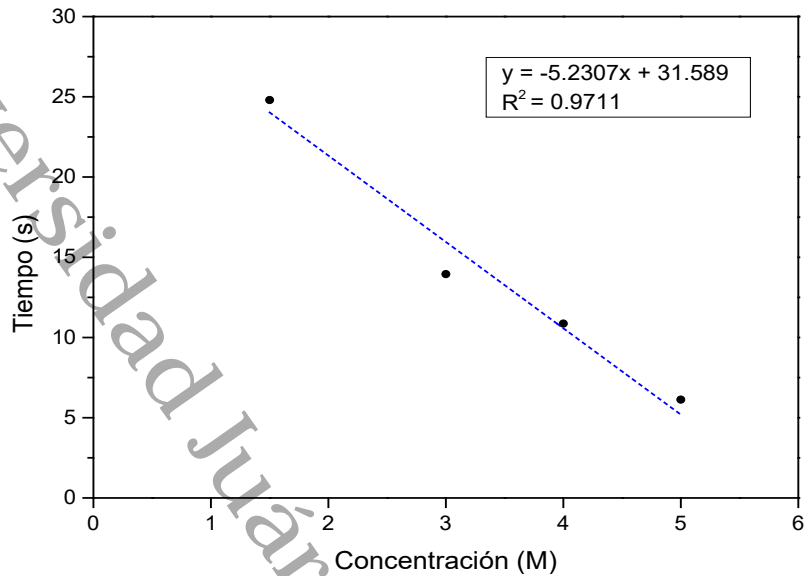
Muestra	°API	Clasificación
Fluido de perforación	15.12	Pesado
Quesqui 6	8.26	Pesado
Apcatil 1	3.28	Extrapesado
Quesqui 14	6.30	Extrapesado
Quesqui 21	4.80	Extrapesado

I.XI.V - Evaluación de la repelencia al agua

Se obtuvieron diferentes gráficas y ecuaciones de cada una de las muestras, las cuales se utilizaron para calcular el MED 10 con las mediciones generadas de la prueba MED. Posteriormente se clasificó el grado de repelencia al agua de acuerdo con la Figura 2, para cada una de las muestras antes de los tratamientos.

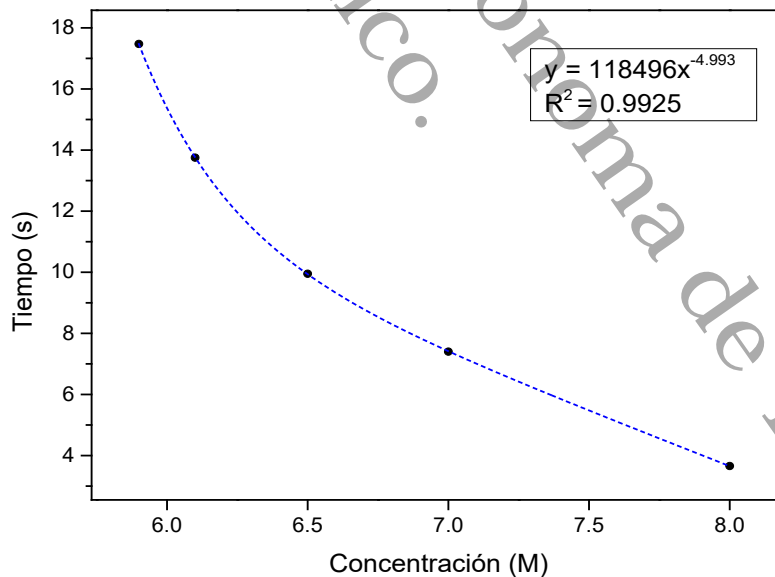
Para la muestra Q6, se determinó un valor de MED 10 de 4.15, de acuerdo con la ecuación de la recta obtenida (Figura 1) correspondiente a una clasificación como repelencia al agua muy severa (Tabla 17).

Figura 26. Curva de repelencia para calcular MED 10



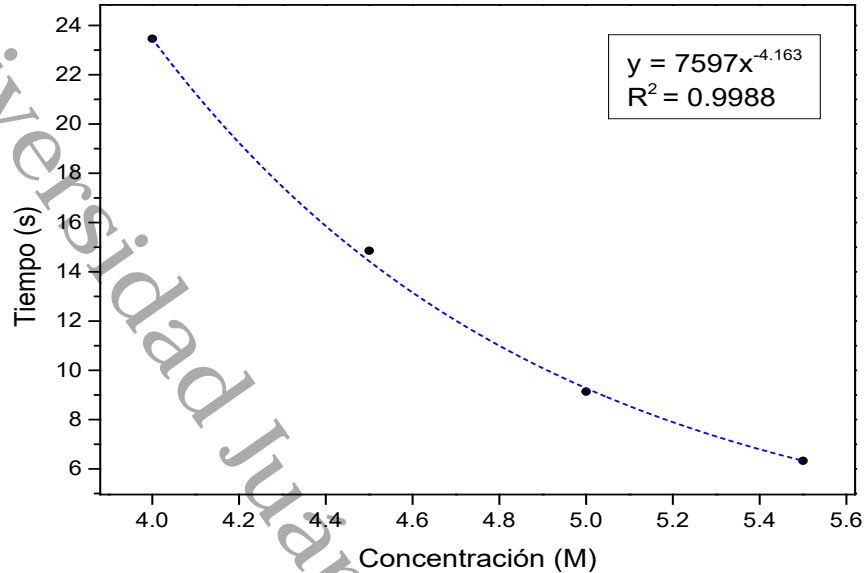
De igual manera, para la muestra Q14 se determinó un MED 10 de 6.5, correspondiente a una clasificación como repelencia al agua muy severa (Tabla 17).

Figura 27. Cálculo del MED 10 en la muestra Q14



Así mismo, para la muestra Q21 se determinó un MED 10 de 7.1, correspondiente a una clasificación como repelencia muy severa (Tabla 17).

Figura 28. Cálculo del MED 10 de muestra Q21



En el caso de la muestra AP1, no se pudo determinar el MED 10, debido a que el tiempo de infiltración era demasiado rápido y no se pudo registrar el tiempo en cada repetición. Esto podría deberse al tamaño de partícula del recorte de perforación, incluso podría atribuirse a su característica mineralógica, la cual como observamos anteriormente en la Figura 4, este contiene NaCl en la fase de halita, por lo que tiende a absorber la humedad y esto podría influir en la prueba, además de contener un porcentaje de 2% de Na (Figura 17).

Tabla 17. Valores de MED 10 para las muestras antes de los tratamientos

Muestra	Repelencia	MED 10
Q6	Repelencia muy severa	4.15
AP1	N/A	N/A
Q14	Repelencia muy severa	6.5
Q21	repelencia muy severa	7.1

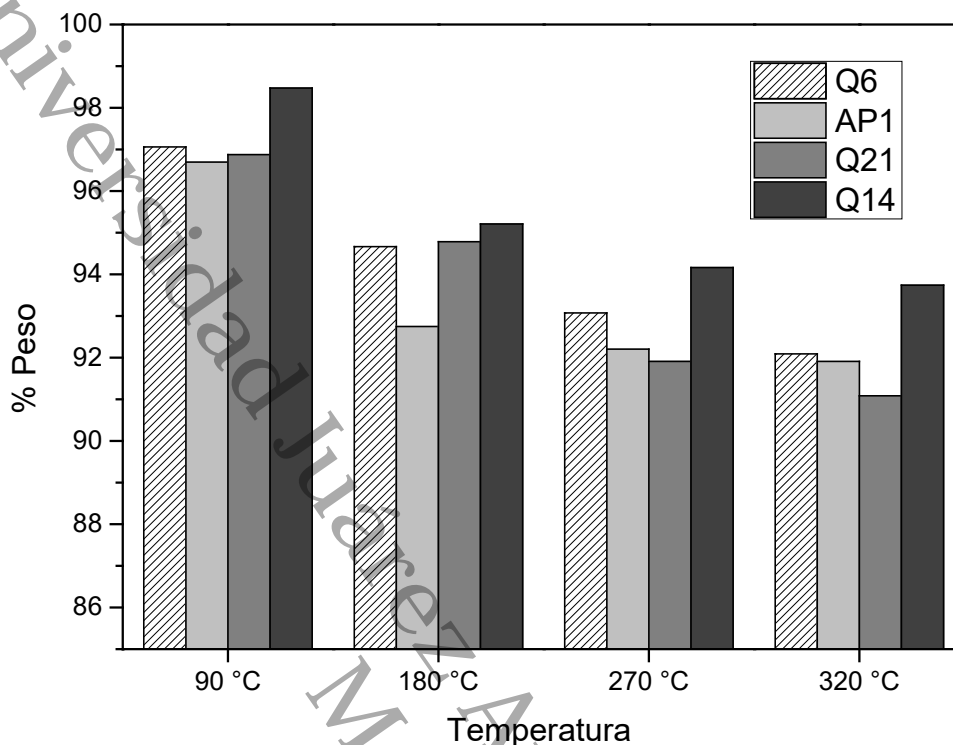
I.XII - Tratamiento por desorción térmica

Se analizaron las muestras después de ser sometidas al tratamiento por DT. Como se puede observar (Figura 29), todas las muestras presentan una pérdida de peso a medida que la temperatura incrementa en cada rampa. En el caso de las muestras AP1 y Q21,

en la rampa de 320 °C alcanzaron una degradación de 8.1% y 8.9% respectivamente, las cuales, de acuerdo con sus tasas de degradación, tienen una cinética de orden cero y orden dos respectivamente (Figura 30). En contraste, las muestras Q6 y Q14 tienen un porcentaje de degradación de 7.9% y 6.3 en la rampa de 320 °C respectivamente, así mismo tienen una cinética de degradación de orden 2 (Figura 30). En este sentido, se observó que la muestra Q21 tuvo un porcentaje de remoción más alto, a pesar de tener una cinética de degradación lineal.

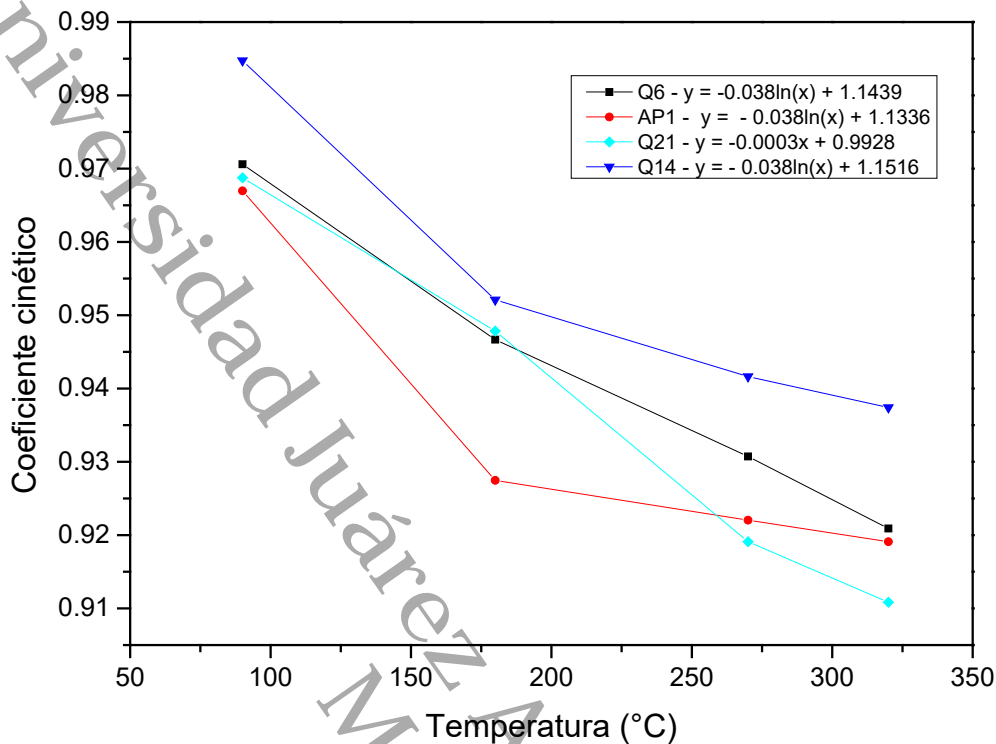
De acuerdo con las ecuaciones de la recta obtenida para cada una de las cinéticas de degradación (Figura 30), se determinó la temperatura necesaria para bajar la concentración de HC hasta un 90% en peso de las muestras. Por lo tanto, para la muestra Q6, se necesitaría alcanzar una temperatura de 613 °C, para la muestra AP1 467 °C, para la muestra Q14 sería necesario incrementar la temperatura hasta 577 °C, y finalmente para Q21 se necesitaría una temperatura de 309 °C. En este mismo contexto, podemos identificar que la muestra Q21 es la que necesitaría un menor incremento en la temperatura para alcanzar el porcentaje de HC deseado, Con lo que podemos confirmar que existen diferencias significativas entre las muestras, lo que afecta directamente en el proceso de remediación.

Figura 29. Pérdida en peso de las muestras durante la DT



En términos generales, podemos atribuir las altas remociones de HC de las muestras Q21 y AP1 en comparación con el resto de las muestras, a la alta concentración inicial de HTP (Tabla 4). Particularmente en el caso de la muestra AP1, las altas remociones podrían atribuirse a su alto contenido de HC aromáticos de fracciones medianas (Tabla 5). El FP evaluado en este trabajo contiene un 4% de estos HC, por lo que una posibilidad es que el FP utilizado durante la generación de estos recortes fuera “nuevo” y este haya aportado una gran cantidad de estos, ya que algunos autores como Ahmed & Fakhruddin (2018) mencionan que el diésel (principal constituyente de los RP) pueden llegar a contener hasta un 35 % de HC aromáticos como; el benzo(a)pireno, metilnafteno, metilfenantreno, y otras formas alquiladas, los (Alarcón Sierra, 2014). Sin embargo, al evaluar las concentraciones de Hidroxipireno, Fenantreno, Naftol y Benzo[a]pireno (Tabla 6) se midieron concentraciones muy bajas para estos HC aromáticos, mismos que no son detectados en los espectros IR de los HC extraídos de las muestras pre y post tratamiento (poner si son sobre tonos los que están en el IR de OQ).

Figura 30. Cinética de degradación

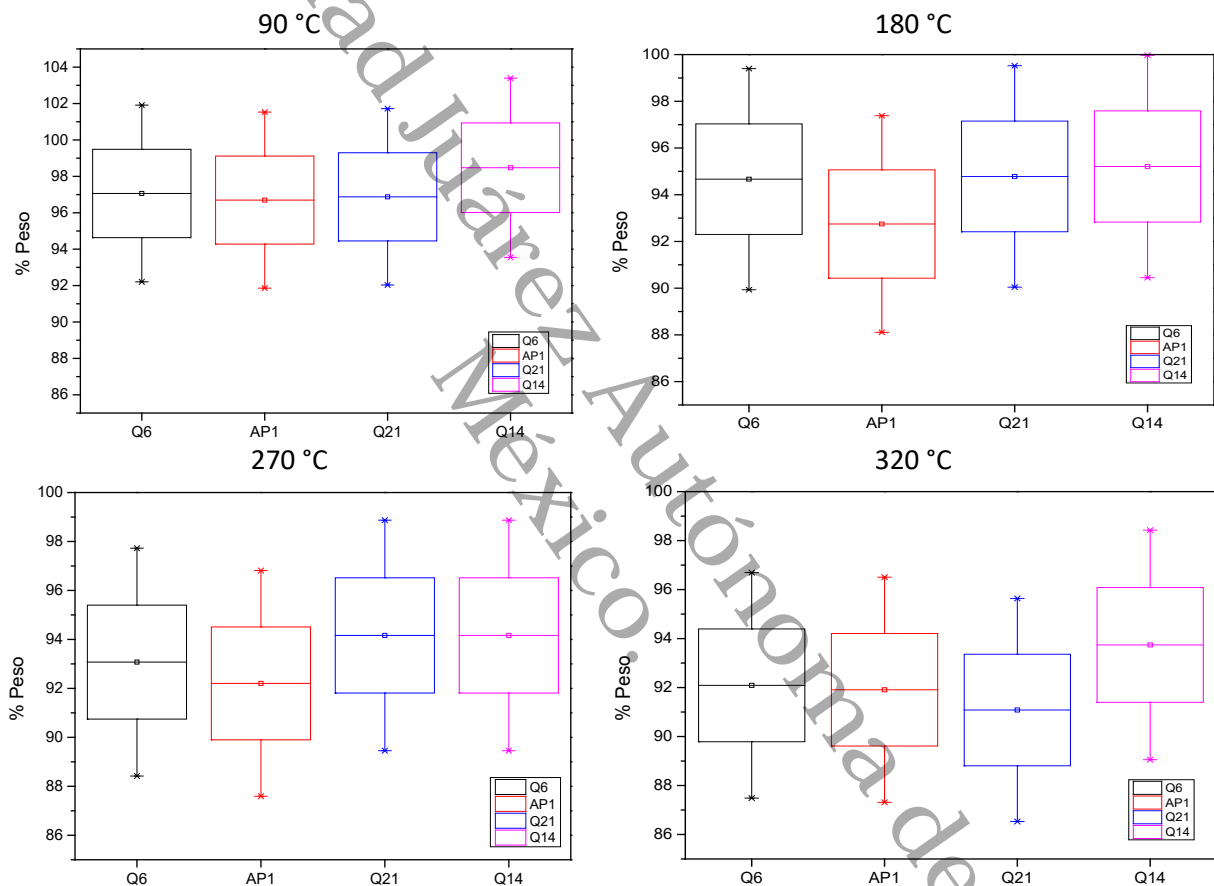


De igual manera, al evaluar la muestra Q21, se observó que esta contenía un alto porcentaje de asfáltenos y resinas de acuerdo con la Tabla 5. El origen de estas fracciones de HC se pueden atribuir al fluido de perforación, ya que estos contienen gilsonita (asfaltita), la cual, al ser un betumen o asfalto natural, contiene un alto contenido de resinas naturales ricas en HC aromáticos (Pakdaman et al., 2020), por lo que su alto porcentaje de remoción, al igual que la muestra AP1 se deba al alto contenido de este aditivo, que al ser un HC de alto peso molecular, se transforma en HC de bajo peso molecular, dando lugar a diferentes HC (Ma et al., 2023). En los casos de las muestras Q6 y Q14, a pesar de que ambas tienen porcentajes similares de resinas y asfáltenos (Tabla 5), el porcentaje de remoción entre uno y otro es muy diferente. En este sentido, como ya se ha abordado anteriormente, las muestras presentan diferencias en sus fracciones de HC, así como en su cinética de degradación.

Todo lo anterior con respecto a la remoción de HTP, contrastan con los reportados por Emeka & Joel (2021), quienes obtuvieron una remoción de 93% de HTP, en su mayoría

BTEX, al tratar los RP a una temperatura de 550°C con un tiempo de residencia de 40 min. Esto coincide con lo mencionado por algunos autores, quienes han informado que varios factores pueden influir en el rendimiento de la desorción; como la distribución del tamaño de las partículas de los sólidos (Siddique et al., 2017), así como las fracciones orgánicas y la volatilidad (H. Liu et al., 2019),

Figura 31. Distribución y tendencia de las muestras en cada rampa

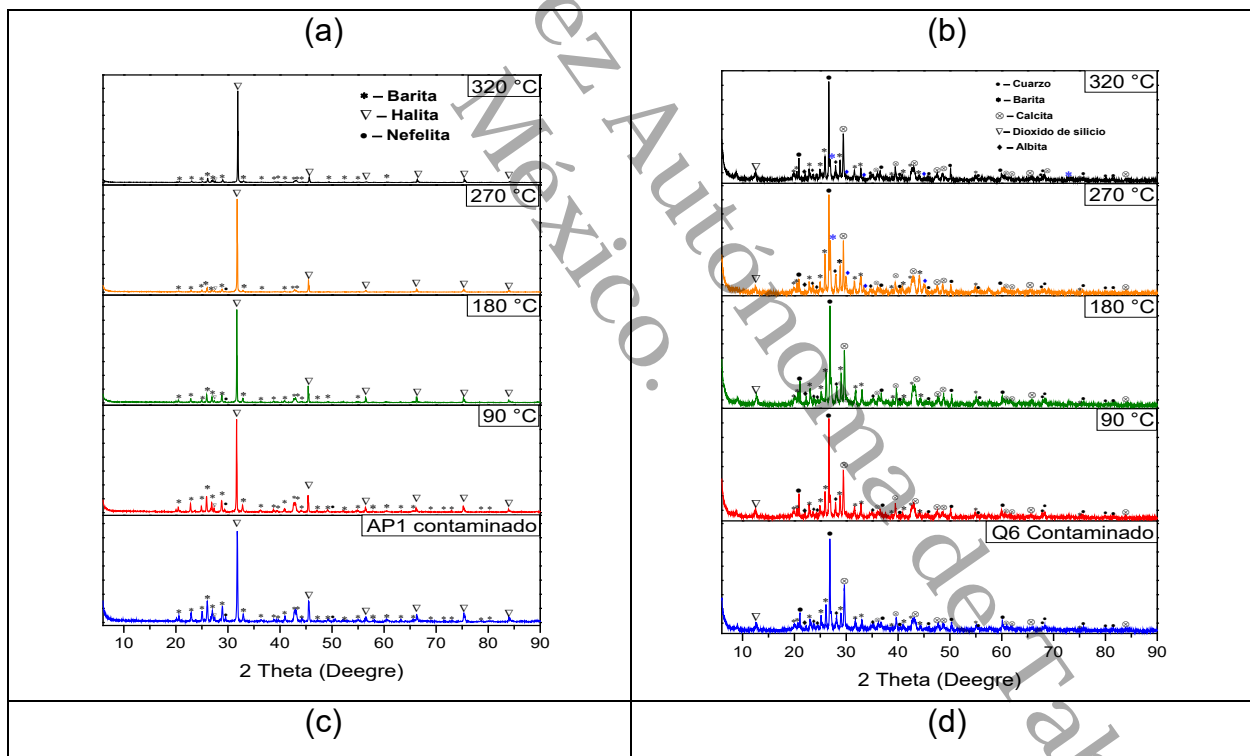


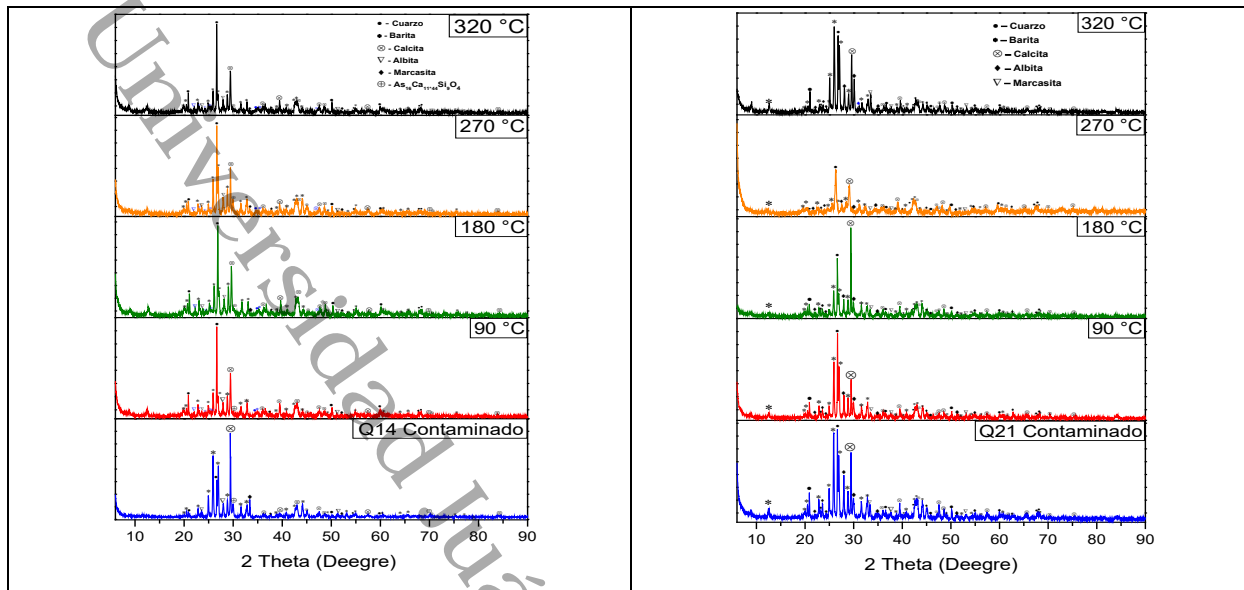
I.XII.I - Identificación mineralógica

Se obtuvieron diferentes difractogramas de cada una de las muestras para cada rampa de tratamiento por desorción térmica (Figura 32). En los difractogramas de la muestra AP1 (a), se pudo observar la presencia de Barita, Halita, Nefelita en cada una de las rampas de tratamiento. De igual manera, se observó una disminución en la intensidad de las bandas de todos los elementos detectados a medida que las rampas de temperatura

aumentaron. En la muestra Q6 (b), se observó la detección de nuevas bandas correspondientes a la Barita y la albita a medida que la temperatura de tratamiento incrementó a partir de la rampa de los 270 °C. Mientras, los minerales de calcita, cuarzo y dióxido de silicio mantuvieron valores de detección iguales a los obtenidos en el análisis pretratamiento. Así mismo, en la muestra Q14 (c), se detectaron nuevas bandas para los minerales de cuarzo barita, calcita, albita, desde la rampa de temperatura de 90 °C. En contraste, los minerales de marcasita y elementos traza mantuvieron las mismas lecturas que la muestra testigo. En la muestra Q21 (d), se detectaron los mismos elementos de Cuarzo, Barita, Calcita, Albita y Marcasita que en la muestra testigo. Sin embargo, se detectó una nueva lectura de albita en la rampa de 320 °C.

Figura 32. Difractograma de las muestras post desorción térmica.





Nota: (a) muestra AP1, (b) muestra Q6, (c) muestra Q14, (d) muestra Q21

Algunos trabajos han reportado la presencia de diferentes minerales en recortes de perforación como; Ikotun et al., (2019) detectaron la presencia de Halita (Figura 32 (a)) barita, cuarzo y calcita. Así mismo, Agin et al., (2019) detectaron presencia de cuarzo (SiO_2), mientras que Ma et al., (2023) detectaron Calcita, Halita, Barita, en muestras de recortes de perforación. De igual manera, otros estudios como el realizado por la Universidad Federal do Espirito Santo en Brasil, (Fialho & Associacao Brasileira de ceramica, 2011) identificaron la presencia de la albita (Figura 32 (d)) en recortes de perforación, mencionando que deben su origen a la presencia de feldespatos y silicatos en cadena. Por lo tanto, hay rampas de tratamiento en las que se logran detectar nuevos picos en los difractogramas (Figura 32). Esto posiblemente de deba a la volatilización de parte de los HC en la matriz sólida, lo que permitió dejar expuesta la zona a la detección del equipo durante el análisis.

I.XII.II - Identificación de grupos funcionales

Se determinó la Abundancia Relativa de los Grupos Funcionales Polares (IRAP) para cada una de las muestras. Esta se realizó utilizando la Ecuación 12, propuesta por Morales-Bautista et al., (2016), en la que se utiliza la absorbancia medida en función del número de onda correspondiente.

Donde:

S=O=S: Es una banda ~ 1152 cm⁻¹

COC: Es una banda ~ 1021 cm⁻¹

ArCOR: Es una banda ~ 1700 cm⁻¹

SAT₂: Es una banda ~ 1376 cm⁻¹

Ecuación 12. Cálculo de IRAP

$$[((O = S = O)/SAT_2) + (COC/SAT_2) + (ArCOR/SAT_2)] * 100$$

De igual manera, se calcularon los °API empleando la ecuación 6 utilizando los valores IRAP obtenidos con la Ecuación 12, (C. M. Morales-Bautista et al., 2016), obteniendo como resultado los valores presentados en la Tabla 18 .

Ecuación 13. Fórmula para determinar °API en función del IRAP

$$X = \frac{IRAP - 82.703}{1.1680}$$

En función de los °API, se determinó el grado de repelencia de manera teórica, de acuerdo con las correlaciones propuestas por Marín-García et al., (2016) tal como se muestra en la Tabla 18.

Tabla 18. Repelencia teórica post DT

	90		180		270		320	
	° API	Repelencia	° API	Repelencia	° API	Repelencia	° API	Repelencia
Q6	2.0	FR	1.4	FR	1.4	FR	1.3	FR
AP1	1.3	FR	1.4	FR	1.5	FR	1.4	FR
Q14	1.6	FR	1.4	FR	1.5	FR	1.4	FR
Q21	1.3	FR	1.1	FR	1.1	FR	1.2	FR

Nota: FR =Fuertemente Repelente

Al comparar los °API de la Tabla 16, con los obtenidos en la Tabla 18, se observa cómo hay una reducción en los °API en todas las muestras post tratamiento, esto puede deberse principalmente a la volatilización de los compuestos saturados y algunos HC de fracción media, lo que podemos confirmar en los espectros IR (Figura 33).

Los resultados obtenidos en la Tabla 18 muestran una reducción en los °API a medida que la temperatura aumenta en la muestra Q6, por el contrario, en la muestra AP1 se observa que los °API aumentan en las rampas de 180 °C y 270 °C para descender en la rampa de 320 °C. De igual manera, en la muestra Q14 se observó una reducción de los °API en la rampa de 180 °C, aumenta en la rampa de 270 °C y vuelve a descender en la rampa 320 °C. Así mismo, en la muestra Q21 se observó una disminución en los °API, en la rampa de 180 °C y 270 °C, y un aumento en la rampa 320 °C lo que coincide con los porcentajes de remoción de la (Tabla 18). Este efecto de disminución y aumento de °API puede ser atribuido a que los hidrocarburos de mayor peso molecular tienden a transformarse a hidrocarburos de menor peso molecular durante el proceso de calentamiento (Ma et al., 2023), haciendo que se los °API incrementen cuando hay mayor presencia de HC de fracciones más ligeras y disminuya cuando estos se desorben.

I.XII.II.I - Fase líquida extraíble

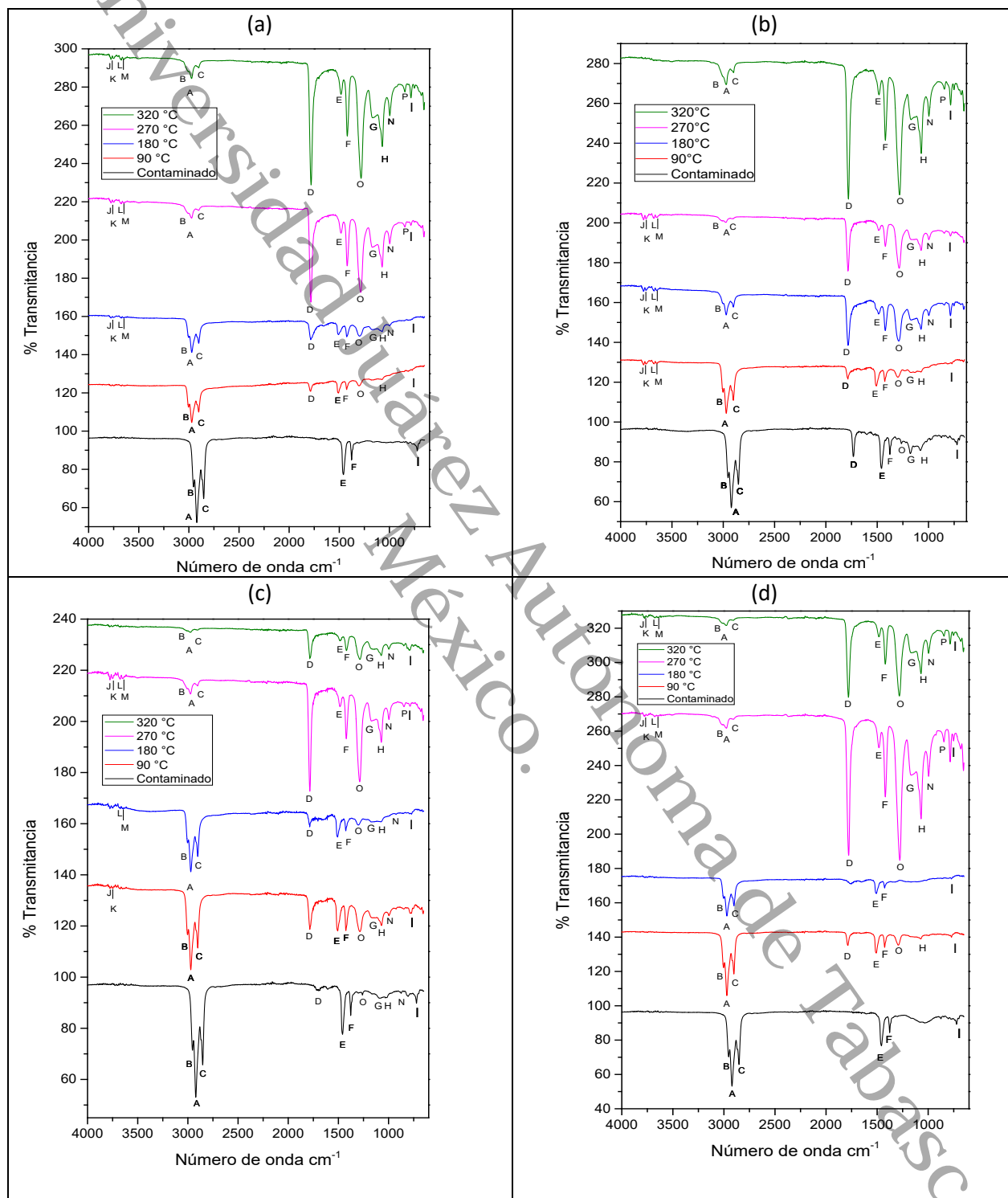
Se analizaron los espectros IR obtenidos del análisis realizado a la fase líquida de las muestras. Tras el análisis, se pudo observar la presencia de las mismas bandas IR descritas en el apartado "*Identificación de grupos funcionales*" para las cuatro muestras de recortes. Sin embargo, se detectó la aparición de nuevas bandas en las muestras Q6, AP1, Q14 y Q21 en diferentes rampas de tratamiento, correspondientes a los números de onda 3727, 3703, 3623 y 3596, identificadas como J, K, L y M respectivamente en la Figura 33.

En este sentido, las bandas detectadas en el rango 3997-3415 cm^{-1} pueden atribuir a los enlaces N-H de los grupos aminos (Liuyang et al., 2020), ya que algunas arcillas como la illita puede contener iones de NH_4 que reemplazan a los iones de K^+ dentro de sus

estructuras (Madejová et al., 2017). Estas aminas, posiblemente deben su origen a diferentes fuentes, por ejemplo; al uso de arcillas organofílicas acondicionadas con sales de amonio cuaternario, quitosano, alcoxilano, etc. Utilizados principalmente en la síntesis de la Montmorillonita (Zhuang, Zhang, et al., 2019), Paligorskita y Sepiolita (Mahmoud et al., 2023). Así mismo, existen otros compuestos como el bromuro de dodeciltrimetilamonio (DTAB) o el sulfonato de benceno de dodecilsodio (SDBS), ambos surfactantes aniónicos, que son ampliamente utilizados en el acondicionamiento de fluidos de perforación (T. Y. Wang et al., 2021), normalmente encontrados productos como emulsificantes primarios y co-emulsionante, por mencionar algunos (Ma et al., 2023). En este sentido, la presencia de las arcillas organofílicas y los emulsionantes podría explicar la aparición de las bandas atribuidas al grupo funcional de las aminas mencionadas posterior al tratamiento. Sin embargo, debido a la capacidad que tienen los HC de movilizarse a través de los poros de las formaciones en presencia de estos surfactantes (Yongfei Li et al., 2023), así como, de adsorberse en los poros superficiales de las partículas (Bazzine et al., 2021).

Resulta complicado detectar estos compuestos en una caracterización por FTIR previa al tratamiento. En principio, debido a que las cadenas alquílicas se desorben en el aceite, mientras que las largas no lo hacen. Esto significa que las sales de amonio cuaternario pueden degradarse en olefinas y aminas terciarias depositándose en los espacios interlaminares, para degradarse paulatinamente y mezclarse en el aceite a medida que incrementa la temperatura (Zhuang, Jiang, et al., 2019). Por lo tanto, a medida que incrementa la temperatura de tratamiento y los HC asociados a los surfactantes aniónicos (principales compuestos aminos) se desorben o transforman, permiten extraer estos grupos aminos de la matriz sólida.

Figura 33. Espectros IR de la fase líquida post DT

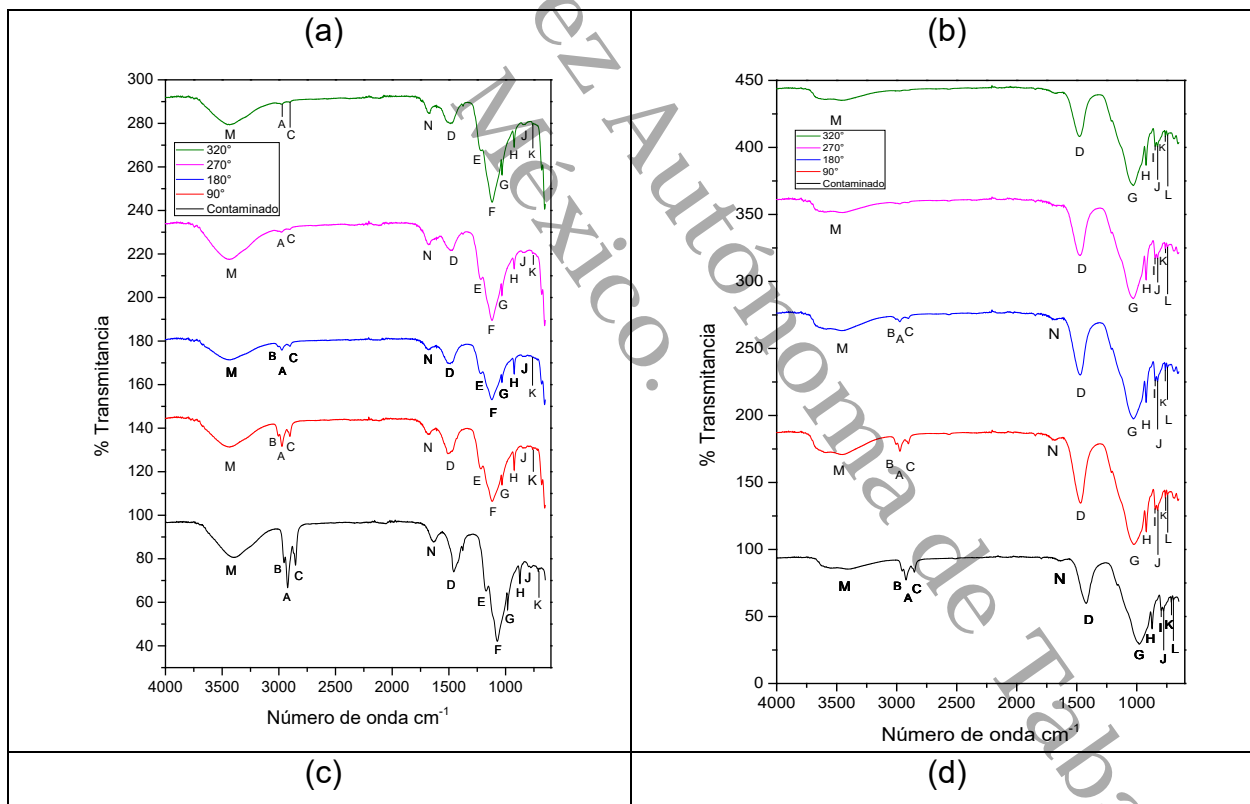


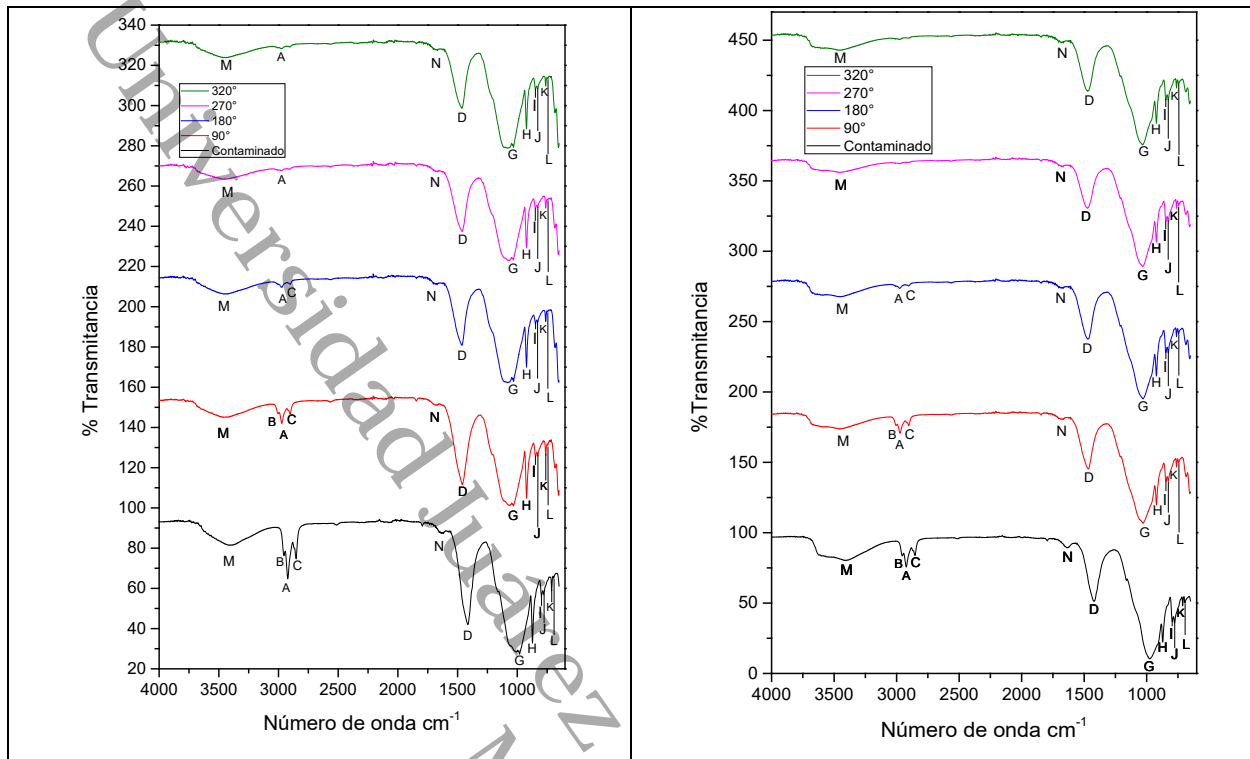
Nota: (a) IR muestra Q6, (b) IR muestra AP1, (c) IR muestra Q14, (d) IR muestra Q21.

I.XII.II.II - Fase solida

Como podemos observar en la Figura 34, se obtuvieron cuatro espectros IR del análisis de las muestras solidas de los recortes de perforación posterior al tratamiento por desorción térmica. Como se puede observar en la misma figura, las bandas de detección de todas las muestras son similares entre sí, además, comparten similitud con las bandas con las bandas descritas en las muestras de la Figura 12. Sin embargo, tres bandas; identificadas con las letras "A", "B" y "C" si presentaron una disminución en su intensidad, lo que nos indica que sus concentraciones disminuyeron. Estas presentan una disminución en su intensidad a medida que incrementa la temperatura, a diferencia del resto de bandas descritas en la Figura 34.

Figura 34. Espectros IR de la fase sólida de las muestras





Nota: (a) muestra AP1, (b) muestra Q6, (c) muestra Q14, (d) muestra Q21.

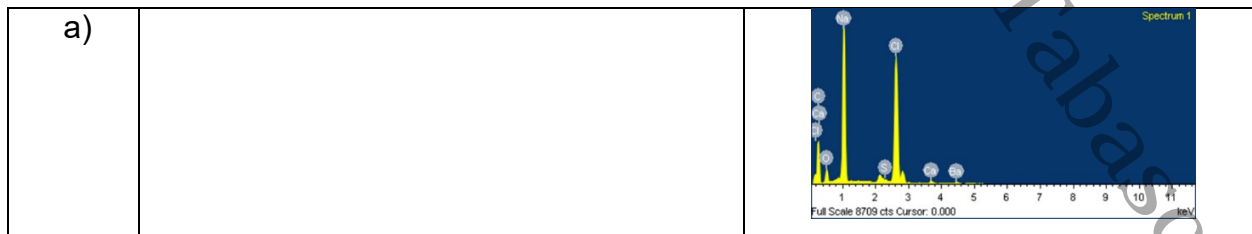
Se identificó la banda “M” en 3601 cm^{-1} , atribuida a la presencia de iones OH, ya que este ion es comúnmente reportado en las arcillas (Madejová et al., 2017), además, esta banda no presenta cambios en ninguna de las rampas de tratamiento y no coincide con las formas comúnmente reportadas para la presencia de grupos OH de alcoholes o agua. De igual forma, las bandas que presentan disminución en su intensidad en todas las muestras, fueron identificadas de la siguiente manera; “A” 2922 cm^{-1} corresponde a un estiramiento asimétrico del metileno (CH_2) (Gopanna et al., 2019; Guzmán-Osorio et al., 2020), así mismo, en la banda “B” se observa un metilo (CH_3), debido a la vibración de estiramiento del enlace C-H de los alcanos normales que tiene un estiramiento asimétrico y simétrico en el rango de $2972\text{-}2952\text{ cm}^{-1}$ (Gopanna et al., 2019; Gunavathi et al., 2021), por último, “C” 2852 cm^{-1} (Liuyang et al., 2020) atribuida al estiramiento asimétrico del grupo metilo (CH_2), lo cual podemos confirmar en la zona de “huella dactilar” en la banda $1458\text{-}1420\text{ cm}^{-1}$ (D) atribuida a flexión simétrica del metilo (CH_2) (J. Li et al., 2021). Este descenso escalonado en la intensidad de los metilos y metilenos dentro de los espectros IR, se debe a la disminución de la concentración de estos HC debido al proceso de

volatilización inducido por el propio tratamiento. Sin embargo, en las fases sólidas residuales de los recortes de perforación base aceite, se pueden encontrar trazas de hidrocarburos de petróleo e incluso de metales pesados parcialmente disueltos, incluso después de un proceso de pirolisis (H. Wang et al., 2023).

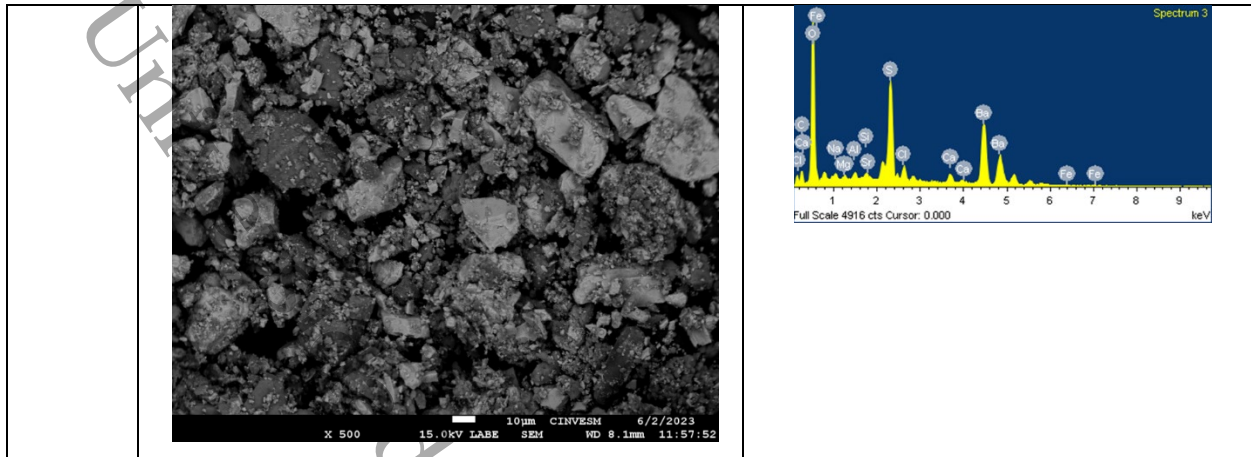
I.XII.III - Evaluación de la morfología

Como se puede observar en la Figura 35 (a), el material tratado a 90 °C mantiene su forma agregada, donde la partícula más grande, en este caso la Halita (NaOH), mantiene su estructura con bordes y esquinas distintamente deformados, además de presentar diferentes depósitos de material remanente del FP presente como micro agregados entre sus poros interparticulares. De igual manera, podemos observar en la (Figura 35 (b)) tratada a 180 °C, la forma en que el FP remanente en la muestra funge con agente ligante que mantiene unidos a los micro agregados en una sola estructura. Por otra parte, los agregados de mayor tamaño no se encuentran unidos, sin embargo, presentan trazas de fluidos entre sus poros interparticulares. Así mismo, en la Figura 35 (c), podemos observar algunos agregados de Halita de mayor tamaño con superficie lisas, sin presencia de FP remanente, además de observar una disminución en el tamaño del agregado de FP que mantenía unidos a los micro agregados. Por último, en la Figura 35 (d) se observó como los agregados de FP mantienen unidos a los micro agregados en la parte superficial de estos. No obstante, los agregados de mayor tamaño presentan contacto con algunos micro agregados debido a la característica ligante del FP remanente.

Figura 35. Morfología de las muestras AP1 post desorción térmica.



b)		
c)		
d)		

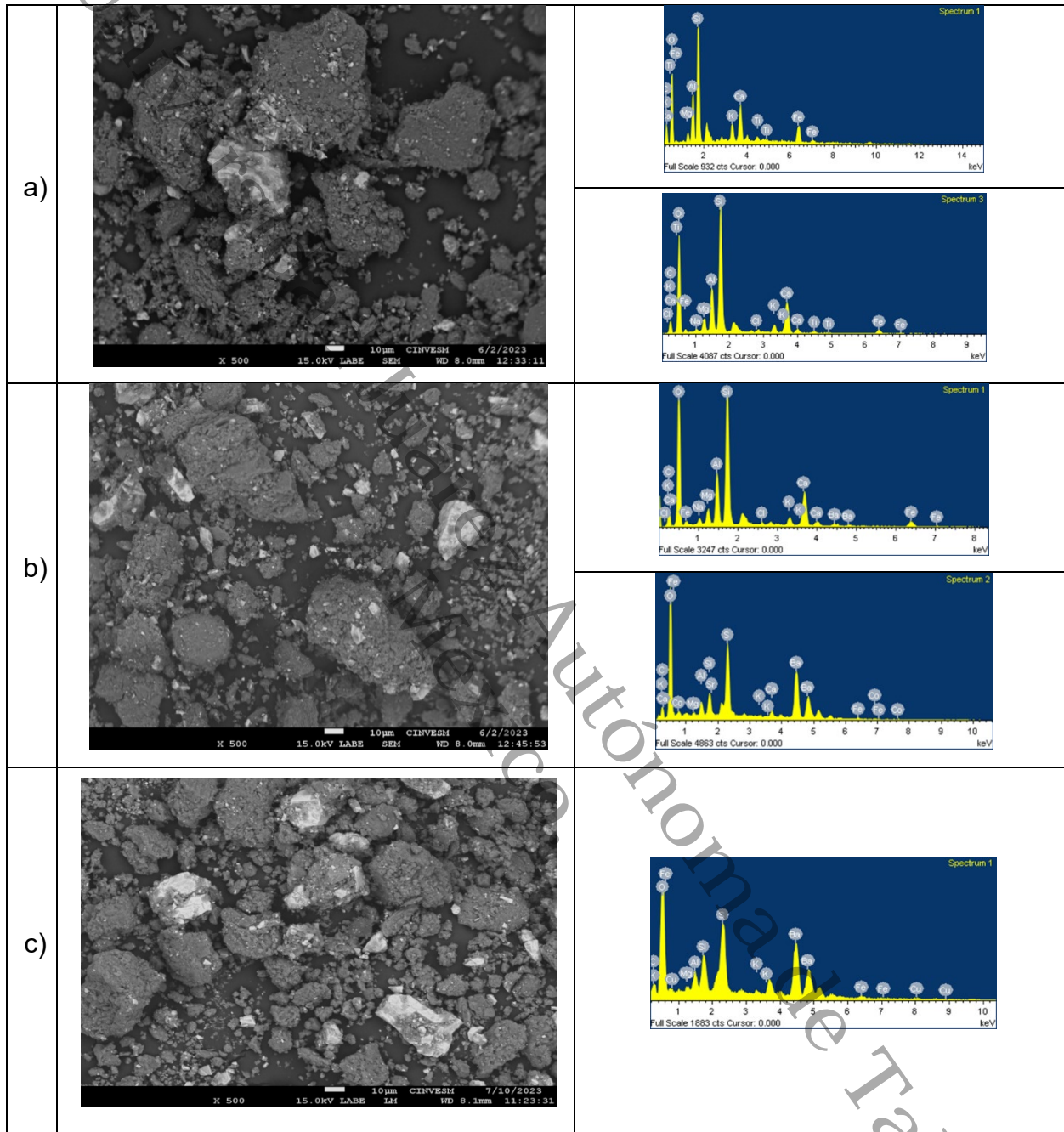


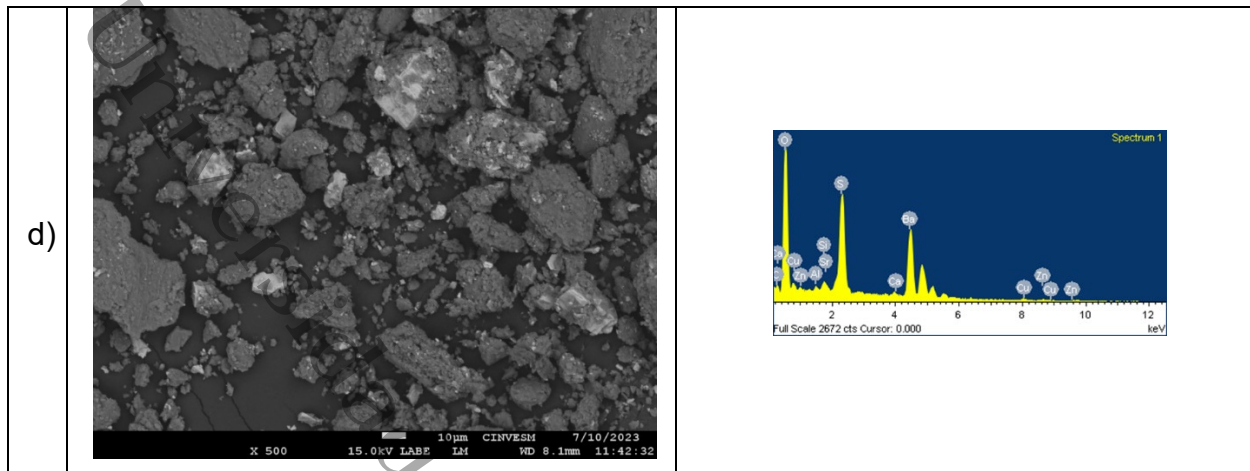
Nota: a) Tratamiento a 90 °C, b) Tratamiento a 180 °C, c) Tratamiento a 270 °C, d) Tratamiento a 320 °C.

En el caso de la muestra Q6 tratada a 90 °C (Figura 36 (a)), se observó como el material sólido, principalmente compuesto por sílice, se encuentran recubiertas por el FP remanente en las muestras. Aunque no se apreció un gran efecto de aglomeración de micro agregados. Sin embargo, si se observó la presencia de estos en la muestra de manera dispersa. En la muestra Q6 tratada a 180 °C (Figura 36 (b)), se observó que a mayor temperatura la cantidad de micro agregados incrementó, atribuido posiblemente a la disminución de la capacidad ligante de los HC, lo que permitió una mayor dispersión.

Así mismo, se pudo observar cómo varios agregados del material presentan partes lisas sin recubrimiento del FP remanente, por lo que se aprecia la forma irregular que tienen las partículas de agregados más grandes. Durante la evaluación de las muestras tratadas a 270 °C y 320°C, (Figura 36 (c) y (d)) se observó un comportamiento similar, donde hay un aumento en los micro agregados dispersos. No obstante, gran parte de los agregados de mayor tamaño se observaron recubiertos de FP remanente, el cual debe estar constituido principalmente de una mezcla de Barita ($BaSO_4$) de acuerdo con el análisis elemental, e HC de fracciones pesadas de alto contenido de Azufre, de acuerdo con el análisis elemental. Lo anterior, puede generar las condiciones ligantes necesarias para evitar un posible desprendimiento del HC de la parte superficial de la matriz sólida, pero sin generar grande aglomerados de micro agregados.

Figura 36. Morfología de las muestras Q6 post desorción térmica.



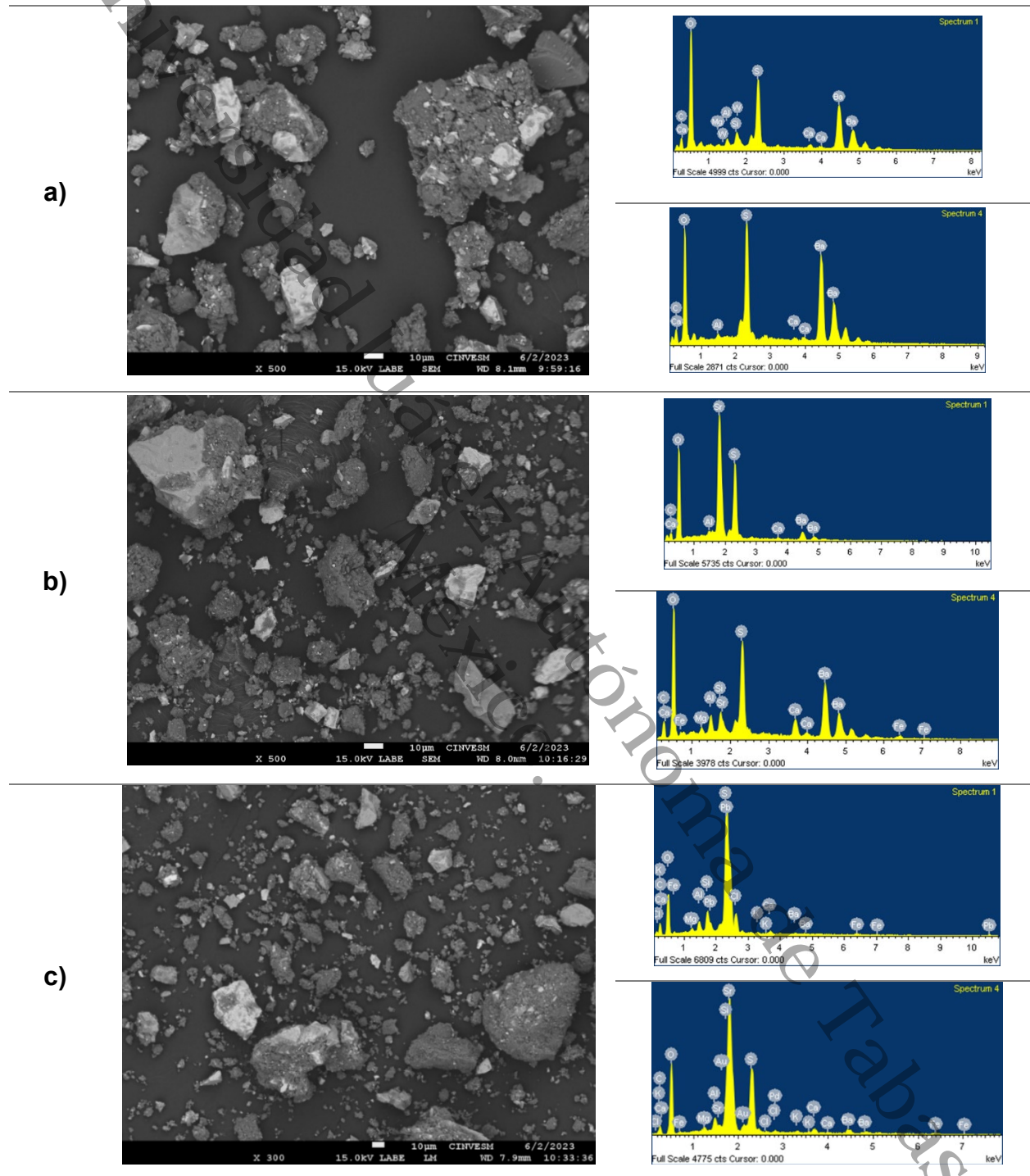


Nota: a) Tratamiento a 90 °C, b) Tratamiento a 180 °C, c) Tratamiento a 270 °C, d) Tratamiento a 320 °C.

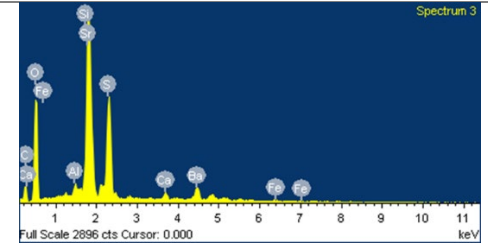
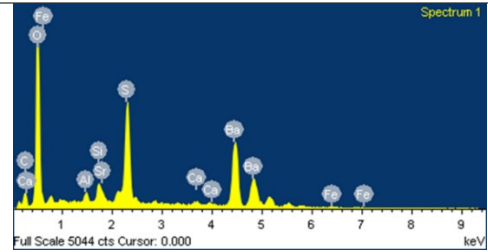
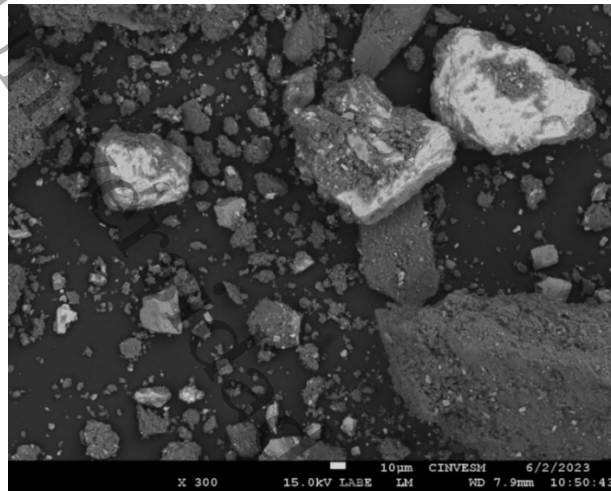
Como se pudo observar en la Figura 37 (a), en la muestra Q21 tratada a 90 °C se identificaron diferentes agregados ligeramente recubiertos de FP remanente, así como una partícula aglomerada de micro agregados, constituida principalmente de Barita (BaSO_4). En este sentido, en la muestra Q21, tratada a 180 °C (Figura 37 (b)), se observó una mayor dispersión de micro agregados y poca presencia de aglomerados. En cuanto a los agregados de mayor tamaño, se apreció menor recubrimiento y presentaron zonas lisas con formas irregulares. Así mismo, en esta ocasión se observó de acuerdo con el análisis elemental, una mayor presencia de Sr, proveniente de la celestita (SrSO_4), la cual es el principal constituyente del FP remanente que recubre a la matriz sólida proveniente de la formación. De igual manera, se observó la presencia de Barita en el FP.

En la muestra Q21, tratada a 270 °C (Figura 37 (c)), se observó un comportamiento similar, en la que se aprecia con mayor claridad material disgregado y disperso en mayor cantidad. Igualmente, se observó agregados de mayor tamaño ligeramente recubiertos de FP, así como, aglomerados constituidos principalmente de micro agregados provenientes de la Barita, la Celestita y de la matriz sólida de la formación. Por último, en la muestra Q21, tratada a 320 °C (Figura 37 (d)), se observó agregados completamente limpios de FP. Así mismo, se observó gran presencia de micro agregados dispersos, aglomerados de diferentes tamaños, principalmente constituidos de Barita y Celestita, de acuerdo con el análisis elemental.

Figura 37. Morfología de las muestras Q21 post desorción térmica.



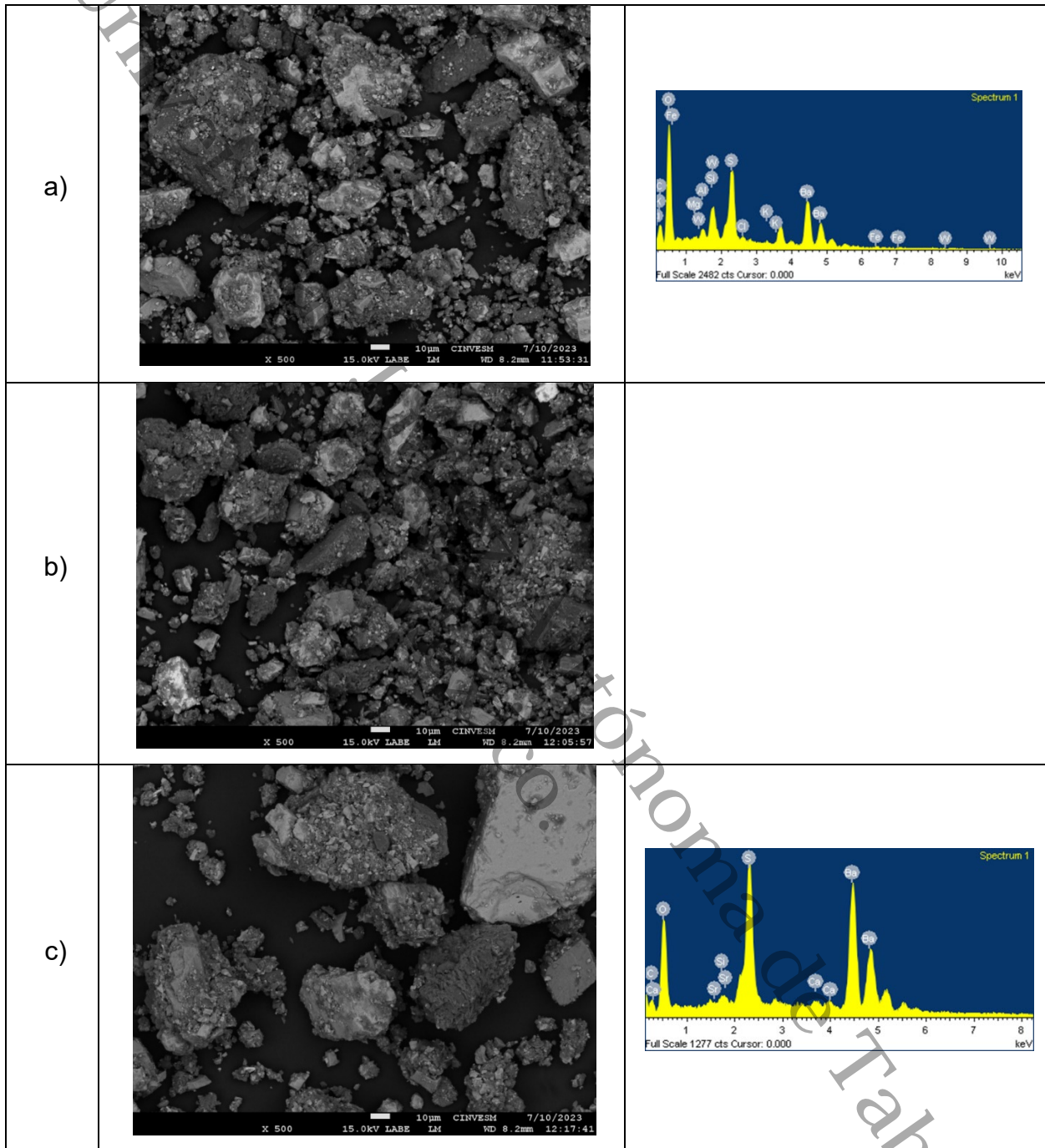
d)

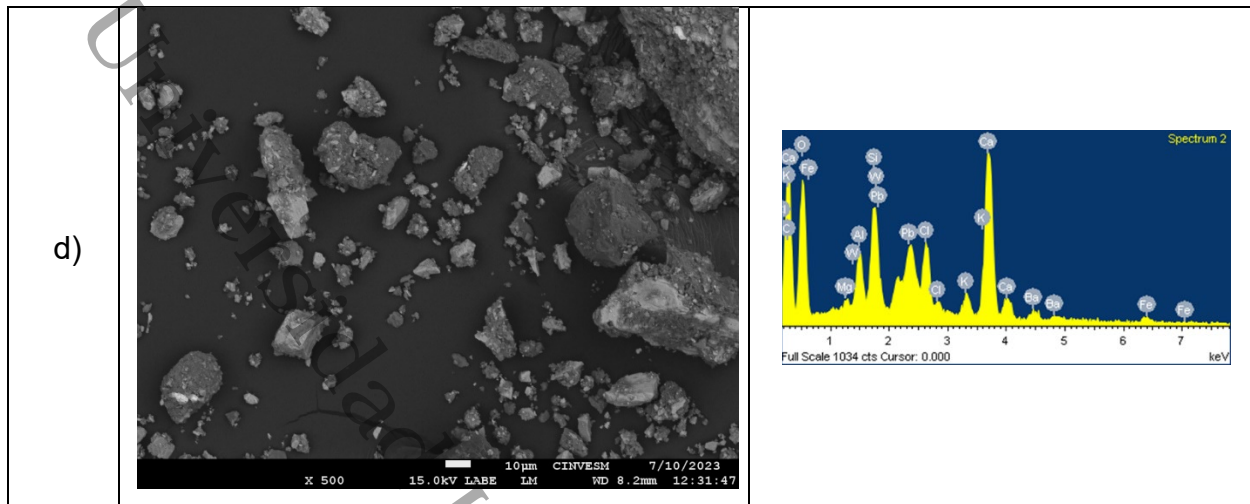


Nota: a) Tratamiento a 90 °C, b) Tratamiento a 180 °C, c) Tratamiento a 270 °C, d) Tratamiento a 320 °C.

Como se observa en la Figura 38 (a), la muestra Q14 tratada a 90 °C presentó agregados irregulares, con bordes afilados ligeramente impregnados de FP remanente. De igual manera, se observan aglomerados de HC con micro agregados. En la muestra tratada a 180 °C, se observó diferentes agregados dispersos e impregnados con FP remanente, así como aglomerados constituidos principalmente de micro agregados. En la Figura 38 (b), se observó la presencia agregados de la muestra con un área de la partícula lisa, sin presencia de HC, así como diferentes aglomerados constituidos con micro agregados y FP remanente. Por último, en la Figura 38 (d) se observó diferentes agregados unidos pequeños aglomerados constituidos de micro agregados. Sin embargo, algunos agregados se observan con pequeñas áreas lisas.

Figura 38. Morfología de las muestras Q14 post desorción térmica





Nota: a) Tratamiento a 90 ° C, b) Tratamiento a 180 ° C, c) Tratamiento a 270 ° C, d) Tratamiento a 320 ° C.

Como se observó en las diferentes muestras, algunas partículas de mayor tamaño se encuentran aglomeradas y presentan restos de HC en sus superficies. Algunos autores como Stuckman et al., (2019) informaron que este efecto podría atribuirse al fluido de perforación con alto contenido de barita, ya que esta puede adherirse a la superficie de los fragmentos de roca de la formación, debido a que los procesos de separación sólida in situ, no eliminan al cien por ciento el recubrimiento enriquecido en Ba de los recortes de perforación residuales (Stuckman et al., 2019). Por otra parte, otro factor que influye en este efecto es la capacidad de adhesión de los HC en las partículas. Esta puede presentarse principalmente en las arcillas organofílicas presentes en el FP, ya que estas tienen la cualidad de absorber los HC en la propia arcilla, gracias a la incorporación de sales de amonio en la estructura de estas (Heidarzadeh & Parhizi, 2020) permitiendo aglomerarse a las partículas, gracias a la capacidad que poseen las arcillas organofílicas de formar coloides (Mahmoud et al., 2023).

Lo anterior, sumado al efecto que tienen los HC para adherirse en las superficies de las partículas, y que favorecen la formación de agregados con características viscosas, mediante la unión de partículas finas en partículas más grandes (Álvarez-Coronel et al., 2020). De igual manera, los HC oxidados como resultado del proceso de intemperización incrementan estas propiedades de aglomeración (Adams et al., 2008). Como consecuencia, se producen diferentes compuestos como; alcoholes, grupos funcionales

cetónicos, aldehídos, ácidos carboxílicos, propios de los asfáltenos, dando como resultado un incremento de las características de unión fuerte de esta mezcla de HC (Álvarez-Coronel et al., 2020).

Otro factor que influye en la presencia de HC en las partículas, puede atribuirse a la retención y adsorción de los surfactantes en la superficie de las partículas, especialmente del cuarzo y el calcio (Bazzine et al., 2021) y a la capacidad que tienen las arcillas presentes en la muestra para adsorber diferentes cationes como Ca^{2+} , Fe^{2+} , N_2^+ y aniones comunes, que en presencia de los HC tienden a condicionar el porcentaje de adsorción en arcillas como la caolinita, como consecuencia de la competencia entre lo HC y los cationes y aniones por sitios de adsorción (Wainipee et al., 2013).

Las características antes descritas, pueden influir negativamente en el proceso de desorción, debido a que algunos autores han reportados que el alto contenido de aceite influye en el proceso de desorción de los HC, ya que no permite el incremento de la temperatura y por ende no hay un proceso de desorción (Guobin Jiang et al., 2020). Incluso, una baja porosidad ocasionada por la compactación de la unión fuerte de los diferentes grupos funcionales, afecta la oxigenación de la matriz, necesaria para fomentar la pirolisis de hidrocarburos de alto peso molecular a bajas temperaturas (Ossai et al., 2020; Pereira et al., 2022). Algunos autores como Zhuang, Zhang, et al., (2019) mencionan que los compuestos con cadenas aminos/alquilo, se depositan en los espacios interlaminares de las arcillas organofílicas, fomentado el depósito de HC en los espacios porosos de la partícula.

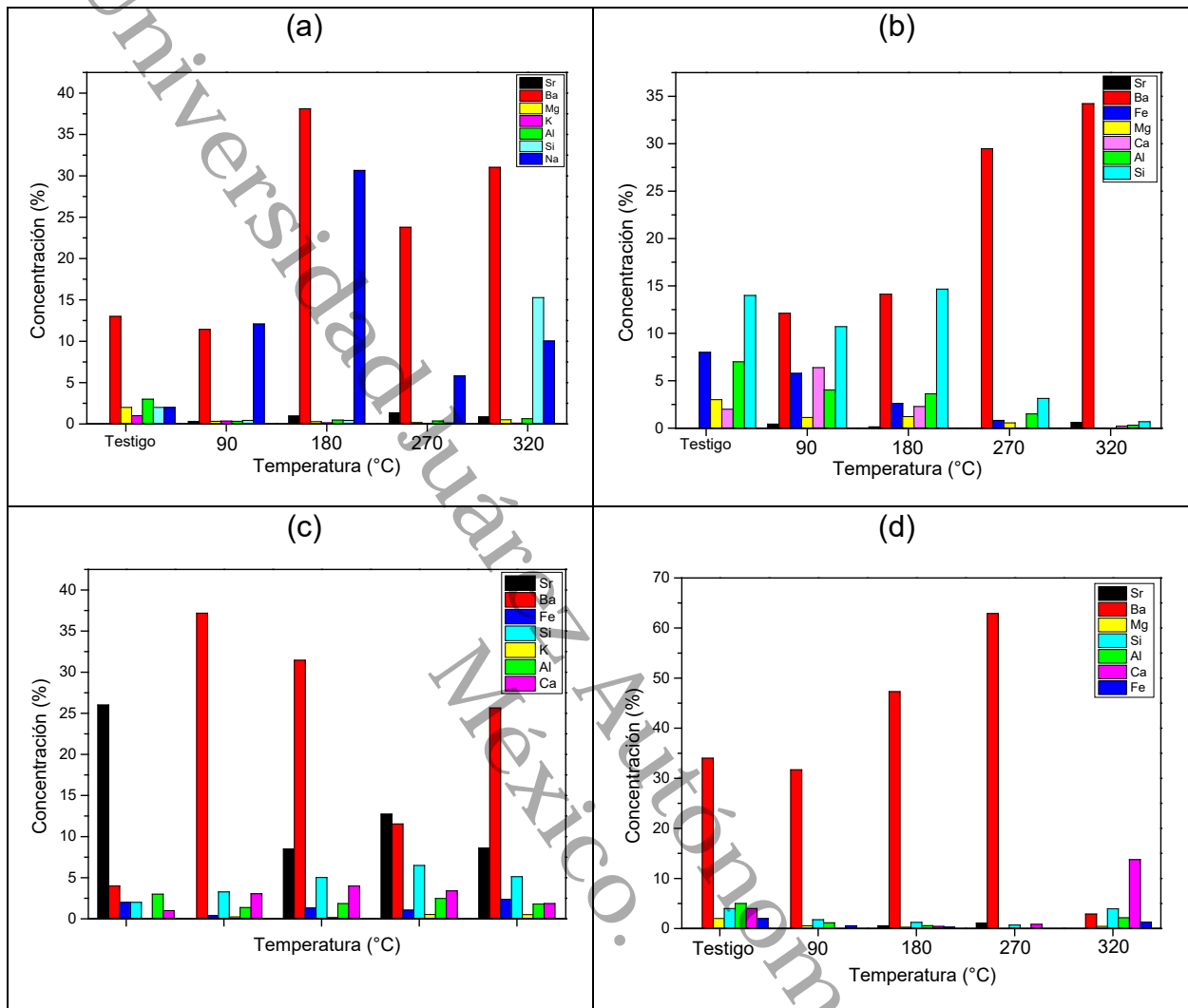
De igual manera, el tamaño de agregados influye de manera importante en la eficiencia del tratamiento, ya que mientras más pequeña sea la partícula del sólido, más difícil será separarlos del fluido de perforación remanente (Siddique et al., 2017). Es necesario mencionar, que, aunque se utilizan surfactantes aniónicos y/o catiónicos tanto para modificar las arcillas organofílicas, así como emulsificantes, estos tienen propósitos diferentes.

I.XII.IV - Análisis Elemental

Algunos metales presentes en los recortes de perforación varían en su concentración dependiendo de la temperatura de tratamiento. En la (Figura 39 (a)) correspondiente a la muestra AP1, se observó como el Na y el Ba, son los metales que se encuentran presentes en mayor concentración en comparación con los demás, estos constituyentes principalmente de la alita (NaCl) y de la Barita (BaSO₄) respectivamente de acuerdo con la Figura 32. En el caso de Na, se observó un aumento en su concentración a los 180°C para posteriormente disminuir a los 270°C y elevarse a los 320 °C. El mismo comportamiento fue observado para Ba, aunque su concentración es mayor que el Na. De igual manera, otros metales como el Mg, K y Al, mantuvieron su concentración constante en todas las rampas de temperatura. En caso contrario, el sílice si muestra un comportamiento regular de aumento en la concentración a medida que incrementa la temperatura, ya que al desorber parte del hidrocarburo, las muestras empiezan a perder su propiedad “ligante” lo que permite que esta se disgregue y vuelva detectable dicho elemento, lo anterior lo podemos confirmar en las figuras Figura 35, Figura 36, Figura 37 y Figura 38.

Algunos autores como Xu et al., (2022) han reportado que ciertos metales pueden disminuir su concentración porque parte de ellos se evapora cuando su punto de ebullición es rebasado, lo que podría explicar el descenso de la concentración de los mismos pero no su incremento nuevamente. No obstante, los metales presentes en la muestra tienen un punto de ebullición mucho más alto que la última rampa de temperatura. Sin embargo, Álvarez-Coronel et al., (2020) mencionan que este comportamiento podría atribuirse a las propias características texturales de la muestra, ya que, estas pueden sufrir cambios de acuerdo con las condiciones a las que son expuestas. Por lo tanto, la capacidad del material para retener ciertos metales influye a medida que los hidrocarburos ligantes se desorben, haciendo que los metales en estado libre sean retenidos por las arcillas y que sus concentraciones aumenten en ciertas rampas de temperatura (Vázquez-Vázquez et al., 2023).

Figura 39. Análisis elemental de las muestras post DT.



Nota: a) EDS AP1, b) EDS Q6, c) EDS Q21, d) EDS Q14.

I.XII.V - Evaluación de la repelencia al agua

Se determinó la clase de severidad en las muestras a través de la prueba MED 10 de cada una de las muestras (Figura 23) posterior al tratamiento en las diferentes rampas de la DT. Se obtuvieron diferentes curvas para las diferentes pruebas (Figura 40) y se clasificó de acuerdo con la (Figura 2). Estos resultados fueron comparados con los presentados en la Tabla 17, obtenidos previo a la DT.

Como podemos observar en la Tabla 19, se determinó el grado de repelencia al agua presente en la muestra Q6 en cada una de las rampas de temperatura de tratamiento. La

repelencia fue disminuyendo conforme se incrementó la temperatura de tratamiento; teniendo Q6-90°C una repelencia muy severa, similar al grado de repelencia que tenía la muestra antes del tratamiento (Tabla 17). En la rampa de 180 °C la repelencia disminuyó, sin embargo, se mantuvo como una repelencia muy severa, mientras que en la rampa 270 y 320 °C, la muestra dejó de ser repelente para ambos casos. En la muestra Q14 se observó un comportamiento similar. No obstante, el valor calculado de MED 10 para las muestras tratadas a 90 °C y 180 °C fue de 6.5 y 5.9 respectivamente, fue mucho más elevado que las demás muestras en esta misma rampa. Sin embargo, estas coinciden con la repelencia determinada para esta muestra antes del tratamiento (Tabla 17).

En el caso de la muestra Q21, se observó un comportamiento similar a las dos anteriores, donde las primeras dos rampas presentaron repelencia muy severa, en contraste con las rampas a 270 °C y 320 °C, donde observamos que la repelencia desapareció. Sin embargo, estos valores de MED 10, son mucho menos que los obtenidos en las muestras antes del tratamiento. Para la muestra AP1, se observó un comportamiento diferente de acuerdo con la Tabla 19. En las rampas a 90 °C y 180 °C, no se pudo medir la repelencia al agua en la muestra, ya que al realizar la prueba MED, la gota de solución de etanol se infiltraba demasiado rápido en todas y cada una de las repeticiones (< 1s).

Por lo tanto, no se pudieron obtener datos para construir una curva y estimar el MED. Por el contrario, las muestras tratadas a 270 °C y 320 °C presentaron repelencia muy severa y repelencia severa respectivamente. Lo anterior, nos permite deducir que la repelencia si presenta una disminución a medida que la temperatura de tratamiento incrementa, incluso, se alcanza niveles de repelencia menores al determinado para la misma muestra previa a los tratamientos (Figura 2).

La disminución de la severidad en las muestras, puede asociarse a la desorción de los grupos aminos, principal constituyente de las arcillas organofilicas y de los emulsificantes, causante de la hidrofobicidad en los FP, como consecuencia de la capacidad de la arcilla de sustituir cationes orgánicos dentro de su estructura (Zhuang, Zhang, et al., 2019).

Lo anterior, se puede confirmar en la Figura 33, donde se observa la aparición de las bandas asociadas a los grupos aminos en los espectros IR de las muestras. De igual

manera, se observó una disminución de los HC saturados, posiblemente desorbidos de las capas superficiales de las partículas. Algunos investigadores como Muhammed et al., (2021) mencionaron que el grupo catiónico transformado en la fase acuosa, se une a la superficie de los minerales arcillosos cargados negativamente mediante una fuerza de atracción electrostática y un enlace de hidrógeno dando lugar a; una adsorción en la superficie, intercalación en la capa intermedia de minerales arcillosos y la interacción entre los grupos positivos de los polímeros de amina y las cargas opuestas de los minerales arcillosos (Muhammed et al., 2021).

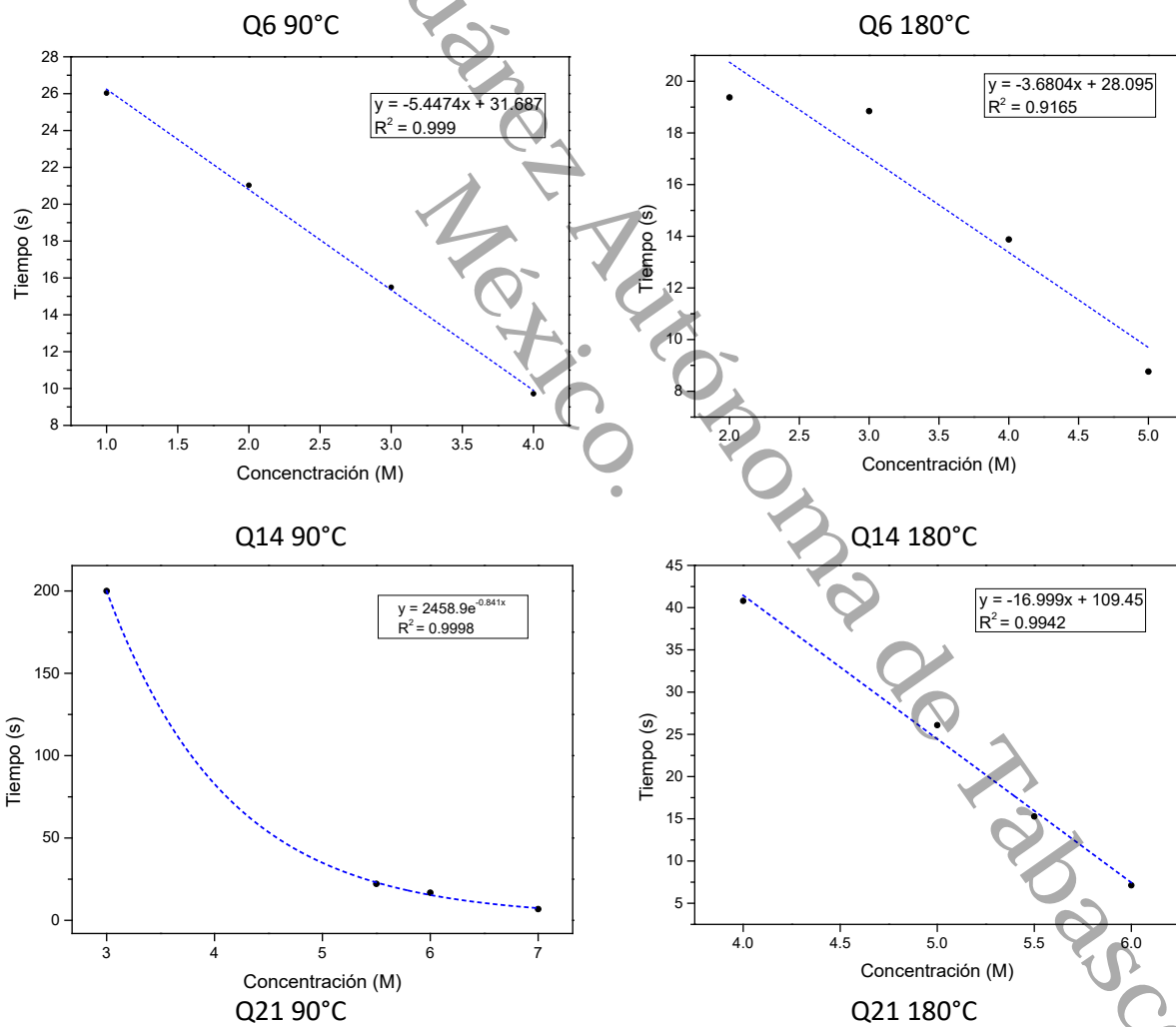
Tabla 19. Cálculo de MED 10 en las muestras post DT

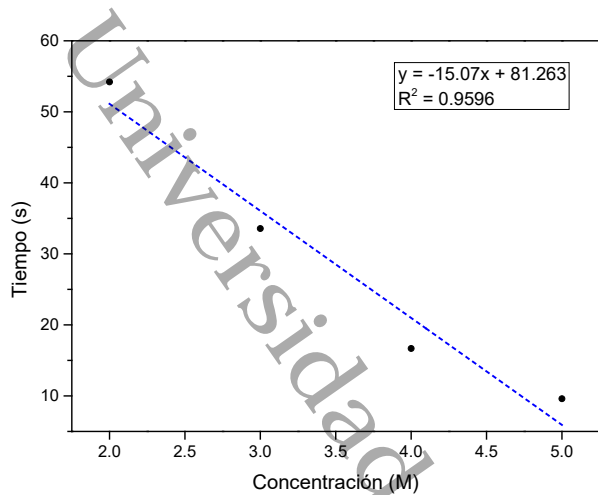
Muestras	Severidad	MED 10
Q6PDT-90°C	Repelencia muy severa	4.0
Q6PDT-180°C	Repelencia muy severa	4.9
Q6PDT-270°C	No repelente	
Q6PDT-320°C	No repelente	
Q14PDT-90°C	Repelencia muy severa	6.5
Q14PDT-180°C	Repelencia muy severa	5.9
Q14PDT-270°C	No repelente	
Q14PDT-320°C	No repelente	
Q21 PDT-90	Repelencia muy severa	4.7
Q21 PDT-180	Repelencia muy severa	4.9
Q21 PDT-270	No repelente	
Q21 PDT-320	No repelente	
AP1PDT-90	No repelente	
AP1PDT-180	No repelente	
AP1PDT-270	Repelencia muy severa	3.2
AP1PDT-320	Repelencia severa	2.4

En el caso de la muestra AP1, la ausencia de la repelencia en las muestras al ser tratadas a 90 °C y 180 °C puede atribuirse a la falta de compactación de la matriz sólida. De acuerdo con la Figura 16 b, se pudo observar que los sólidos se encuentran dispersos y aglomerados en agregados de mayor tamaño. Por esta razón, los espacios intersticiales

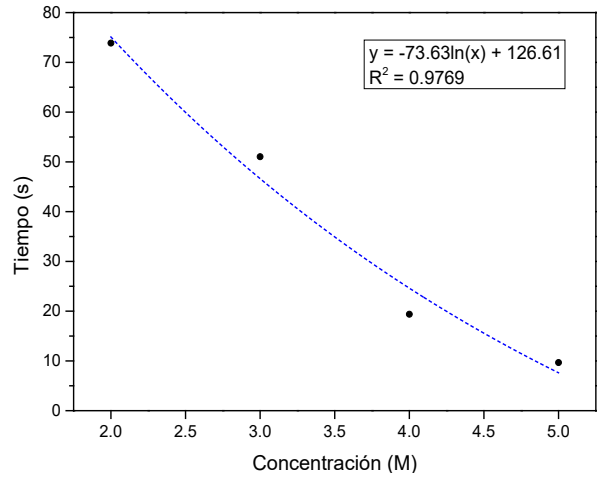
en la muestra sólida son de mayor tamaño. Por otra parte, las muestras tratadas a 270 y 320 °C, presentan un grado de repelencia muy severa y severa respectivamente, la cual empieza a ser medida a las 270 °C, esto puede explicarse debido a la capacidad que tienen las arcillas organofílicas de producir coloides (Mahmoud et al., 2023). Por lo tanto, al incrementar la temperatura, parte de estos compuestos aminos intercalados en la arcilla, son volatilizados, permitiendo a los agregados de mayor tamaño disgregarse y reducir los espacios intersticiales, resultando en una muestra más homogénea con superficies lisas y libres de HC.

Figura 40. Curvas para calcular el MED 10 post DT

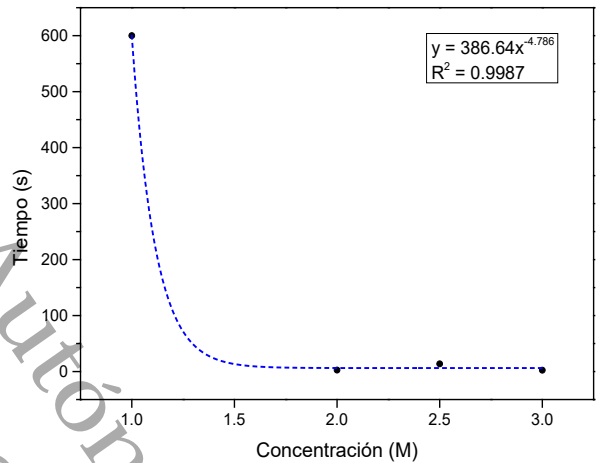
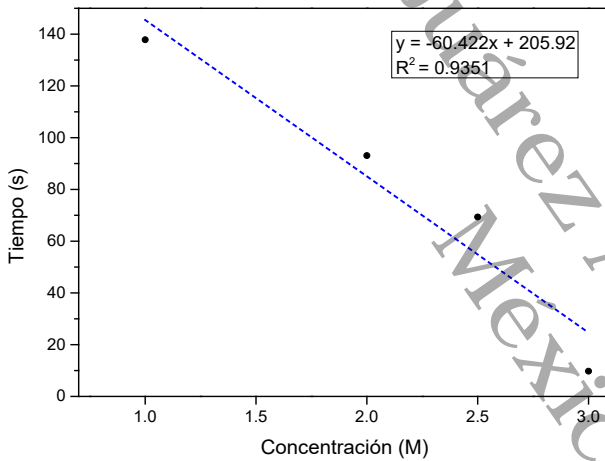




AP1 270°C



AP1 320°C

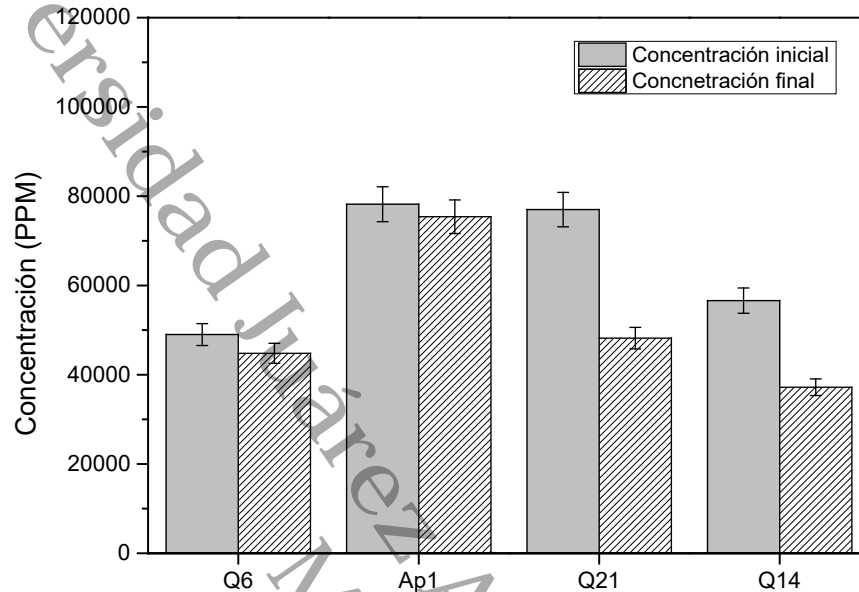


Existen dos tipos de compuestos que generan la repelencia al agua en suelos; Hidrocarburos alifáticos apolares y las sustancias anfifílicas, es decir, que tienen un extremo hidrofóbico y uno hidrófilo (Ulloa et al., 2014). Al contrario de los suelos, donde la repelencia al agua se ve condicionada principalmente por los compuestos polares formados por el proceso de intemperización (Hernández et al., 2019) infiltrándose y adsorbiéndose en los poros de las partículas (Q. Li et al., 2020), llegando a recubrir la superficie de las partículas del suelo (Hewelke et al., 2018), en los recortes de perforación, el efecto de repelencia al agua es diferente por la presencia de compuestos hidrofóbicos, como los grupos aminos, por ende, su comportamiento tiende a ser ligeramente diferente.

I.XIII - Tratamiento por reacción Fenton

I.XIII.I - Cuantificación de HTP

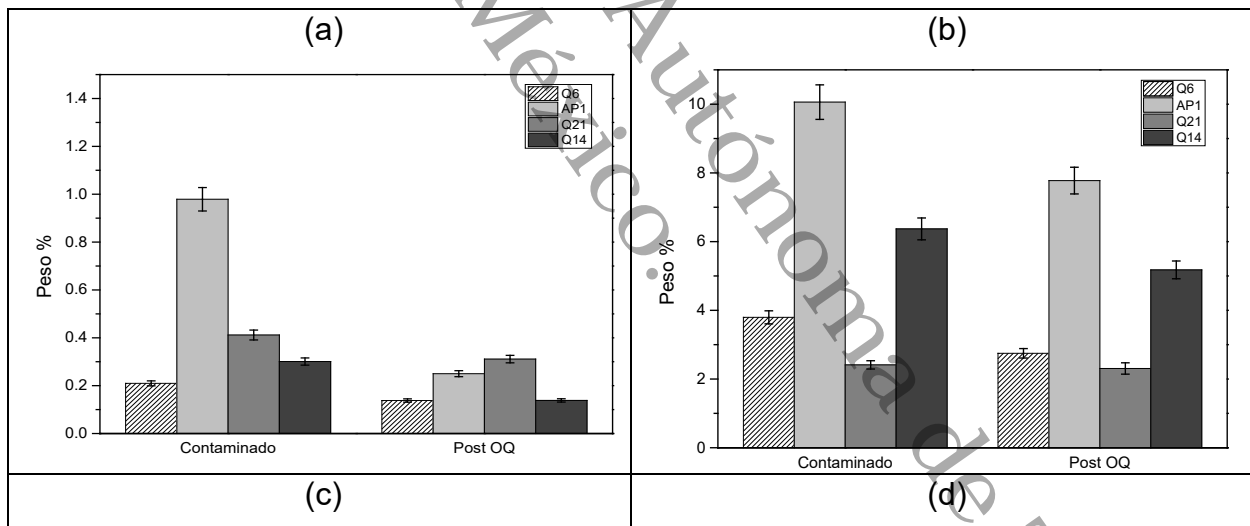
Figura 41. Concentración de HTP post OQ

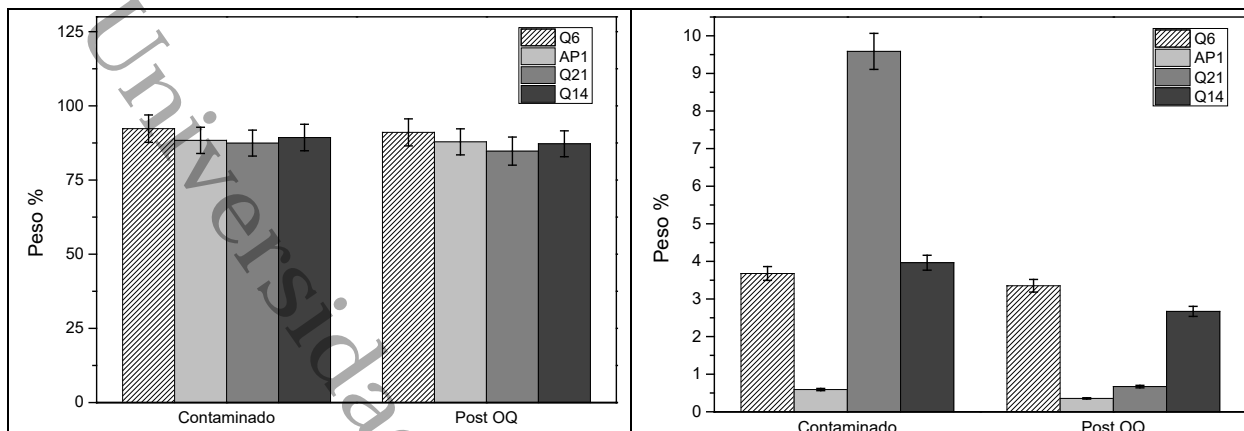


Como se puede observar en la Figura 41, la muestra AP, Q6, Q21 y Q14, presentaron una reducción en su concentración de HTP del 3.5%, 8%, 37% y 34% respectivamente, con respecto a la concentración inicial de las muestras. La degradación de HTP fue diferente en cada una de las muestras, tratadas bajo las mismas condiciones de reacción fenton modificado. Lo anterior tiene concordancia con lo descrito en el apartado de “*Tratamiento por desorción térmica*”, donde se determinó una cinética de reacción diferente por lo menos para una muestra durante el tratamiento DT. Las tasas de remoción suelen ser altas cuando se tratan recortes de perforación debido a sus altas concentraciones de HTP, misma que le confiere características tóxicas (G. Hu, Liu, Chen, et al., 2021). Uno de los factores al que se atribuyen las diferencias de remoción, son las diferencias fisicoquímicas que existen entre las muestras. Por ejemplo, en la muestra AP1, donde se observó una menor eficiencia en la remoción de HC en comparación con las demás muestras, podría atribuirse al efecto de complejación del ion cloruro con Fe^{+2} presente en el agua (sistema fenton), reduciendo la disponibilidad de Fe^{+2} encargado de la oxidación de los HC (Maclell et al., 2004; Qin et al., 2019).

Lo anterior, debido a los altos niveles CI (Figura 17) provenientes de la Halita (Figura 4) de la formación geológica que contenía esta muestra. Por otra parte, la tasa de remoción de HC de las demás muestras (Q6, Q21 y Q14) coinciden con la cantidad de H₂O₂ utilizado durante la reacción. Algunos autores como el de Adipah, (2018), Logró un 48% de remoción de HTP, en condiciones acidas, para esto, agregó 30% de H₂O₂ usando 2 g de FeSO₄·7H₂O. Sin embargo, Gou et al., (2019), reportaron que no es necesaria la implementación de ácidos, así logró una reducción de 61.7 % de HC aromáticos totales, de los cuales 95.9% fueron de 2 anillos, 67.8% de tres anillos 43.5 de cuatro anillos y 57.7% de 6 anillos en muestras de suelos contaminados utilizando 10% de H₂O₂. Por otra parte, autores como Q. Xu et al., (2024) lograron una remoción de 99.03 % de los HC en los recortes de perforación utilizando un proceso de flotación por N₂ (agregando solución desengrasante propuesta por el autor) y Oxidación avanzada (fenton).

Figura 42. Fracciones de HC en las muestras Post OQ





Nota: (a) Fracciones saturadas, (b) Fracciones aromáticas, (c) Fracciones de Resinas, (d) Fracciones asfálticas.

De igual manera, podemos observar que las fracciones presentaron diferentes porcentajes de remoción de HC de acuerdo con su concentración inicial (Tabla 5); para la muestra Q6 se obtuvieron 34.17%, 27.59%, 1.35%, 8.87%, correspondiente a las fracciones saturadas, aromáticas, resinas y asfáltenos respectivamente (Figura 42). Esto nos indica que hubo una buena remoción de las fracciones saturadas y aromáticas, caso contrario para las fracciones resinas y asfálticas.

En el caso de la muestra AP1, las fracciones saturadas y asfálticas, presentaron una mayor remoción; 79.56% y 40.07% respectivamente, mientras que la fracción aromática presentó una remoción del 22.70% y las resinas de 0.56% (Figura 42). En la muestra Q21; se obtuvieron remociones de 24.44%, 4.35%, 3.08% y 93%, correspondiente a las fracciones saturadas, aromáticas, resinas y asfáltenos, respectivamente (Figura 42). Por último, en la muestra Q14, se observaron remociones de 20.77%, 18.73%, 2.3% y 32.65% de las fracciones, saturadas, aromáticas, resinas y asfáltenos, respectivamente (Figura 42).

El comportamiento de las remociones en cada muestra es diferente, sin embargo, algunos autores como Qin et al., (2019) reportaron una remoción de 70%, 50% y 25% de los alifáticos C16-C21, C21-C35 y C35-C40, respectivamente, utilizando una concentración de 1.5% de H₂O₂, agregando 4.53 g de FeSO₄7H₂O. Este comportamiento en las

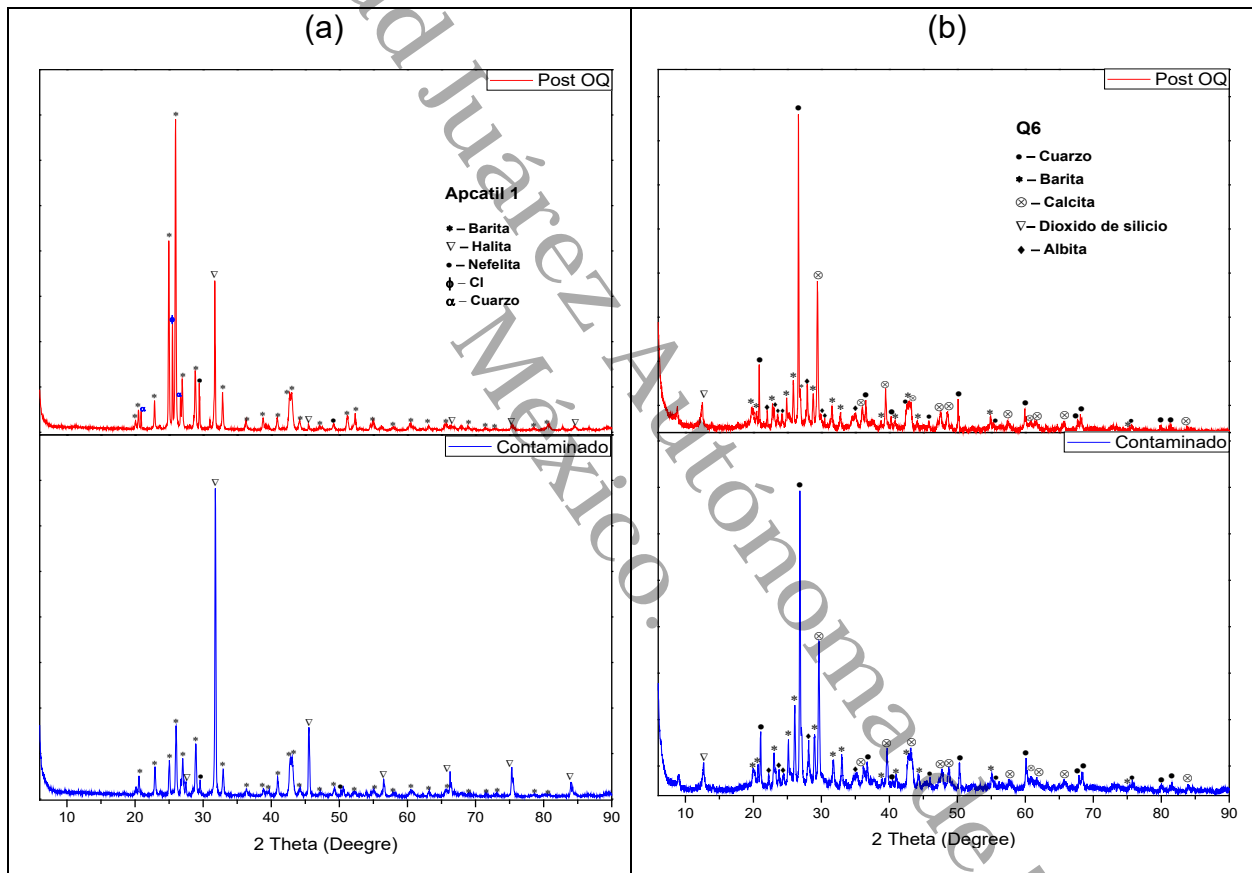
remociones es similar al observado en la muestra Q6 del presente trabajo, donde las fracciones más ligeras presentaron una mayor remoción en comparación con las fracciones más pesadas. En este sentido, la alta remoción de los HC saturados y aromáticos se debe a la gran concentración de Diesel en el Fluido de perforación (Khan et al., 2018). En este sentido, trabajos como el de Akpoveta et al., (2018) obtuvieron mayores tasas de degradación de hasta 87.6% de Diesel en un suelo contaminado tratado con reacción fenton, utilizando una concentración máxima de H₂O₂ del 50% y 0.07% de sulfato ferroso, más del doble de la cantidad de peróxido utilizada en el presente trabajo, sumado a la presencia de un solo tipo de HC.

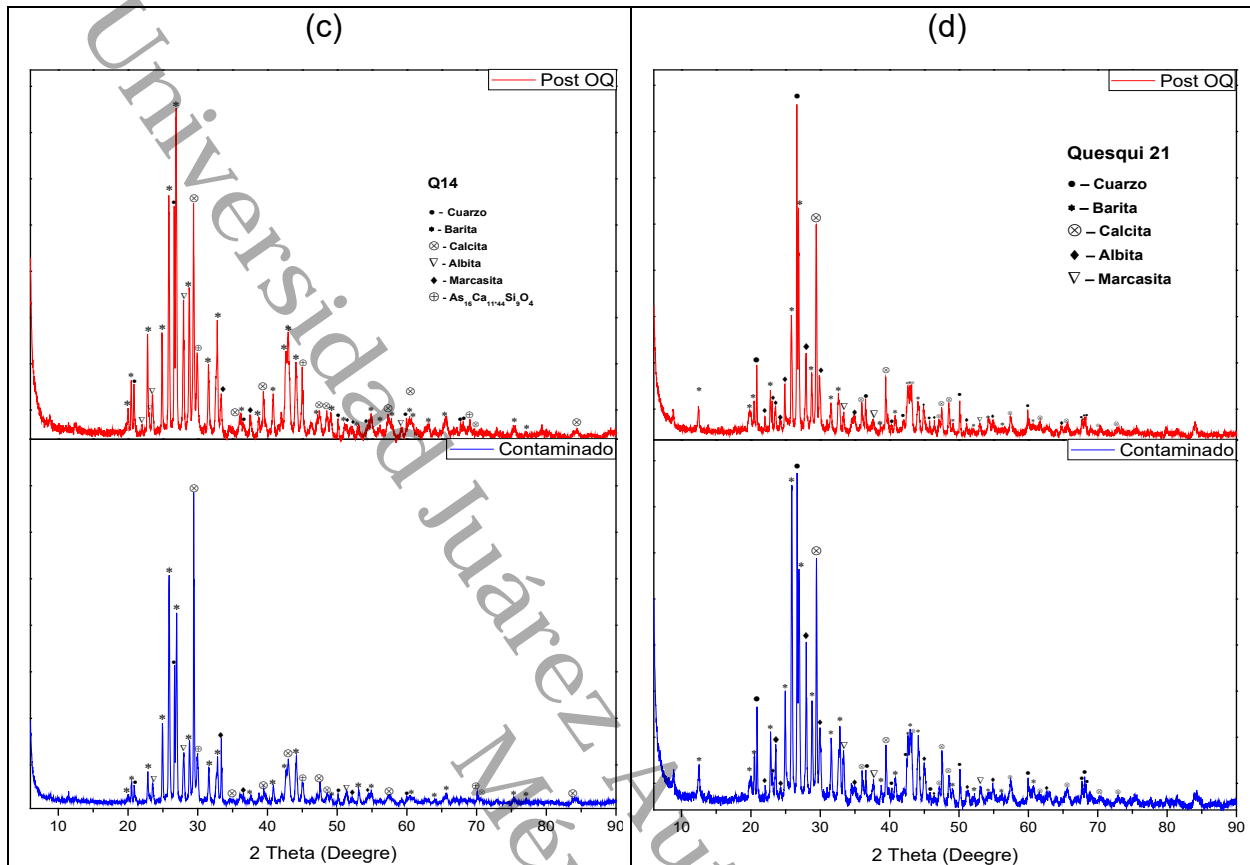
Universidad Juárez Autónoma de Tabasco.
México.

I.XIII.II - Identificación mineralógica

Se obtuvieron cuatro diferentes difractogramas para cada una de las muestras posterior a la OQ (Figura 43). En la muestra AP1, se identificó la aparición de señales nuevas, correspondientes al Cl (COD1512500) y al Cuarzo (COD 9010144). Por otra parte, en la muestra Q6, Q14 y Q21, no se identificó la presencia de nuevas señales en el DRX, en comparación con el análisis realizado en las muestras previas al tratamiento.

Figura 43. Difractograma de la fase solida de las muestras posterior a la OQ





Nota: (a) AP1, (b) Q6, (c) Q14, (d) Q21.

I.XIII.III - Identificación de grupos funcionales

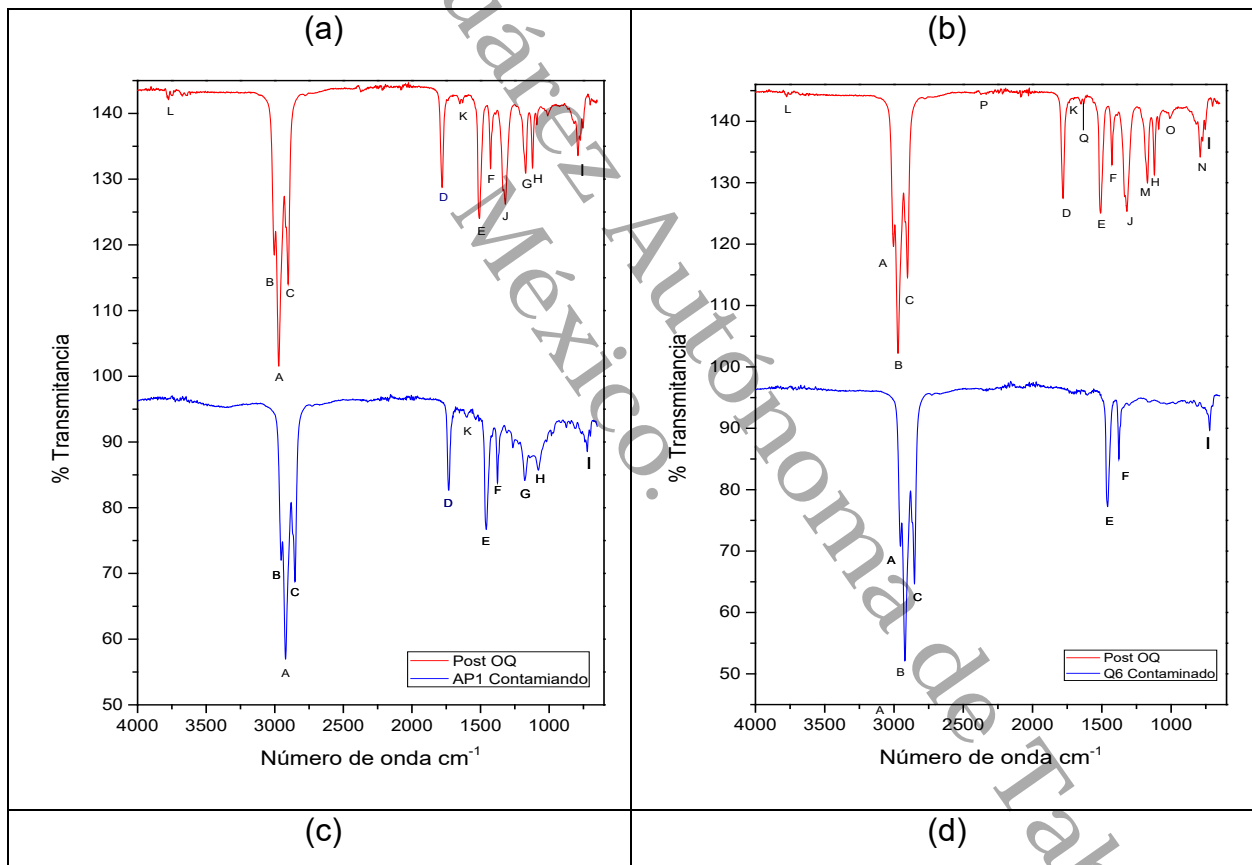
Se obtuvieron cuatro espectros IR (Figura 44) correspondientes a las muestras tratadas por reacción fenton modificado. Como se puede observar en la Figura 44, se compararon los espectros IR obtenidos de las muestras previas al tratamiento con las obtenidas posterior al tratamiento por OQ. En el caso de la muestra AP1 (Figura 44 a), se puede observar la presencia de las mismas bandas identificadas en la sección de *“Identificación de grupos funcionales”* del presente trabajo, a excepción de las bandas señaladas con la letra “K” y la banda “L”, 1320 cm^{-1} y 3770 cm^{-1} respectivamente.

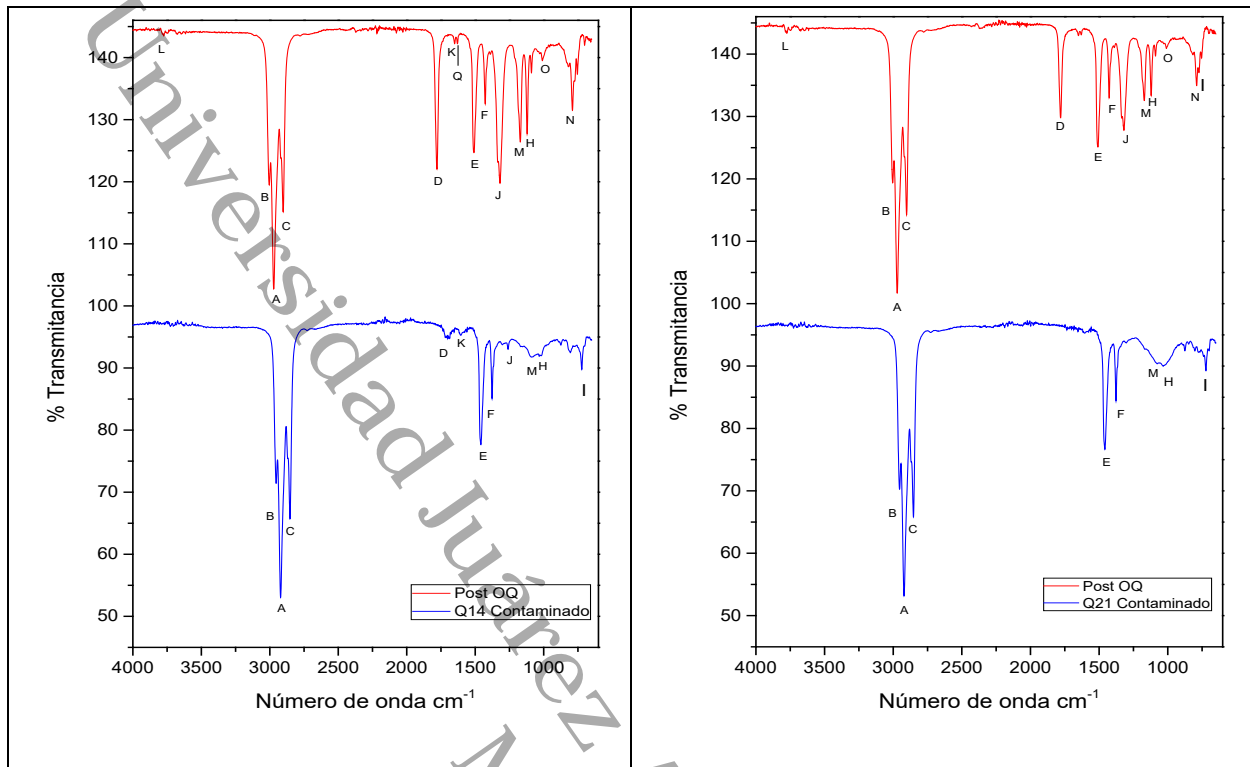
En la muestra Q6 (Figura 44 b), se observó la presencia de las mismas bandas “K” y “L” de la muestra AP1, así como de otras bandas nuevas; “D” (1780 cm^{-1}), “Q” (1630 cm^{-1}), “P” (2367 cm^{-1}), “J” (1317 cm^{-1}), “M” (1170 cm^{-1}), “H” (1120 cm^{-1}) “O” (1006 cm^{-1}) y “N” (788 cm^{-1}). La muestra Q14 (Figura 44 c), presentó un incremento en la intensidad de las

bandas detectadas inicialmente y la aparición de nuevas bandas como; “Q” (1630 cm^{-1}), “O” (1006 cm^{-1}) y “N” (788 cm^{-1}). En la muestra Q21 (Figura 44 d), se observó algo similar que el resto de las muestras, la aparición de bandas nuevas; “L” (1320 cm^{-1}), “D” (1780 cm^{-1}), “J” (1317 cm^{-1}), “O” (1006 cm^{-1}) y “N” (788 cm^{-1}), así como, la intensificación de las bandas previamente detectadas.

Las bandas detectadas como “nuevas” en las muestras analizadas posteriormente a la OQ, están asociadas a la presencia de diferentes elementos solubles en la reacción.

Figura 44. Grupos funcionales en las fases líquidas de las muestras post OQ



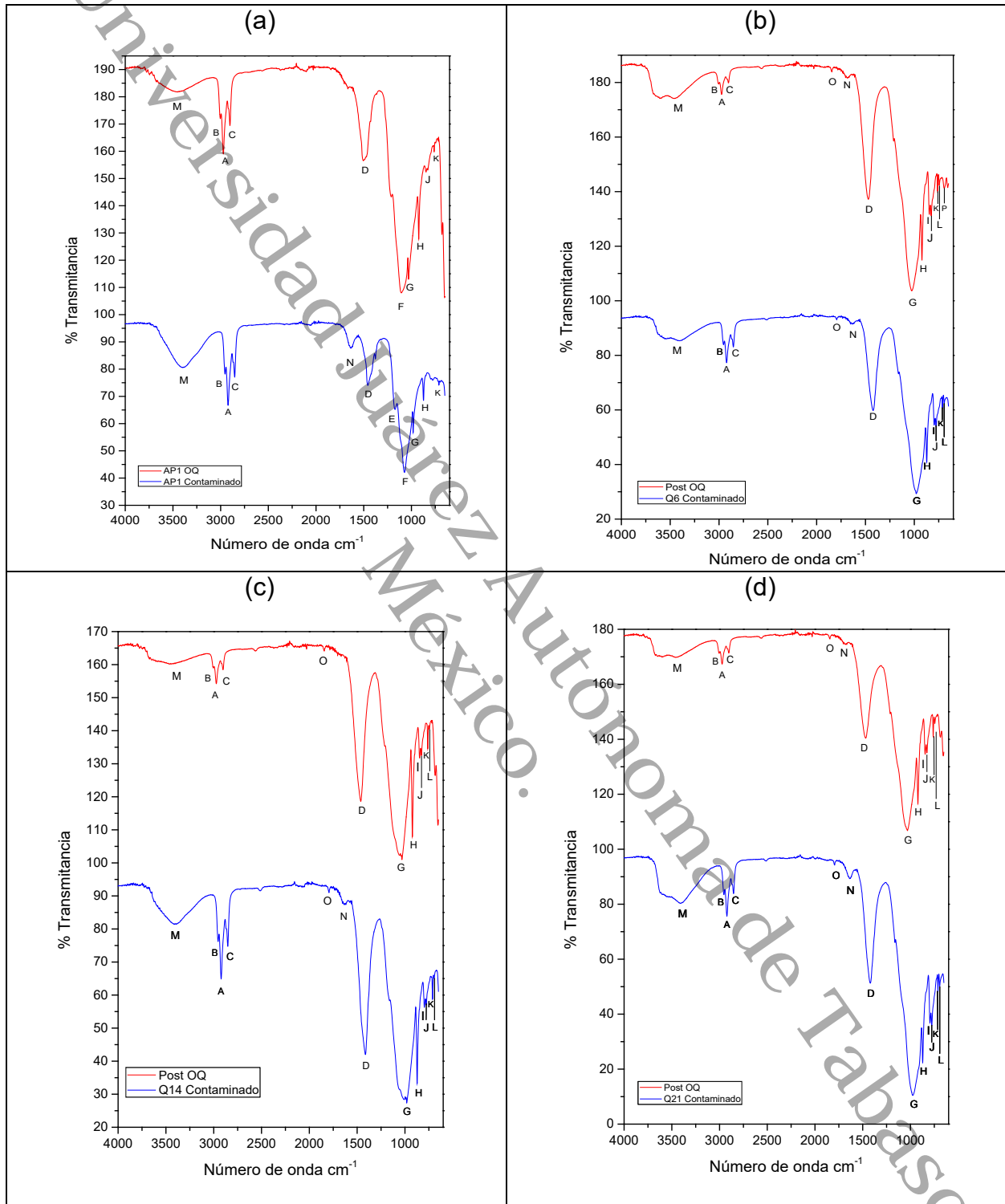


Nota: (a) AP1, (b) Q6, (c) Q14, (d) Q21.

Por otra parte, al realizar el análisis de la fase sólida de las muestras posterior a la OQ (Figura 45), se pudo observar en la muestra AP1 (Figura 45 (a)), que ciertas bandas del espectro IR no presentaron cambios, principalmente las asociadas a la fase mineral. Sin embargo, si se presentó una reducción significativa de la intensidad de las bandas asociadas a los HC; identificados con las bandas “A”, “B” y “C” asociadas los metilenos (Gopanna et al., 2019; Guzmán-Osorio et al., 2020) y la banda “D” correspondiente a la flexión simétrica del metilo (J. Li et al., 2021). De igual manera, este resultado coincide con las concentraciones reportadas en la Figura 41, donde se aprecia que la muestra AP1, únicamente tuvo una 3.5% de los HTP.

Por otra parte, las muestras Q6, Q14 y Q21 (Figura 45), si presentaron una reducción en cuanto a la intensidad de las bandas asociadas a la presencia de HC. Lo anterior, coincide con los porcentajes de remoción reportados en la Figura 41, donde la muestra Q14 tuvo un mayor porcentaje de remoción de HTP en comparación con las demás.

Figura 45. Grupos funcionales en las fases líquidas de las muestras post OQ



Nota: (a) AP1, (b) Q6, (c) Q14, (d) Q21

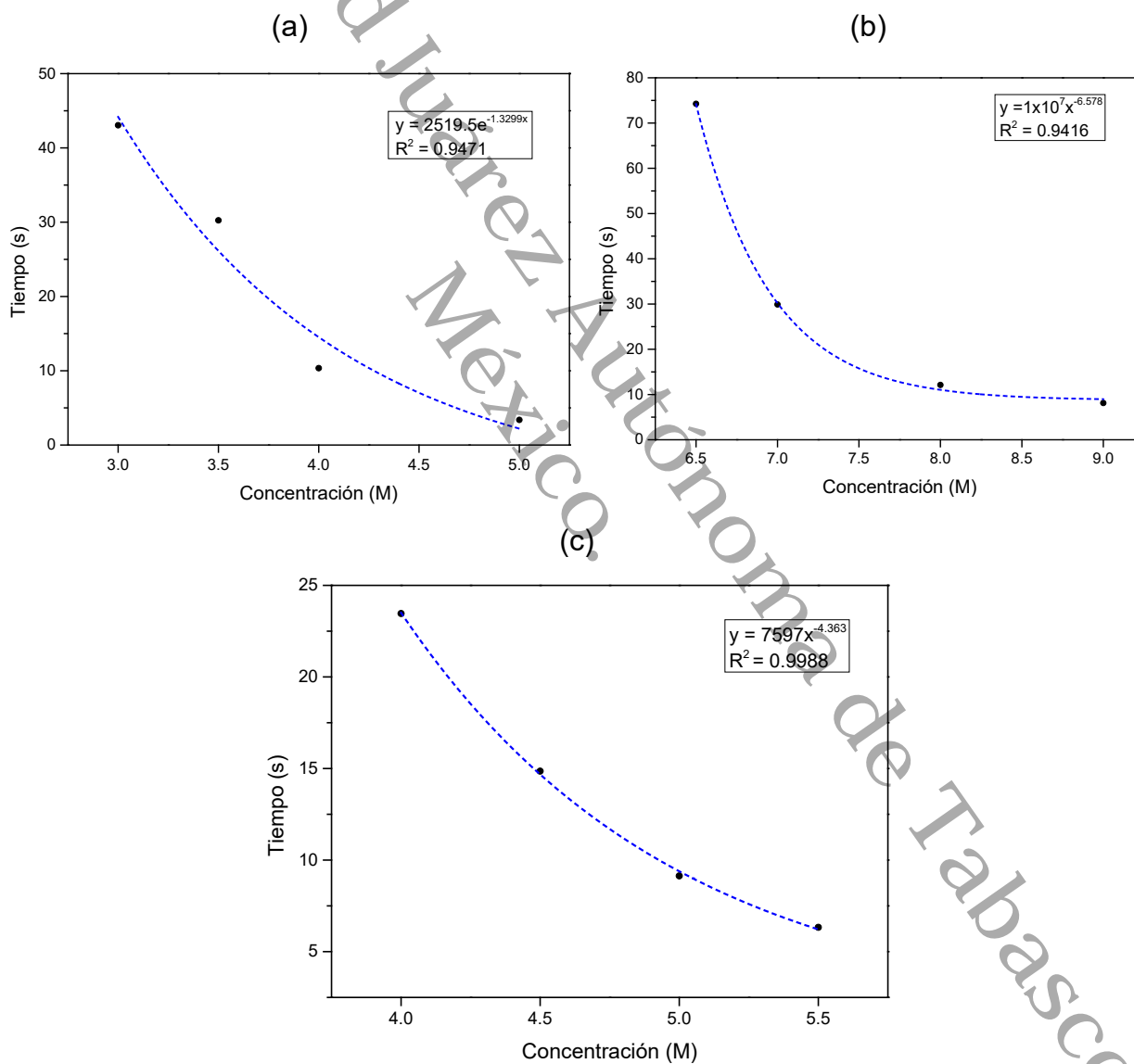
El tratamiento por Oxidación Química o reacción fenton, ha demostrado ser poco eficiente

en matrices que contengan una gran cantidad de iones de Cl. De igual manera, la concentración y el tipo de HC influye de manera negativa en la reacción.

I.XIII.I - Evaluación de la repelencia al agua

Se Obtuvieron tres graficas (Figura 46) a partir de las cuales se construyó la curva para calcular el MED 10 (Figura 47) para las muestras AP1, Q14 y Q21.

Figura 46. Curvas para calcular el MED 10 post OQ



Nota: (a) AP1, (b) Q14 y (c) Q21

Se realizó la comparación de la severidad de la repelencia obtenida posterior al tratamiento por OQ con la severidad calculada antes del tratamiento. De acuerdo con la Figura 47, en la muestra Q6, la repelencia disminuyó de tal forma que no fue posible evaluar el grado de severidad. Así mismo, en la muestra Q21 también se observó una reducción en la repelencia, aunque sigue clasificándose como severamente repelente. En contraparte, en la muestra Q14, se observó un incremento en la severidad de la repelencia. Por último, se pudo realizar la determinación de la severidad de la repelencia a la muestra AP1, posterior al tratamiento por OQ, esto coincide con los valores obtenidos en la Figura 47 para la misma muestra. Lo anterior nos confirma la influencia que tiene el HC en la medición de este parámetro y su influencia en la configuración mineral y estructural de la matriz sólida.

Figura 47. Cálculo de MED 10 en las muestras post OQ

Muestras	Severidad	MED 10
Q6 Contaminado	Repelencia muy severa	4.1
Q6 post OQ	Repelencia baja	No repelente
Q14 Contaminado	Repelencia muy severa	6.5
Q14 post OQ	Repelencia muy severa	8.1
Q21 Contaminado	repelencia muy severa	7.1
Q21 post OQ	repelencia muy severa	4.9
AP1 Contaminado	S/C	NM
AP1 post OQ	repelencia muy severa	4.1

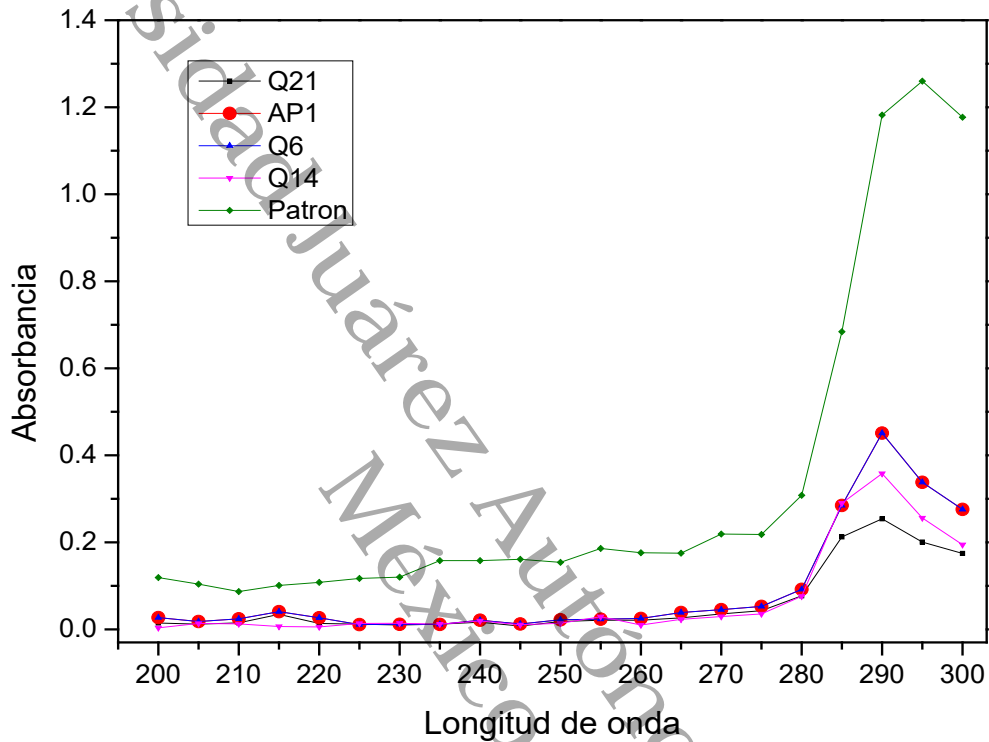
Nota: NM: No medible, S/C: Sin clasificar.

I.XIV - Evaluación de la concentración de hidrocarburos en los lixiviados de las muestras tratadas

Se obtuvo una gráfica (Figura 48) a partir de las lecturas obtenidas en el equipo de UV-

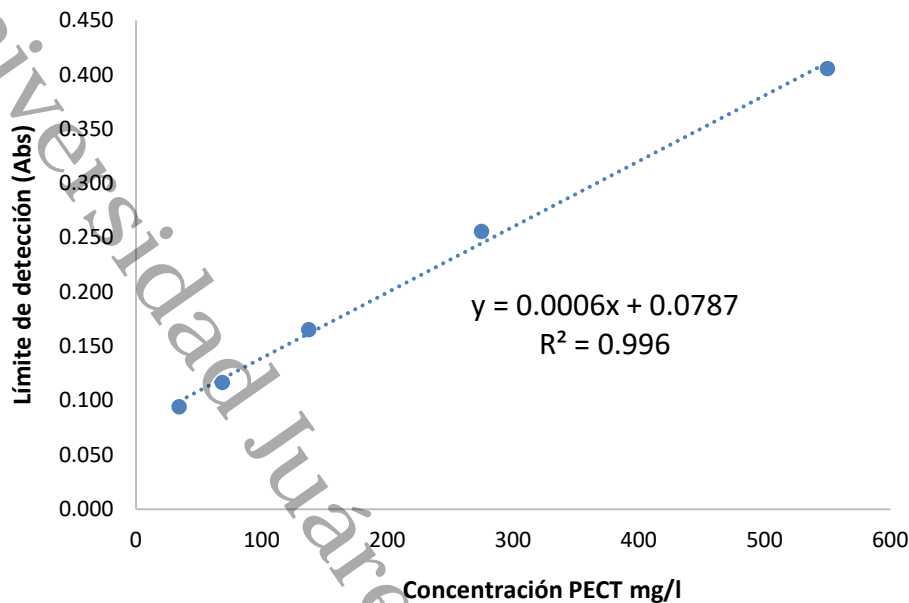
Vis, en la cual se observó la aparición de bandas en el rango de longitud de onda de 280-300 nm para la identificación de HC pesados en esas bandas. Por lo tanto, podemos deducir que las muestras si contienen HC pesados.

Figura 48. Longitud de onda de HC



Se construyó una curva de calibración de acuerdo con Yzquierdo-Ruiz et al. (2022), a partir de muestras patrón de crudo pesado (Figura 49), de la cual se obtuvo la ecuación para determinar los HC pesados de los lixiviados del PECT medidos en el equipo de UV-Vis, con un coeficiente de correlación de $R^2 = 0.996$.

Figura 49. Curva de calibración para HC pesado.



Como resultado se obtuvieron los valores que se presentan en la Tabla 8. De acuerdo con la NOM-143-SEMARNAT-2003 (SEMARNAT, 2005), ninguno de estos valores rebasa el límite máximo permisible de hidrocarburos para la descarga de agua congénita en cuerpos receptores de agua dulce, el cual es de 15 mg/l.

Tabla 20. Concentración de Hidrocarburos en lixiviados

Q6 mg/l	AP1 mg/l	Q14 mg/l	Q21 mg/l
11.18	11.18	10.9	11.45

I.XIV.I - Desorción térmica

Se determinó la lixiviación de los HTP de cada una de las muestras posterior a la DT. Los resultados se muestran en la (Tabla 21). En este sentido, en la muestra Q6 se observó como las concentraciones en lixiviados después de los tratamientos en cada una de las rampas aumentó (Tabla 21) en comparación con la concentración inicial (Tabla 20).

En la muestra AP1, se observó que las concentraciones del extracto PECT de la muestra a diferentes rampas fue menor que la concentración inicial antes del tratamiento por DT.

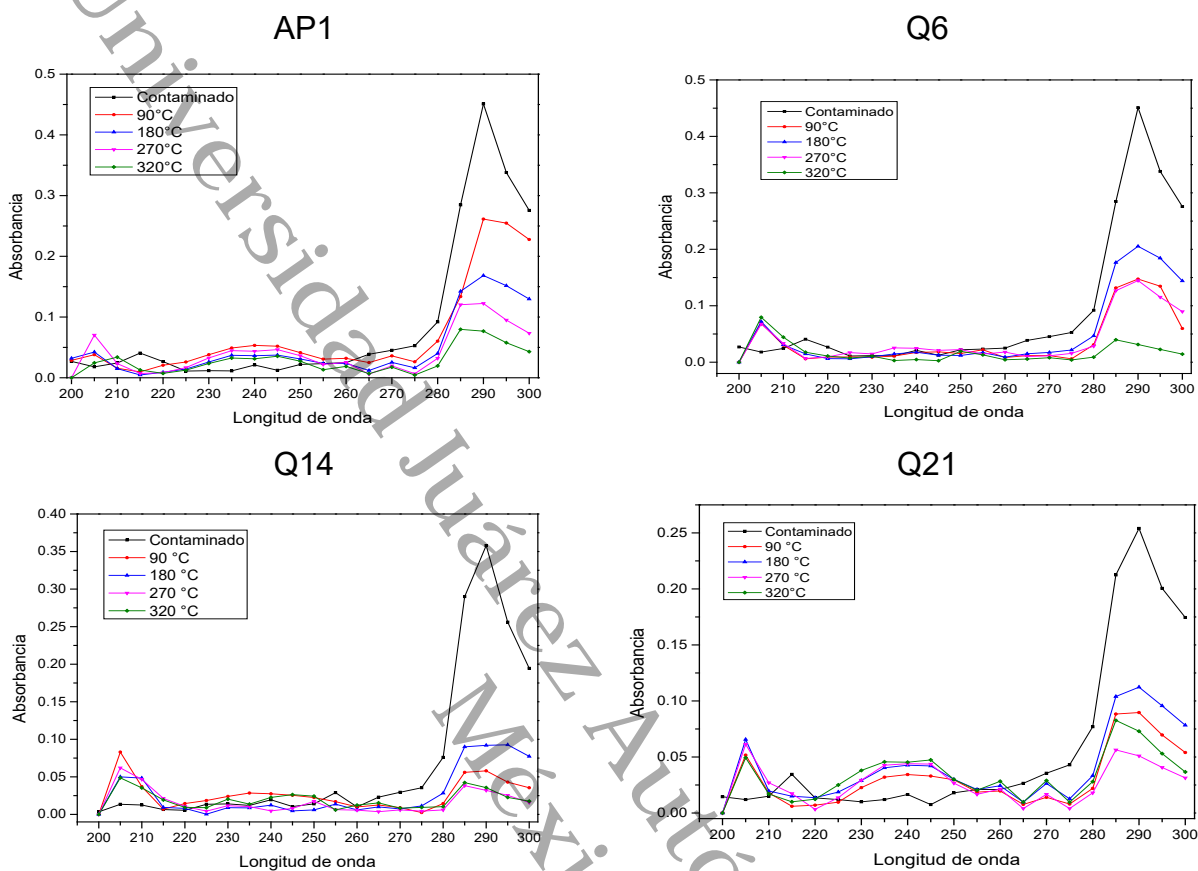
Lo anterior, lo podemos confirmar en la Figura 50, donde se observa que la menor concentración en lixiviados fue en la muestra tratada a 320°C.

En los resultados obtenidos para la muestra Q21, se observó como la rampa de tratamiento a 270 °C tuvo menor lixiviación (10.7 mg/l) comparado con las demás rampas de tratamiento, así como con los resultados de la prueba de lixiviación obtenidos previos al tratamiento (Tabla 20). La curva que se siguió fue el que tuvo un mejor pico de absortividad del patrón (Diesel). No obstante, el Diesel (constituyente principal del fluido de perforación) presente en las muestras ya se encontraba desgastado, como resultado del proceso de recirculación en la perforación y las fracciones ligeras aun presentes se volatilizaron durante la rampa de tratamiento por DT, haciendo que las bandas se desplacen en la lectura del equipo UV-Vis. Esto podría deberse a que a los HC se hacen más pesados (asfálticos y resinas), por lo tanto, se alejan del UV hacía el visible.

Tabla 21. Concentración de HTP en lixiviados

	90 mg/l	180 mg/l	270 mg/l	320 mg/l
Q6	11.7	11.5	11.7	11.3
AP1	6.8	8.8	7.7	9.8
Q14	9.1	11.6	11.2	9.7
Q21	9.3	8.3	8.2	6.8

Figura 50. Lixiviación post DT



I.XIV.II - Reacción fenton

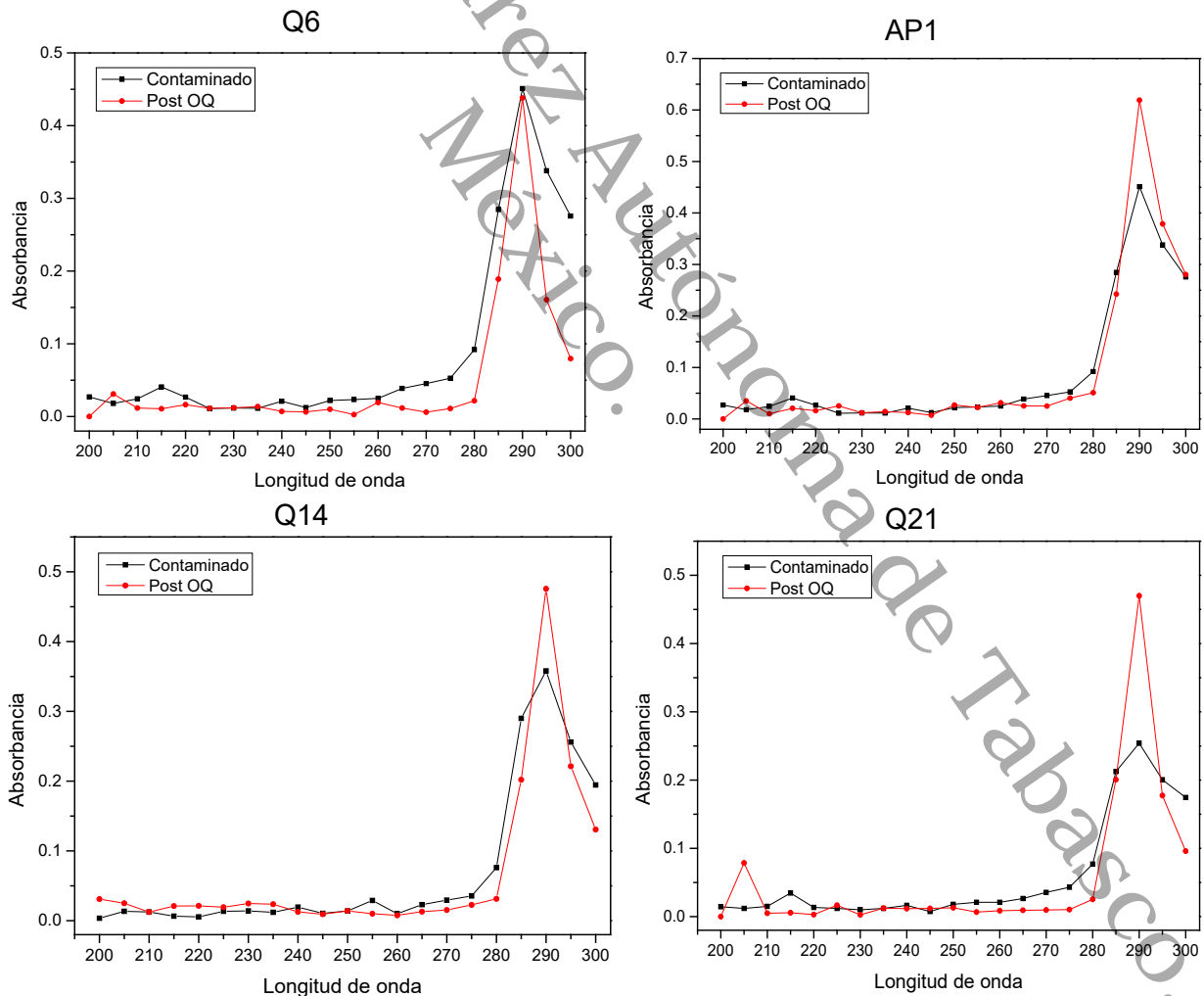
De acuerdo con la Figura 51, las muestras Q14, Q21 y AP1, presentan una reducción en la absorbancia antes del tratamiento por OQ en contraste con la muestra Q6, la cual se mantuvo en los mismos niveles de detección. Sin embargo, todas las muestras presentaron diferentes concentraciones de lixiviados (Tabla 22), siendo inferior a lo establecido en la NOM-143-SEMARNAT-2003 (SEMARNAT, 2005). Un resultado de mayor lixiviación podría atribuirse a una mayor presencia de HC de fracciones ligeras en la muestra, producto de la degradación parcial de las fracciones más pesadas, como lo son las resinas y los asfáltenos. Aunque las fracciones resinas no presentaron una reducción significativa, pudieron aportar los HC más ligeros en medio, de tal manera que se lixiviaron en la prueba. Es complicado relacionar una posible liberación de los HC lixiviables en el medio, como consecuencia de una transición de fases de la matriz sólida

mineral. De acuerdo con la Figura 43, ninguna muestra presentó una transición de fases que pudiera explicar esta hipótesis. Por lo tanto, aunque si hubo una disminución en la concentración de HC después del tratamiento (Figura 51), aun persistieron en mayor medida los HC más lixiviables, lo que coincide con las lecturas de absorbancia, las cuales reflejan mayor presencia de HC de fracciones medias.

Tabla 22. Concentración de HTP en lixiviados

Q6 mg/L	AP1 mg/L	Q14 mg/L	Q21 mg/L
11.1	11.1	9.0	12.6

Figura 51. Lixiviación en muestras Post OQ



Como se describió anteriormente, los lixiviados de las muestras se encuentran dentro de los LMP de la normatividad vigente (15mg/l), es de gran importancia determinar el potencial de lixiviación de los RP, debido a que pueden tener una fuerte interacción con las aguas superficiales, las aguas subterráneas y la vegetación (fitotoxicidad, bioacumulación) (Sharafaddin & Onutu, 2021), debido a que gran parte del proceso de lixiviación es consecuencia de las lluvias ácidas, principalmente en zonas con altas emisiones (T. Xu et al., 2018). Realizar este tipo de ensayos, da una mayor certidumbre en cuando a su seguridad ambiental. Algunos países como EE.UU. Excluyen a los RP de los estándares federales de gestión de residuos, por lo que están obligados a pasar la prueba del 1321 de la EPA de EE. UU. Procedimiento de lixiviación de características tóxicas (TCLP) (Stuckman et al., 2019).

I.XV - Regulación

Petróleos Mexicanos (PEMEX) hasta el año 2006 reportaba los recortes de perforación como Residuos Peligrosos (RP), esto conforme a la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR). Sin embargo, al cancelar la NRF-261-PEMEX-2010 que establecía el Manejo Integral de recortes de perforación impregnados con fluidos de control base aceite, generados durante la perforación y mantenimiento de pozos petroleros (DOF, 2018) y reclasificar dichos residuos peligrosos como residuos de manejo especial, PEMEX reportó una menor generación de RP y en contraparte, más generación de RME en sus informes relativos (SEMARNAT, 2020).

Esto trajo como consecuencia fallas en el control de la generación de estos residuos al volverse de competencia estatal, debido a que la NOM-161-SEMARNAT-2011, que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo (DOF, 2013) no contempla los recortes de perforación dentro de los listados que contiene. Por lo tanto, los generadores no están obligados a elaborar un plan de manejo para los recortes de perforación. Así mismo, el marco normativo del estado de Tabasco, que establece en el artículo 169 fracción IX de la Ley de Protección Ambiental del estado, que los recortes de perforación deberán estar

sujetos a un plan de manejo integral siempre y cuando sean generados por grandes generadores (P.O.E., 2012), sin tomar en cuenta la presencia de metales pesados e hidrocarburos en los recortes de perforación.

Derivado de esto, se promovió la idea de elaborar una norma que estableciera los criterios para su correcta disposición, es así como en el 2008 se publicó el proyecto de norma oficial mexicana PROY-NOM-153-SEMARNAT-2006, que establece las especificaciones ambientales para la inyección de recortes de perforación en formaciones receptoras (DOF, 2008). sin embargo, solo se quedó en proyecto de norma. Por lo tanto, aunque existe normas como NOM-115-SEMARNAT-2003, que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales (DOF, 2004) y la NOM-149-SEMARNAT-2006, que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas (DOF, 2007), no otorgan referencias técnicas ni metodológicas sobre la medición de contaminantes y las concentraciones seguras para su disposición y aprovechamiento.

No obstante, en un esfuerzo por regular estos residuos, en 2018 la ASEA publicó la norma NOM-001-ASEA-2019, que estipula las responsabilidades de los regulados, y de los prestadores de servicios autorizados por la agencia para dar un manejo integral a los residuos generados en el sector de hidrocarburos (DOF, 2019), además integra un listado de los residuos que se consideran de manejo especial, en la que podemos encontrar que los recortes de perforación se manejan como residuo de manejo especial.

Recientemente la ASEA publicó el PROY-NOM-014-ASEA-2022, que establece las especificaciones de protección al medio ambiente para la construcción y mantenimiento de pozos para la exploración y extracción de hidrocarburos en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de Áreas Naturales Protegidas o terrenos forestales que

cancela y sustituye a la NOM-115-SEMARNAT-2003. Lo anterior, bajo el argumento que esta última contiene elementos de protección al medio ambiente competencia de la ASEA (DOF, 2022). En la reciente propuesta se modifica la terminología de las atribuciones de la ASEA y se actualizan las referencias utilizadas para la aplicación de dicha norma, así como la definición de que la perforación, terminación y taponamiento de pozos como operaciones que forman parte de la construcción de pozos; mientras que el mantenimiento de pozos contempla operaciones que se realizan para incrementar y mantener la producción de Hidrocarburos y en la cual aún no se consideran los criterios en cuanto a los límites máximos permisibles de metales pesados e hidrocarburos en los recortes de perforación en función de su disposición final, reciclaje u aprovechamiento.

En este sentido, a nivel mundial si se han implementado diferentes normativas y directrices entorno al manejo integral de los recortes de perforación como residuos peligrosos, tomando en cuenta diferentes criterios para una disposición segura como la son; Persistencia, Capacidad de bioacumulación, Toxicidad, etc. (Huang et al., 2018). Por lo tanto, para realizar un correcto aprovechamiento de los recortes de perforación, estos deben ser hasta cierto punto inofensivos, para poder utilizarse en la producción de materiales de construcción como la construcción y producción de cimientos de carreteras, adoquines y baldosas, piedras y bloques ligeros para muros, lastre de tuberías submarinas (Oreshkin et al., 2015), así como fabricación de Clinker de cemento (Soroa et al., 2021).

Capítulo III

Conclusiones generales

Del análisis de las muestras, se obtuvieron diferentes fracciones de hidrocarburos en cada una de ellas, demostrando la diferencia que existe entre sí; ya que estos resultados mostraron mayor presencia de HC de fracción media y asfáltenos en las muestras, a diferencia del fluido de perforación, donde se detectaron mayormente HC ligeros y medianos. Esto se confirmó con los espectros IR, donde se observó que la constitución de cada una de las muestras compartía algunos compuestos orgánicos e inorgánicos

similares y otros no entre sí. De igual manera, los análisis por DRX, confirmaron las diferencias mineralógicas existentes entre todas las muestras, por lo que cada una de ellas era única, como consecuencia del punto donde fueron generados. Mediante el análisis SEM-EDS, se determinó el posible origen de cada uno de los compuestos minerales, así como; la forma en la que se depositan los HC en la partícula, entre estos resultados destacan la diferencia existente entre las altas concentraciones de barita y Celestita entre las muestras, confirmando que cada recorte debe su constitución mineralógica en función de las necesidades de la perforación. Por otra parte, al medir la repelencia al agua en las muestras, se observó que todas son fuertemente repelentes.

Posterior al tratamiento por DT las muestras alcanzaron una degradación en la máxima rampa de temperatura de tratamiento (320 °C) del 8.1%, 8.9%, 7.9% y 6.3% correspondientes a las muestras AP1, Q21, Q6 y Q 14 respectivamente. En cuanto a las características mineralógicas; no se observó una transición de fases posterior a la DT. Sin embargo, se identificaron nuevas señales pertenecientes a los minerales previamente identificados, posiblemente expuesto una vez que se desorbieron los HC. En el análisis de los espectros IR, se detectó la presencia de grupos funcionales aminos posterior al tratamiento por DT, posiblemente a tribuido a la exposición generada por la desorción de los HC superficiales y la influencia de la temperatura en la misma molécula. En cuanto al análisis elemental, se identificaron diferentes elementos en cada una de las cuatro muestras, confirmando que todas las muestras contienen concentraciones y elementos diferentes entre sí. Así mismo, las imágenes SEM demostraron que los HC tienden a recubrir a la superficie de las partículas de la matriz sólida y posterior al tratamiento, se observaron zonas donde no se desorbieron los HC, posiblemente debido a la presencia de grupos funcionales aminos presentes en las arcillas organofílicas y emulsificantes. Por otra parte, la repelencia al agua se redujo en las muestras Q6, Q14, y Q21 a medida que la temperatura del tratamiento se incrementó. No obstante, en el caso de la muestra AP1, la repelencia pudo ser determinada en las rampas de 270 °C y 320 °C

Por otra parte, se obtuvieron tasas de remoción de HTP del 3.5%, 8%, 37% y 34% de las muestras AP1, Q6, Q21 y Q14, respectivamente, posterior al tratamiento por Oxidación

Química (Fenton modificado). De igual manera, se observó la presencia de nuevas bandas del espectro IR, asociadas a las fases minerales solubles de la muestra en la fase líquida. Así mismo, en el espectro IR de la fase sólida de las muestras, se detectó la disminución de las bandas asociadas a los HC, lo que confirma la reducción de estos. Por otra parte, en los diferentes difractogramas, se observó que las fases minerales no presentaron transición de fases ni la exposición de nuevas bandas, a excepción de la muestra AP1, donde se detectaron bandas asociadas a elementos como el Cl. En cuanto a los niveles de repelencia, en la muestra Q6 se venció la repelencia, en la muestra 4.9 disminuyó, en la muestra Q14 aumentó y en la muestra AP1 después del tratamiento, no se pudo determinar.

Tras el análisis de los HC en lixiviados en las muestras tratadas por DT, se observaron concentraciones menores a las establecidas en la normativa de referencia, y a las obtenidas en las muestras testigo. Sin embargo, cada una mostró una concentración diferente. En el caso de las muestras tratadas por OQ, se observó que la concentración de HC en lixiviados en la muestra Q6 se mantuvo igual que la muestra testigo. En contraste, en el resto de las muestras se observó una ligera disminución en la concentración de HC en lixiviados, siendo ligeramente mayores a las que se obtuvieron en las muestras tratadas por DT. No obstante, todas estuvieron por debajo de la referencia normativa.

Perspectivas

Los recortes de perforación en general contienen compuestos y minerales similares. Sin embargo, no coinciden en su totalidad. Por lo tanto, para futuros trabajos, se deberán investigar más muestras, que sean representativas de los diferentes activos del país, ya que en este trabajo únicamente se analizaron muestras de la región sur petrolera. Se debe hacer énfasis en los procesos que influyen en la generación de los recortes y como afectan en sus características físicas, el tipo de pozo que se está perforando, los aditivos y compuestos agregados para preparar el fluido, e incluso la configuración de los equipos de control de sólidos. Este último puede influir directamente en el tamaño de partícula, lo

que permite tener recortes con bajo contenido de arenas y alto contenido de arcillas o viceversa. Esto afecta directamente la eficiencia de ciertos tratamientos.

En este sentido, al realizar un tratamiento por fenton modificado, se sugiere realizar estudios de optimización para obtener concentraciones y relaciones molares optimas, y se determine la influencia que tiene el tipo de contaminante, concentración de contaminante, tiempo de reacción, edad de la contaminación y las características inorgánicas y orgánicas del suelo. Por último, proponer un sistema de aprovechamiento para los residuos tratados y sentar las bases para un futuro marco normativo, que considere las características de toxicidad asociada y lixiviación de metales pesados.

Referencias

- A.S.T.M. D-1250. (1997). *Standard Guide For Petroleum Measurement Tables* (Vol. 1, Issue Reapproved, pp. 247–248).
- Abdul-Wahab, S. A., Al-Dhamri, H., Ram, G., & Black, L. (2020). The use of oil-based mud cuttings as an alternative raw material to produce high sulfate-resistant oil well cement. *Journal of Cleaner Production*, 269, 122207. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122207>
- Adams, R. H., Guzmán Osorio, F. J., & Zavala Cruz, J. (2008). Water repellency in oil contaminated sandy and clayey soils. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 5(4), 445–454. <https://doi.org/10.1007/BF03326040>
- Adewale Jhonson, F., & Adewale, D. (2015). *Mitigating the bio-accumulation potentials of low aromatic deep water offshore synthetic drilling fluids using ternary mixture of synthetic ethyl esters of plants oil (seep mixture) by N-octanol/-water partition coefficient (Pow) from reversed phase high p. 08(21)*, 8–11.
- Adhami, S., Jamshidi-Zanjani, A., & Darban, A. K. (2021). Remediation of oil-based drilling waste using the electrokinetic-Fenton method. *Process Safety and Environmental Protection*, 149, 432–441. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.11.018>
- Adipah, S. (2018). Remediation of Petroleum Hydrocarbons Contaminated Soil by Fenton's Oxidation. *Journal of Environmental Science and Public Health*, 02(04), 168–178. <https://doi.org/10.26502/jesph.96120036>
- Agin, F., Sharifnik, M. A., Dijvejin, Z. A., Nasiri, A., Valizadeh, M., & Rostamabadi, H. S. (2019). The effect of 1,6-hexamethylenediamine on thermal stability and shale cutting recovery of heavy weight drilling fluids. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(3), 2053–2064. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0603-8>
- Ahmed, F., & Fakhrudin, A. N. M. (2018). A Review on Environmental Contamination of Petroleum Hydrocarbons and its Biodegradation. *Environmental Sciences and Natural Resources*, 11(3). <https://doi.org/10.19080/IJESNR.2018.11.555811>
- Akpoveta, O. V., Medjor, W. O., & Medjor, E. A. (2018). Fenton treatment via oxidative mechanism and its kinetics on soil polluted with automatic gas oil. *Petroleum*, 4(4), 452–456. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.03.001>
- Alarcón Sierra, J. H. (2014). *“Criterios básicos para normar los recortes de perforación*

- generados por la industria petrolera en el estado de Veracruz.”*
- Álvarez-Coronel, G., Domínguez-Rodríguez, V.-I., Howard Adams, R., Palma-López, D.-J., & Zavala-Cruz, J. (2020). The role of soil clays in mitigating or exacerbating impacts to fertility in crude oil-contaminated sites. *Pertanika Journal of Tropical Agricultural Science*, 43(2), 119–139.
- Alves, G. M., & Petri Júnior, I. (2021). Microwave remediation of oil-contaminated drill cuttings – A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207(June), 109137. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109137>
- Araka, P. P., Okparanma, R. N., & Ayotamuno, J. M. (2019). Diagnostic screening of organic contaminant level in solidified/stabilized pre-treated oil-based drill cuttings. *Heliyon*, 5(10), e02644. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e02644>
- Babaei, A. A., Safdari, F., Alavi, N., Bakhshoodeh, R., Motamedi, H., & Paydary, P. (2020). Co-composting of oil-based drilling cuttings by bagasse. *Bioprocess and Biosystems Engineering*, 43(1), 1–12. <https://doi.org/10.1007/s00449-019-02195-6>
- Barreto Franco, J. M., & Reyna Gaspas, M. M. (2020). *Revisión bibliográfica del uso de tecnologías de remediación para suelos contaminados por hidrocarburos*. Universidad César Vallejo.
- Bazzine, Z., Dobbi, A., Lebtahi, H., & Zerrouki, A. A. (2021). Alteration effect on petrophysical properties of reservoirs rocks by drilling fluid emulsifiers. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 11(8), 3203–3212. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01241-y>
- Bes Monge, S. S., Silva, D. A. M. ., & Bengoa, D. C. (2016). Manual técnico sobre procesos de oxidación avanzada aplicados al tratamiento de aguas residuales industriales. In (*Tritón-316Rt0506*) (Issues 978-84-09-08637–5).
- Calderón Erazo, C. A., & Giraldo Raigoza, L. V. (2020). Evaluación del uso de lodos base aceite para la perforación de la sección intermedia de pozos en un bloque al sur del Putumayo. In *Sustainability (Switzerland)*. Fundación Universidad de América.
- Carolina, A., Mota, S., Santos, J. M., Rossi, A. S., Duarte, R., Pereira, M. S., Ataíde, C. H., Carolina, A., Mota, S., Santos, J. M., Rossi, A. S., Duarte, R., Pereira, M. S., Henrique, C., & Dielectric, A. (2019). Dielectric properties and microwave drying kinetics of drill cuttings contaminated with synthetic drilling fluid. *Drying Technology*, 0(0), 1–12. <https://doi.org/10.1080/07373937.2019.1625362>
- Chávez Pierce, J. E., Quevedo Urías, H., & Garza Almanza, V. (2006). Radiación ultravioleta medida a nivel de superficie terrestre en el año 2002 en Ciudad Juárez, Chihuahua. *CULCyT Cult*, 16, 5–22.
- Chukwuma, G., Nmegbu, J., & Dagde, K. (2020). Treatment of Drilling Wastes Using Thermal Desorption. *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*, 9(10), 9854–9858. <https://doi.org/10.15680/IJIRSET.2020.0910085>
- Cook, J., Growcock, F., Hodder, M., Quan, G., & Oort, E. van. (2012). Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación es wide. *Oilfield Review*, 23(4), 26–35.
- Cui, Z., Luan, X., Li, S., Zhao, X., Lin, Z., Li, J., Gao, W., Zheng, L., Ma, Z., & Xie, J. (2021). Genotoxicity detection of oil-containing drill cuttings by Comet assay based on a demersal marine fish *Mugilogobius chulae*. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 208, 111655. <https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2020.111655>
- de Sousa, R. P. F., Braga, G. S., da Silva, R. R., Leal, G. L. R., Freitas, J. C. O., Madera, V. S., Garnica, A. I. C., & Curbelo, F. D. S. (2021). Formulation and study of an environmentally friendly microemulsion-based drilling fluid (O/w) with pine oil. *Energies*, 14(23), 2–22. <https://doi.org/10.3390/en14237981>
- Díaz-Ramírez, I., Escalante Espinosa, E., Adams Schroeder, R., Fcil Monterrubio, R., & Ramrez-S, H. (2013). Hydrocarbon Biodegradation Potential of Native and Exogenous Microbial Inocula in Mexican Tropical Soils. In *Biodegradation of Hazardous and Special*

- Products* (pp. 155–178). <https://doi.org/10.5772/56233>
- Díaz-Ramírez, I. J., Ramírez-Saad, H., Gutiérrez-Rojas, M., & Favela-Torres, E. (2003). Biodegradation of Maya crude oil fractions by bacterial strains and a defined mixed culture isolated from *Cyperus laxus* rhizosphere soil in a contaminated site. *Canadian Journal of Microbiology*, 49(12), 755–761. <https://doi.org/10.1139/w03-098>
- DOF (1994) NOM-053-SEMARNAT-1993. Que establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
- DOF (2004) NOM-115-SEMARNAT-2003 Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y.
- DOF (2006) NOM-052-SEMARNAT-2005, Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales México.
- DOF (2007) NOM-149-SEMARNAT-2006, Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas. Secretaría de Medio Ambiente.
- DOF (2008) PROY-NOM-153-SEMARNAT-2006, Que establece las especificaciones ambientales para la inyección de recortes de perforación en formaciones receptoras.
- DOF (2013) NOM-161-SEMARNAT-2011, Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado;
- DOF (2018) Declaratoria de cancelación de las normas de referencia que se indican. Secretaría de economía.
- DOF (2019) NOM-001-ASEA-2019, Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos para la formulación y.
- DOF (2022) PROY-NOM-014-ASEA-2022, Especificaciones de protección al medio ambiente para la Construcción y Mantenimiento de Pozos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Zonas Agrícolas, Ganaderas y Eriales, fuera de Áreas Naturales Protegida.
- Emeka, B., & Joel, O. F. (2021). Treatment Efficiency of Drill Cuttings Using Thermal Desorption Technology. *Journal of Engineering Research and Reports*, 21(3), 1–12. <https://doi.org/10.9734/JERR/2021/v21i317447>
- Falciglia, P. P., Lumia, L., Giustra, M. G., Gagliano, E., Roccaro, P., Vagliasindi, F. G. A., & Di Bella, G. (2020). Remediation of petrol hydrocarbon-contaminated marine sediments by thermal desorption. *Chemosphere*, 260, 127576. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2020.127576>
- Fialho, P. F. U. F. do E. S., & Associação Brasileira de cerâmica. (2011). Thermal and mineralogical characterization of drill cuttings from north capixaba: initial studies. *Anais Do 55º Congresso Brasileiro de Cerâmica*, 48(2), 10.
- Fundación Chile. (2019). Manual de tecnologías de remediación de sitios contaminados. In *Journal of Chemical Information and Modeling* (p. 52).
- Gan, S., Lau, E. V., & Ng, H. K. (2009). Remediation of soils contaminated with polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs). *Journal of Hazardous Materials*, 172(2–3), 532–549. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.07.118>
- García Ubaque, C. A., García Vaca, M. C., & Vaca Bohórquez, M. L. (2013). Resistencia mecánica de ladrillos preparados con mezclas de arcilla y lodos provenientes del

- tratamiento de aguas residuales. *Revista Tecnura*, 17(38), 68–81.
<https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2013.4.a05>
- Geromino Urrutia, A. S., & Vasques Silva, C. E. (2017). Determinacion de la eficiencia de biorremediacion con lodos activados en suelo contaminado por hidrocarburos. In *Universidad Nacional del Callao*.
- Gharaee, A., Khosravi-Nikou, M. R., & Anvaripour, B. (2019). Hydrocarbon contaminated soil remediation: A comparison between Fenton, sono-Fenton, photo-Fenton and sono-photo-Fenton processes. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 79, 181–193.
<https://doi.org/10.1016/j.jiec.2019.06.033>
- Gong, X. B. (2012). Remediation of weathered petroleum oil-contaminated soil using a combination of biostimulation and modified Fenton oxidation. *International Biodeterioration and Biodegradation*, 70, 89–95. <https://doi.org/10.1016/j.ibiod.2012.02.004>
- Gopanna, A., Mandapati, R. N., Thomas, S. P., Rajan, K., & Chavali, M. (2019). Fourier transform infrared spectroscopy (FTIR), Raman spectroscopy and wide-angle X-ray scattering (WAXS) of polypropylene (PP)/cyclic olefin copolymer (COC) blends for qualitative and quantitative analysis. *Polymer Bulletin*, 76(8), 4259–4274.
<https://doi.org/10.1007/s00289-018-2599-0>
- Gou, Y., Yang, S., Cheng, Y., Song, Y., Qiao, P., Li, P., & Ma, J. (2019). Enhanced anoxic biodegradation of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in aged soil pretreated by hydrogen peroxide. *Chemical Engineering Journal*, 356, 524–533.
<https://doi.org/10.1016/j.cej.2018.09.059>
- Gunavathi, P., Janaki, D., Balasubramaniam, P., Alagesan, A., & Geethanjali, S. (2021). Characterization and identification of elemental sulphur, iron pyrite, mineral gypsum, Phospho gypsum and marine gypsum by using ATR-FTIR. *The Pharma Innovation*, 10(5), 80–86.
- Guzmán-Osorio, F. J., Adams, R. H., Domínguez-Rodríguez, V. I., Lobato-García, C. E., Guerrero-Peña, A., Barajas-Hernández, J. R., & Baltierra-Trejo, E. (2020). Alternative method for determining API degrees of petroleum in contaminated soil by FTIR. *Egyptian Journal of Petroleum*, 29(1), 39–44. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2019.10.002>
- Hamidi, Y., Ataei, S. A., & Sarrafi, A. (2021). A simple, fast and low-cost method for the efficient separation of hydrocarbons from oily sludge. *Journal of Hazardous Materials*, 413(February), 125328. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2021.125328>
- Hao, F., Gao, Y., Liu, J., Dudek, R., Neal, L., Wang, S., Liu, P., & Li, F. (2021). Zeolite-assisted core-shell redox catalysts for efficient light olefin production via cyclohexane redox oxidative cracking. *Chemical Engineering Journal*, 409(December 2020), 128192.
<https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.128192>
- Heidarzadeh, N., & Parhizi, P. (2020). Improving the permeability and adsorption of phenol by organophilic clay in clay liners. *Environmental Engineering Research*, 25(1), 96–103.
<https://doi.org/10.4491/eer.2018.401>
- Hernández, A., Morales-Bautista, C. M., Torres-Sánchez, S. A., Chávez, A., & De, M. (2019). Assessment of Changes in the Concentrations of Total Hydrocarbons of the Oil in Two Kinds of Soils. *JEEOS*, 3(2448–8166), 19–32. <https://doi.org/10.19136/Jeeos.a3n2.3406>
- Hernández Trejo, J. A. (2010). *Análisis de los fluidos de perforación en la industria petrolera*. Universidad Veracruzana.
- Hewelke, E., Szatyłowicz, J., Hewelke, P., Gnatowski, T., & Aghalarov, R. (2018). The Impact of Diesel Oil Pollution on the Hydrophobicity and CO₂ Efflux of Forest Soils. *Water, Air, and Soil Pollution*, 229(2). <https://doi.org/10.1007/s11270-018-3720-6>
- Hu, G., Liu, H., Chen, C., Hou, H., Li, J., Hewage, K., & Sadiq, R. (2021). Low-temperature thermal desorption and secure landfill for oil-based drill cuttings management: Pollution control, human health risk, and probabilistic cost assessment. *Journal of Hazardous*

- Materials*, 410, 124570. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2020.124570>
- Hu, G., Liu, H., Rana, A., Li, J., Bikass, S., Hewage, K., & Sadiq, R. (2021). Life cycle assessment of low-temperature thermal desorption-based technologies for drill cuttings treatment. *Journal of Hazardous Materials*, 401(September 2020), 123865. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2020.123865>
- Hu, Y., Mu, S., Zhang, J., & Li, Q. (2022). Regional distribution, properties, treatment technologies, and resource utilization of oil-based drilling cuttings: A review. *Chemosphere*, 308(P1), 136145. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.136145>
- Huang, Z., Xu, Z., Quan, Y., Jia, H., Li, J., Li, Q., Chen, Z., & Pu, K. (2018). A review of treatment methods for oil-based drill cuttings. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 170(2). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/170/2/022074>
- Huguenot, D., Mousset, E., van Hullebusch, E. D., & Oturan, M. A. (2015). Combination of surfactant enhanced soil washing and electro-Fenton process for the treatment of soils contaminated by petroleum hydrocarbons. *Journal of Environmental Management*, 153, 40–47. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2015.01.037>
- Ikotun, J. O., Okeniyi, J. O., Akinlabi, E. T., Akinlabi, S. A., Okeniyi, E. T., & Olanrewaju, D. O. (2019). Physicochemical and mineralogical characterization datasets from oil drill cuttings in comparison with other cement types for cement partial-replacement in concrete. *Chemical Data Collections*, 19, 100176. <https://doi.org/10.1016/j.cdc.2019.100176>
- Infante, C. (2021). Criterios Y Tecnologías De Remediación En Suelos Contaminados Con Hidrocarburos. *Academia de Ciencias Físicas, Matemáticas y Naturales, LXXXI, N°1*, 29–34.
- Interiano-López, M. L., ReaínezCoutiño, V. A., Godínez-Tovar, L. A., Zamudio-Pérez, E., & Rodríguez-Valadez, F. J. (2019). Bioremediation methods assisted with humic acid for the treatment of oil-contaminated drill cuttings. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 18(3)(2395–8472), 929–937.
- Islas Olvera, J. (2020). *Fitoextracción de arsénico, cadmio y cobre, mediante las especies Eichhornia crassipes, Myriophyllum aquaticum y Wolffia columbiana en humedal artificial*. Universidad Autónoma Metropolitana.
- Ismirlian, P. L. (2018). *Evaluación de diferentes métodos de tratamiento para recortes de perforación de pozos petroleros con lodo base hidrocarburo en Argentina*. Instituto tecnológico de Buenos Aires.
- Jaramillo Jaramillo, D. F. (2006). REPELENCIA AL AGUA EN SUELOS : UNA SÍNTESIS. *Ciencias de La Tierra*, 30(115), 215–232.
- Jiang, Guancheng, Sun, J., He, Y., Cui, K., Dong, T., Yang, L., Yang, X., & Wang, X. (2022). Novel Water-Based Drilling and Completion Fluid Technology to Improve Wellbore Quality During Drilling and Protect Unconventional Reservoirs. *Engineering*, 18, 129–142. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2021.11.014>
- Jiang, Guobin, Yu, J., Jiang, H., Xu, B., Tang, P., Zhao, L., Li, H., Xiang, Q., & Hu, J. (2020). Physicochemical characteristics of oil-based cuttings from pretreatment in shale gas well sites. *Journal of Environmental Science and Health - Part A Toxic/Hazardous Substances and Environmental Engineering*, 55(9), 1041–1049. <https://doi.org/10.1080/10934529.2020.1767451>
- Khan, M. A. I., Biswas, B., Smith, E., Naidu, R., & Megharaj, M. (2018). Toxicity assessment of fresh and weathered petroleum hydrocarbons in contaminated soil- a review. *Chemosphere*, 212, 755–767. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2018.08.094>
- Kim Latos, M. E. (2005). *Evaluación y obtención de condiciones de operación para la desorción térmica de pesticidas en suelo*. INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY CAMPUS.
- Kumar, A., & Lingfa, P. (2020). Sodium bentonite and kaolin clays: Comparative study on their

- FT-IR, XRF, and XRD. *Materials Today: Proceedings*, 22, 737–742.
<https://doi.org/10.1016/j.matpr.2019.10.037>
- Lafont, J. J., Páez, M. S., & Torres, Y. C. (2011). Análisis químico de mezclas biodiesel de aceite de cocina usado y diesel por espectroscopia infrarroja. *Informacion Tecnologica*, 22(4), 35–42. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642011000400005>
- Leonard, S. A., Roy, A. D., & Stegemann, J. A. (2010). Stabilization/solidification of petroleum drill cuttings: Thermal and microstructural studies of binder hydration products. *Environmental Engineering Science*, 27(10), 889–903.
<https://doi.org/10.1089/ees.2010.0147>
- Li, F., Zhang, Y., Wang, S., Li, G., Yue, X., Zhong, D., Chen, C., & Shen, K. (2020). Insight into ex-situ thermal desorption of soils contaminated with petroleum via carbon number-based fraction approach. *Chemical Engineering Journal*, 385(October 2019), 123946.
<https://doi.org/10.1016/j.cej.2019.123946>
- Li, J., Jiao, Y., Luo, Q., Hu, W., Fang, S., Tang, C., & Liu, Q. (2021). Treatment of oil-based drill cuttings by hydrophobic deep eutectic solvents. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 2020. <https://doi.org/10.1002/cjce.24263>
- Li, L., Wu, Z., Xi, X., Liu, B., Cao, Y., Xu, H., & Hu, Y. (2020). A bifunctional brønsted acidic deep eutectic solvent to dissolve and catalyze the depolymerization of alkali lignin. *Journal of Renewable Materials*, 9(2), 219–235. <https://doi.org/10.32604/jrm.2021.012099>
- Li, Q., Liu, J., & Gadd, G. M. (2020). Fungal bioremediation of soil co-contaminated with petroleum hydrocarbons and toxic metals. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 104(21), 8999–9008. <https://doi.org/10.1007/s00253-020-10854-y>
- Li, Ying, Wang, M., Tan, X., An, Y., Liu, H., Gao, K., & Guo, M. (2021). Application of Hybrid Silicate as a Film-Forming Agent in High-Temperature Water-Based Drilling Fluids. *ACS Omega*, 6(31), 20577–20589. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c02725>
- Li, Yongfei, Bai, Q., Li, Q., Huang, H., Ni, W., Wang, Q., Xin, X., Zhao, B., & Chen, G. (2023). Preparation of Multifunctional Surfactants Derived from Sodium Dodecylbenzene Sulfonate and Their Use in Oil-Field Chemistry. *Molecules*, 28(8).
<https://doi.org/10.3390/molecules28083640>
- Li, You, Liao, X., Huling, S. G., Xue, T., Liu, Q., Cao, H., & Lin, Q. (2019). The combined effects of surfactant solubilization and chemical oxidation on the removal of polycyclic aromatic hydrocarbon from soil. *Science of the Total Environment*, 647, 1106–1112.
<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.07.420>
- Liu, H., Li, J., Zhao, M., Li, Y., & Chen, Y. (2019). Remediation of oil-based drill cuttings using low-temperature thermal desorption: Performance and kinetics modeling. *Chemosphere*, 235, 1081–1088. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2019.07.047>
- Liu, Y., Wang, M., Li, Y., & Zhu, G. (2020). Parameters optimization of thermal desorption process treating oil-based cuttings. *Chinese Journal of Environmental Engineering*, 14(6), 1639–1648. <https://doi.org/10.12030/j.cjee.201909041>
- Liuyang, X., Yang, H., Huang, S., Zhang, Y., & Xia, S. (2020). Resource utilization of secondary pyrolysis oil-based drilling cuttings ash for removing Cr (VI) contaminants: Adsorption properties, kinetics and mechanism. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 8(6).
<https://doi.org/10.1016/j.jece.2020.104474>
- Luo, Z., Wang, J., Song, Y., Zheng, X., Qu, L., Wu, Z., & Wu, X. (2018). Remediation of Phenanthrene Contaminated Soil by a Solid State Photo-Fenton Reagent Based on Mesoporous Magnetite/Carboxylate-Rich Carbon Composites and Its Phytotoxicity Evaluation. *ACS Sustainable Chemistry and Engineering*, 6(10), 13262–13275.
<https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.8b02850>
- Ma, S., Zhang, G., Shi, C., Dong, Q., & Ji, T. (2023). Achieving Practical Venue Recycle of Waste Oil-Based Drilling Fluids with Vacuum Distillation Technology. *ACS Omega*, 8(18),

- 16306–16314. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c00967>
- Maclel, R., Sant'Anna, G. L., & Dezotti, M. (2004). Phenol removal from high salinity effluents using Fenton's reagent and photo-Fenton reactions. *Chemosphere*, 57(7), 711–719. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2004.07.032>
- Madejová, J., Gates, W. P., & Petit, S. (2017). IR Spectra of Clay Minerals. In *Developments in Clay Science* (Vol. 8). <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100355-8.00005-9>
- Mahmoud, A., Gajbhiye, R., & Elkatatny, S. (2023). Application of Organoclays in Oil-Based Drilling Fluids: A Review. *ACS Omega*, 8(33), 29847–29858. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c07679>
- Marín-García, D. C., Adams, R. H., & Hernández-Barajas, R. (2016). Effect of crude petroleum on water repellency in a clayey alluvial soil. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 13(1), 55–64. <https://doi.org/10.1007/s13762-015-0838-6>
- Martínez-Chávez, C. G., Morales-Bautista, C. M., & Alor-Chávez, M. de J. (2017). Extracción De Hidrocarburo Pesado En Suelo Arenoso. *Avances En Ciencias e Ingeniería*, 8(1), 9–16.
- Meléndez, L. V., Lache, A., Orrego-Ruiz, J. A., Pachón, Z., & Mejía-Ospino, E. (2012). Prediction of the SARA analysis of Colombian crude oils using ATR-FTIR spectroscopy and chemometric methods. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 90–91, 56–60. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.04.016>
- Méndez Natera, J. R., Otahola Gómez, V. A., Rodríguez Rengel, M. D. V., Simosa Mallé, J. A., Tellis, L., & Zabala, E. (2007). Comparación del desecho de un fluido de perforación base agua no disperso con la fertilización química en el cultivo de girasol (*Helianthus annuus* L.). *Revista Científica UDO Agrícola*, 7(1), 195–203.
- Méndez, R., Gómez Rivera, P., Ledesma Herrera, J., & Cenicerós González, C. (2013). Manejo integral de los recortes de perforación de la industria petrolera en Tabasco. *Revista Iberoamericana de Las Ciencias Biológicas y Agropecuarias: CIBA*, 2(4), 2.
- Mikos-Szymańska, M., Rusek, P., Borowik, K., Rolewicz, M., Bogusz, P., & Gluzińska, J. (2018). Characterization of drilling waste from shale gas exploration in Central and Eastern Poland. *Environmental Science and Pollution Research*, 25(36), 35990–36001. <https://doi.org/10.1007/s11356-018-2365-8>
- Morales-Bautista, C. M., Adams, R. H., Hernández-Barajas, J. R., Lobato-García, C. E., & Torres-Torres, J. G. (2016). Characterization of fresh and weathered petroleum for potential impacts to soil fertility. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 13(11), 2689–2696. <https://doi.org/10.1007/s13762-016-1097-x>
- Morales-bautista, C. M., Méndez-Olán, C., López-Martínez, S., & Ojeda-Morales, M. E. (2019). *Design of Experiments to Optimize Soxhlet-HTP Method to Establish Environmental Diagnostics of Polluted Soil* (Issue December, pp. 33–52). <https://doi.org/10.4018/978-1-7998-1518-1.ch002>
- Morales-Bautista, Carlos M., H. Adams, R., Guzmán-Osorio, F., & Marín-García, D. (2013). Dilution-Extrapolation Hydrometer Method for Easy Determination of API Gravity of Heavily Weathered Hydrocarbons in Petroleum Contaminated Soil. *Energy and Environment Research*, 3(1), 115–124. <https://doi.org/10.5539/eer.v3n1p115>
- Muhammed, N. S., Olayiwola, T., & Elkatatny, S. (2021). A review on clay chemistry, characterization and shale inhibitors for water-based drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 206(April), 109043. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109043>
- Neff, J. M. (2008). Estimation of bioavailability of metals from drilling mud barite. *Integrated Environmental Assessment and Management*, 4(2), 184–193. https://doi.org/10.1897/IEAM_2007-037.1
- Njuguna, J., Siddique, S., Bakah Kwroffie, L., Piromrat, S., Addae-Afoakwa, K., Ekeh-Adegbotolu, U., Oluyemi, G., Yates, K., Kumar Mishra, A., & Moller, L. (2022). The fate of waste drilling fluids from oil & gas industry activities in the exploration and production

- operations. *Waste Management*, 139, 362–380.
<https://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.12.025>
- Nwinee, S. A. (2018). *Sustainable treatment of oil contaminated waste : oil-based mud (OBM) drill cuttings and soil*. Robert Gordon University Aberdeen.
- Okoro, Emmanuel E., Ochonma, C., Sanni, S. E., M, O., Igwilo, K. C., & Olawole, O. C. (2022). Risk assessment of human exposure to radionuclides and heavy metals in oil-based mud samples used for drilling operation. *International Journal of Environmental Health Research*, 32(5), 972–983. <https://doi.org/10.1080/09603123.2020.1811843>
- Okoro, Emmanuel Emeka, Ochonma, C., Omeje, M., Sanni, S. E., Emetere, M. E., Orodu, K. B., & Igwilo, K. C. (2020). Radiological and toxicity risk exposures of oil based mud: health implication on drilling crew in Niger Delta. *Environmental Science and Pollution Research*, 27(5), 5387–5397. <https://doi.org/10.1007/s11356-019-07222-3>
- Olasanmi, I. O., & Thring, R. W. (2020). Evaluating rhamnolipid-enhanced washing as a first step in remediation of drill cuttings and petroleum-contaminated soils. *Journal of Advanced Research*, 21, 79–90. <https://doi.org/10.1016/j.jare.2019.07.003>
- Oreshkin, D. V., Chebotaev, A. N., & Perfilov, V. A. (2015). Disposal of drilling sludge in the production of building materials. *Procedia Engineering*, 111, 607–611.
<https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.07.053>
- Oropeza García, N. (2006). Lodos residuales : estabilización y manejo. *Caos Conciencia*, 1(figura 1), 51–58.
- Ossai, I. C., Ahmed, A., Hassan, A., & Hamid, F. S. (2020). Remediation of soil and water contaminated with petroleum hydrocarbon: A review. *Environmental Technology and Innovation*, 17. <https://doi.org/10.1016/j.eti.2019.100526>
- Otoijamun, I., Kigozi, M., Rasak Adetunji, A., & Azikiwe Onwualu, P. (2021). Characterization and suitability of Nigerian Barites for Different Industrial Applications. *Minerals*, 11, 360.
- P.O.E. (2012) Ley De Protección Ambiental del Estado de Tabasco. Congreso del Estado de Tabasco.
- Páez Hoffmann, M. A. (2019). *Evaluación de método Fenton aplicado a suelos contaminados con hidrocarburos procedentes de pasivos ambientales del bloque 61* (Vol. 8, Issue 5). Universidad Internacional SEK.
- Pakdaman, E., Osfouri, S., Azin, R., Niknam, K., & Roohi, A. (2020). Synthesis and characterization of hydrophilic gilsonite fine particles for improving water-based drilling mud properties. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 41(11), 1633–1642.
<https://doi.org/10.1080/01932691.2019.1634582>
- Peluffo, M. (2016). *Remediación de suelos contaminados con hidrocarburos policíclicos aromáticos mediante oxidación química (Tesis de doctorado)*. Universidad Nacional de la Plata.
- Pereira, L. B., Sad, C. M. S., Castro, E. V. R., Filgueiras, P. R., & Lacerda, V. (2022). Environmental impacts related to drilling fluid waste and treatment methods: A critical review. *Fuel*, 310(October 2021). <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122301>
- Pizarro Medina, P., Sierra Herraiz, M. J., Rodríguez Rastrero, M., Cabrales García, C., Rodríguez Pérez, R., Velado Renovel, S., Mas Jiménez, M., Arévalo Martín, N., & Millán Gómez, R. (2017). Nuevo equipo de desorción térmica de contaminantes en suelos. *Técnica Industrial*, 317, 42–49. <https://doi.org/10.23800/8863>
- Qin, J., Lin, C., Almeyayedh, H., & Albader, M. (2019). Decomposition of long-chain petroleum hydrocarbons by Fenton-like processes: Effects of ferrous iron source, salinity and temperature. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 169(November 2018), 764–769.
<https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2018.11.086>
- Rodríguez-López, L. C., Ojeda-Morales, M. E., Córdova-Bautista, Y., Hernández-Rivera, M. A., & López-Lázaro, J. de los S. (2021). Recovery of impregnated hydrocarbon in drill cuttings

- using supercritical carbon dioxide. *Journal of Environmental Management*, 285(February). <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.112134>
- Romo, D. (2016). Refinación De Petróleo En México Y Perspectiva De La Reforma Energética. *Problemas Del Desarrollo*, 47(187), 139–164. <https://doi.org/10.1016/j.rpd.2016.10.005>
- Sá Da Rocha, O. R., Dantas, R. F., Bezerra Duarte, M. M. M., Lima Duarte, M. M., & Da Silva, V. L. (2012). Remediation of petroleum contaminated soil by photo-Fenton process applying black, white and germicidal light. *Afinidad*, 68(557), 42–46.
- Safa, S., & Mehrasbi, M. R. (2019). Investigating the photo-Fenton process for treating soil washing wastewater. *Journal of Environmental Health Science and Engineering*, 17(2), 779–787. <https://doi.org/10.1007/s40201-019-00394-7>
- Santivañez Huarcaya, J. C., Cano Tocas, W. E., Ordoñez Ruiz, D., & Bohórquez Araque, A. del P. (2019). Evaluación del uso de almidón de papa como aditivo para lodos de perforación. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 17(1), 19–28. <https://doi.org/10.18273/revfue.v17n1-2019002>
- Schlumberguer. (2023). *Lodo de potasio*. Glosario de Energía En Español. https://glossary.slb.com/es/terms/p/potassium_mud
- NMX-AA-117-SCFI-2001, DOF (2001).
- Secretaría de Economía. (2018). *Perfil de mercado de la Celestita*.
- Norma Oficial NOM-021-RECNAT-2000, Que establece las especificaciones de fertilidad, salinidad y clasificación de suelos. Estudios, muestreo y análisis., Diario Oficial de la Federación (2000).
- SEMARNAT. (2005). NORMA Oficial Mexicana NOM-143-SEMARNAT-2003, Que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos. *Dof*, 10, 11.
- DOF, 2007 NOM-147-SEMARNAT/SSA1-2004, Que establece criterios para determinar las concentraciones de remediación de suelos contaminados por arsénico, bario, berilio, cadmio, cromo hexavalente, mercurio, níquel, plata, plomo, selenio, talio y/o vanadio., Diario Oficial de la Federación 69 (2007).
- SEMARNAT. (2013). (DOF, 2012) NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012. Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación. *Diario Oficial de La Federación*, 16.
- SEMARNAT. (2020). *Diagnóstico básico para la gestión integral de los residuos*.
- SGM. (2022). *Geoinfomex 3D*. Servicio Geológico Mexicano. <https://www.gob.mx/sgm>
- Sharafaddin, O., & Onutu, I. (2021). An Overview of Oil Based Drill Cuttings Waste Environmental Effect and Disposal Treatments. *Romanian Journal of Petroleum & Gas Technology*, 2(73)(1), 39–47. <https://doi.org/10.51865/jpgt.2021.01.04>
- Siddique, S., Kwoffie, L., Addae-Afoakwa, K., Yates, K., & Njuguna, J. (2017). Oil Based Drilling Fluid Waste: An Overview on Environmentally Persistent Pollutants. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 195(1). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/195/1/012008>
- Siddique, S., Smith, G. D., Yates, K., Mishra, A. K., Matthews, K., Csetenyi, L. J., & Njuguna, J. (2019). Structural and thermal degradation behaviour of reclaimed clay nano-reinforced low-density polyethylene nanocomposites. *Journal of Polymer Research*, 26(6), 154. <https://doi.org/10.1007/s10965-019-1802-9>
- Siddique, S., Yates, K., & Njuguna, J. (2018). *Characterisation of oil based mud waste to explore the possibility in transforming waste into a value added product*. 45, 13–16.
- Sierra Baena, M. A. (2000). Impacto ambiental de los principales lodos de perforación. In *Lecturas sobre lodos de perforación* (Issue 6, pp. 60–71).
- Silveira, A., Soares, F., & Costa, C. (2022). *Characterization of drilling cuttings generated in oil*

- and gas pre-salt drilling activities and leaching studies of contaminants present in these samples employing saline and aqueous solutions. 1–31.
<https://doi.org/https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-1629655/v1> License:
- Soraa Bell, M. R., Díaz Rodríguez, Y., Rivas Trasancos, L., & Martínez González, J. de la C. (2021). Disposición final de cortes de perforación petrolera en la fabricación del clinker de cemento. *Editorial Feijóo*, 48(4), 63–73.
- Stuckman, M., Edenborn, H. M., Lopano, C., & Alexandra Hakala, J. (2018). Advanced characterization and novel waste management for drill cuttings from Marcellus shale energy development. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2018, URTC 2018*, 1–10. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2883168>
- Stuckman, M. Y., Lopano, C. L., Berry, S. M., & Hakala, J. A. (2019). Geochemical solid characterization of drill cuttings, core and drilling mud from Marcellus Shale Energy development. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 68(June), 102922. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102922>
- Tang, G., Huang, F., Wang, G., Song, Z., Jia, C., Yu, P., & Sun, Y. (2022). Valorization of Water-Based Drill Cuttings through the Bio-Carbonation Approach. *Advances in Materials Science and Engineering, 2022*. <https://doi.org/10.1155/2022/3836863>
- Tapia, M. P. (2016). *Evaluación de la eficiencia de la remoción de hidrocarburos totales de lodos petrolizados empleando un procedimiento de oxidación química*. Escuela Politécnica Nacional.
- Ulloa, C., Pazmiño, K., Cárdenas, D., & Arcos, C. (2014). Desarrollo de la repelencia al agua en suelos afectados por incendios, en una zona del parque metropolitano del distrito metropolitano de Quito. *La Granja: Revista de Ciencias de La Vida*, 19, 34–43.
- Vargas Suárez, R. (2015). Reforma energética. De servicio público a modelo de negocios. *Política y Cultura*, 43, 125–145.
- Vázquez Vázquez, L. L., García-Zaleta, D. S., Torres-Sánchez, S. A., López Martínez, S., Hernández-Nuñez, E., Zurita-Macias-Valadez, M., & Morales-Bautista, C. M. (2023). Variability of the components of oil drilling waste according to the treatment temperature. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 22(2395–8472), 97–104.
- Venny, Gan, S., & Ng, H. K. (2012). Modified Fenton oxidation of polycyclic aromatic hydrocarbon (PAH)-contaminated soils and the potential of bioremediation as post-treatment. *Science of the Total Environment*, 419, 240–249. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2011.12.053>
- Villa, R. D., Trovó, A. G., & Nogueira, R. F. P. (2010). Soil remediation using a coupled process: soil washing with surfactant followed by photo-Fenton oxidation. *Journal of Hazardous Materials*, 174(1–3), 770–775. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.09.118>
- Wainipee, W., Cuadros, J., Sephton, M. A., Unsworth, C., Gill, M. G., Strekopytov, S., & Weiss, D. J. (2013). The effects of oil on As(V) adsorption on illite, kaolinite, montmorillonite and chlorite. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 121, 487–502. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2013.07.018>
- Wang, H., Li, J., Lin, D., Jiang, G., Zhao, L., Yu, J., Meng, T., Huang, X., Liu, H., & Yang, Y. (2023). Preparation and properties of lightweight and high-strength building ceramics with oil-based drilling cuttings pyrolysis residues. *Frontiers in Materials*, 10(August). <https://doi.org/10.3389/fmats.2023.1245121>
- Wang, M., Liu, L., Xu, C., & Di, L. (2023). Numerical Simulation and Analysis of the Heat and Mass Transfer of Oil-Based Drill Cuttings in a Thermal Desorption Chamber. *Processes*, 11, 3127. <https://doi.org/10.3390/pr11113127>
- Wang, M., & Yucheng, L. (2023). Heat Transfer Characteristics of Oil-Based Drill Cuttings in Thermal Desorption Chambers. *Processes*, 11, 1374. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/pr11051374>

- Wang, T. Y., Sun, M. Y., Pan, Y., Fu, L., & Yang, S. C. (2021). Development a new type of oil based drilling fluid with good temperature resistant. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 00(00), 1–15. <https://doi.org/10.1080/15567036.2021.1970291>
- Williamson, D. (2013). Definición De Fluidos De Perforación. *Oilfield Review*, 1, 67–69.
- Xie, B., Qin, J., Sun, H., Wang, S., & Li, X. (2021). Leaching behavior of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) from oil-based residues of shale gas drill cuttings. *Environmental Pollution*, 288(June), 117773. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2021.117773>
- Xu, Q., Ma, L., Zhang, L., Zhang, Y., Song, Y., & Fang, S. (2023). Ultrasonication-flotation-advanced oxidation tertiary treatment of oil-based drilling cuttings. *Heliyon*, 9(11), e22004. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e22004>
- Xu, Q., Zhang, D., Ma, L., Zhang, L., Zhang, Y., Song, Y., & Fang, S. (2024). Treatment of oil-based drilling cuttings by floatation-advanced oxidation two-step process. *RSC Advances*, 14(5), 3000–3009. <https://doi.org/10.1039/d3ra07907d>
- Xu, T., Wang, L., Wang, X., Li, T., & Zhan, X. (2018). Heavy metal pollution of oil-based drill cuttings at a shale gas drilling field in Chongqing, China: A human health risk assessment for the workers. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 165(May), 160–163. <https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2018.08.104>
- Xu, T., Wang, L., Zhang, H., Zhan, X., & Wang, Y. (2022). Pyrolysis kinetics and environmental risks of oil-based drill cuttings at China's largest shale gas exploitation site. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 246(September). <https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2022.114189>
- Yan, P., Lu, M., Guan, Y., Zhang, W., & Zhang, Z. (2011). Remediation of oil-based drill cuttings through a biosurfactant-based washing followed by a biodegradation treatment. *Bioresource Technology*, 102(22), 10252–10259. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2011.08.074>
- Yang, H., Cai, J., Sun, J., Zhou, Z., Zhang, Y., & Xia, S. (2021). Treatment of oil-based drilling cuttings using the demulsification separation-Fenton oxidation method. *Environmental Science and Pollution Research*, 28, 64307–64321.
- Yap, C. L., Gan, S., & Ng, H. K. (2011). Fenton based remediation of polycyclic aromatic hydrocarbons-contaminated soils. *Chemosphere*, 83(11), 1414–1430. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2011.01.026>
- Yzquierdo-Ruíz, M. M., Torres-Sánchez, S. A., De la Garza-Rodríguez, I. M., Ojeda-Morales, M. E., Hernández-Nuñez, E., Lobato-García, C. E., Hernández-Rivera, M. A., Zurita-Macias-Valadez, M., & Morales-Bautista, C. M. (2022). Pre-evaluation of contaminated soil for oil field reactivation in Moloacan, Veracruz, Mexico. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 21(2), 23–43.
- Zhao, M., Liu, D., Li, Z., Du, H., Wang, J., Chen, K., Kong, X., & Li, J. (2018). Inspection for desorption behavior and desorption mechanism of oily sludge by thermodynamics and kinetics analysis. *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, 93, 226–233. <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2018.07.009>
- Zhuang, G., Jiang, W., & Zhang, Z. (2019). Organic Modifiers of Organo-Montmorillonite in Oil System under High Temperatures: Desorption or Degradation? [Research-article]. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 58(8), 2644–2653. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.8b05915>
- Zhuang, G., Zhang, Z., & Jaber, M. (2019). Organoclays used as colloidal and rheological additives in oil-based drilling fluids: An overview. *Applied Clay Science*, 177(November 2018), 63–81. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2019.05.006>

Anexos

Figura 52. Extracción de HTP por método Soxhlet



Figura 53. Cromatografía en columna SARA



Figura 54. Fracciones SARA.

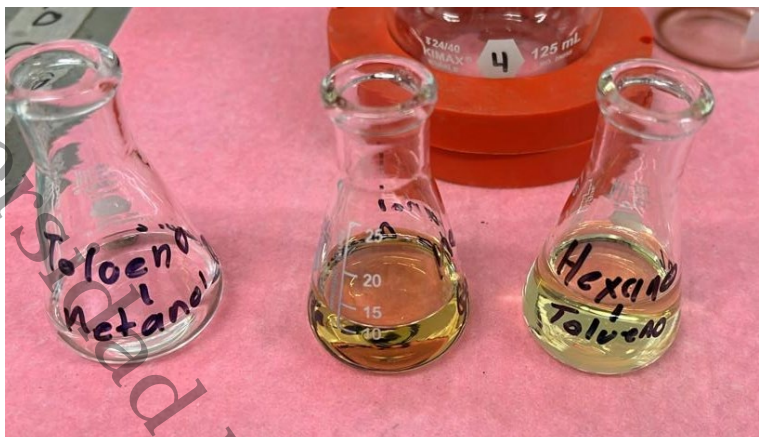


Figura 55. Equipo de DRX D2 phaser

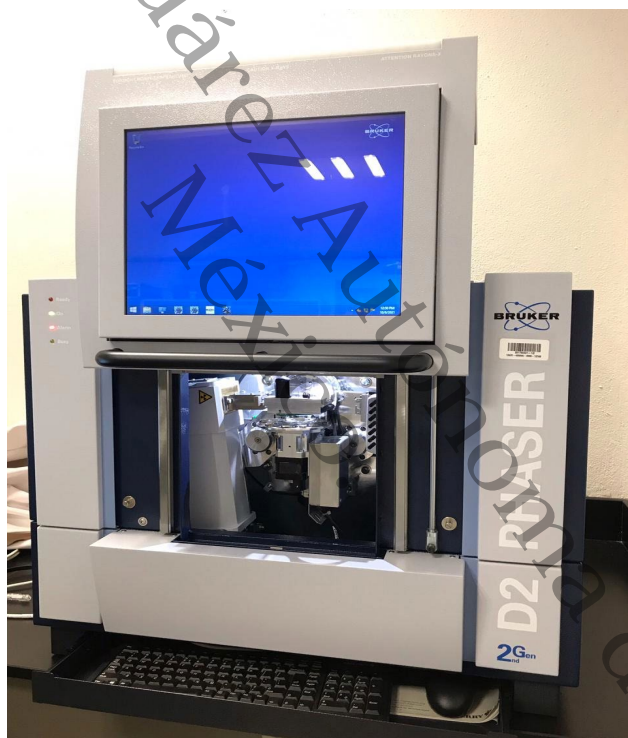
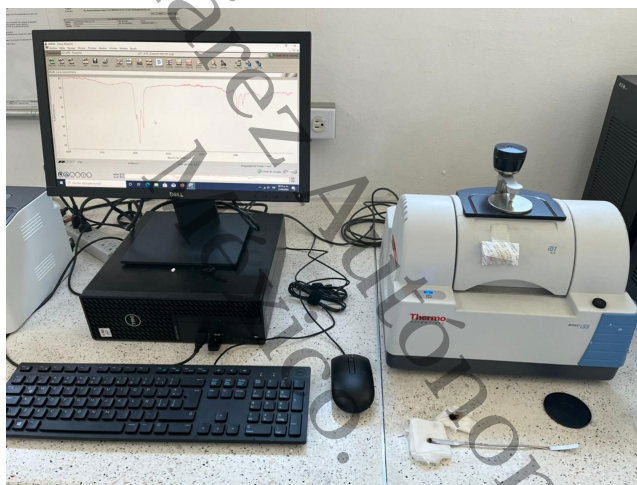


Figura 56. Porta muestra de DRX



Figura 57. Equipo Nicole is5



Universidad Juárez del Estado de Durango

Figura 58. Espectrómetro de fluorescencia

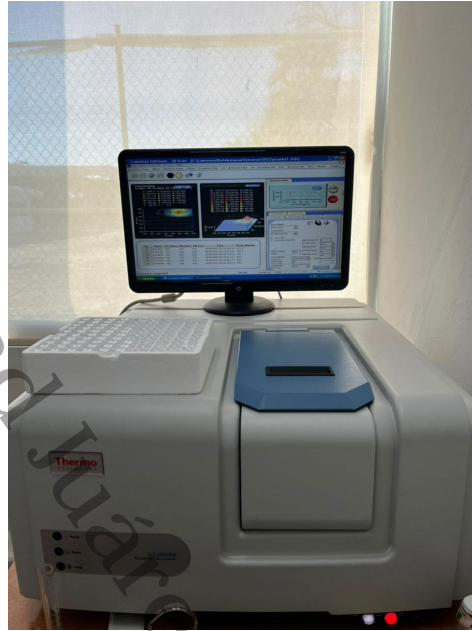


Figura 59. Equipo FE SEM-EDS



México. Autónoma de Durango. Durango.

Figura 60. PECT de las muestras.



Figura 61. Extracción líquido-líquido.



Universidad de Tabasco.

Figura 62. Equipo UV-Vis



Figura 63. Medición de gravedad API de forma indirecta



Figura 64. Repelencia en una muestra



Figura 65. Muestras en tratamiento



Figura 66. Equipo Furnace 6000



Figura 67. Reactor para reacción Fentón modificado



Abreviaturas

ASEA = Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente.

CNH = Comisión Nacional de Hidrocarburos

DT = Desorción térmica

DTAT = Desorción térmica de alta temperatura

DTBT = Desorción térmica de baja temperatura

SARA = Fracciones de componentes Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos

HC = Hidrocarburo

HTP = Hidrocarburos totales de petróleo

LMP = Límite máximo permisible

PEMEX = Petróleos mexicanos

PSI = Porcentaje de sodio intercambiable

pH = Potencial de hidrogeno

SEMARNAT = Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales

LGPGIR = Ley General Para La Prevención Y Gestión De Los Residuos

FP = Fluido de perforación nuevo

COT = Carbono Orgánico total

LO = Lodos oleosos

COV = Compuestos Orgánicos Volátiles

DRX = Difracción de Rayos X

OSPAR = convenio Oslo y París

Anexo 7-. Alojamiento de la Tesis en el repositorio institucional

Alojamiento de la Tesis en Repositorio Institucional	
Título de la Tesis:	Evaluación de dos técnicas de tratamiento de recortes de perforación para su gestión y aprovechamiento.
Autor de la Tesis:	Ricardo Enrique Vargas González
ORCID:	https://orcid.org/0009-0005-6922-7435
Resumen de la Tesis:	<p>Se sometieron a tratamiento por desorción térmica y Oxidación química avanzada cuatro muestras de recortes de perforación base aceite, obtenidas de la perforación de diferentes pozos petroleros. Con la finalidad de instaurar nuevas alternativas de tratamiento para este tipo de residuos, generados durante el proceso de perforación. Así mismo, se identificaron las características físicas y químicas de los recortes de perforación y establecer las diferencias que existen entre ellos. Además, se establecieron parámetros de operación y aprovechamiento, y se evaluó el potencial de lixiviación de los hidrocarburos. Las muestras fueron analizadas mediante cromatografía en columna, FTIR, DRX, SEM-EDS, °API, repelencia y extracto PECT. Como resultado, se observaron diferencias mineralógicas entre las muestras, asociadas a las características del proceso de perforación, mientras que los compuestos orgánicos e inorgánicos presentaron algunas similitudes. Estas diferencias influyeron en los porcentajes de remoción de HC y en la repelencia de cada muestra en los diferentes tratamientos. Finalmente, se obtuvieron concentraciones de hidrocarburos totales de petróleo (HTP) en lixiviados, todas</p>

	por debajo de los límites establecidos por la normativa.
Palabras claves de la Tesis:	Recortes de perforación, Desorción térmica, Oxidación química.
Referencias citadas:	<p>A.S.T.M. D-1250. (1997). <i>Standard Guide For Petroleum Measurement Tables</i> (Vol. 1, Issue Reapproved, pp. 247–248).</p> <p>Abdul-Wahab, S. A., Al-Dhamri, H., Ram, G., & Black, L. (2020). The use of oil-based mud cuttings as an alternative raw material to produce high sulfate-resistant oil well cement. <i>Journal of Cleaner Production</i>, 269, 122207. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122207</p> <p>Adams, R. H., Guzmán Osorio, F. J., & Zavala Cruz, J. (2008). Water repellency in oil contaminated sandy and clayey soils. <i>International Journal of Environmental Science and Technology</i>, 5(4), 445–454. https://doi.org/10.1007/BF03326040</p> <p>Adewale Jhonson, F., & Adewale, D. (2015). <i>Mitigating the bio-accumulation potentials of low aromatic deep water offshore synthetic drilling fluids using ternary mixture of synthetic ethyl esters of plants oil (seep mixture) by N-octanol/-water partition coefficient (Pow) from reversed phase high p. 08(21)</i>, 8–11.</p> <p>Adhami, S., Jamshidi-Zanjani, A., & Darban, A. K. (2021). Remediation of oil-based drilling waste using the electrokinetic-Fenton method. <i>Process Safety and Environmental Protection</i>, 149, 432–441. https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.11.018</p> <p>Adipah, S. (2018). Remediation of Petroleum Hydrocarbons Contaminated Soil by Fenton's Oxidation. <i>Journal of Environmental Science and Public Health</i>, 02(04), 168–178. https://doi.org/10.26502/jesph.96120036</p> <p>Agin, F., Sharifnik, M. A., Dijvejin, Z. A., Nasiri, A., Valizadeh, M., & Rostamabadi, H. S. (2019). The effect of 1,6-hexamethylenediamine on thermal stability and shale cutting recovery of heavy weight drilling fluids. <i>Journal of Petroleum Exploration and Production Technology</i>, 9(3), 2053–2064. https://doi.org/10.1007/s13202-018-0603-8</p> <p>Ahmed, F., & Fakhruddin, A. N. M. (2018). A Review on Environmental Contamination of Petroleum Hydrocarbons and its Biodegradation. <i>Environmental Sciences and Natural Resources</i>, 11(3). https://doi.org/10.19080/IJESNR.2018.11.555811</p> <p>Akpoveta, O. V., Medjor, W. O., & Medjor, E. A. (2018). Fenton treatment via oxidative mechanism and its kinetics on soil polluted with automatic gas oil. <i>Petroleum</i>, 4(4), 452–456. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.03.001</p> <p>Alarcón Sierra, J. H. (2014). "Criterios básicos para normar los recortes de perforación generados por la industria petrolera</p>

en el estado de Veracruz.”

Álvarez-Coronel, G., Domínguez-Rodríguez, V.-I., Howard Adams, R., Palma-López, D.-J., & Zavala-Cruz, J. (2020). The role of soil clays in mitigating or exacerbating impacts to fertility in crude oil-contaminated sites. *Pertanika Journal of Tropical Agricultural Science*, 43(2), 119–139.

Alves, G. M., & Petri Júnior, I. (2021). Microwave remediation of oil-contaminated drill cuttings – A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207(June), 109137. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109137>

Araka, P. P., Okparanma, R. N., & Ayotamuno, J. M. (2019). Diagnostic screening of organic contaminant level in solidified/stabilized pre-treated oil-based drill cuttings. *Heliyon*, 5(10), e02644. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e02644>

Babaei, A. A., Safdari, F., Alavi, N., Bakhshoodeh, R., Motamedi, H., & Paydary, P. (2020). Co-composting of oil-based drilling cuttings by bagasse. *Bioprocess and Biosystems Engineering*, 43(1), 1–12. <https://doi.org/10.1007/s00449-019-02195-6>

Barreto Franco, J. M., & Reyna Gaspas, M. M. (2020). *Revisión bibliográfica del uso de tecnologías de remediación para suelos contaminados por hidrocarburos*. Universidad César Vallejo.

Bazzine, Z., Dobbì, A., Lebtahi, H., & Zerrouki, A. A. (2021). Alteration effect on petrophysical properties of reservoirs rocks by drilling fluid emulsifiers. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 11(8), 3203–3212. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01241-y>

Bes Monge, S. S., Silva, D. A. M. ., & Bengoa, D. C. (2016). Manual técnico sobre procesos de oxidación avanzada aplicados al tratamiento de aguas residuales industriales. In *(Tritón-316Rt0506)* (Issues 978-84-09-08637–5).

Calderón Erazo, C. A., & Giraldo Raigoza, L. V. (2020). Evaluación del uso de lodos base aceite para la perforación de la sección intermedia de pozos en un bloque al sur del Putumayo. In *Sustainability (Switzerland)*. Fundación Universidad de América.

Carolina, A., Mota, S., Santos, J. M., Rossi, A. S., Duarte, R., Pereira, M. S., Ataíde, C. H., Carolina, A., Mota, S., Santos, J. M., Rossi, A. S., Duarte, R., Pereira, M. S., Henrique, C., & Dielectric, A. (2019). Dielectric properties and microwave drying kinetics of drill cuttings contaminated with synthetic drilling fluid. *Drying Technology*, 0(0), 1–12. <https://doi.org/10.1080/07373937.2019.1625362>

Chávez Pierce, J. E., Quevedo Urías, H., & Garza Almanza, V. (2006). Radiación ultravioleta medida a nivel de superficie terrestre en el año 2002 en Ciudad Juárez, Chihuahua. *CULCyT Cult*, 16, 5–22.

Chukwuma, G., Nmegbu, J., & Dagde, K. (2020). Treatment of

	<p>Drilling Wastes Using Thermal Desorption. <i>International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology</i>, 9(10), 9854–9858. https://doi.org/10.15680/IJIRSET.2020.0910085</p> <p>Cook, J., Growcock, F., Hodder, M., Quan, G., & Oort, E. van. (2012). Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación es wide. <i>Oilfield Review</i>, 23(4), 26–35.</p> <p>Cui, Z., Luan, X., Li, S., Zhao, X., Lin, Z., Li, J., Gao, W., Zheng, L., Ma, Z., & Xie, J. (2021). Genotoxicity detection of oil-containing drill cuttings by Comet assay based on a demersal marine fish <i>Mugilogobius chulae</i>. <i>Ecotoxicology and Environmental Safety</i>, 208, 111655. https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2020.111655</p> <p>de Sousa, R. P. F., Braga, G. S., da Silva, R. R., Leal, G. L. R., Freitas, J. C. O., Madera, V. S., Garnica, A. I. C., & Curbelo, F. D. S. (2021). Formulation and study of an environmentally friendly microemulsion-based drilling fluid (O/w) with pine oil. <i>Energies</i>, 14(23), 2–22. https://doi.org/10.3390/en14237981</p> <p>Díaz-Ramírez, I., Escalante Espinosa, E., Adams Schroeder, R., Fcil Monterrubio, R., & Ramrez-S, H. (2013). Hydrocarbon Biodegradation Potential of Native and Exogenous Microbial Inocula in Mexican Tropical Soils. In <i>Biodegradation of Hazardous and Special Products</i> (pp. 155–178). https://doi.org/10.5772/56233</p> <p>Díaz-Ramírez, I. J., Ramírez-Saad, H., Gutiérrez-Rojas, M., & Favela-Torres, E. (2003). Biodegradation of Maya crude oil fractions by bacterial strains and a defined mixed culture isolated from <i>Cyperus laxus</i> rhizosphere soil in a contaminated site. <i>Canadian Journal of Microbiology</i>, 49(12), 755–761. https://doi.org/10.1139/w03-098</p> <p>DOF (1994) NOM-053-SEMARNAT-1993. Que establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.</p> <p>DOF (2004) NOM-115-SEMARNAT-2003 Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y.</p> <p>DOF (2006) NOM-052-SEMARNAT-2005, Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales México.</p> <p>DOF (2007) NOM-149-SEMARNAT-2006, Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en las zonas marinas mexicanas. Secretaría de Medio Ambiente.</p>
--	---

<p style="text-align: center; font-size: 2em; opacity: 0.2; transform: rotate(-45deg);">Universidad de Cajamarca</p>	<p>DOF (2008) PROY-NOM-153-SEMARNAT-2006, Que establece las especificaciones ambientales para la inyección de recortes de perforación en formaciones receptoras.</p> <p>DOF (2013) NOM-161-SEMARNAT-2011, Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado;</p> <p>DOF (2018) Declaratoria de cancelación de las normas de referencia que se indican. Secretaría de economía.</p> <p>DOF (2019) NOM-001-ASEA-2019, Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos para la formulación y.</p> <p>DOF (2022) PROY-NOM-014-ASEA-2022, Especificaciones de protección al medio ambiente para la Construcción y Mantenimiento de Pozos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Zonas Agrícolas, Ganaderas y Eriales, fuera de Áreas Naturales Protegida.</p> <p>Emeka, B., & Joel, O. F. (2021). Treatment Efficiency of Drill Cuttings Using Thermal Desorption Technology. <i>Journal of Engineering Research and Reports</i>, 21(3), 1–12. https://doi.org/10.9734/JERR/2021/v21i317447</p> <p>Falciglia, P. P., Lumia, L., Giustra, M. G., Gagliano, E., Roccaro, P., Vagliasindi, F. G. A., & Di Bella, G. (2020). Remediation of petrol hydrocarbon-contaminated marine sediments by thermal desorption. <i>Chemosphere</i>, 260, 127576. https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2020.127576</p> <p>Fialho, P. F. U. F. do E. S., & Associacao Brasileira de ceramica. (2011). Thermal and mineralogical characterization of drill cuttings from north capixaba: initial studies. <i>Anais Do 55º Congresso Brasileiro de Cerâmica</i>, 48(2), 10.</p> <p>Fundación Chile. (2019). Manual de tecnologías de remediación de sitios contaminados. In <i>Journal of Chemical Information and Modeling</i> (p. 52).</p> <p>Gan, S., Lau, E. V., & Ng, H. K. (2009). Remediation of soils contaminated with polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs). <i>Journal of Hazardous Materials</i>, 172(2–3), 532–549. https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.07.118</p> <p>García Ubaque, C. A., García Vaca, M. C., & Vaca Bohórquez, M. L. (2013). Resistencia mecánica de ladrillos preparados con mezclas de arcilla y lodos provenientes del tratamiento de aguas residuales. <i>Revista Tecnura</i>, 17(38), 68–81. https://doi.org/10.14483/udistrital.jour.tecnura.2013.4.a05</p> <p>Geromino Urrutia, A. S., & Vasques Silva, C. E. (2017). Determinación de la eficiencia de biorremediación con lodos activados en suelo contaminado por hidrocarburos. In <i>Universidad Nacional del Callao</i>.</p>
--	--

Universidad Juárez Autónoma de Chihuahua

Gharaee, A., Khosravi-Nikou, M. R., & Anvaripour, B. (2019). Hydrocarbon contaminated soil remediation: A comparison between Fenton, sono-Fenton, photo-Fenton and sono-photo-Fenton processes. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 79, 181–193. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2019.06.033>

Gong, X. B. (2012). Remediation of weathered petroleum oil-contaminated soil using a combination of biostimulation and modified Fenton oxidation. *International Biodeterioration and Biodegradation*, 70, 89–95. <https://doi.org/10.1016/j.ibiod.2012.02.004>

Gopanna, A., Mandapati, R. N., Thomas, S. P., Rajan, K., & Chavali, M. (2019). Fourier transform infrared spectroscopy (FTIR), Raman spectroscopy and wide-angle X-ray scattering (WAXS) of polypropylene (PP)/cyclic olefin copolymer (COC) blends for qualitative and quantitative analysis. *Polymer Bulletin*, 76(8), 4259–4274. <https://doi.org/10.1007/s00289-018-2599-0>

Gou, Y., Yang, S., Cheng, Y., Song, Y., Qiao, P., Li, P., & Ma, J. (2019). Enhanced anoxic biodegradation of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in aged soil pretreated by hydrogen peroxide. *Chemical Engineering Journal*, 356, 524–533. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2018.09.059>

Gunavathi, P., Janaki, D., Balasubramaniam, P., Alagesan, A., & Geethanjali, S. (2021). Characterization and identification of elemental sulphur, iron pyrite, mineral gypsum, Phospho gypsum and marine gypsum by using ATR-FTIR. *The Pharma Innovation*, 10(5), 80–86.

Guzmán-Osorio, F. J., Adams, R. H., Domínguez-Rodríguez, V. I., Lobato-García, C. E., Guerrero-Peña, A., Barajas-Hernández, J. R., & Baltierra-Trejo, E. (2020). Alternative method for determining API degrees of petroleum in contaminated soil by FTIR. *Egyptian Journal of Petroleum*, 29(1), 39–44. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2019.10.002>

Hamidi, Y., Ataei, S. A., & Sarrafi, A. (2021). A simple, fast and low-cost method for the efficient separation of hydrocarbons from oily sludge. *Journal of Hazardous Materials*, 413(February), 125328. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2021.125328>

Hao, F., Gao, Y., Liu, J., Dudek, R., Neal, L., Wang, S., Liu, P., & Li, F. (2021). Zeolite-assisted core-shell redox catalysts for efficient light olefin production via cyclohexane redox oxidative cracking. *Chemical Engineering Journal*, 409(December 2020), 128192. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.128192>

Heidarzadeh, N., & Parhizi, P. (2020). Improving the permeability and adsorption of phenol by organophilic clay in clay liners. *Environmental Engineering Research*, 25(1), 96–103. <https://doi.org/10.4491/eer.2018.401>

Hernández, A., Morales-Bautista, C. M., Torres-Sánchez, S. A.,

<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Universidad Juárez del Estado de Coahuila</p>	<p>Chávez, A., & De, M. (2019). Assessment of Changes in the Concentrations of Total Hydrocarbons of the Oil in Two Kinds of Soils. <i>JEEOS</i>, 3(2448–8166), 19–32. https://doi.org/10.19136/Jeeos.a3n2.3406</p> <p>Hernández Trejo, J. A. (2010). <i>Análisis de los fluidos de perforación en la industria petrolera</i>. Universidad Veracruzana.</p> <p>Hewelke, E., Szatyłowicz, J., Hewelke, P., Gnatowski, T., & Aghalarov, R. (2018). The Impact of Diesel Oil Pollution on the Hydrophobicity and CO₂ Efflux of Forest Soils. <i>Water, Air, and Soil Pollution</i>, 229(2). https://doi.org/10.1007/s11270-018-3720-6</p> <p>Hu, G., Liu, H., Chen, C., Hou, H., Li, J., Hewage, K., & Sadiq, R. (2021). Low-temperature thermal desorption and secure landfill for oil-based drill cuttings management: Pollution control, human health risk, and probabilistic cost assessment. <i>Journal of Hazardous Materials</i>, 410, 124570. https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2020.124570</p> <p>Hu, G., Liu, H., Rana, A., Li, J., Bikass, S., Hewage, K., & Sadiq, R. (2021). Life cycle assessment of low-temperature thermal desorption-based technologies for drill cuttings treatment. <i>Journal of Hazardous Materials</i>, 401(September 2020), 123865. https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2020.123865</p> <p>Hu, Y., Mu, S., Zhang, J., & Li, Q. (2022). Regional distribution, properties, treatment technologies, and resource utilization of oil-based drilling cuttings: A review. <i>Chemosphere</i>, 308(P1), 136145. https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.136145</p> <p>Huang, Z., Xu, Z., Quan, Y., Jia, H., Li, J., Li, Q., Chen, Z., & Pu, K. (2018). A review of treatment methods for oil-based drill cuttings. <i>IOP Conference Series: Earth and Environmental Science</i>, 170(2). https://doi.org/10.1088/1755-1315/170/2/022074</p> <p>Huguenot, D., Mousset, E., van Hullebusch, E. D., & Oturan, M. A. (2015). Combination of surfactant enhanced soil washing and electro-Fenton process for the treatment of soils contaminated by petroleum hydrocarbons. <i>Journal of Environmental Management</i>, 153, 40–47. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2015.01.037</p> <p>Ikotun, J. O., Okeniyi, J. O., Akinlabi, E. T., Akinlabi, S. A., Okeniyi, E. T., & Olanrewaju, D. O. (2019). Physicochemical and mineralogical characterization datasets from oil drill cuttings in comparison with other cement types for cement partial-replacement in concrete. <i>Chemical Data Collections</i>, 19, 100176. https://doi.org/10.1016/j.cdc.2019.100176</p> <p>Infante, C. (2021). Criterios Y Tecnologías De Remediación En Suelos Contaminados Con Hidrocarburos. <i>Academia de Ciencias Físicas, Matemáticas y Naturales</i>, LXXXI, N°1,</p>
--	---

29–34.

Interiano-López, M. L., ReárezCoutiño, V. A., Godinez-Tovar, L. A., Zamudio-Pérez, E., & Rodríguez-Valadez, F. J. (2019). Bioremediation methods assisted with humic acid for the treatment of oil-contaminated drill cuttings. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 18(3)(2395–8472), 929–937.

Islas Olvera, J. (2020). *Fitoextracción de arsénico, cadmio y cobre, mediante las especies Eichhornia crassipes, Myriophyllum aquaticum y Wolffia columbiana en humedal artificial*. Universidad Autónoma Metropolitana.

Ismirlian, P. L. (2018). *Evaluación de diferentes métodos de tratamiento para recortes de perforación de pozos petroleros con lodo base hidrocarburo en Argentina*. Instituto tecnológico de Buenos Aires.

Jaramillo Jaramillo, D. F. (2006). REPELENCIA AL AGUA EN SUELOS : UNA SÍNTESIS. *Ciencias de La Tierra*, 30(115), 215–232.

Jiang, Guancheng, Sun, J., He, Y., Cui, K., Dong, T., Yang, L., Yang, X., & Wang, X. (2022). Novel Water-Based Drilling and Completion Fluid Technology to Improve Wellbore Quality During Drilling and Protect Unconventional Reservoirs. *Engineering*, 18, 129–142. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2021.11.014>

Jiang, Guobin, Yu, J., Jiang, H., Xu, B., Tang, P., Zhao, L., Li, H., Xiang, Q., & Hu, J. (2020). Physicochemical characteristics of oil-based cuttings from pretreatment in shale gas well sites. *Journal of Environmental Science and Health - Part A Toxic/Hazardous Substances and Environmental Engineering*, 55(9), 1041–1049. <https://doi.org/10.1080/10934529.2020.1767451>

Khan, M. A. I., Biswas, B., Smith, E., Naidu, R., & Megharaj, M. (2018). Toxicity assessment of fresh and weathered petroleum hydrocarbons in contaminated soil- a review. *Chemosphere*, 212, 755–767. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2018.08.094>

Kim Latos, M. E. (2005). *Evaluación y obtención de condiciones de operación para la desorción térmica de pesticidas en suelo*. INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY CAMPUS.

Kumar, A., & Lingfa, P. (2020). Sodium bentonite and kaolin clays: Comparative study on their FT-IR, XRF, and XRD. *Materials Today: Proceedings*, 22, 737–742. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2019.10.037>

Lafont, J. J., Páez, M. S., & Torres, Y. C. (2011). Análisis químico de mezclas biodiesel de aceite de cocina usado y diesel por espectroscopia infrarroja. *Informacion Tecnológica*, 22(4), 35–42. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642011000400005>

Leonard, S. A., Roy, A. D., & Stegemann, J. A. (2010).

	<p>Stabilization/solidification of petroleum drill cuttings: Thermal and microstructural studies of binder hydration products. <i>Environmental Engineering Science</i>, 27(10), 889–903. https://doi.org/10.1089/ees.2010.0147</p> <p>Li, F., Zhang, Y., Wang, S., Li, G., Yue, X., Zhong, D., Chen, C., & Shen, K. (2020). Insight into ex-situ thermal desorption of soils contaminated with petroleum via carbon number-based fraction approach. <i>Chemical Engineering Journal</i>, 385(October 2019), 123946. https://doi.org/10.1016/j.cej.2019.123946</p> <p>Li, J., Jiao, Y., Luo, Q., Hu, W., Fang, S., Tang, C., & Liu, Q. (2021). Treatment of oil-based drill cuttings by hydrophobic deep eutectic solvents. <i>Canadian Journal of Chemical Engineering</i>, 2020. https://doi.org/10.1002/cjce.24263</p> <p>Li, L., Wu, Z., Xi, X., Liu, B., Cao, Y., Xu, H., & Hu, Y. (2020). A bifunctional brønsted acidic deep eutectic solvent to dissolve and catalyze the depolymerization of alkali lignin. <i>Journal of Renewable Materials</i>, 9(2), 219–235. https://doi.org/10.32604/jrm.2021.012099</p> <p>Li, Q., Liu, J., & Gadd, G. M. (2020). Fungal bioremediation of soil co-contaminated with petroleum hydrocarbons and toxic metals. <i>Applied Microbiology and Biotechnology</i>, 104(21), 8999–9008. https://doi.org/10.1007/s00253-020-10854-y</p> <p>Li, Ying, Wang, M., Tan, X., An, Y., Liu, H., Gao, K., & Guo, M. (2021). Application of Hybrid Silicate as a Film-Forming Agent in High-Temperature Water-Based Drilling Fluids. <i>ACS Omega</i>, 6(31), 20577–20589. https://doi.org/10.1021/acsomega.1c02725</p> <p>Li, Yongfei, Bai, Q., Li, Q., Huang, H., Ni, W., Wang, Q., Xin, X., Zhao, B., & Chen, G. (2023). Preparation of Multifunctional Surfactants Derived from Sodium Dodecylbenzene Sulfonate and Their Use in Oil-Field Chemistry. <i>Molecules</i>, 28(8). https://doi.org/10.3390/molecules28083640</p> <p>Li, You, Liao, X., Huling, S. G., Xue, T., Liu, Q., Cao, H., & Lin, Q. (2019). The combined effects of surfactant solubilization and chemical oxidation on the removal of polycyclic aromatic hydrocarbon from soil. <i>Science of the Total Environment</i>, 647, 1106–1112. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.07.420</p> <p>Liu, H., Li, J., Zhao, M., Li, Y., & Chen, Y. (2019). Remediation of oil-based drill cuttings using low-temperature thermal desorption: Performance and kinetics modeling. <i>Chemosphere</i>, 235, 1081–1088. https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2019.07.047</p> <p>Liu, Y., Wang, M., Li, Y., & Zhu, G. (2020). Parameters optimization of thermal desorption process treating oil-based cuttings. <i>Chinese Journal of Environmental Engineering</i>, 14(6), 1639–1648. https://doi.org/10.12030/j.cjee.201909041</p>
--	--

Liuyang, X., Yang, H., Huang, S., Zhang, Y., & Xia, S. (2020). Resource utilization of secondary pyrolysis oil-based drilling cuttings ash for removing Cr (VI) contaminants: Adsorption properties, kinetics and mechanism. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 8(6). <https://doi.org/10.1016/j.jece.2020.104474>

Luo, Z., Wang, J., Song, Y., Zheng, X., Qu, L., Wu, Z., & Wu, X. (2018). Remediation of Phenanthrene Contaminated Soil by a Solid State Photo-Fenton Reagent Based on Mesoporous Magnetite/Carboxylate-Rich Carbon Composites and Its Phytotoxicity Evaluation. *ACS Sustainable Chemistry and Engineering*, 6(10), 13262–13275. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.8b02850>

Ma, S., Zhang, G., Shi, C., Dong, Q., & Ji, T. (2023). Achieving Practical Venue Recycle of Waste Oil-Based Drilling Fluids with Vacuum Distillation Technology. *ACS Omega*, 8(18), 16306–16314. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c00967>

Maclel, R., Sant'Anna, G. L., & Dezotti, M. (2004). Phenol removal from high salinity effluents using Fenton's reagent and photo-Fenton reactions. *Chemosphere*, 57(7), 711–719. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2004.07.032>

Madejová, J., Gates, W. P., & Petit, S. (2017). IR Spectra of Clay Minerals. In *Developments in Clay Science* (Vol. 8). <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100355-8.00005-9>

Mahmoud, A., Gajbhiye, R., & Elkatatny, S. (2023). Application of Organoclays in Oil-Based Drilling Fluids: A Review. *ACS Omega*, 8(33), 29847–29858. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c07679>

Marín-García, D. C., Adams, R. H., & Hernández-Barajas, R. (2016). Effect of crude petroleum on water repellency in a clayey alluvial soil. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 13(1), 55–64. <https://doi.org/10.1007/s13762-015-0838-6>

Martínez-Chávez, C. G., Morales-Bautista, C. M., & Alor-Chávez, M. de J. (2017). Extracción De Hidrocarburo Pesado En Suelo Arenoso. *Avances En Ciencias e Ingeniería*, 8(1), 9–16.

Meléndez, L. V., Lache, A., Orrego-Ruiz, J. A., Pachón, Z., & Mejía-Ospino, E. (2012). Prediction of the SARA analysis of Colombian crude oils using ATR-FTIR spectroscopy and chemometric methods. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 90–91, 56–60. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.04.016>

Méndez Natera, J. R., Otahola Gómez, V. A., Rodríguez Rengel, M. D. V., Simosa Mallé, J. A., Tellis, L., & Zabala, E. (2007). Comparación del desecho de un fluido de perforación base agua no disperso con la fertilización química en el cultivo de girasol (*Helianthus annuus* L.). *Revista Científica UDO Agrícola*, 7(1), 195–203.

Méndez, R., Gómez Rivera, P., Ledesma Herrera, J., &

	<p>Ceniceros González, C. (2013). Manejo integral de los recortes de perforación de la industria petrolera en Tabasco. <i>Revista Iberoamericana de Las Ciencias Biológicas y Agropecuarias: CIBA</i>, 2(4), 2.</p> <p>Mikos-Szymańska, M., Rusek, P., Borowik, K., Rolewicz, M., Bogusz, P., & Gluzińska, J. (2018). Characterization of drilling waste from shale gas exploration in Central and Eastern Poland. <i>Environmental Science and Pollution Research</i>, 25(36), 35990–36001. https://doi.org/10.1007/s11356-018-2365-8</p> <p>Morales-Bautista, C. M., Adams, R. H., Hernández-Barajas, J. R., Lobato-García, C. E., & Torres-Torres, J. G. (2016). Characterization of fresh and weathered petroleum for potential impacts to soil fertility. <i>International Journal of Environmental Science and Technology</i>, 13(11), 2689–2696. https://doi.org/10.1007/s13762-016-1097-x</p> <p>Morales-bautista, C. M., Méndez-Olán, C., López-Martínez, S., & Ojeda-Morales, M. E. (2019). <i>Design of Experiments to Optimize Soxhlet-HTP Method to Establish Environmental Diagnostics of Polluted Soil</i> (Issue December, pp. 33–52). https://doi.org/10.4018/978-1-7998-1518-1.ch002</p> <p>Morales-Bautista, Carlos M., H. Adams, R., Guzmán-Osorio, F., & Marín-García, D. (2013). Dilution-Extrapolation Hydrometer Method for Easy Determination of API Gravity of Heavily Weathered Hydrocarbons in Petroleum Contaminated Soil. <i>Energy and Environment Research</i>, 3(1), 115–124. https://doi.org/10.5539/eer.v3n1p115</p> <p>Muhammed, N. S., Olayiwola, T., & Elkatatny, S. (2021). A review on clay chemistry, characterization and shale inhibitors for water-based drilling fluids. <i>Journal of Petroleum Science and Engineering</i>, 206(April), 109043. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109043</p> <p>Neff, J. M. (2008). Estimation of bioavailability of metals from drilling mud barite. <i>Integrated Environmental Assessment and Management</i>, 4(2), 184–193. https://doi.org/10.1897/IEAM_2007-037.1</p> <p>Njuguna, J., Siddique, S., Bakah Kwroffie, L., Piromrat, S., Addae-Afoakwa, K., Ekeh-Adegbotolu, U., Oluyemi, G., Yates, K., Kumar Mishra, A., & Moller, L. (2022). The fate of waste drilling fluids from oil & gas industry activities in the exploration and production operations. <i>Waste Management</i>, 139, 362–380. https://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.12.025</p> <p>Nwinee, S. A. (2018). <i>Sustainable treatment of oil contaminated waste : oil-based mud (OBM) drill cuttings and soil</i>. Robert Gordon University Aberdeen.</p> <p>Okoro, Emmanuel E., Ochonma, C., Sanni, S. E., M, O., Igwilo, K. C., & Olawole, O. C. (2022). Risk assessment of human exposure to radionuclides and heavy metals in oil-based mud samples used for drilling operation. <i>International</i></p>
--	---

<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Universidad Juárez del Estado de Durango</p>	<p><i>Journal of Environmental Health Research</i>, 32(5), 972–983. https://doi.org/10.1080/09603123.2020.1811843</p> <p>Okoro, Emmanuel Emeka, Ochonma, C., Omeje, M., Sanni, S. E., Emetere, M. E., Orodu, K. B., & Igwilo, K. C. (2020). Radiological and toxicity risk exposures of oil based mud: health implication on drilling crew in Niger Delta. <i>Environmental Science and Pollution Research</i>, 27(5), 5387–5397. https://doi.org/10.1007/s11356-019-07222-3</p> <p>Olasanmi, I. O., & Thring, R. W. (2020). Evaluating rhamnolipid-enhanced washing as a first step in remediation of drill cuttings and petroleum-contaminated soils. <i>Journal of Advanced Research</i>, 21, 79–90. https://doi.org/10.1016/j.jare.2019.07.003</p> <p>Oreshkin, D. V., Chebotaev, A. N., & Perfilov, V. A. (2015). Disposal of drilling sludge in the production of building materials. <i>Procedia Engineering</i>, 111, 607–611. https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.07.053</p> <p>Oropeza García, N. (2006). Lodos residuales : estabilización y manejo. <i>Caos Conciencia</i>, 1(figura 1), 51–58.</p> <p>Ossai, I. C., Ahmed, A., Hassan, A., & Hamid, F. S. (2020). Remediation of soil and water contaminated with petroleum hydrocarbon: A review. <i>Environmental Technology and Innovation</i>, 17. https://doi.org/10.1016/j.eti.2019.100526</p> <p>Otoijamun, I., Kigozi, M., Rasak Adetunji, A., & Azikiwe Onwualu, P. (2021). Characterization and suitability of Nigerian Barites for Different Industrial Applications. <i>Minerals</i>, 11, 360.</p> <p>P.O.E. (2012) Ley De Protección Ambiental del Estado de Tabasco. Congreso del Estado de Tabasco.</p> <p>Páez Hoffmann, M. A. (2019). <i>Evaluación de método Fenton aplicado a suelos contaminados con hidrocarburos procedentes de pasivos ambientales del bloque 61</i> (Vol. 8, Issue 5). Universidad Internacional SEK.</p> <p>Pakdaman, E., Osfour, S., Azin, R., Niknam, K., & Roohi, A. (2020). Synthesis and characterization of hydrophilic gilsonite fine particles for improving water-based drilling mud properties. <i>Journal of Dispersion Science and Technology</i>, 41(11), 1633–1642. https://doi.org/10.1080/01932691.2019.1634582</p> <p>Peluffo, M. (2016). <i>Remediación de suelos contaminados con hidrocarburos policíclicos aromáticos mediante oxidación química (Tesis de doctorado)</i>. Universidad Nacional de la Plata.</p> <p>Pereira, L. B., Sad, C. M. S., Castro, E. V. R., Filgueiras, P. R., & Lacerda, V. (2022). Environmental impacts related to drilling fluid waste and treatment methods: A critical review. <i>Fuel</i>, 310(October 2021). https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122301</p> <p>Pizarro Medina, P., Sierra Herraiz, M. J., Rodríguez Rastroero, M., Cbrales García, C., Rodríguez Pérez, R., Velado</p>
---	--

<p style="font-size: 2em; opacity: 0.1; transform: rotate(-45deg); position: absolute; top: 0; left: 0;">Universidad Juárez del Estado de Durango</p>	<p>Renovel, S., Mas Jiménez, M., Arévalo Martín, N., & Millán Gómez, R. (2017). Nuevo equipo de desorción térmica de contaminantes en suelos. <i>Técnica Industrial</i>, 317, 42–49. https://doi.org/10.23800/8863</p> <p>Qin, J., Lin, C., Almebayedh, H., & Albader, M. (2019). Decomposition of long-chain petroleum hydrocarbons by Fenton-like processes: Effects of ferrous iron source, salinity and temperature. <i>Ecotoxicology and Environmental Safety</i>, 169(November 2018), 764–769. https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2018.11.086</p> <p>Rodríguez-López, L. C., Ojeda-Morales, M. E., Córdova-Bautista, Y., Hernández-Rivera, M. A., & López-Lázaro, J. de los S. (2021). Recovery of impregnated hydrocarbon in drill cuttings using supercritical carbon dioxide. <i>Journal of Environmental Management</i>, 285(February). https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.112134</p> <p>Romo, D. (2016). Refinación De Petróleo En México Y Perspectiva De La Reforma Energética. <i>Problemas Del Desarrollo</i>, 47(187), 139–164. https://doi.org/10.1016/j.rpd.2016.10.005</p> <p>Sá Da Rocha, Q. R., Dantas, R. F., Bezerra Duarte, M. M. M., Lima Duarte, M. M., & Da Silva, V. L. (2012). Remediation of petroleum contaminated soil by photo-Fenton process applying black, white and germicidal light. <i>Afinidad</i>, 68(557), 42–46.</p> <p>Safa, S., & Mehrasbi, M. R. (2019). Investigating the photo-Fenton process for treating soil washing wastewater. <i>Journal of Environmental Health Science and Engineering</i>, 17(2), 779–787. https://doi.org/10.1007/s40201-019-00394-7</p> <p>Santivañez Huaracaya, J. C., Cano Tocas, W. E., Ordoñez Ruiz, D., & Bohórquez Araque, A. del P. (2019). Evaluación del uso de almidón de papa como aditivo para lodos de perforación. <i>Revista Fuentes El Reventón Energético</i>, 17(1), 19–28. https://doi.org/10.18273/revfue.v17n1-2019002</p> <p>Schlumberguer. (2023). <i>Lodo de potasio</i>. Glosario de Energía En Español. https://glossary.slb.com/es/terms/p/potassium_mud</p> <p>NMX-AA-117-SCFI-2001, DOF (2001).</p> <p>Secretaría de Economía. (2018). <i>Perfil de mercado de la Celestita</i>.</p> <p>Norma Oficial NOM-021-RECNAT-2000, Que establece las especificaciones de fertilidad, salinidad y clasificación de suelos. Estudios, muestreo y análisis., Diario Oficial de la Federación (2000).</p> <p>SEMARNAT. (2005). NORMA Oficial Mexicana NOM-143-SEMARNAT-2003, Que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos. <i>Dof</i>, 10, 11.</p>
---	--

<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Universidad Veracruzana</p>	<p>DOF, 2007 NOM-147-SEMARNAT/SSA1-2004, Que establece criterios para determinar las concentraciones de remediación de suelos contaminados por arsénico, bario, berilio, cadmio, cromo hexavalente, mercurio, níquel, plata, plomo, selenio, talio y/o vanadio., Diario Oficial de la Federación 69 (2007).</p> <p>SEMARNAT. (2013). (DOF, 2012) NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012. Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación. <i>Diario Oficial de La Federación</i>, 16.</p> <p>SEMARNAT. (2020). <i>Diagnóstico básico para la gestión integral de los residuos</i>.</p> <p>SGM. (2022). <i>Geoinfomex 3D</i>. Servicio Geológico Mexicano. https://www.gob.mx/sgm</p> <p>Sharafaddin, O., & Onutu, I. (2021). An Overview of Oil Based Drill Cuttings Waste Environmental Effect and Disposal Treatments. <i>Romanian Journal of Petroleum & Gas Technology</i>, 2(73)(1), 39–47. https://doi.org/10.51865/jpgt.2021.01.04</p> <p>Siddique, S., Kwoffie, L., Addae-Afoakwa, K., Yates, K., & Njuguna, J. (2017). Oil Based Drilling Fluid Waste: An Overview on Environmentally Persistent Pollutants. <i>IOP Conference Series: Materials Science and Engineering</i>, 195(1). https://doi.org/10.1088/1757-899X/195/1/012008</p> <p>Siddique, S., Smith, G. D., Yates, K., Mishra, A. K., Matthews, K., Csetenyi, L. J., & Njuguna, J. (2019). Structural and thermal degradation behaviour of reclaimed clay nano-reinforced low-density polyethylene nanocomposites. <i>Journal of Polymer Research</i>, 26(6), 154. https://doi.org/10.1007/s10965-019-1802-9</p> <p>Siddique, S., Yates, K., & Njuguna, J. (2018). <i>Characterisation of oil based mud waste to explore the possibility in transforming waste into a value added product</i>. 45, 13–16.</p> <p>Sierra Baena, M. A. (2000). Impacto ambiental de los principales lodos de perforación. In <i>Lecturas sobre lodos de perforación</i> (Issue 6, pp. 60–71).</p> <p>Silveira, A., Soares, F., & Costa, C. (2022). <i>Characterization of drilling cuttings generated in oil and gas pre-salt drilling activities and leaching studies of contaminants present in these samples employing saline and aqueous solutions</i>. 1–31. https://doi.org/https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-1629655/v1 License:</p> <p>Soroa Bell, M. R., Díaz Rodríguez, Y., Rivas Trasancos, L., & Martínez González, J. de la C. (2021). Disposición final de cortes de perforación petrolera en la fabricación del clinker de cemento. <i>Editorial Feijóo</i>, 48(4), 63–73.</p> <p>Stuckman, M., Edenborn, H. M., Lopano, C., & Alexandra Hakala, J. (2018). Advanced characterization and novel waste management for drill cuttings from Marcellus shale</p>
--	--

<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Universidad de Cuenca</p>	<p>energy development. <i>SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2018, URTC 2018</i>, 1–10. https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2883168</p> <p>Stuckman, M. Y., Lopano, C. L., Berry, S. M., & Hakala, J. A. (2019). Geochemical solid characterization of drill cuttings, core and drilling mud from Marcellus Shale Energy development. <i>Journal of Natural Gas Science and Engineering</i>, 68(June), 102922. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102922</p> <p>Tang, G., Huang, F., Wang, G., Song, Z., Jia, C., Yu, P., & Sun, Y. (2022). Valorization of Water-Based Drill Cuttings through the Bio-Carbonation Approach. <i>Advances in Materials Science and Engineering</i>, 2022. https://doi.org/10.1155/2022/3836863</p> <p>Tapia, M. P. (2016). <i>Evaluación de la eficiencia de la remoción de hidrocarburos totales de lodos petrolizados empleando un procedimiento de oxidación química</i>. Escuela Politécnica Nacional.</p> <p>Ulloa, C., Pazmiño, K., Cárdenas, D., & Arcos, C. (2014). Desarrollo de la repelencia al agua en suelos afectados por incendios, en una zona del parque metropolitano del distrito metropolitano de Quito. <i>La Granja: Revista de Ciencias de La Vida</i>, 19, 34–43.</p> <p>Vargas Suárez, R. (2015). Reforma energética. De servicio público a modelo de negocios. <i>Política y Cultura</i>, 43, 125–145.</p> <p>Vázquez Vázquez, L. L., García-Zaleta, D. S., Torres-Sánchez, S. A., López Martínez, S., Hernández-Nuñez, E., Zurita-Macias-Valadez, M., & Morales-Bautista, C. M. (2023). Variability of the components of oil drilling waste according to the treatment temperature. <i>Revista Mexicana de Ingeniería Química</i>, 22(2395–8472), 97–104.</p> <p>Venny, Gan, S., & Ng, H. K. (2012). Modified Fenton oxidation of polycyclic aromatic hydrocarbon (PAH)-contaminated soils and the potential of bioremediation as post-treatment. <i>Science of the Total Environment</i>, 419, 240–249. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2011.12.053</p> <p>Villa, R. D., Trovó, A. G., & Nogueira, R. F. P. (2010). Soil remediation using a coupled process: soil washing with surfactant followed by photo-Fenton oxidation. <i>Journal of Hazardous Materials</i>, 174(1–3), 770–775. https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.09.118</p> <p>Wainippee, W., Cuadros, J., Sephton, M. A., Unsworth, C., Gill, M. G., Strekopytov, S., & Weiss, D. J. (2013). The effects of oil on As(V) adsorption on illite, kaolinite, montmorillonite and chlorite. <i>Geochimica et Cosmochimica Acta</i>, 121, 487–502. https://doi.org/10.1016/j.gca.2013.07.018</p> <p>Wang, H., Li, J., Lin, D., Jiang, G., Zhao, L., Yu, J., Meng, T., Huang, X., Liu, H., & Yang, Y. (2023). Preparation and properties of lightweight and high-strength building</p>
--	---

	<p>ceramsites with oil-based drilling cuttings pyrolysis residues. <i>Frontiers in Materials</i>, 10(August). https://doi.org/10.3389/fmats.2023.1245121</p> <p>Wang, M., Liu, L., Xu, C., & Di, L. (2023). Numerical Simulation and Analysis of the Heat and Mass Transfer of Oil-Based Drill Cuttings in a Thermal Desorption Chamber. <i>Processes</i>, 11, 3127. https://doi.org/10.3390/pr11113127</p> <p>Wang, M., & Yucheng, L. (2023). Heat Transfer Characteristics of Oil-Based Drill Cuttings in Thermal Desorption Chambers. <i>Processes</i>, 11, 1374. https://doi.org/https://doi.org/10.3390/pr11051374</p> <p>Wang, T. Y., Sun, M. Y., Pan, Y., Fu, L., & Yang, S. C. (2021). Development a new type of oil based drilling fluid with good temperature resistant. <i>Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects</i>, 00(00), 1–15. https://doi.org/10.1080/15567036.2021.1970291</p> <p>Williamson, D. (2013). Definición De Fluidos De Perforación. <i>Oilfield Review</i>, 1, 67–69.</p> <p>Xie, B., Qin, J., Sun, H., Wang, S., & Li, X. (2021). Leaching behavior of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) from oil-based residues of shale gas drill cuttings. <i>Environmental Pollution</i>, 288(June), 117773. https://doi.org/10.1016/j.envpol.2021.117773</p> <p>Xu, Q., Ma, L., Zhang, L., Zhang, Y., Song, Y., & Fang, S. (2023). Ultrasonication-flotation-advanced oxidation tertiary treatment of oil-based drilling cuttings. <i>Heliyon</i>, 9(11), e22004. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e22004</p> <p>Xu, Q., Zhang, D., Ma, L., Zhang, L., Zhang, Y., Song, Y., & Fang, S. (2024). Treatment of oil-based drilling cuttings by floatation-advanced oxidation two-step process. <i>RSC Advances</i>, 14(5), 3000–3009. https://doi.org/10.1039/d3ra07907d</p> <p>Xu, T., Wang, L., Wang, X., Li, T., & Zhan, X. (2018). Heavy metal pollution of oil-based drill cuttings at a shale gas drilling field in Chongqing, China: A human health risk assessment for the workers. <i>Ecotoxicology and Environmental Safety</i>, 165(May), 160–163. https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2018.08.104</p> <p>Xu, T., Wang, L., Zhang, H., Zhan, X., & Wang, Y. (2022). Pyrolysis kinetics and environmental risks of oil-based drill cuttings at China's largest shale gas exploitation site. <i>Ecotoxicology and Environmental Safety</i>, 246(September). https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2022.114189</p> <p>Yan, P., Lu, M., Guan, Y., Zhang, W., & Zhang, Z. (2011). Remediation of oil-based drill cuttings through a biosurfactant-based washing followed by a biodegradation treatment. <i>Bioresource Technology</i>, 102(22), 10252–10259. https://doi.org/10.1016/j.biortech.2011.08.074</p> <p>Yang, H., Cai, J., Sun, J., Zhou, Z., Zhang, Y., & Xia, S. (2021). Treatment of oil-based drilling cuttings using the</p>
--	---

	<p>demulsification separation-Fenton oxidation method. <i>Environmental Science and Pollution Research</i>, 28, 64307–64321.</p> <p>Yap, C. L., Gan, S., & Ng, H. K. (2011). Fenton based remediation of polycyclic aromatic hydrocarbons-contaminated soils. <i>Chemosphere</i>, 83(11), 1414–1430. https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2011.01.026</p> <p>Yzquierdo-Ruiz, M. M., Torres-Sánchez, S. A., De la Garza-Rodríguez, I. M., Ojeda-Morales, M. E., Hernández-Núñez, E., Lobato-García, C. E., Hernández-Rivera, M. A., Zurita-Macias-Valadez, M., & Morales-Bautista, C. M. (2022). Pre-evaluation of contaminated soil for oil field reactivation in Moloacan, Veracruz, Mexico. <i>Revista Mexicana de Ingeniería Química</i>, 21(2), 23–43.</p> <p>Zhao, M., Liu, D., Li, Z., Du, H., Wang, J., Chen, K., Kong, X., & Li, J. (2018). Inspection for desorption behavior and desorption mechanism of oily sludge by thermodynamics and kinetics analysis. <i>Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers</i>, 93, 226–233. https://doi.org/10.1016/j.jtice.2018.07.009</p> <p>Zhuang, G., Jiang, W., & Zhang, Z. (2019). Organic Modifiers of Organo-Montmorillonite in Oil System under High Temperatures: Desorption or Degradation? [Research-article]. <i>Industrial and Engineering Chemistry Research</i>, 58(8), 2644–2653. https://doi.org/10.1021/acs.iecr.8b05915</p> <p>Zhuang, G., Zhang, Z., & Jaber, M. (2019). Organoclays used as colloidal and rheological additives in oil-based drilling fluids: An overview. <i>Applied Clay Science</i>, 177(November 2018), 63–81. https://doi.org/10.1016/j.clay.2019.05.006</p>
--	--