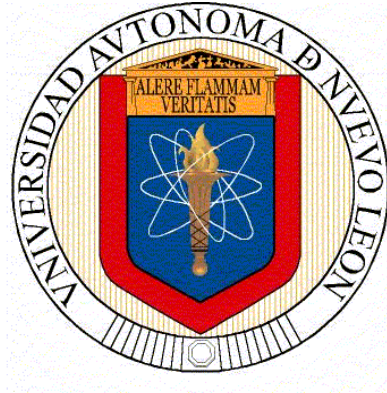


**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA**



TESIS

**CARACTERIZACIÓN PETROGRÁFICA Y PETROFÍSICA DE ARENISCAS
BITUMINOSAS DE LA FORMACIÓN MESÓN, CUENCA TAMPICO-MISANTLA**

PRESENTADA POR

ING. NELSON SOLÍS CORREA

PARA OBTENER EL GRADO DE

MAESTRÍA EN CIENCIAS GEOLÓGICAS

LINARES, NUEVO LEÓN

JUNIO DE 2023



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN®



FCT

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA®

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA

La Tesis

CARACTERIZACIÓN PETROGRÁFICA Y PETROFÍSICA DE ARENISCAS BITUMINOSAS DE LA
FORMACIÓN MESÓN, CUENCA TAMPICO-MISANTLA

Presenta

ING. NELSON SOLÍS CORREA

Vo. Bo.

Director de Tesis

DR. UWE JENCHEN

LINARES, NUEVO LEÓN

JUNIO DE 2023



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA

La Tesis

CARACTERIZACIÓN PETROGRÁFICA Y PETROFÍSICA DE ARENISCAS BITUMINOSAS DE LA
FORMACIÓN MESÓN, CUENCA TAMPICO-MISANTLA

Presenta

ING. NELSON SOLÍS CORREA

Vo. Bo.
Director de Tesis

Dr. Uwe Jenchen

Dr. Carlos Gilberto Aguilar Madera
Co-Director de Titulación

Dr. Fernando Velasco Tapia
Co-Director de Titulación

LINARES, NUEVO LEÓN

JUNIO DE 2023

Agradecimientos

Primeramente, gracias a Dios por la oportunidad de entrar a Maestría y culminarla. Ciertamente podemos tener nuestros planes, pero solo Él tiene la última palabra.

A mis padres Asael y Alejandrina quienes me apoyaron en todo momento, jamás me dejaron solo y se que siempre podré contar con ellos, este grado se los dedico a mis padres, quienes han sido mis modelos a seguir más grandes que podré tener en la vida. Muchas gracias por sus consejos y regaños, gracias a ellos soy el hombre que soy. Los amo tanto.

A mis hermanos Azael y Alejandrina, quienes de diversas formas me apoyaron durante la Maestría, los quiero mucho quiero que sepan que siempre podrán contar conmigo pase lo que pase.

A mis profesores de Posgrado, cada uno de ustedes me enseñaron mucho, tanto temas escolares como personales, me guiaron, me “estiraron las orejas” y me enseñaron como hacer las cosas correctamente. Muchas gracias al Dr. Víctor Matías por su apoyo durante mis experimentos en el laboratorio, sin su apoyo el proceso hubiera sido mas difícil. También agradezco al M.C. Jorge Briones, quien me apoyó con su programa de estimación de porosidad en areniscas, gracias por su gran aporte y ayuda.

A mi Comité de Tesis, el Dr. Uwe Jenchen quien me apoyó con la estructura y la dirección de mi tesis; Al Dr. Fernando Velasco Tapia por su apoyo, consejos y regaños, poco a poco fue haciéndome entrar en razón; Al Dr. Carlos Aguilar Madera, por todo el apoyo u confianza desde que entre a Posgrado hasta la entrega de mi tesis, sin su ayuda no podría haber terminado este proyecto, le agradezco de corazón su apoyo y su amistad.

Al M.C. Efraín Alva Niño, aunque no pudo permanecer como director de mi tesis por cuestiones laborales le agradezco los consejos y el tiempo de escucharme cuando más estresado, frustrado y decaído estaba, le agradezco sus ánimos.

A mi amada Facultad de Ciencias de la Tierra, donde viví los mejores años de mi vida (hasta ahora), me ha enseñado a ser una persona responsable y trabajadora. Agradezco el apoyo recibido por parte de CONACYT, su apoyo económico me permitió realizar mi proyecto sin la necesidad de trabajar para poder concentrarme en el proyecto.

A mis compañeros, amigos y roomies, fueron una parte muy importante en este proceso. Gracias por apoyarme en los momentos que más lo necesitaba.

A mis mascotas, mi mayor motivación, Nana, Homero, Lisa, Thor y Enyol, los amo mucho mis niños. Y hasta el cielo animal le agradezco tanto a Bolita por enseñarme que hasta los animales tienen sentimientos y también a Miller, mi gordito, desde tu partida ya nada fue igual, pero me enseñaste que sin importar las circunstancias hay que salir adelante, los amo tanto, y siempre mantendré la ilusión de volver a verlos algún día, en esta vida o en la otra.

Contenido

Agradecimientos	i
Contenido	ii
Figuras	iv
Tablas	vi
Resumen	viii
Abstract	ix
1 Generalidades	1
1.1 Conceptos básicos.....	2
1.1.1 Petrofísica.....	2
1.1.2 Porosidad.....	3
1.1.3 Permeabilidad.....	4
1.1.4 Petrografía.....	5
1.2 Área de estudios.....	6
1.3 Justificación.....	7
1.4 Hipótesis.....	8
1.5 Objetivo.....	8
1.5.1 Objetivo General.....	8
1.5.2 Objetivos específicos.....	8
2 Marco geológico	9
2.1 Cuenca Tampico-Misantla.....	9
2.1.1 Paleocañón Bejuco – La Laja.....	12
2.1.2 Plataforma de Tuxpan.....	12
2.2 Formaciones depositadas durante el Paleógeno.....	13
2.2.1 Oligoceno.....	13
2.2.1.1 Formación Mesón.....	13
2.2.1.2 Formación Alazán.....	14
2.2.1.3 Formación Palma Real.....	14
2.2.1.4 Formación Horcones.....	14
2.2.2 Eoceno.....	15
2.2.2.1 Formación Chapopote.....	15
2.2.2.2 Formación Guayabal.....	15
2.2.2.3 Formación Aragón.....	15
2.2.3 Paleoceno.....	16
2.2.3.1 Formación Chicontepec.....	16
2.2.3.2 Formación Velasco.....	17
2.3 Mapa geológico de la zona.....	17
2.4 Afloramiento de hidrocarburos / Autopista Tuxpan – Tampico.....	20

2.4.1	Punto 1. Km 60, Autopista Tuxpan – Tampico	21
2.4.2	Punto 2. Km 62, Autopista Tuxpan – Tampico	21
2.5	Antecedentes sobre chapopoterías en México	23
2.5.1	Sistema activo de una chapopotería por porosidad vugular.....	25
3	Metodología.....	27
3.1	Trabajo de campo	27
3.2	Trabajo de laboratorio.....	27
3.3	Toma de muestras.....	27
3.4	Simulación de porosidad y permeabilidad.....	27
4	Resultados y discusión.....	28
4.1	Análisis petrofísicos.....	28
4.1.1	Toma de muestras	28
4.1.2	Corte de núcleo	29
4.1.3	Lavado de núcleo	34
4.1.4	Uso del permeámetro	40
4.1.5	Calibración.....	45
4.1.6	Resultados del experimento	49
4.2	Análisis Petrográfico	70
4.2.1	Toma de muestras	70
4.2.2	Lámina delgada.....	70
4.2.3	Análisis por microscopio	70
4.2.3.1	Resultados obtenidos.....	71
4.2.3.1.1	Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-LD-01 (2.5x)	71
4.2.3.1.2	Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-LD-01 (4.0x)	73
4.2.3.1.3	Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-LD-01 (10.0x)	75
4.2.3.1.4	Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-LD-02 (2.5x)	77
4.2.3.1.5	Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-22-LD-02 (4.0x)	79
4.2.3.1.6	Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-22-LD-02 (10.0x)	81
4.2.3.1.7	Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-SN (2.5x)	83
4.2.3.1.8	Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-SN (4.0x)	85
4.2.3.1.9	Análisis petrológico de lámina delgada SCN-2022-07-SN (10.0x)	87
4.3	Simulación de porosidad.....	89
4.3.1	Selección de microfotografías.....	89
4.3.2	Procesamiento de micrografías	89
4.3.3	Resultados de porosidad.....	98
4.3.3.1	Análisis de lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-01	98
4.3.3.2	Análisis de lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-02	99
4.3.3.3	Análisis de lámina delgada SCN-2022-07-22-SN-001	99
5	Conclusiones.....	101
6	Bibliografía.....	102

Figuras

Fig. 1: Localización de los pozos: San Diego de la Mar 3 y Aguacate 15. Se presentan también los lugares de muestreo: Punto 1 y Punto 2.	7
Fig. 2: Elementos tectono-estructurales de la cuenca. (Atlas Geológico de la cuenca Tampico - Misantla)... ..	10
Fig. 3: Evolución estructural de la zona. A la derecha se observan la litología presente en la perforación de pozos cercanos a la costa del golfo de México, y conforme se avanza hacia la izquierda, se observa que los espesores de la litología presente de la cuenca hacia dentro del territorio varían conforme el nivel del mar (CNH, 2018).....	11
Fig. 4: Columna estratigráfica en metros verticales bajo la mesa rotaria (mvbmr) planteada en pozos cerca de Naranjos, Veracruz (Programa de perforación Aguacate 15, Pemex. 2015).	13
Fig. 5: Columna geológica de la carta geológica Tamiahua F14-9 Veracruz. (Maldonado Lee. et al. 1996).17	
Fig. 6: Zona de estudio. Carta Geológico-Minera Tamiahua F14-9 Veracruz (Maldonado Lee. et al. 1996). 19	
Fig. 7: Mapa satelital del Punto 1 y Punto 2. Google Earth Pro. Coordenadas del Punto 1: 21.370294, -97.653682; Coordenadas del Punto 2: 21.396519, -97.673142.	20
Fig. 8: Autopista Tuxpan - Tampico, Km 60. Punto 1 Coordenadas 21.370294, -97.653682.....	21
Fig. 9: Sección de cerro cortada en la construcción de la Autopista Tuxpan - Tampico, Km 62. Punto 2 Coordenadas 21.396519, -97.673142. (Google Maps 2021).	22
Fig. 10: Roca que presenta porosidad secundaria por fractura y por disolución (porosidad vulgar) de la misma. Punto 2	23
Fig. 11: Ladera de carretera del punto 1. Zona de recolección de muestra. Punto 2.....	28
Fig. 12: Muestra seleccionada insitu. Punto 2. En esta sección el bitumen se encuentra expuesto por encima de la roca arenisca (se piensa que en algún momento este bitumen se encontraba en fase de hidrocarburo ligero, este al estar en exposición a la intemperie perdió sus fases mas ligeras dejando atrás las cadenas mas pesadas	29
Fig. 13: Muestra del Punto 1 de la cual se perforaron los núcleos.	30
Fig. 14: Nucleadora con broca barril de 1.5" de diámetro.....	31
Fig. 15: Corte del núcleo perpendicular al estrato.....	32
Fig. 16: Corte del núcleo paralelo al estrato.	33
Fig. 17: 1- Núcleo #1; 2- Núcleo #2 paralelo.	34
Fig. 18: 1- Material utilizado para el lavado de núcleos. 2- Llenado de tolueno dentro de los frascos que contienen los núcleos.	35
Fig. 19: Masa (g) del Núcleo #1 en función del lavado.....	36
Fig. 20: Masa (g) de la arena generada (arenamiento) en cada lavada del Núcleo #1.	37
Fig. 21: Peso del Núcleo #2 (gramos).	38
Fig. 22: Arenamiento por lavado del Núcleo #2 (gramos).	39
Fig. 23: 1- Residuo del hidrocarburo extraído del Núcleo #1 (50 ml). 2- Residuo del hidrocarburo extraído del Núcleo #2 (20 ml).	40
Fig. 24: 1- Manga de caucho con núcleo adentro. 2- Manga ensamblada a conexiones y tapa de permeámetro.	42
Fig. 25: 1-Cuerpo del permeámetro. 2- Piezas para ensamblar y asegurar tapa del permeámetro. 3- Ensamble de tapa, armella y juntas metálicas al permeámetro.....	43
Fig. 26: 1- Ajuste de tornillería. 2- Aseguramiento con aro. 3- Permeámetro armado.	44
Fig. 27: 1-Bomba manual de alta presión Modelo #37-6-30 Polypak B-1372 marca HiP con capacidad de 11 cc por embolada. 2- Conexión de permeámetro a Bomba Eldex. 3- Bomba de alta presión Eldex.	45
Fig. 28: Gráfico de prueba #1.	46
Fig. 29: Gráfico de prueba #2.	47

Fig. 30: Gráfico de prueba #3.	48
Fig. 31: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 227 psi.	50
Fig. 32: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 100 psi.	52
Fig. 33: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 75 psi.	54
Fig. 34: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 50 psi.	56
Fig. 35: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 25 psi.	58
Fig. 36: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 227 psi.	60
Fig. 37: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 100 psi.	62
Fig. 38: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 75 psi.	64
Fig. 39: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 50 psi.	66
Fig. 40: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 25 psi.	68
Fig. 41: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - X - Y – HDR.	71
Fig. 42: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x - X - Y – HDR.	73
Fig. 43: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x - X - Y – HDR.	75
Fig. 44: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x - X - Y – HDR.	77
Fig. 45: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x - X - Y – HDR.	79
Fig. 46: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x - X - Y – HDR.	81
Fig. 47: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-	

22-SN - 001 - 02,5x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x - X - Y – HDR.....	83
Fig. 48: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X - Y – HDR.....	85
Fig. 49: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x - X-HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x - X - Y – HDR.....	87
Fig. 50: Lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x – II.	90
Fig. 51: Lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x – II.	91
Fig. 52: Lámina delgada SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X - Y – HDR.	92
Fig. 53: Lámina delgada procesada en blanco y negro. Muestra SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - II.	93
Fig. 54: Lámina delgada procesada en blanco y negro. Muestra SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x – II.	94
Fig. 55: Lámina delgada procesada en blanco y negro corregida. Muestra SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - II.....	95
Fig. 56: Lámina delgada procesada en blanco y negro. Muestra SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X - Y - HDR.	96
Fig. 57: Lámina delgada procesada en blanco y negro corregida. Muestra SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x – II.	97
Fig. 58: Lámina delgada procesada en blanco y negro corregida. Muestra SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X - Y - HDR.....	98

Tablas

Tabla 1: Bitácora de lavado del Núcleo #1.....	35
Tabla 2: Bitácora de lavado del Núcleo #2.....	37
Tabla 3: Prueba de calibración #1.	45
Tabla 4: Prueba de calibración #2.	46
Tabla 5: Prueba de calibración #3.	48
Tabla 6: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 227 psi.....	49
Tabla 7: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 100 psi.....	51
Tabla 8: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 75 psi.....	53
Tabla 9: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 50 psi.....	55
Tabla 10: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 25 psi.....	57
Tabla 11: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 227 psi.....	59

Tabla 12: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 100 psi.	61
Tabla 13: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 75 psi.	63
Tabla 14: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 50 psi.	65
Tabla 15: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 25 psi.	67
Tabla 16: Análisis de micrografías SCN - 2022 - 07 - 22 – LD - 01 - 02.5x	72
Tabla 17: Análisis de micrografía SCN - 2022 - 07 - 22 - LD01 - 01 - 04,0x	74
Tabla 18: Análisis de micrografías SCN - 2022 - 07 - 22 - LD01 - 01 – 10.0x	76
Tabla 19: Análisis de micrografías SCN - 2022 - 07 - 22 - LD02 - 02,5x	78
Tabla 20: Análisis de micrografías SCN - 2022 - 07 - 22 - LD02 - 04,00x	80
Tabla 21: Análisis de micrografías SCN - 2022 - 07 - 22 - LD02 - 10,00x	82
Tabla 22: Análisis de micrografías SNC - 2022 - 07 - 22 - SN - 02,5X.....	84
Tabla 23: Análisis de micrografías SNC - 2022 - 07 - 22 - SN - 04,0X.....	86
Tabla 24: Análisis de micrografías SNC - 2022 - 07 - 22 - SN - 10,0X.....	88
Tabla 25: Resultados de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-01.	98
Tabla 26: Resultados corregidos de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-01.	99
Tabla 27: Resultados de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-02.	99
Tabla 28: Resultados corregidos de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-02.	99
Tabla 29: Resultados de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-SN- 001.	99
Tabla 30: Resultados corregidos de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-SN- 001.....	100

Resumen

El objetivo de este trabajo es la caracterización petrológica y petrofísica de areniscas con contenido de hidrocarburos de la Formación Mesón (Oligoceno Superior, Cuenca Tampico - Misantla) en afloramientos por cortes de cerros en la creación de la autopista Tampico – Tuxpan, a la altura de Naranjos, Veracruz. Se describió la formación de la cuenca durante el Jurásico y el Cretácico, así como la actividad tectónica que dio lugar a numerosas estructuras geológicas importantes para la exploración y producción de hidrocarburos. Además, se mencionaron los resultados de experimentos y estudios geológicos que permitieron identificar áreas productivas para una recuperación mejorada de hidrocarburos, así como áreas de riesgo por manifestaciones en la perforación de pozos petroleros y pérdida de fluido de perforación. También se destacó que la exploración de hidrocarburos en la cuenca comenzó en la década de 1910 y la producción comercial de petróleo comenzó en la década de 1920. El documento también incluyó información sobre la ubicación geográfica de la cuenca y los esfuerzos recientes para revitalizar la producción de hidrocarburos en la región, basados en la caracterización petrológica y petrofísica de areniscas con contenido de hidrocarburos de la Formación Mesón en afloramientos por cortes de cerros en la creación de la autopista Tampico – Tuxpan, a la altura de Naranjos, Veracruz.

Se extrajeron 50 ml de bitumen del núcleo #1 y 25 ml de bitumen del núcleo #2. Además, se utilizó un permeámetro diseñado y construido específicamente para este estudio, el cual fue calibrado y ajustado para garantizar la precisión y confiabilidad de los resultados. Se realizaron pruebas de permeabilidad a diferentes presiones de confinamiento y se obtuvieron valores de permeabilidad que variaron según el núcleo y la presión de confinamiento. Los valores promedio de permeabilidad para el Núcleo #1 fueron de entre 400 y 500 Darcys, mientras que los valores para el Núcleo #2 fueron por encima de los 40000 Darcys. Además, se observó que el Núcleo #2 presentaba poco arenamiento y desprendimiento de granos de arena, lo que sugiere que el núcleo fue saturado con tolueno. En cuanto a la porosidad, se encontró que la porosidad para el Núcleo #1 es de 40.7%, para el Núcleo #2 38.09% y finalmente para la lámina delgada SN se estimó una porosidad de 41.9%. Estos resultados indican que las rocas areniscas son un medio ideal para almacenar grandes cantidades de hidrocarburos, ya que tienen una porosidad significativa que permite la acumulación de hidrocarburos en su interior.

Abstract

The objective of this work is the petrological and petrophysical characterization of sandstones with hydrocarbon content from the Mesón Formation (Upper Oligocene, Tampico - Misantla Basin) in outcrops by hill cuts in the creation of the Tampico - Tuxpan highway at the height of Naranjos, Veracruz. The formation of the basin during the Jurassic and Cretaceous was described, as well as the tectonic activity that gave rise to numerous geological structures important for the exploration and production of hydrocarbons. In addition, the results of experiments and geological studies were mentioned, making it possible to identify productive areas for improved hydrocarbon recovery and risk areas due to injuries in drilling oil wells and loss of drilling fluid. It was also noted that hydrocarbon exploration in the basin began in the 1910s, and commercial oil production began in the 1920s. The document also included information on the geographic location of the basin and recent efforts to revitalize the production of hydrocarbons in the region, based on the petrological and petrophysical characterization of sandstones with hydrocarbon content from the Mesón Formation in outcrops by hill cuts in the creation of the Tampico – Tuxpan highway, near Naranjos, Veracruz.

50 ml of bitumen was extracted from core #1 and 25 ml from core #2. In addition, a permeameter designed and built specifically for this study was used, calibrated, and adjusted to guarantee the precision and reliability of the results. Permeability tests were carried out at different confining pressures, and permeability values that varied depending on the core and the confining pressure were obtained. The average permeability values for Core #1 were between 400 and 500 Darcys, while the values for Core #2 were above 40,000 Darcys. Furthermore, it was observed that Core #2 showed little sanding and detachment of sand grains, suggesting that the core was saturated with toluene. Regarding porosity, it was found that the porosity for Core #1 is 40.7%, for Core #2 38.09%, and finally, for the thin sheet SN a porosity of 41.9% was estimated. These results indicate that sandstone rocks are an ideal medium for storing large quantities of hydrocarbons since they have significant porosity that allows the accumulation of hydrocarbons inside.

1 Generalidades

La industria petrolera representa el principal pilar en la economía en nuestro país. Día con día el trabajo en equipo, la aplicación de tecnologías y el seguimiento de la seguridad industrial permiten que el petróleo extraído en territorio mexicano sea cotizado en 63.80 dls al 1 de junio del 2023 (SIE, 2023).

Debido a la poca tecnología con la que la paraestatal PEMEX cuenta, es difícil recuperar el hidrocarburo que muchas veces queda atrapado en yacimientos sin presiones, por ello, la implementación de técnicas adecuadas, el uso de herramientas especiales y la ejecución correcta de los programas de perforación son esenciales para una óptima producción. Las tendencias actuales en la producción nacional rondan los 1,666.638 Mbd (CNH, 2023).

La industria del petróleo y el gas se basa en gran medida en la capacidad de caracterizar adecuadamente las rocas y los fluidos que las saturan. Dos disciplinas clave en este campo son la petrografía y la petrofísica. La petrografía se centra en el estudio microscópico de las rocas sedimentarias, mientras que la petrofísica se ocupa de las propiedades físicas de las rocas y los fluidos. En el caso de las rocas saturadas de hidrocarburos, la aplicación de la petrografía y la petrofísica es fundamental para comprender la calidad y la productividad de los yacimientos de petróleo y gas (Allen., 1985).

La petrografía desempeña un papel crucial en la evaluación de los yacimientos de hidrocarburos saturados. Al examinar las rocas sedimentarias a nivel microscópico, los petrógrafos pueden identificar y describir las diferentes litologías presentes en el yacimiento. Esta información es esencial para comprender las características deposicionales de las rocas y determinar la distribución espacial de las facies petrolíferas. Además, la petrografía permite la identificación de los componentes minerales presentes en las rocas. Esta información es valiosa para predecir el comportamiento de las rocas ante los procesos de producción de hidrocarburos, como la migración, la acumulación y el flujo. La presencia de minerales arcillosos, por ejemplo, puede afectar la porosidad y la permeabilidad de las rocas, lo que a su vez tiene implicaciones directas en la productividad del yacimiento (Blatt et al., 2006).

La petrofísica se enfoca en medir y analizar las propiedades físicas de las rocas y los fluidos que las saturan. En el contexto de las rocas saturadas de hidrocarburos, la petrofísica juega un papel crucial en la estimación de los volúmenes de hidrocarburos presentes en el yacimiento y en la evaluación de su capacidad productiva. Mediante técnicas petrofísicas, como la porosimetría y la permeabilidad, se puede determinar la porosidad efectiva y la permeabilidad de las rocas. Estos parámetros son fundamentales para evaluar la capacidad de almacenamiento y flujo de los hidrocarburos. Además, la petrofísica permite la caracterización de los fluidos presentes en el yacimiento, como la saturación de agua, la saturación de hidrocarburos y la viscosidad del petróleo (Jackson, J. & Mehl, J., 1984).

La combinación de datos petrográficos y petrofísicos proporciona información esencial para la construcción de modelos geológicos y de yacimiento más precisos. Estos modelos ayudan a los geólogos y los ingenieros

de yacimientos a predecir el comportamiento del yacimiento, optimizar las operaciones de producción y tomar decisiones informadas sobre la viabilidad económica de un proyecto (Tiab. & Donaldson., 2012).

La Huasteca Mexicana es considerada una de las zonas más ricas en hidrocarburos “*onshore*” del territorio mexicano. Esta localidad pertenece a la Cuenca Tampico – Misantla. En el caso expuesto en el presente trabajo, el área de interés está ubicado en los límites entre el Paleocañon Bejuco – La Laja y la Plataforma de Tuxpan, en el municipio de Naranjos, Veracruz (CNH, 2018).

Dentro de la carretera Tuxpan – Tampico existen dos cortes de estructuras geológicas de las cuales fluye bitumen, derramándose por los costados de la carretera.

El presente estudio tiene como fin conocer las propiedades petrográficas y petrofísicas de las rocas saturadas por el hidrocarburo.

1.1 Conceptos básicos

Para efectuar este trabajo se utilizan términos petroleros, petrológicos y petrofísicos. Por lo tanto, primeramente, se definirán los conceptos complementarios para una mejor comprensión de lo discutido.

1.1.1 Petrofísica

La petrofísica es la rama de la geología que se encarga del estudio de las propiedades físicas de las rocas. Según Anselmetti et al. (2015), la petrofísica es una disciplina interdisciplinaria que se encuentra en el límite entre la geología, la física y la ingeniería. La petrofísica utiliza técnicas de laboratorio para medir las propiedades físicas de las rocas, incluyendo la porosidad, permeabilidad, densidad, resistividad eléctrica, entre otras.

La porosidad es la cantidad de espacio vacío en una roca, y se mide como el porcentaje de volumen total de la roca que está ocupado por poros. La permeabilidad es la capacidad de una roca para permitir el flujo de fluidos a través de ella, y se mide en unidades de velocidad de flujo. La densidad es la masa por unidad de volumen de una roca, y se expresa en unidades de g/cm^3 . La resistividad eléctrica es la medida de la resistencia de una roca al paso de la corriente eléctrica, y se expresa en unidades de ohmios-metros.

En la petrofísica, se utilizan modelos matemáticos para relacionar las propiedades físicas de las rocas con sus características petrográficas, como la mineralogía, textura y estructura. Por ejemplo, Archie (1942) propuso una ecuación para relacionar la resistividad eléctrica de las rocas con la porosidad y la saturación de fluidos. Esta ecuación, conocida como la ley de Archie, es ampliamente utilizada en la industria petrolera para estimar la saturación de fluidos en los yacimientos de petróleo y gas.

Según Hubbard (2018), la petrofísica es esencial para la exploración y producción de hidrocarburos, así como para la construcción de infraestructuras geotécnicas.

[Diversey & Zoback \(2020\)](#) mencionan que la petrofísica es fundamental para la evaluación de la capacidad de almacenamiento y flujo de fluidos en rocas porosas, lo que es esencial para la producción de hidrocarburos y la gestión de reservorios.

Por su parte, [Tiab & Donaldson \(2012\)](#) explican que la petrofísica se utiliza en la exploración y producción de hidrocarburos para determinar la cantidad y calidad de la roca reservorio, así como para estimar la cantidad de hidrocarburos presentes y su distribución espacial.

En la petrofísica, se utilizan diferentes técnicas y herramientas para medir y analizar las propiedades físicas de las rocas. Según [Bateman et al. \(2018\)](#), entre estas herramientas se encuentran la microscopía óptica y electrónica, la tomografía computarizada, la resonancia magnética nuclear y la difracción de rayos X, entre otras.

En conclusión, la petrofísica es una disciplina clave en la exploración y producción de hidrocarburos, así como en la construcción de infraestructuras geotécnicas. Los estudios petrofísicos permiten obtener información valiosa sobre las propiedades físicas de las rocas, lo que facilita la toma de decisiones en la gestión de reservorios y en la construcción de infraestructuras.

1.1.2 Porosidad

La porosidad es una propiedad importante de los materiales geológicos que influye en su capacidad para almacenar y transportar fluidos. La medición de la porosidad es esencial para entender la relación entre la estructura y la permeabilidad de los materiales geológicos. Además, la determinación de la porosidad es importante en la exploración y producción de hidrocarburos, la geotécnica y la construcción.

A continuación, se presentan algunas definiciones de la porosidad en rocas:

- "La porosidad de las rocas es la proporción de espacio vacío en el material, que puede ser llenado con líquido, gas o ambas cosas". ([Hunt et al., 1995](#))
- "La porosidad de las rocas es una medida de la cantidad de espacios abiertos en la matriz rocosa, y puede ser un factor crítico en la evaluación de los recursos petrolíferos y de gas natural". ([Civan, 2012](#))
- "La porosidad en rocas sedimentarias se refiere a la proporción de espacio vacío entre los granos de la roca, mientras que, en las rocas ígneas y metamórficas, la porosidad se relaciona con las fracturas y las fisuras". ([Blatt et al., 2006](#))
- "La porosidad es la relación entre el volumen de los poros de un material y su volumen total". ([Tod et al., 2009](#))
- "La porosidad se refiere a la proporción de espacio vacío en un material, independientemente de si los poros están conectados o no". ([Brace et al., 1980](#))
- "La porosidad es una medida de la cantidad de vacío presente en un material y es el resultado de la formación y/o eliminación de poros durante su crecimiento o procesamiento". ([Barrer, 1989](#)).

La porosidad de las rocas es una propiedad clave en la exploración y producción de hidrocarburos, la geología, la minería y la ingeniería civil. La porosidad puede variar ampliamente dependiendo del tipo de roca, su origen y su historia geológica.

Algunos conceptos relacionados con la porosidad son:

- Poros: Los poros son espacios vacíos en un material que permiten la circulación de aire, líquidos u otras sustancias. Los poros pueden ser interconectados o no interconectados. (Matar et al., 2017)
- Volumen poroso: El volumen poroso es el volumen total de los poros en un material en relación con el volumen total del material. La porosidad se puede calcular dividiendo el volumen poroso por el volumen total y multiplicando por 100. (Hillel, 2004)
- Porosidad total: La porosidad total es la proporción de volumen poroso en relación con el volumen total del material, expresado como un porcentaje. La porosidad total se puede medir mediante diferentes técnicas, como la porosimetría de mercurio o la tomografía computarizada. (Matar et al., 2017)
- Porosidad efectiva: La porosidad efectiva es la proporción de volumen de poros conectados (que permiten el flujo de líquidos o gases) en relación con el volumen total del material. La porosidad efectiva se puede medir mediante técnicas como la permeabilidad al gas o al agua. (Hillel, 2004)
- Permeabilidad: La permeabilidad es la capacidad de un material para permitir que los líquidos o gases fluyan a través de los poros. La permeabilidad puede estar influenciada por la forma, el tamaño y la distribución de los poros. (Matar et al., 2017)
- Densidad: La densidad es la masa de un material por unidad de volumen. La densidad está relacionada con la porosidad, ya que cuanto mayor sea la porosidad de un material, menor será su densidad. (Hillel, 2004)
- Capacidad de retención de agua: La capacidad de retención de agua es la cantidad de agua que un material puede retener en sus poros. La capacidad de retención de agua puede estar influenciada por la porosidad, la forma y el tamaño de los poros. (Matar et al., 2017)

La porosidad puede influir en la permeabilidad, la capacidad de retener líquidos, la resistencia mecánica, la conductividad térmica y otras propiedades físicas y químicas de los materiales.

1.1.3 Permeabilidad

La permeabilidad del suelo es un parámetro importante que influye en muchos procesos hidrológicos, incluyendo la infiltración del agua, la recarga de acuíferos y el movimiento de contaminantes. La medición del coeficiente de permeabilidad es esencial para comprender la capacidad del suelo para permitir el paso del agua. Además, la determinación de la permeabilidad del suelo es importante en la planificación y diseño de proyectos de ingeniería hidráulica, como la construcción de presas, canales y sistemas de drenaje.

- Wang & Ren (2018): En este artículo de investigación, los autores definen la permeabilidad en rocas como "la capacidad de una roca para permitir el flujo de fluidos a través de su estructura".

- [Nelson \(2001\)](#): Este experto define la permeabilidad como "la capacidad de una roca para transmitir fluidos a través de una red de poros y fisuras interconectados".
- [Blunt \(2017\)](#): Blunt manifiesta que la permeabilidad es "la propiedad de una roca que permite el flujo de fluidos a través de ella cuando se somete a un gradiente de presión".
- [Guo & Huang \(2015\)](#): En este artículo de investigación, los autores definen la permeabilidad en rocas como "la propiedad que permite que el fluido fluya a través de una roca en función de su porosidad, forma y tamaño de poro".

Algunos conceptos básicos de permeabilidad son:

- Permeabilidad absoluta: La permeabilidad absoluta se define como la capacidad de un medio para permitir el flujo de fluidos. Un medio altamente permeable permitirá que los fluidos fluyan fácilmente, mientras que un medio con baja permeabilidad impedirá el flujo de fluidos. ([Zhang et al., 2020](#))
- Permeabilidad relativa: La permeabilidad relativa se define como la relación entre la permeabilidad de un fluido en un medio poroso y la permeabilidad de otro fluido en el mismo medio poroso. Esta relación se utiliza para predecir el comportamiento de los fluidos en un yacimiento petrolífero. ([Dullien, 2012](#))
- Permeabilidad intrínseca: La permeabilidad intrínseca se define como la permeabilidad de un medio cuando está saturado con un solo fluido. Esta medida se utiliza para predecir el comportamiento de los fluidos en un yacimiento petrolífero. ([Mungan et al., 2014](#))
- Permeabilidad efectiva: La permeabilidad efectiva se define como la permeabilidad de un medio cuando está saturado con varios fluidos. Esta medida se utiliza para predecir el comportamiento de los fluidos en un yacimiento petrolífero. ([Mehta & Patil., 2019](#))
- Permeabilidad isotrópica: La permeabilidad isotrópica se define como la permeabilidad de un medio poroso que es la misma en todas las direcciones. ([Blunt, 2017](#))
- Permeabilidad anisotrópica: La permeabilidad anisotrópica se define como la permeabilidad de un medio poroso que es diferente en diferentes direcciones. ([Blunt, 2017](#))

1.1.4 Petrografía

La petrografía es una disciplina geocientífica que se enfoca en el estudio de las rocas a través de la observación y análisis microscópico de sus componentes minerales, texturas y estructuras. Esta disciplina desempeña un papel fundamental en la comprensión de la génesis, evolución y características de las rocas, y tiene diversas aplicaciones en campos como la geología, la minería, la exploración de hidrocarburos y la geotecnia. Diversos autores han expresado la importancia de la petrografía y han destacado su relevancia en diferentes campos de estudio.

De acuerdo con [Folk \(1980\)](#), La petrografía proporciona la base para el entendimiento de las rocas y su génesis. Es un campo que combina la observación detallada con el conocimiento de los procesos geológicos, lo que nos permite reconstruir el pasado de la Tierra y comprender mejor nuestro entorno actual

Según [Nesse \(2009\)](#), La petrografía es una herramienta esencial en la exploración y producción de hidrocarburos. Permite evaluar la porosidad, permeabilidad y calidad del reservorio, así como identificar y caracterizar las rocas generadoras y las trampas de hidrocarburos. Sin el entendimiento petrográfico, la industria del petróleo y gas no podría funcionar eficientemente

Según [Perkins \(2002\)](#), La petrografía es la clave para el estudio de las rocas metamórficas. Permite identificar minerales índices y evaluar los cambios en la textura y composición mineral durante el metamorfismo. Además, nos ayuda a comprender los procesos tectónicos y las condiciones de presión y temperatura que dieron origen a estas rocas.

Estos autores destacan la importancia de la petrografía como una herramienta esencial para el estudio y comprensión de las rocas en diferentes contextos. La disciplina no solo proporciona información valiosa sobre la composición mineralógica y textural de las rocas, sino que también permite inferir procesos geológicos, evaluar recursos naturales y comprender la evolución de la Tierra a lo largo del tiempo.

1.2 Área de estudios

Las exposiciones de bitumen bajo estudio se encuentran ubicadas en diversos puntos de la autopista Tuxpan - Tampico, en el tramo Ozuluama - Naranjos (Figura 1).

El Pozo San Diego de la Mar 3 es de impacto histórico de la industria petrolera en México ya que en su momento (1908) la producción diaria por pozo rondaba entre los 66 y los 833 barriles diarios (160 litros por barril). El día que el pozo explotó (1908) se habla de una columna de líquido y gas incendiado que alcanzaba hasta los 300 mts de altura; El diámetro del cráter por donde fluía el hidrocarburo alcanzó los 350 mts, además se habla que el pozo se manifestó durante 22 días sin control (del 4 al 26 de julio de 1908) y tardaron 57 días en controlar el incendio (del 26 de julio al 30 de agosto de 1908) y se estima que se arrojaba de 90 a 100 m³ por segundo. Además, se narra que el incendio se apagó debido a la gran disminución de hidrocarburos gaseosos mientras que en su lugar se producía agua salada, vapores blancos cargados de ácido carbónico, lodo e hidrogeno sulfurado ([Lozano, J., 2019](#))

Para recuperar un poco el hidrocarburo derramado se construyeron; un dique con dimensiones de 200 m de largo por 15 m de ancho y de 8 m de profundidad (24,000 lts o 150 barriles), dos jagueyes rectangulares contruidos con tierra y arcilla los cuales median 160 m de largo por 65 m de ancho por 12 m de profundidad (124,800 litros o 780 barriles). Por ultimo se comenta que hacia el 12 de Noviembre de 1908 aun se apreciaba producción de materia bituminosa sustancias arsillosas en disolución expulsada a 110,000 litros por segundo. Este acontecimiento llamó la atención de las empresas petroleras en el mundo ya que México demostró el potencial energético que ocultaba ([Lozano, J., 2019](#))

El Pozo Aguacate 15 es propiedad de PEMEX y se encuentra al este de Naranjos, Veracruz. Se estima que en las formaciones del Cretacico Temprano se establece producción aproximada de 150 barriles diarios ([Pemex, 2015](#)).

Estos pozos fueron elegidos debido a la cercanía a los puntos visitados y por la información disponible para consultar.

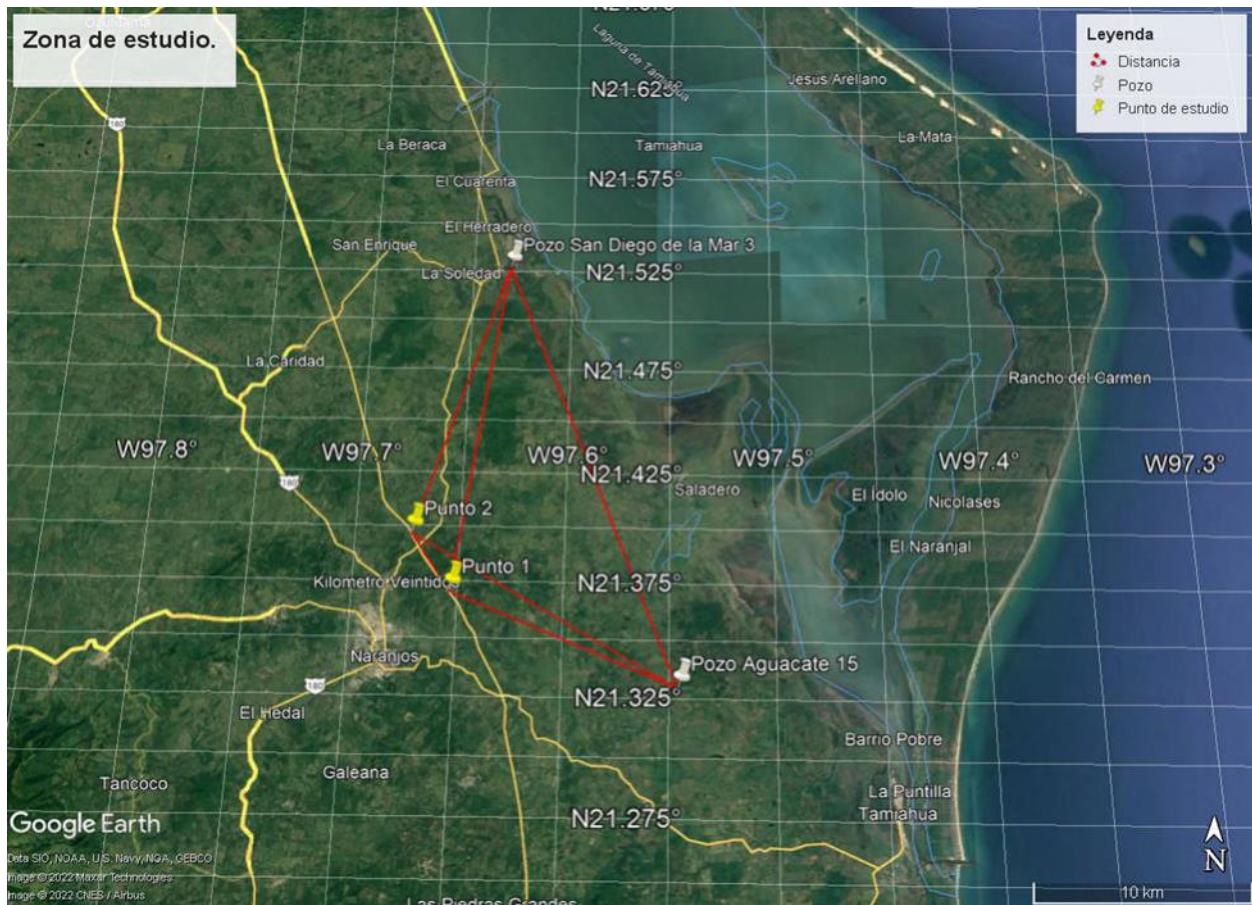


Fig. 1: Localización de los pozos: San Diego de la Mar 3 y Aguacate 15. Se presentan también los lugares de muestreo: Punto 1 y Punto 2.

1.3 Justificación

La petrofísica y la petrología son disciplinas fundamentales en la caracterización de las rocas saturadas de petróleo y en la evaluación de los yacimientos de hidrocarburos. Ambas disciplinas permiten la comprensión de la composición mineralógica, la estructura y las propiedades físicas y químicas de las rocas, lo que ayuda a entender la permeabilidad y la capacidad de flujo del petróleo a través de la roca.

El estudio de la petrología y la petrofísica es esencial para el análisis y la interpretación de los datos de registro geofísico y la construcción de modelos de reservorios. El análisis de los datos petrofísicos puede ayudar a identificar las áreas donde se encuentran las mayores acumulaciones de petróleo y gas, así como la calidad de la roca y su permeabilidad. La información petrofísica también es fundamental en la planificación de la explotación de los yacimientos de petróleo y en la toma de decisiones en la industria petrolera.

Debido al gran impacto económico que representa la exploración, producción, refinación y exportación de hidrocarburos en nuestro país, la industria petrolera en México toma un papel sumamente importante, por esto,

la paraestatal Pemex busca implementar estudios, técnicas y tecnologías para una exploración y producción óptima de hidrocarburos.

Según el Atlas geológico de la cuenca Tampico-Misantla, esta es considerada la segunda cuenca con mayor prospectiva de recursos convencionales en nuestro país, y la número uno en recursos no convencionales, por esto: el análisis geológico de la zona con respecto a los sistemas petroleros y el estudio de la formación sedimentaria que manifiesta hidrocarburos sugerirán

- Áreas productivas para una recuperación mejorada en la unidad litológica estudiada.
- Área de riesgo por manifestaciones en la perforación de pozos petroleros en el área.
- Área de riesgo por pérdida de fluido de perforación en el área.

1.4 Hipótesis

El estudio de rocas almacén aflorantes representa una oportunidad para examinar sus propiedades petrofísicas y petrográficas, con el fin de recabar datos que aportan información útil en los procesos de perforación, además de comprender como fueron depositadas estas rocas y de donde proviene el hidrocarburo almacenado.

1.5 Objetivo

1.5.1 Objetivo General

Caracterización petrográfica y petrofísica de una exposición de roca almacén con manifestación de hidrocarburos en Naranjos, Veracruz / Cuenca Tampico-Misantla.

1.5.2 Objetivos específicos

A continuación, se proponen los objetivos específicos para realizar este estudio.

- Determinar características petrográficas (textura y arreglo de minerales) de la roca almacén
- Determinar el volumen de bitumen existente en los núcleos.
- Determinar las propiedades petrofísicas permeabilidad y porosidad en núcleos saturados por bitumen.

2 Marco geológico

La Cuenca Tampico-Misantla es una importante región productora de petróleo y gas natural en México. Se encuentra en el Golfo de México, en la costa este del país, y cubre una superficie de alrededor de 85,000 km². La cuenca se extiende desde el estado de Veracruz, en el norte, hasta Tamaulipas, en el sur, y se divide en dos subcuencas principales: la Subcuenca Tampico y la Subcuenca Misantla. Ésta se formó durante el Jurásico y el Cretácico, hace unos 200-100 millones de años, cuando se desarrolló un sistema de rift en la región. Durante el Cenozoico, la cuenca fue sometida a una intensa actividad tectónica, que resultó en la formación de numerosas estructuras geológicas, como pliegues y fallas, que son importantes en la exploración y producción de petróleo y gas natural (CNH, 2018).

La exploración de hidrocarburos en la Cuenca Tampico-Misantla comenzó en la década de 1910, y la producción comercial de petróleo comenzó en la década de 1920. Desde entonces, la región ha sido un importante centro de producción de petróleo y gas natural en México. La producción de petróleo en la cuenca alcanzó su punto máximo en la década de 1970, y desde entonces ha disminuido gradualmente debido a la madurez de los campos y la falta de nuevos descubrimientos (CNH, 2018).

La geología de la Cuenca Tampico-Misantla es compleja, y la exploración y producción de petróleo y gas natural en la región presentan muchos desafíos. Uno de los principales desafíos es la variabilidad de las formaciones geológicas, que puede hacer que los pozos sean difíciles de perforar y producir. También hay problemas de contaminación del agua y del suelo asociados con la producción de petróleo y gas natural en la región (CNH, 2018).

En los últimos años, ha habido un esfuerzo para revitalizar la producción de hidrocarburos en la Cuenca Tampico-Misantla, a través de la exploración de nuevas áreas y la implementación de nuevas tecnologías. El descubrimiento de nuevos campos petrolíferos y gasíferos en la región podría impulsar la economía mexicana y aumentar la producción nacional de hidrocarburos (CNH, 2018).

2.1 Cuenca Tampico-Misantla

La Cuenca Tampico – Misantla se encuentra en la parte central-oriental de México y se extiende desde el extremo sur de Tamaulipas hasta llegar a la zona central de Veracruz, extendiéndose en los estados de Hidalgo, San Luis Potosí, Puebla y el occidente del Golfo de México. Limitando con las Cuenca de Burgos (hacia el norte) y Veracruz (hacia el sur), en el lado oeste limita con el frente de la Sierra Madre Oriental mientras que al este se encuentra el Golfo de México (Pech-Cárdenas. et al., 2017).

Formada de un margen pasivo, la Cuenca Tampico – Misantla cuenta con una geometría de bloques de basamento muy peculiar, esto se debe a los procesos de apertura del golfo de México para posteriormente

evolucionar a una Cuenca de tipo antepaís durante el Paleógeno, simultáneamente el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental fue posicionado en el extremo oeste de la cuenca. La exploración en la Cuenca Tampico – Misantla comenzó en 1860, comenzando la explotación hasta el año 1904 (CNH, 2018).

Esta cuenca está conformada por 6 elementos tectono-estructurales y estratigráficos, los cuales son: El Alto de Arenque, El Alto de la Plataforma de Tuxpan, El Paleocañon Bejuco – La Laja, El Paleocanal de Chicontepec, La Sierra de Tantima y El Alto Plan de las Hayas. Limitando con otras estructuras hacia el norte se encuentra con el Alto de Tamaulipas y el Homoclinal de San José de las Rusias (Fig. 2), hacia la parte sur se encuentra la Faja Volcánica Transmexicana mientras que al Oeste limita con el Frente Tectónico del Cinturón Plegado y Cabalgado de la Sierra Madre Oriental (CNH, 2018). De estos elementos, dos son considerados de gran interés económico en la explotación de hidrocarburos, estos son el Paleocañon Bejuco – La Laja y el Paleocanal de Chicontepec.

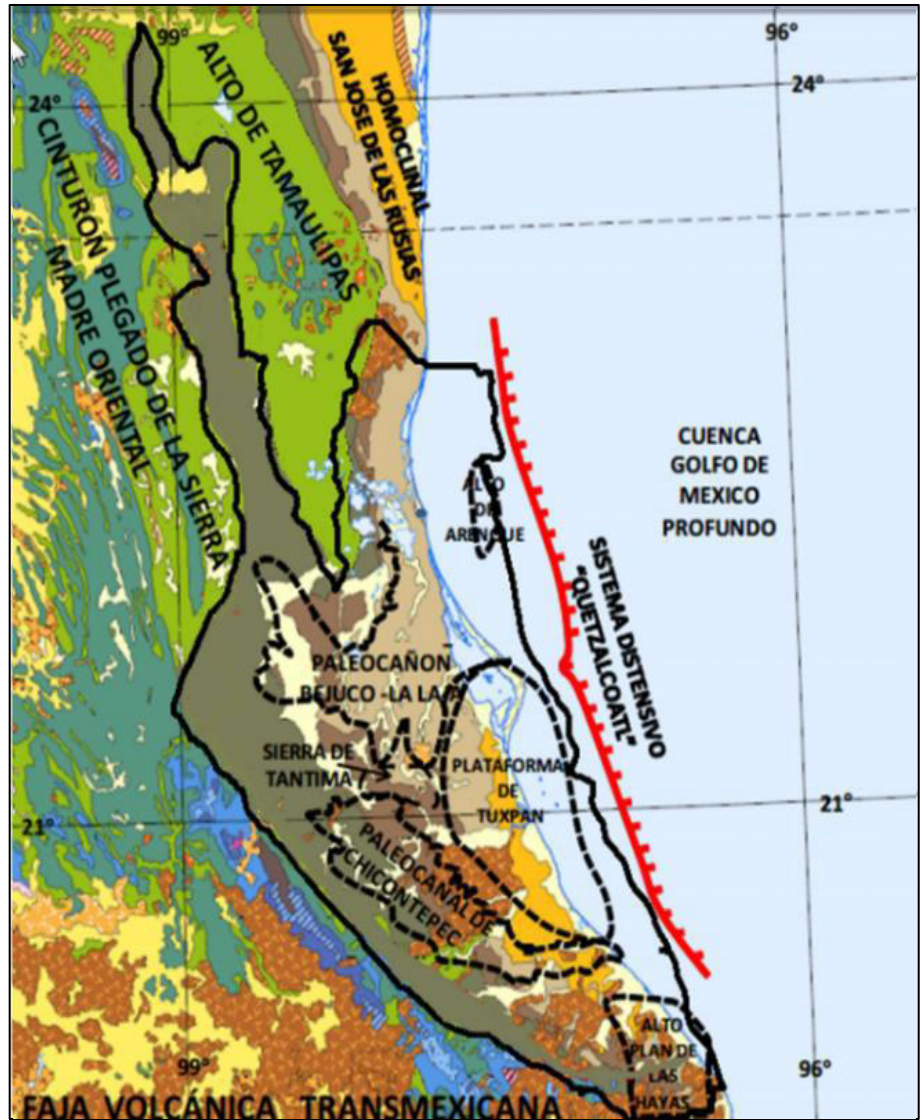


Fig. 2: Elementos tectono-estructurales de la cuenca. (Atlas Geológico de la cuenca Tampico - Misantla).

La zona de estudio de Naranjos pertenece al Paleocañon Bejuco – La Laja que limita con el Alto de la Plataforma de Tuxpan, en esta zona se han perforado más de 140 pozos, produciendo hidrocarburos de rocas fracturadas pertenecientes a la edad del Cretácico Inferior (Formación El Abra) (CNH, 2018).

Se tomó como referencia datos cercanos a la zona de estudio, siendo el municipio de Naranjos, Veracruz el más cercano, en el cual, se han perforado múltiples pozos con el fin de explotarlos económicamente. En la

zona, se extrae hidrocarburo proveniente de rocas porosas, permeables e impregnadas de aceite pertenecientes a la Formación El Abra (CNH, 2018). (Pemex).

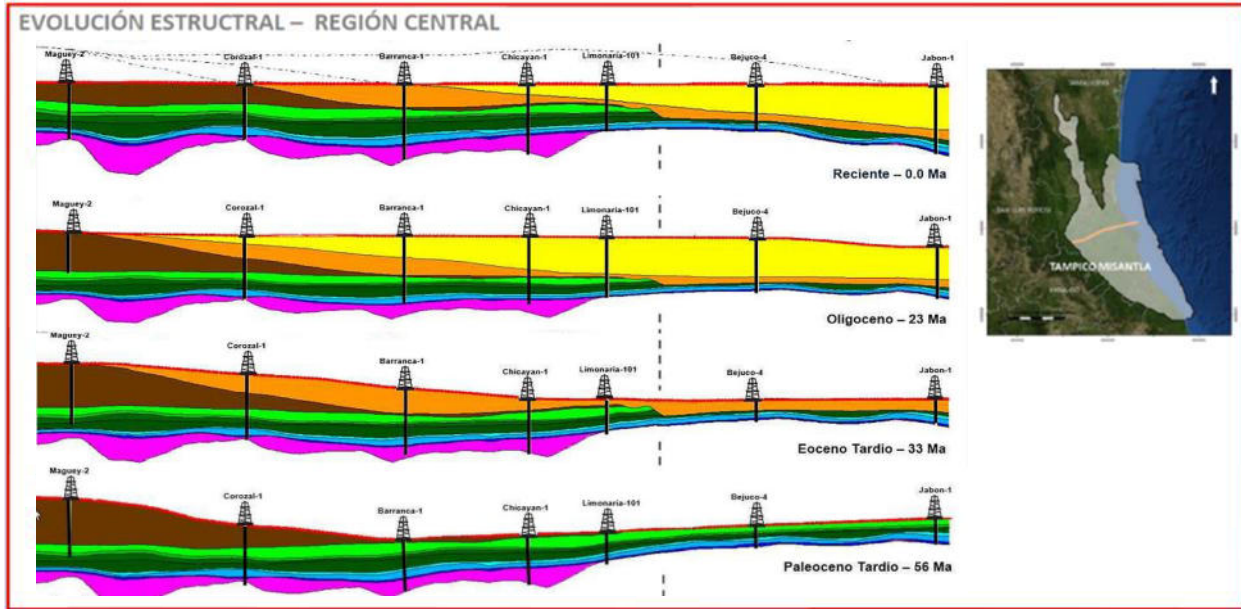


Fig. 3: Evolución estructural de la zona. A la derecha se observan la litología presente en la perforación de pozos cercanos a la costa del golfo de México, y conforme se avanza hacia la izquierda, se observa que los espesores de la litología presente de la cuenca hacia dentro del territorio varían conforme el nivel del mar (CNH, 2018).

Los principales plays de la cuenca se encuentran en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, en el Cretácico y el Terciario. En el Jurásico Superior, las calizas oolíticas de la Formación San Andrés constituyen uno de los principales objetivos. En el Cretácico Medio, las rocas calizas fracturadas de la Formación Tamán y las rocas carbonatadas de la Formación El Abra son los objetivos para este período. Por último, los plays productores pertenecientes al Terciario son originados por canales y lóbulos turbidíticos de las trampas estratigráficas conformados por la Formación Chicontepec y por depósitos intercalación entre areniscas y lutitas pertenecientes a los plays de los períodos Mioceno-Plioceno (Pemex, 2015).

Se han determinado que las rocas arcillo-calcáreas del Período Jurásico Superior como lo son la Formación Pimienta, Tamán y Santiago son rocas generadoras de hidrocarburo, así también como en el Turoniano-Cenomaniano con la Formación Agua Nueva (Pemex, 2015).

Según los datos obtenidos en pozos exploratorios y pozos de co-relación por PEMEX (Fig. 3), la columna estratigráfica de la zona abarca desde el Mioceno (Formación mas joven y aflorante) hasta el primer objetivo productor, la Formación El Abra. (Formación del Cretacico Medio; Forma parte de un sistema petrolero, cumpliendo la función de Roca Almacen, debido al fracturamiento que presenta) (Pemex, 2015).

2.1.1 Paleocañón Bejuco – La Laja

El Paleocañón Bejuco-La Laja es un elemento tectonoestructural ubicado en la cuenca Tampico-Misantla, en el estado de Veracruz, México y es conocido por ser un importante reservorio de hidrocarburos en la cuenca Tampico-Misantla. Se compone de una secuencia de areniscas y lutitas que se depositaron en un ambiente marino profundo. Las areniscas son de grano fino a medio y están intercaladas con capas de lutitas. La porosidad y la permeabilidad de las areniscas permiten que se acumulen grandes cantidades de petróleo y gas (CNH, 2018).

La exploración y producción de hidrocarburos en el Paleocañón Bejuco-La Laja ha sido muy importante para la economía mexicana y ha contribuido significativamente al sector energético del país (CNH, 2018).

2.1.2 Plataforma de Tuxpan

La Plataforma de Tuxpan de la Cuenca Tampico-Misantla se encuentra en el Golfo de México, frente a la costa del estado de Veracruz, en México. Esta plataforma está formada por sedimentos marinos que se han depositado a lo largo de millones de años, principalmente durante el Cretácico y el Paleógeno (Flores-Ramírez et al., 2011).

La geología de la plataforma está influenciada por su ubicación en la zona de transición entre la Sierra Madre Oriental y el Golfo de México, y por los procesos tectónicos asociados con la apertura del Atlántico y la formación de la cuenca del Golfo de México. En esta zona, la corteza terrestre está fracturada y deformada, lo que ha creado una serie de fallas y pliegues en la geología de la (CNH, 2018).

Los depósitos sedimentarios de la Plataforma de Tuxpan se componen principalmente de arcillas, limos y areniscas, con espesores que van desde pocos metros hasta varios kilómetros. Estos sedimentos fueron depositados en un ambiente marino poco profundo, caracterizado por corrientes fuertes y fluctuaciones en el nivel del mar (Flores-Ramírez et al., 2011).

En la plataforma de Tuxpan, se han encontrado depósitos de hidrocarburos, principalmente petróleo, que se han formado a partir de la transformación de materia orgánica acumulada en los sedimentos. La exploración y explotación de estos recursos son importantes para la economía de la región (CNH, 2018).

2.2 Formaciones depositadas durante el Paleógeno

Durante el Paleógeno, la cuenca Tampico-Misantla en México experimentó una intensa actividad tectónica y sedimentaria que resultó en la formación de importantes depósitos de hidrocarburos.

Los depósitos del Paleógeno en la cuenca Tampico-Misantla consisten principalmente de rocas sedimentarias, tales como areniscas, conglomerados, lutitas y margas, así como de calizas y evaporitas. Estas rocas contienen importantes depósitos de hidrocarburos, principalmente petróleo y gas natural (Maldonado Lee, et al. 1996).

Los estudios geológicos y geofísicos realizados en la cuenca Tampico-Misantla han permitido establecer una secuencia estratigráfica (Fig. 4) detallada de los depósitos del Paleógeno (Pemex, 2015).

La Cuenca Tampico-Misantla es de gran importancia para la exploración y producción de hidrocarburos en México. Los depósitos del Paleógeno en la cuenca han sido explotados comercialmente durante varias décadas y continúan siendo una fuente importante de ingresos para la industria petrolera en el país (CNH, 2018).

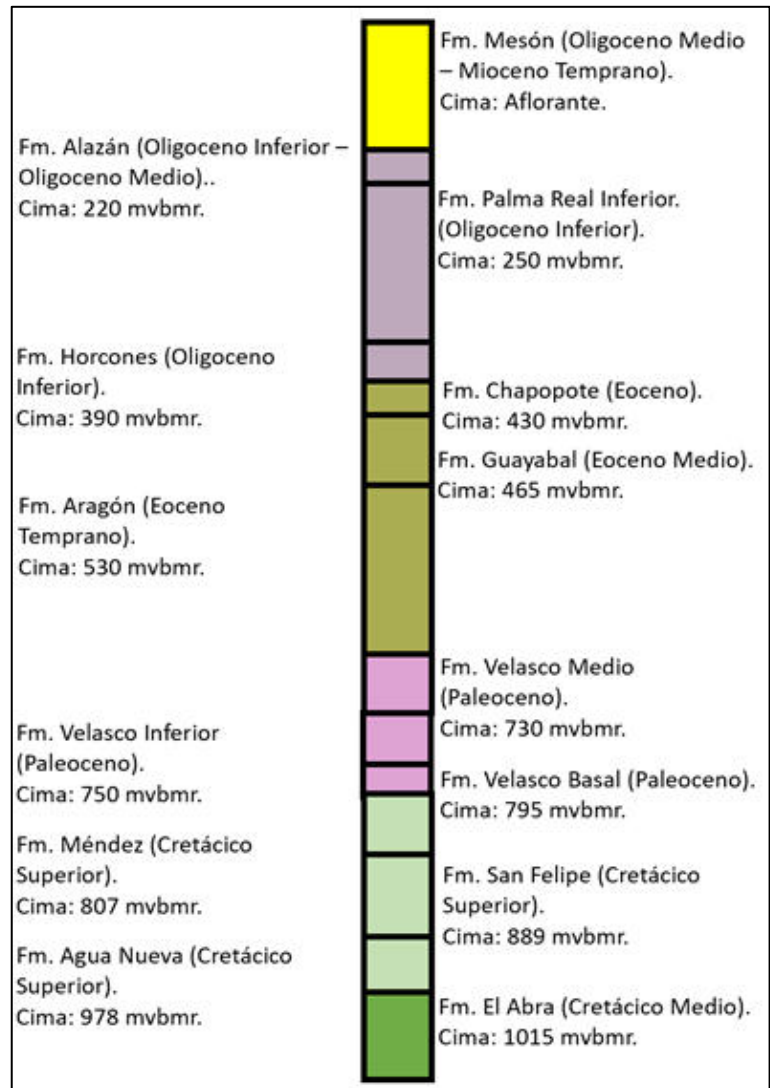


Fig. 4: Columna estratigráfica en metros verticales bajo la mesa rotaria (mvmbr) planteada en pozos cerca de Naranjos, Veracruz (Programa de perforación Aguacate 15, Pemex, 2015).

2.2.1 Oligoceno

2.2.1.1 Formación Mesón

Se encuentra aflorando en la zona es reconocida como la Formación Mesón (Mioceno Temprano – Oligoceno Medio), la cual consiste en arcilla arenosa de color amarillo con presencia de arenisca y carbonato (Fig. 5). Como base se considera una sección calcárea con illita y margas arenosas tonalidad gris; En la parte media se encuentra arenisca gris y pardo, de cuarzo y bioclastos con granulometría fino a medio, calcáreas y

en capas de 20 a 30 cm de espesor, en la parte superior caliza biógena con restos de bivalvos y corales, además de arenisca gris en capas de 10 cm de espesor (Basáñez-Loyola, M.A., 2006).

Su espesor varía de 100 m hasta aproximadamente los 900 m, aumentando su grosor de occidente a oriente. Analizando las características de esta formación, esta roca puede ser considerada como una roca almacén, sin embargo, la falta de un sello descarta la posibilidad de almacenar hidrocarburos con fines de explotación rentables.

2.2.1.2 Formación Alazán

Por debajo de la Formación Mesón se encuentra la Formación Alazán (Oligoceno Medio – Oligoceno Inferior), la cual está conformada por Marga y lutita de coloración gris a azul oscuro, intemperizado a color gris rojizo (Fig. 5) (Basáñez-Loyola, M.A., 2006).

Su espesor varía mucho, desde 85 m en el pozo Tamiahua-101, hasta 930 m en el pozo San Rafael-1. Analizando la composición de esta Formación, puede ser catalogada como roca Sello, lo cual nos da un punto de partida para examinar zonas más abajo que cumplan con las condiciones para cumplir un sistema petrolero (Basáñez-Loyola, M.A., 2006).

2.2.1.3 Formación Palma Real.

Seguida de la Formación Alazán yace la Formación Palma Real (Oligoceno Inferior), esta formación varía en espesor según su proximidad a la antigua línea costera y consiste de arenisca, conglomerado y marga arenosa (Fig. 5). Su espesor alcanza un promedio de 260 m (Basáñez-Loyola, M.A., 2004).

Analizando las propiedades de la unidad litológica, puede ser considerada una roca Almacén, además, dadas las condiciones y características de la zona estudiada (muestreo del afloramiento) se ha concluido que las muestras pertenecen a dicha formación (Basáñez-Loyola, M.A., 2004).

2.2.1.4 Formación Horcones

Después de la Formación Palma Real se encuentra la Formación Horcones (Oligoceno Inferior), la cual está conformada por margas grises, que varía tonalidad de tono claro u oscuro a tono azulado, intemperizado en color café y gris crema (Fig.5). Frecuentemente presenta intercalación de arenisca de grano fino y en ocasiones capas de ceniza volcánica. Su espesor varía entre los 60 m a los 450 m (Basáñez-Loyola, M.A., 2006).

Pemex a establecido que los cuerpos arenosos de dicha Formación son productores de hidrocarburos en la Cuenca Tampico – Misantla, por lo tanto, es considerada roca Almacén dentro de un sistema petrolero (Basáñez-Loyola, M.A., 2006).

2.2.2 Eoceno

2.2.2.1 Formación Chapopote

La Formación Chapopote (Eoceno) consiste en margas gris a gris verdoso, con intercalaciones hacia la cima de bentonita de color amarillento verdoso, de estratificación definida. En la parte media de la cuenca de Tampico – Misantla, donde se presenta cambio de facies hacia la formación Tantoyuca, presenta intercalaciones delgadas de areniscas de cuarzo de grano fino, calcáreas (Fig. 5). Hacia el sureste, es más arenosa y consiste en margas y margas arenosas, gris verdoso, bentonítica, que alternan con capas delgadas de arenas y areniscas de cuarzo, de grano fino a medio, --calcáreas. Puede alcanzar un espesor de 412 m, pero se considera que aumenta hacia el occidente ([Basáñez-Loyola, M.A., 2006](#)).

Pemex dictaminó que los desarrollos arenosos de las Formaciones Tantoyuca y Chapopote son productores de hidrocarburos en el área central de la cuenca Tampico – Misantla, por lo tanto, se considera una roca Almacén ([Basáñez-Loyola, M.A., 2006](#)).

2.2.2.2 Formación Guayabal

La Formación Guayabal (Eoceno Medio) está compuesta por lutitas limolíticas con arcilla glauconítica asociada, de estratificación muy fina y de color ocre (Fig. 5) en espesores de cerca de 30 pies. Se tienen concreciones ferruginosas asociadas de varias pulgadas de diámetro que intemperizan en color café claro, con foraminíferos bien conservados, así como pequeños gasterópodos, moluscos y briozoarios. En cuanto a su espesor varía mucho ya que se reportan incrementos de espesor de norte a sur que van desde 30 m hasta 1200 m ([Basáñez-Loyola, M.A., 2006](#)).

Pemex determinó que los desarrollos arenosos de esta Formación son productores de aceite en la cuenca Tampico – Misantla, por lo tanto, se le denomina roca Almacén ([Basáñez-Loyola, M.A., 2006](#)).

2.2.2.3 Formación Aragón

La Formación Aragón (Eoceno Temprano) subyace a la formación Guayabal. Esta Formación está compuesta por lutitas gris, gris azul y verde, que intemperizada toma un color amarillento; su base presenta bandas de bentonita y en la parte alta se encuentran láminas de arenas fina y pequeños nódulos calcáreos. Cuenta con un espesor promedio de 80 m a 200 m, aunque su mayor espesor se observa al oriente de la Faja de Oro, alcanzando los 325 m ([Piña-Arce, M. y López-Palomino, I., 2007](#)).

Debido a que esta formación está compuesta mayormente por arcillas, es considerada como una roca Sello ([Piña-Arce, M. y López-Palomino, I., 2007](#)).

2.2.3 Paleoceno

2.2.3.1 Formación Chicontepec

La Formación Chicontepec en la Cuenca Tampico-Mizantla está compuesta por una secuencia compleja de lutitas, areniscas y arcillas. Presenta variaciones litológicas en diferentes partes de la formación, con diferentes tipos de lutita y arenisca. También se presenta bentonita en algunas secciones. Presenta un espesor promedio de 1500 m dentro de la cuenca y adelgaza hacia el sureste (San Marcos, Puebla y Entabladero) a un espesor medio de 900 m y próximo a Misantla baja a un espesor entre 220 a 250 m ([López-Palomino, I., 2007](#)).

Debido a las variaciones de porosidad y permeabilidad, en sentido lateral y vertical son influenciados por una cementación parcial en los elementos clásticos arenosos en los cuales se acumula el hidrocarburo ([López-Palomino, I., 2007](#)).

2.2.3.2 Formación Velasco

La Formación Velasco (Paleógeno) se expone a lo largo del flanco oriental y de la porción sureste del Sinclinal de Magiscatzin (noroeste de la Cuenca de Tampico-Misantla), consisten en lutita gris verdosa, gris azulado, pardo y rojizo ligeramente calcárea y ocasionalmente presentan láminas de yeso (Piña-Arce, M. y López-Palomino, I., 2007).

Su espesor varía dependiendo de la zona explorada; En el norte de Tampico de 1235 a 1245 m; al suroeste de Tampico 230 m; al este de la faja de Oro 90 m; al frente de la SMO 70 mts y al sureste de Poza Rica 123 m. Debido a su composición es catalogada como roca Sello (Piña-Arce, M. y López-Palomino, I., 2007).

2.3 Mapa geológico de la zona

Según la investigación realizada, el único mapa cartográfico que tiene registrado el área es del año 1996, tomada de INEGI, Segunda Edición, con escala de 1:250,000 km; lleva por nombre Tamiahua F14-9 y según la zona de interés, las formaciones aflorantes obedecen a una composición general de lutitas con areniscas (Maldonado Lee. et al. 1996).

En la zona se registran 2 pisos: Mioceno y Oligoceno (Fig. 6). En el Mioceno, la composición de rocas que se puede encontrar son basalto- brecha basáltica (Se

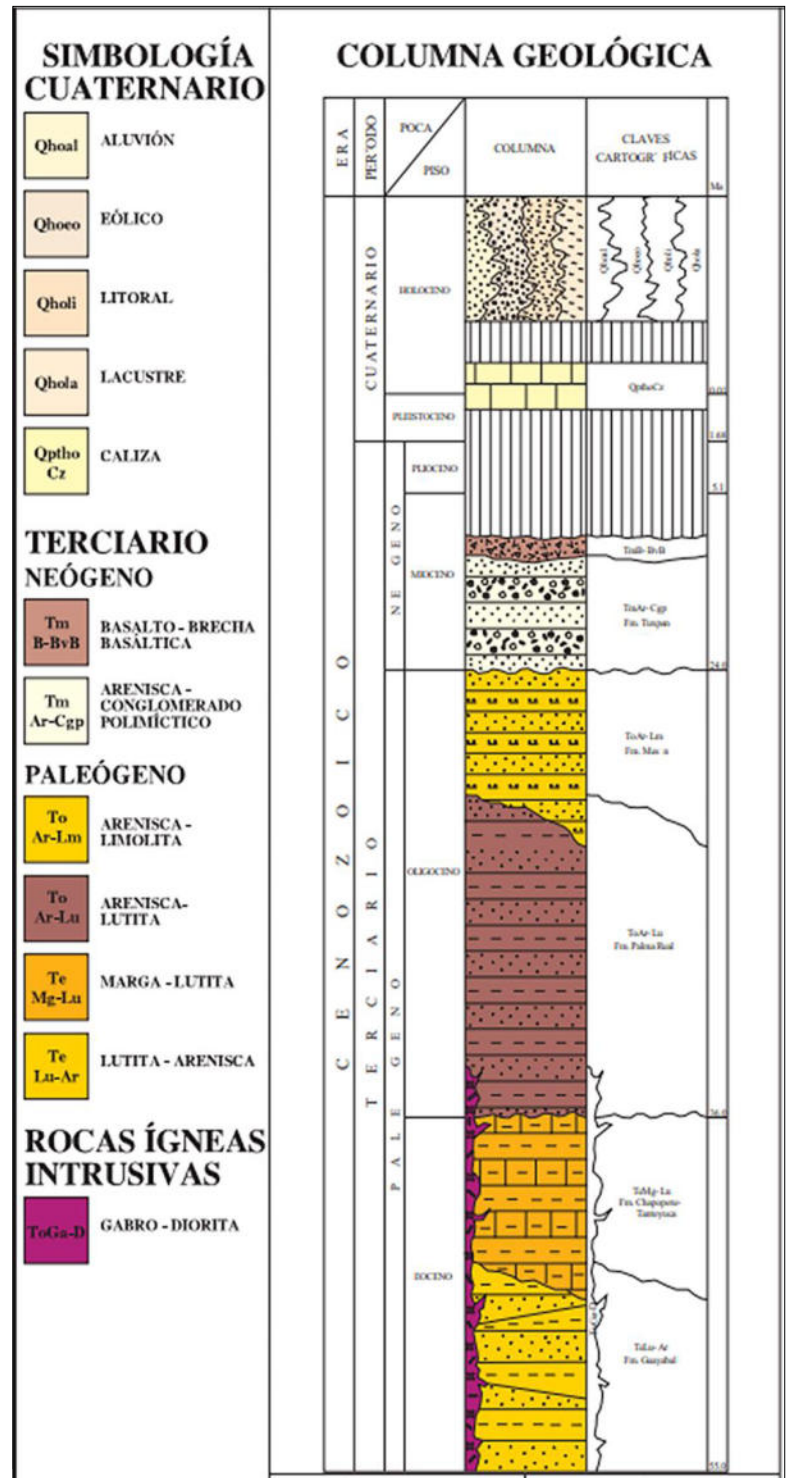


Fig. 5: Columna geológica de la carta geológica Tamiahua F14-9 Veracruz. (Maldonado Lee. et al. 1996).

identifica como TmB-BvB), además de arenisca- conglomerado polimíctico (Fm. Tuxpan); En el Oligoceno

se encuentran rocas compuestas por areniscas – limolita (Fm. Mesón) y arenisca – lutita (Fm. Palma Real) ([Maldonado Lee. et al. 1996](#)).

Debido a las dimensiones del mapa, es difícil encontrar afloramientos con información más específica, por esta razón es necesario realizar una correlación entre las Formaciones propuestas en la carta geológica y las características de las Formaciones observadas (sustentado por columnas geológicas de pozos cercanos).

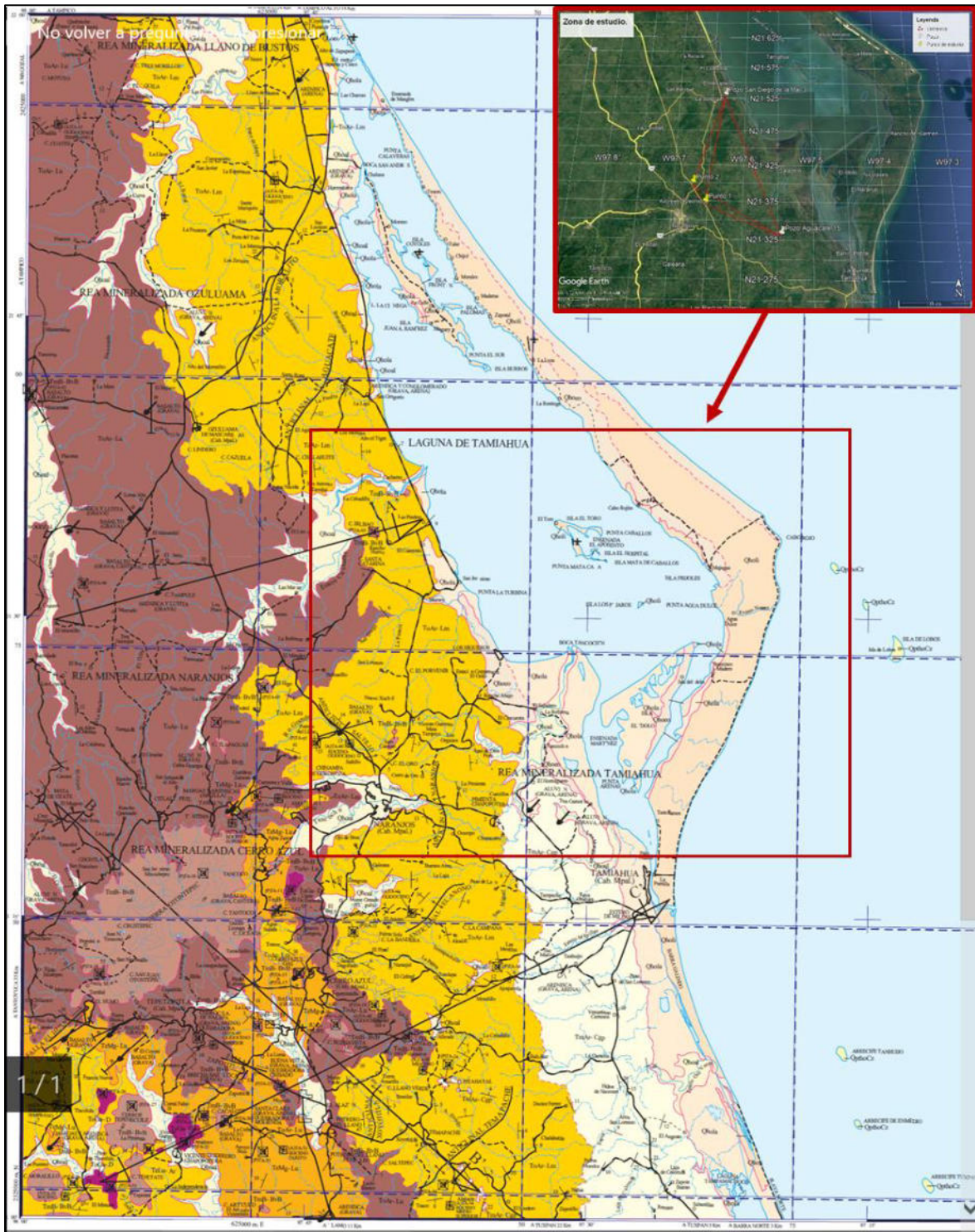


Fig. 6: Zona de estudio. Carta Geológico-Minera Tamiahua F14-9 Veracruz (Maldonado Lee. et al. 1996).

2.4 Afloramiento de hidrocarburos / Autopista Tuxpan – Tampico

Se trata de una autopista de 106.6 km de longitud, que se inicia en el kilómetro 249 de la carretera federal MEX-130 Pachuca – Tuxpan y termina en el kilómetro 129.4 de la carretera federal MEX-180 Tuxpan – Tampico. Está constituida por una corona de 12 m, con dos carriles de 3.5 m y acotamientos de 2.5 m.

A lo largo de la carretera se observa los cortes de los cerros, desenmascarando la litología de estos, así como su estratificaciones y fallas.

En esta misma autopista (al noreste de Naranjos), el corte de la carretera expone la litología de los cerros atravesados en la construcción de esta, aquí es donde se observaron dos tramos en donde la litología manifestaba hidrocarburos (Fig. 7).

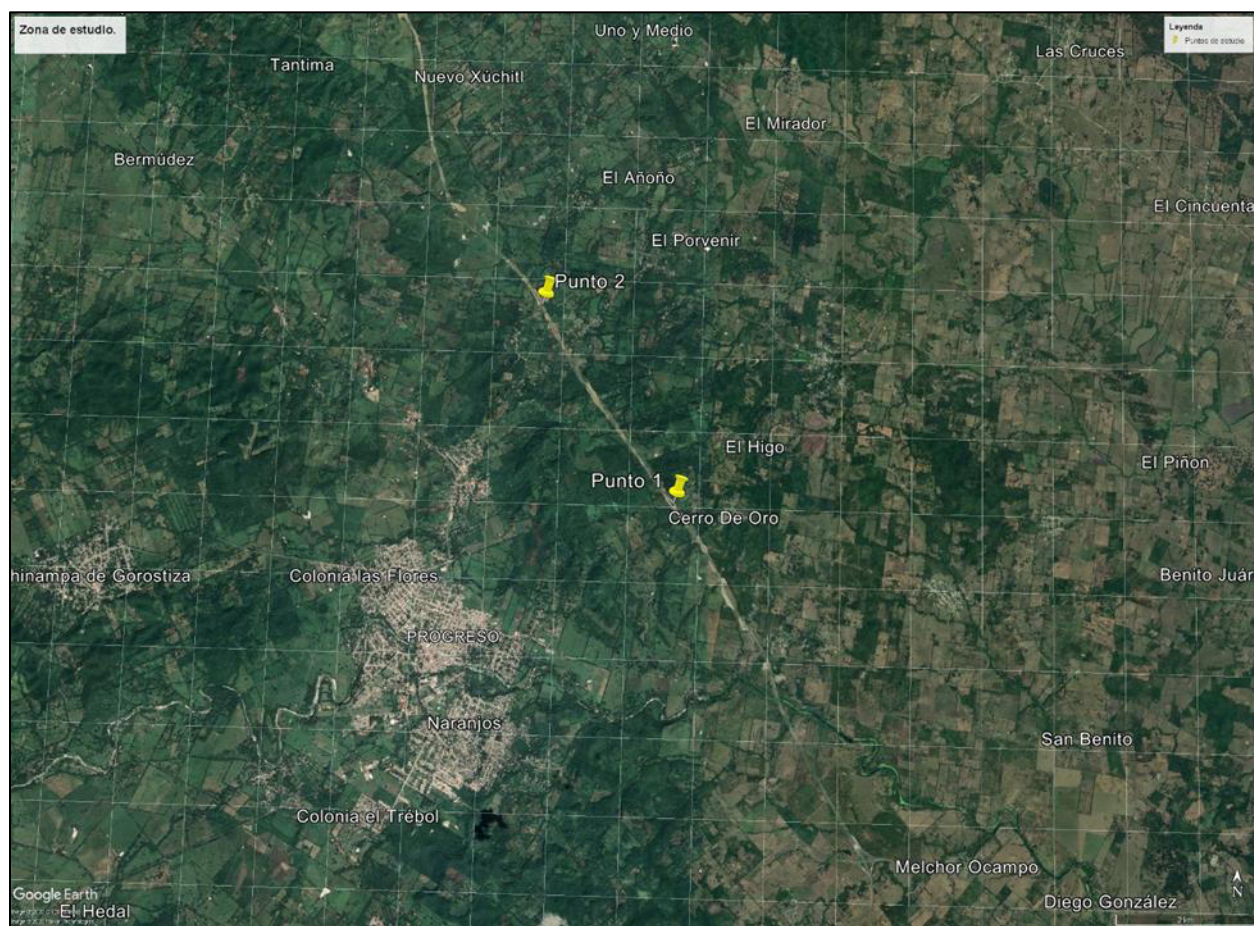


Fig. 7: Mapa satelital del Punto 1 y Punto 2. Google Earth Pro. Coordenadas del Punto 1: 21.370294, -97.653682; Coordenadas del Punto 2: 21.396519, -97.673142.

2.4.1 Punto 1. Km 60, Autopista Tuxpan – Tampico

En la Fig. 8 se puede apreciar un afloramiento de material calcáreo fracturado con un espesor aproximado de entre 5 y 8 metros la cual manifiesta hidrocarburos a la intemperie. Esta imagen fue tomada en mayo del 2021.

En la parte baja se aprecia un material poco consolidado, con un material que es soluble en agua, impermeable al hidrocarburo y contiene carbonatos. Esta descripción puede ser adjudicada a la Formación Palma Real, ya que cumple algunas de las características de una roca tipo caliza calcarea.

En la parte superior se encuentra areniscas que están saturadas con bitumen, los cuales, después de cortar el cerro, se manifiestan a superficie ‘‘escurriendo’’ hacia las laderas del corte. Está compuesta por arenisca, con granos de cuarzo, en algunas pequeñas bandas, el empacamiento de los granos es más efectivo, por lo cual funciona como un pequeño sello sobre el empaquetamiento menos efectivo. En este punto fue en donde se extrajo el material que se estudió



Fig. 8: Autopista Tuxpan - Tampico, Km 60. Punto 1 Coordenadas 21.370294, -97.653682

2.4.2 Punto 2. Km 62, Autopista Tuxpan – Tampico

A diferencia del primer punto, en este, el derrame de bitumen es más abundante. La litología de este punto es diferente al primero ya que las rocas fracturadas mediante las cuales fluye el hidrocarburo están compuestas por conchas de caracoles y bivalvos.

La roca presenta una tonalidad gris azulado, y debido a su porosidad secundaria se encuentra impregnada de bitumen, además, gracias a las fracturas que presenta, el hidrocarburo fluye fácilmente a superficie, originando así este fenómeno de “*chapopotera*” en el sitio.



Fig. 9: Sección de cerro cortada en la construcción de la Autopista Tuxpan - Tampico, Km 62. Punto 2 Coordenadas 21.396519, -97.673142. (Google Maps 2021).

Las zonas en donde hay mayor flujo de hidrocarburo presentan vugulos en la matriz, creando una porosidad secundaria con buena permeabilidad, creando un sistema de comunicación entre el hidrocarburo y los estratos subyacentes.

La porosidad vugular se refiere a la presencia de huecos o cavidades en la roca, conocidas como vugulos, que pueden estar llenos de aire, agua u otros materiales. Estos vugulos se forman en la roca durante procesos geológicos como la disolución, la erosión y la deposición. En las rocas sedimentarias, los minerales pueden disolverse en agua subterránea y dejar cavidades en la roca a medida que se disuelven.

La porosidad vugular puede ser importante en la exploración y producción de petróleo y gas natural, ya que estos hidrocarburos pueden migrar y acumularse en los vugulos de la roca.



Fig. 10: Roca que presenta porosidad secundaria por fractura y por disolución (porosidad vugular) de la misma. Punto 2

2.5 Antecedentes sobre chapopoterías en México

Las chapopoterías también conocidas como “manantiales bituminosos” o “manifestaciones de hidrocarburos en la superficie terrestre” se refieren a la presencia de petróleo o gas natural en la superficie de la tierra, ya sea como manchas de aceite, burbujas de gas, emanaciones de gas o depósitos de hidrocarburos. Estas manifestaciones pueden ser naturales o el resultado de la actividad humana, como la exploración y producción de petróleo y gas (Blatt et al., 2006).

Las chapopoterías pueden ser el resultado de la actividad tectónica en la corteza terrestre, como fallas geológicas y volcanes, o la migración de hidrocarburos desde rocas fuente hacia rocas reservorio (Blatt et al., 2006).

Existen varias zonas en México donde se han identificado emanaciones naturales de hidrocarburos, es decir, lugares donde el petróleo y el gas se liberan naturalmente a la superficie. Uno de los ejemplos más conocidos es el de la Cuenca de Burgos, en el norte del país, donde se han registrado emanaciones de gas metano y otros hidrocarburos durante décadas. También existen otros lugares en México donde se han encontrado emanaciones naturales de petróleo, como en el Istmo de Tehuantepec, la Península de Baja California, la costa de Veracruz y algunas zonas de la Sierra Madre Oriental (Lozano-Santa Cruz. et al., 2002).

1. La Sierra Madre Oriental es una cadena montañosa que se extiende por el noreste de México, desde Coahuila hasta Veracruz. En esta zona se han registrado algunas manifestaciones naturales de hidrocarburos, como: ([Bartolini. et al., 2011](#))
 - a. Manantiales bituminosos: Son fuentes naturales de agua que contienen hidrocarburos disueltos en ellas. Estos manantiales se encuentran principalmente en las áreas de Tamaulipas y Coahuila. ([Cantú-Chapa., 2001](#)).
 - b. Suelos con olor a petróleo: En algunas zonas los suelos tienen un olor característico a petróleo debido a la liberación natural de hidrocarburos en la superficie. Esto puede ser causado por actividad geológica natural de la zona, como la presión de la roca y la actividad volcánica ([Pindell. et al., 2009](#)).
 - c. Fuentes de gas natural: Estas fuentes pueden liberar metano y otros gases en la superficie, lo que puede ser peligroso si no se controla adecuadamente ([MacDonald. et al., 1993](#)).
2. En Veracruz hay varias localidades donde se han registrado manifestaciones naturales de hidrocarburos, entre ellas se encuentran:
 - a. Coatzacoalcos: En esta ciudad, ubicada en la costa del Golfo de México, se han reportado manantiales bituminosos con contenido de hidrocarburos disueltos ([González, R. et al., 2010](#)).
 - b. Nanchital: También en la costa del Golfo de México, cerca de Coatzacoalcos, se han reportado manantiales bituminosos y filtraciones de petróleo ([Navarro, et al., 2005](#)).
 - c. Poza Rica: Esta ciudad se encuentra en la región norte de Veracruz y es conocida por ser una de las áreas más ricas en hidrocarburos del país. En la zona se han registrado manantiales bituminosos y filtraciones de petróleo ([Melgarejo. et al., 2014](#)).
 - d. Papantla: Esta ciudad se encuentra en la región norte de Veracruz y también ha registrado manantiales bituminosos y filtraciones de petróleo ([Vázquez Cruz, et al., 2013](#)).
3. En la cuenca de Burgos, en el norte del estado de Tamaulipas, México, se han registrado manifestaciones naturales de hidrocarburos en varias localidades. Algunas de ellas son:
 - a. Sabinas: Esta localidad se encuentra en la zona norte de la cuenca de Burgos y es conocida por sus manantiales bituminosos y filtraciones de petróleo ([Fernández-López. et al., 2017](#)).
 - b. San Fernando: Esta ciudad se encuentra en el centro de la cuenca de Burgos y se han registrado manantiales bituminosos y filtraciones de petróleo en la zona ([Lugo-Ibarra. et al., 2017](#)).
 - c. Reynosa: Esta ciudad se encuentra en la parte sureste de la cuenca de Burgos y también ha registrado manantiales bituminosos y filtraciones de petróleo en la zona ([Hernández-Mendiola., 2015](#)).

- d. Villagrán: Esta localidad, ubicada en el centro de la cuenca, ha registrado la presencia de filtraciones de petróleo en algunos pozos y en la superficie del suelo ([Lugo-Ibarra, et al., 2017](#)).
4. El Istmo de Tehuantepec, ubicado en el sur de México, es una región que ha experimentado manifestaciones naturales de hidrocarburos. Algunas de estas manifestaciones incluyen:
 - a. Juchitán de Zaragoza: Esta ciudad ubicada en la parte norte del istmo, ha registrado la presencia de filtraciones de petróleo en algunos sectores y en la superficie del suelo ([Romero, 2018](#)).
 - b. Ixtepec: En esta localidad se han reportado la presencia de manantiales bituminosos y filtraciones de petróleo en algunos pozos ([Aguilera et al., 2013](#)).
 - c. Salina Cruz: Esta ciudad, ubicada en la costa del Pacífico, ha reportado la presencia de manantiales bituminosos y filtraciones de petróleo en algunos sectores de la ciudad y en la costa ([González-Pérez et al., 2017](#)).
 5. En la Península de Baja California, ubicada en el noroeste de México, se han reportado algunas manifestaciones naturales de hidrocarburos en distintas localidades, entre las cuales se pueden mencionar:
 - a. Bahía de los Ángeles: En esta bahía ubicada en la costa este de la península, se han registrado manantiales de petróleo que emergen del fondo marino y se mezclan con las corrientes oceánicas ([García-Morales et al., 2017](#)).
 - b. La Purísima: En esta localidad ubicada en el centro de la península, se han reportado manantiales bituminosos y filtraciones de petróleo en algunos pozos ([Castañeda-López et al., 2014](#)).
 - c. La Bocana: En esta localidad ubicada en la costa oeste de la península, se han registrado filtraciones de petróleo en algunos pozos ([Rangel-Marrón et al., 2017](#)).

2.5.1 Sistema activo de una chapopotera por porosidad vugular

La porosidad vugular se refiere a la presencia de cavidades o huecos en una roca o formación geológica. Estos huecos pueden estar interconectados y formar una red de canales que permiten el flujo de fluidos a través de la roca. En el caso de los hidrocarburos, la porosidad vugular puede actuar como un reservorio natural para estos recursos ([Bates. et al., 1984](#)).

Cuando los hidrocarburos se encuentran en una formación geológica con porosidad vugular, pueden migrar a través de los canales y acumularse en los espacios huecos de la roca. Si la presión de la formación es suficiente, los hidrocarburos pueden fluir hacia la superficie a través de un pozo de producción ([Bates. et al., 1984](#)).

El proceso de extracción de hidrocarburos de una formación con porosidad vugular puede requerir técnicas específicas para maximizar la producción. Por ejemplo, la fracturación hidráulica puede usarse para crear

fisuras en la roca y permitir que los hidrocarburos fluyan más fácilmente hacia el pozo. También puede ser necesario utilizar técnicas de estimulación para mantener la productividad a medida que se agota la presión natural de la formación (Katz. et al., 1959).

Cuando una roca sedimentaria con porosidad vugular contiene hidrocarburos, se puede perforar y extraer el petróleo y/o gas natural mediante técnicas de producción de pozos, como la perforación horizontal y la fracturación hidráulica (Loucks. et al., 1984).

El proceso comienza con la perforación de un pozo en la roca sedimentaria que contiene hidrocarburos. Una vez que se ha alcanzado la formación objetivo, se coloca una tubería en el pozo para protegerlo y permitir el flujo de hidrocarburos.

Luego, se inyecta una mezcla de agua, arena y productos químicos a alta presión en la formación objetivo para crear fracturas en la roca y liberar los hidrocarburos almacenados en los poros y vugulos. Los hidrocarburos se desplazan a lo largo de las fracturas y fluyen hacia la superficie a través del pozo (Loucks. et al., 1984).

El flujo de hidrocarburos a través de la porosidad vugular puede ocurrir de varias maneras.

En primer lugar, si hay una acumulación de hidrocarburos en una formación de roca porosa con porosidad vugular, el hidrocarburo puede fluir a través de los poros y hacia la superficie por la acción de la presión natural de la formación (Katz. et al., 1959).

En segundo lugar, si hay una fuente de presión externa, como la inyección de gas o líquido a través de un pozo, el hidrocarburo puede ser desplazado desde la formación de roca porosa y fluir a través de los poros hacia la superficie (Katz. et al., 1959).

3 Metodología

Para realizar esta tesis se requirió realizar trabajos de campo, laboratorio y simulación, los cuales permitieron un análisis más completo sobre las características de las rocas impregnadas con bitumen petrolífero.

3.1 Trabajo de campo

Se visitó la carretera Tuxpan – Tampico, a unos kilómetros del municipio de Naranjos, trabajando en dos puntos mencionados: Punto 1 (Km 60) y Punto 2 (Km 62). En el sitio se examinó la geología aflorante y se tomó muestra en el Punto 1 para realizar trabajos de laboratorio y así determinar propiedades físicas y químicas de la roca. La muestra recogida fue un fragmento de roca de 30 cm de largo por 20 cm de alto por 20 cm de ancho presentando dos tipos de depositación. En la parte superior se observan una roca arenisca con granos pequeños y bien compactados, saturados ligeramente con bitumen. En la parte inferior se observa roca arenisca con granos más grandes, mal compactados, saturados en gran medida con bitumen.

3.2 Trabajo de laboratorio

Se utilizaron equipos especializados para determinar parámetros petrofísicos utilizando instrumentos para determinar permeabilidad (permeámetro) dentro del Laboratorio de Ingeniería Petrolera de la Facultad de Ciencias de la Tierra, UANL

Se tomaron secciones de la roca para hacer láminas delgadas que ayudaron a conocer las características petrográficas de la roca.

3.3 Toma de muestras

Se recolectaron muestras de la roca que presenta flujo de hidrocarburos en el km 60 sobre la autopista Tuxpan - Tampico tal como se observa en las siguientes imágenes.

3.4 Simulación de porosidad y permeabilidad

Debido a la complejidad que presentan las rocas saturadas con hidrocarburo se optó por utilizar un software que integra herramientas digitales (como R-Studios, Inkscape, Gimp, Imagej) los cuales permiten identificar espacios porosos y la tortuosidad, determinando volumen poroso absoluto en la roca. Este software utiliza micrografías de láminas delgadas y la aplicación del método de las caminatas aleatorias para generar un modelo 2D digitalizado que permite identificar la tortuosidad promedio.

4 Resultados y discusión

4.1 Análisis petrofísicos

4.1.1 Toma de muestras

Se recolectaron muestras de la roca que presenta flujo de hidrocarburos en el km 60 sobre la autopista Tuxpan - Tampico tal como se observa en las siguientes imágenes.



Fig. 11: Ladera de carretera del punto 1. Zona de recolección de muestra. Punto 2



Fig. 12: Muestra seleccionada insitu. Punto 2. En esta sección el bitumen se encuentra expuesto por encima de la roca arenisca (se piensa que en algún momento este bitumen se encontraba en fase de hidrocarburo ligero, este al estar en exposición a la intemperie perdió sus fases mas ligeras dejando atrás las cadenas mas pesadas

4.1.2 Corte de núcleo

Para realizar el corte de los núcleos estudiados, se necesitó del uso de una nucleadora. Los núcleos fueron tomados en forma paralela al estrato (Núcleo #1) y perpendicular al estrato (Núcleo #2) para observar variaciones en los resultados obtenidos después de la experimentación.

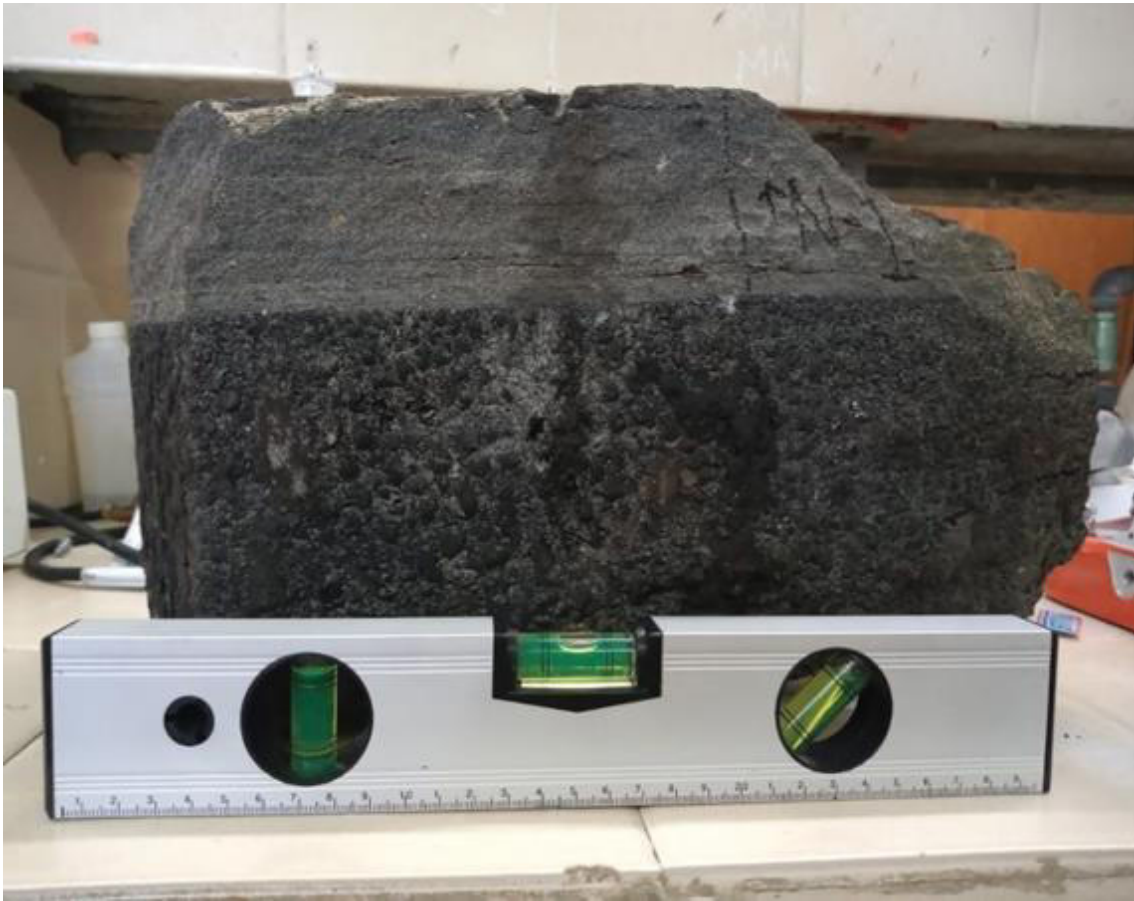


Fig. 13: Muestra del Punto 1 de la cual se perforaron los núcleos.



Fig. 14: Nucleadora con broca barril de 1.5" de diámetro.



Fig. 15: Corte del núcleo perpendicular al estrato



Fig. 16: Corte del núcleo paralelo al estrato.

Uno de los problemas que se presentaron fue el sacar los núcleos del barril, ya que estos se adherían a la pared de este debido al contenido de hidrocarburo dentro de la roca y por la fricción generada al perforar la

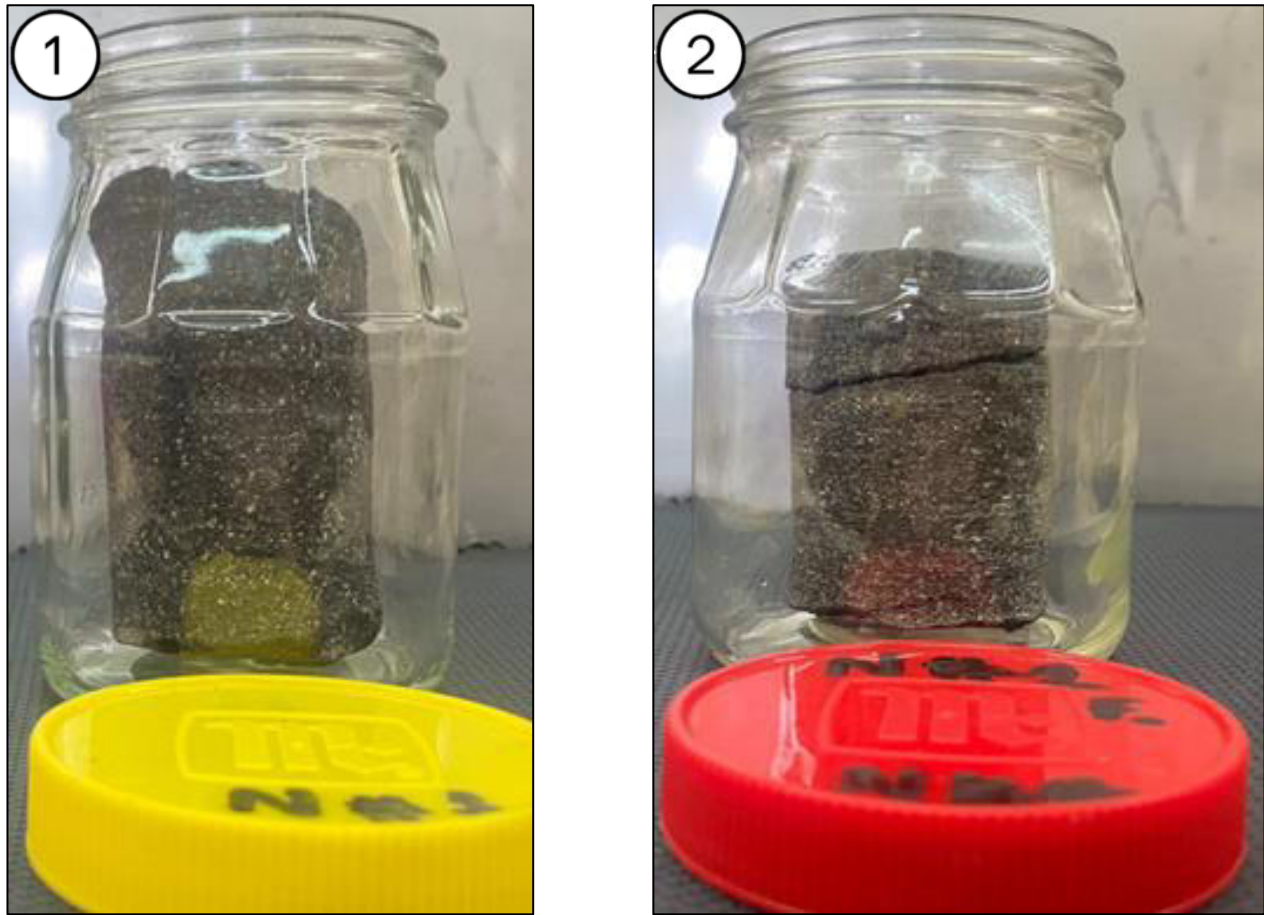


Fig. 17: 1- Núcleo #1; 2- Núcleo #2 paralelo.

muestra. Se solucionó dejando el barril en un horno a 70°C durante 10 minutos. Después de sacar los núcleos de la broca, el núcleo #1 salió intacto pero el núcleo #2 presentó una fractura transversal natural.

4.1.3 Lavado de núcleo

Antes de poder realizar las pruebas en el porosímetro se requería de una limpieza del núcleo, debido a que los poros se encontraban saturados de hidrocarburo, se decidió realizar un lavado con Tolueno para que el hidrocarburo desalojara los espacios porosos. Gracias a que el Tolueno funciona como disolvente para pinturas, revestimientos, caucho resinas. Se optó por solo realizar 6 lavados a los núcleos, esto debido a que en el 6to lavado la disolución de petróleo en tolueno se redujo considerablemente (visualmente) y se notó una disminución de arenamiento en el fondo del vaso de lavado.

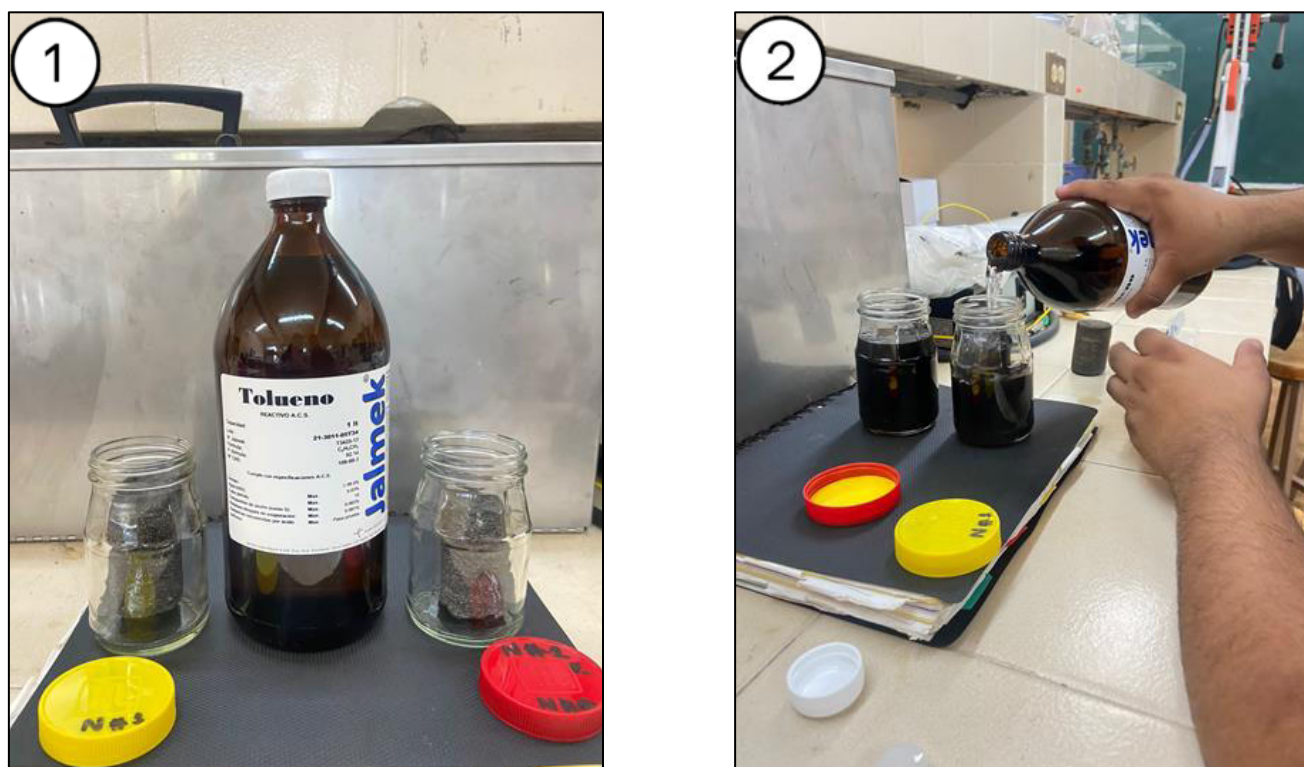


Fig. 18: 1- Material utilizado para el lavado de núcleos. 2- Llenado de tolueno dentro de los frascos que contienen los núcleos.

El procedimiento que se siguió en el lavado de núcleos fue el siguiente:

- I. Selección de vasos contenedores para el lavado de los núcleos e introducción de los mismos.
- II. Llenado de tolueno hasta cubrir los núcleos por completo.
- III. Tapar los contenedores e introducirlos al horno a una temperatura de 45° C (Se estableció esta temperatura como medida de precaución para no evaporar o incinerar el tolueno)
- IV. Monitorear diariamente el estado de los núcleos.
- V. Drenar el tolueno saturado y pesar los núcleos.
- VI. Cambiar el tolueno saturado por tolueno limpio.

El lavado se realizó en un período de 14 días, obteniendo los siguientes datos:

Tabla 1: Bitácora de lavado del Núcleo #1.

Lavado de Núcleo #1 (Perpendicular al estrato)							
	Muestra original.	1er lavado.	2do lavado.	3er lavado.	4to lavado.	5to lavado.	6to lavado.
Peso del núcleo (gramos)	125.8	116.5	115.1	112.9	109.3	107.7	106.1
Arenamiento (gramos)	-	10.2	2.4	2.1	3.5	1.4	1.3
Peso del tolueno agregado (gramos)	83.3	75.9	71.3	45.3	48.3	35.8	-
Peso del residuo (gramos)	-	76.8	73.6	68.3	37.3	40.3	37.6

Resultados y discusión

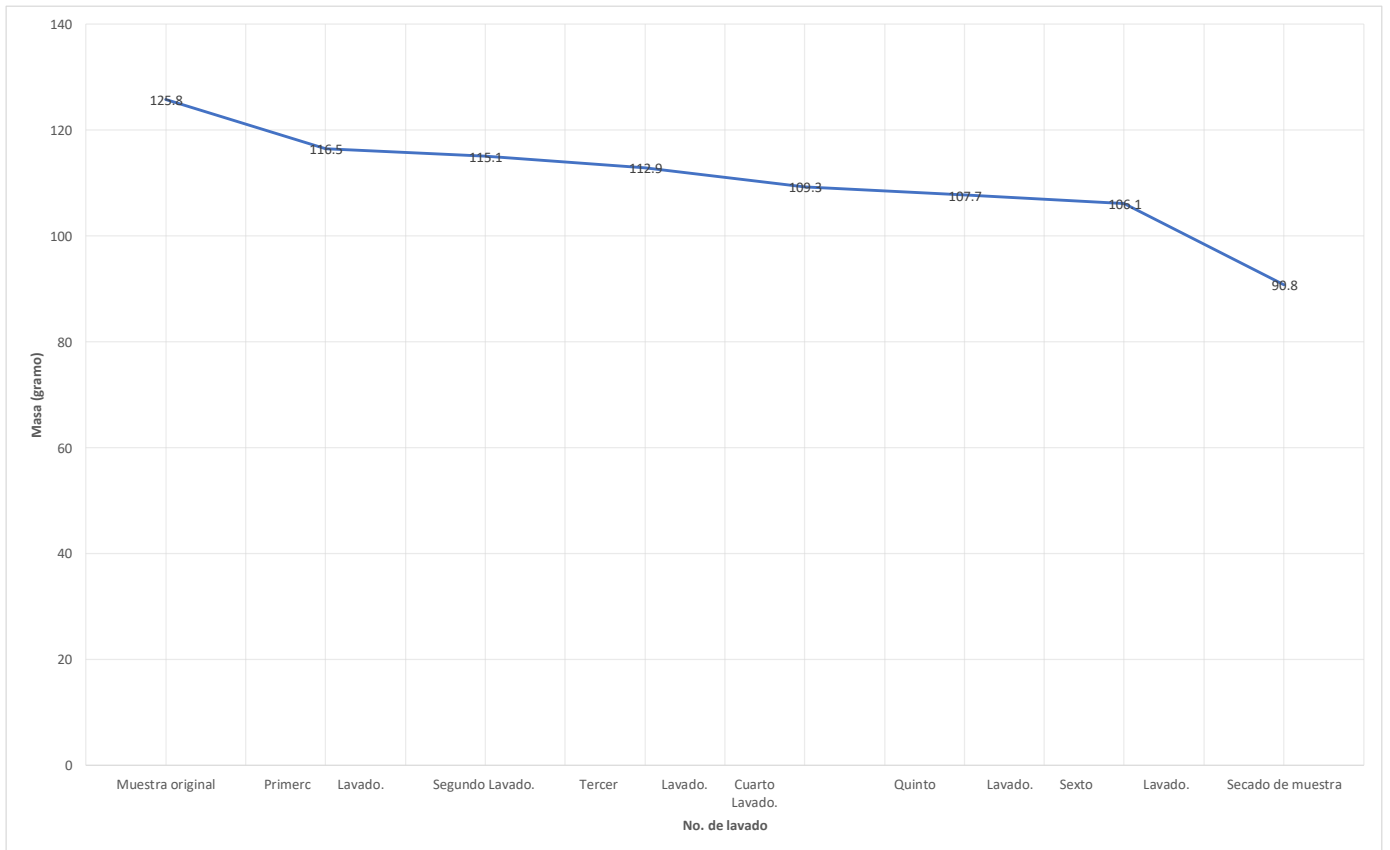


Fig. 19: Masa (g) del Núcleo #1 en función del lavado.

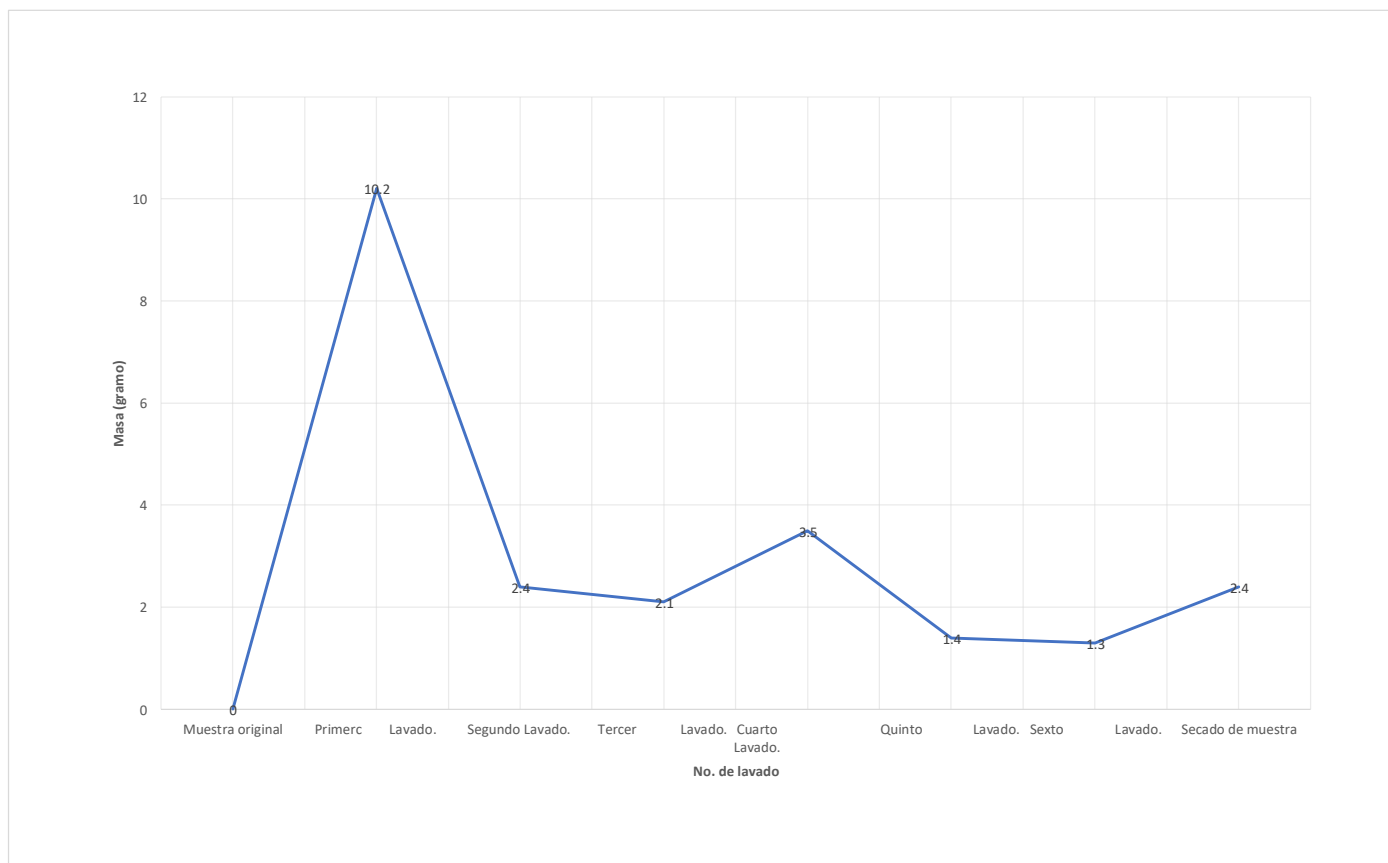


Fig. 20: Masa (g) de la arena generada (arenamiento) en cada lavada del Núcleo #1.

Tabla 2: Bitácora de lavado del Núcleo #2.

Lavado de Núcleo #2 (Paralelo al estrato)							
	Muestra original.	1er lavado.	2do lavado.	3er lavado.	4to lavado.	5to lavado.	6to lavado.
Peso del núcleo (gramos)	82.3	83.6	83.7	83.8	83	82.4	82
Arenamiento (gramos)	-	0.1	0.7	0.4	0.3	0.6	0.6
Peso del tolueno agregado (gramos)	56.6	56.8	53.6	65.4	62.2	53.6	-
Peso del residuo (gramos)	-	51.7	54.3	49	62.9	57.5	49.8

Mientras se realizaba el lavado de la roca se apreció que ésta comenzaba a perder masa, por tal motivo se dice que la roca presenta un efecto de “Arenamiento” al ser lavada. Esto sucede debido a que a condiciones normales esta roca está saturada con hidrocarburo, mismo que actúa como cementante de la roca.

Resultados y discusión

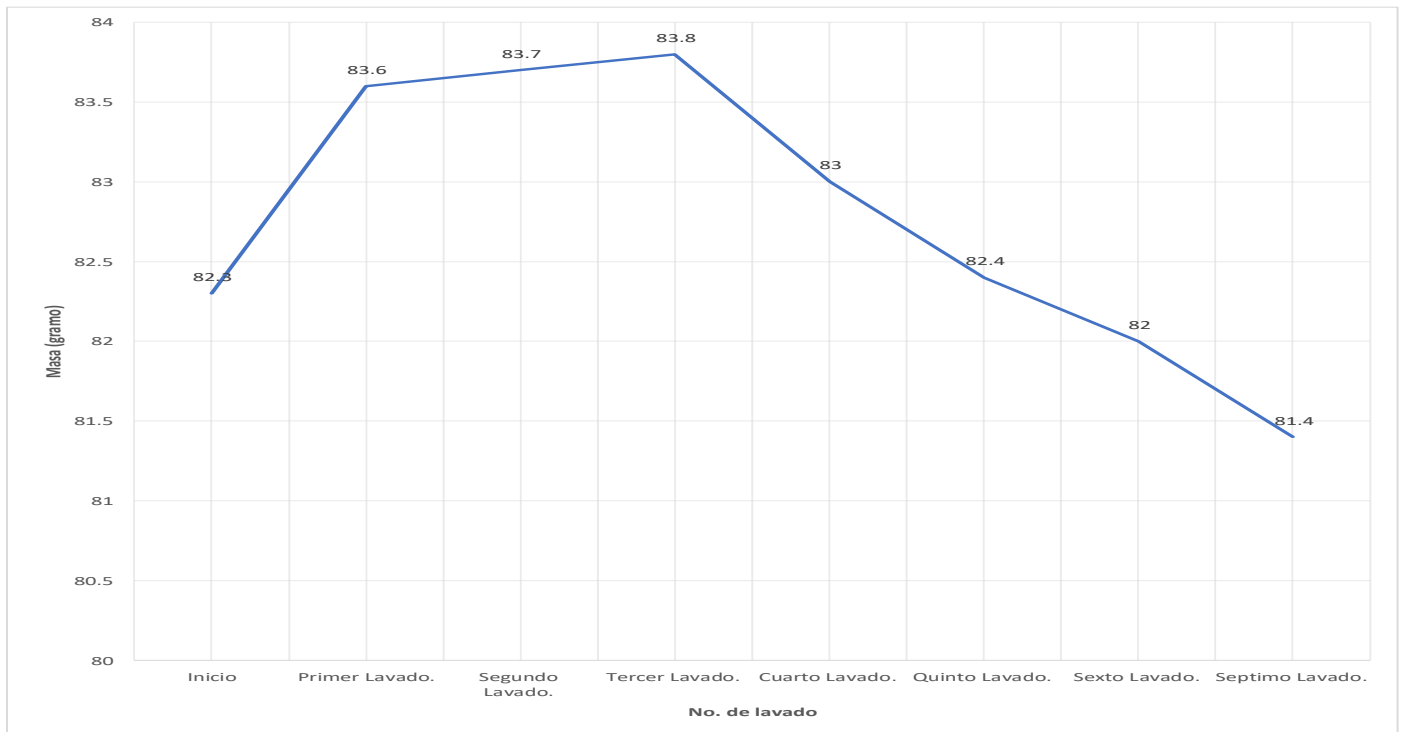


Fig. 21: Peso del Núcleo #2 (gramos).

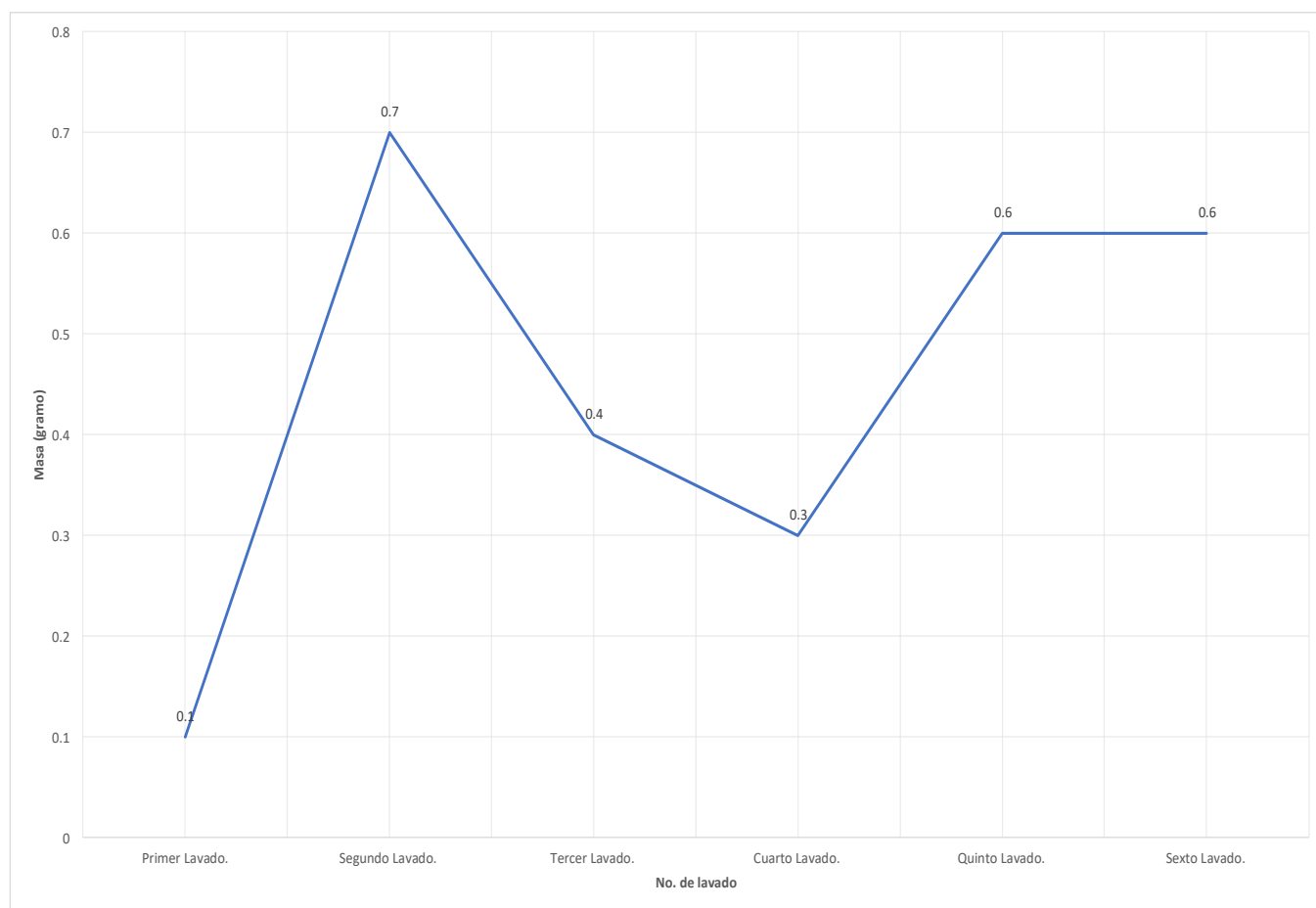


Fig. 22: Arenamiento por lavado del Núcleo #2 (gramos).

Al realizar el lavado del Núcleo #2 se observó que la masa del núcleo incrementó después de ser lavado, en comparación al Núcleo #1 el cual perdió masa a medida de cada lavada. Este fenómeno se debe a que el tolueno disuelve el bitumen en el poro del núcleo para posteriormente alojarse en este, esto se comprobó ya que al pesar el núcleo por primera vez este presentaba una masa mientras que minutos después del primer resultado este disminuía su masa, esto se traduce a que el tolueno se evaporaba y esto causaba la reducción de masa.

Otra observación fue el poco arenamiento (término que se le da al fenómeno de desprendimiento de granos de arena) del núcleo, ya que en el Núcleo #1 comenzó con una alta tasa de arenamiento (10.2 g), para decrecer gradualmente con los lavados, volviendo a tener un pico en el cuarto lavado (3.5 g), después continuó decreciendo. Para el caso del Núcleo #2 el arenamiento comenzó muy bajo (0.1 gr) para después subir a su máximo (0.7 g) posteriormente fue disminuyendo hasta el quinto lavado donde presento un incremento (0.6 g) para después continuar constantemente con esa disminución.

Analizando estos resultados se concluyó que:

- Una vez lavados los núcleos, el porcentaje de masa perdido para el primer núcleo redujo un 15.7% de su masa original, mientras que el segundo núcleo solamente perdió un 0.4% de su masa inicial.
- La compactación de la roca es más efectiva verticalmente contra el estrato, esto debido a que el arenamiento del núcleo analizado es mayor, por tal motivo los poros se fueron deformando hasta perderse, mientras que; el empaquetamiento perpendicular al estrato es más suelto, por este motivo el tolueno se emplaza en el poro, reduciendo el arenamiento.
- Cabe destacar que ambos núcleos están impregnados totalmente por hidrocarburo, este al ser removido crea inestabilidad en los poros de la roca, generando el arenamiento en ambos casos.
- Una vez evaporado el tolueno residual se obtuvo el siguiente contenido:



Fig. 23: 1- Residuo del hidrocarburo extraído del Núcleo #1 (50 ml). 2- Residuo del hidrocarburo extraído del Núcleo #2 (20 ml).

Esto demostró que el drene del hidrocarburo es más efectivo de modo perpendicular al estrato y no paralelamente, ya que el primer núcleo generó 50 ml de bitumen, mientras que el segundo núcleo solo generó 20 ml, un 60% menos con respecto al primer núcleo.

4.1.4 Uso del permeámetro

Un permeámetro es un instrumento de laboratorio utilizado para medir la permeabilidad de un medio poroso, como rocas, suelos, sedimentos, arcillas, entre otros. La permeabilidad se refiere a la capacidad de un medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él.

Los permeámetros se utilizan en una amplia variedad de campos, desde la geología hasta la ingeniería civil y la industria petrolera. La permeabilidad es una propiedad fundamental de los medios porosos y su medición es esencial para la evaluación de yacimientos petrolíferos, la planificación y diseño de proyectos geotécnicos, la evaluación de la calidad del agua, entre otros.

Existen diferentes tipos de permeámetros que varían en su diseño y en el tipo de fluido que utilizan, así como en el rango de presiones y caudales que pueden medir. Algunos ejemplos de permeámetros incluyen el permeámetro de carga constante, el permeámetro de caudal constante, el permeámetro de gas, el permeámetro de agua, entre otros.

En la literatura científica, se pueden encontrar diferentes estudios que utilizan permeámetros para medir la permeabilidad de diferentes medios porosos. Por ejemplo, un estudio de [Prado et al. \(2018\)](#) utilizó un permeámetro de carga constante para medir la permeabilidad de suelos compactados para la construcción de presas. [Bouhaddioui et al. \(2019\)](#) utilizaron un permeámetro de gas para medir la permeabilidad de arcillas para su uso en la construcción de vertederos de residuos.

En la industria petrolera, los permeámetros son una herramienta esencial para la caracterización de yacimientos y la optimización de la producción. Un estudio de [Al-Lawati et al. \(2017\)](#) utilizó un permeámetro de agua para medir la permeabilidad de rocas productoras de petróleo en Omán y evaluó su relación con la porosidad y la saturación de fluidos.

Para hacer uso del permeámetro primero se tiene que preparar todo el equipo a utilizar.

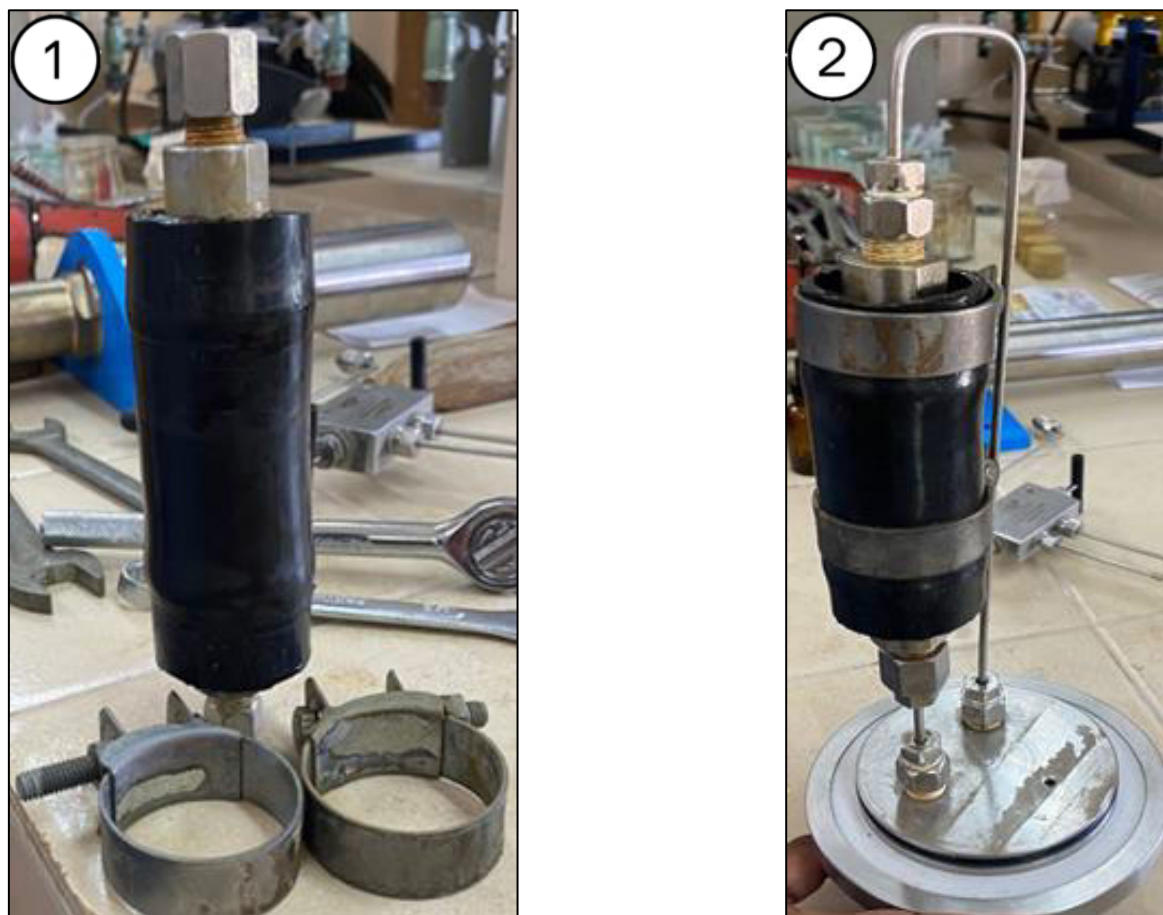


Fig. 24: 1- Manga de caucho con núcleo adentro. 2- Manga ensamblada a conexiones y tapa de permeámetro.

En primera instancia se introducirá el núcleo dentro de una manga de caucho posteriormente se colocará “retenedores” en los extremos, la idea es que en núcleo quede totalmente aislado. Una vez colocados los “retenedores” se asegurarán con abrazaderas para un sellado más efectivo.

Una vez se han posicionado y ajustado las abrazaderas se procede a ensamblar las tuberías de alta presión a la manga y a la tapa del permeámetro. Este procedimiento debe de ser meticuloso, ya que si las conexiones no quedan selladas totalmente los fluidos exteriores a la manga podrían alterar los resultados obtenidos en la experimentación.

Posteriormente se procede a introducir la manga al cilindro del permeámetro, teniendo cuidado de ensamblar correctamente; primero introducimos la manga; anexamos una “armella” metálica; colocamos las “juntas” metálicas; ajustamos tornillería; aseguramos con el “aro” de seguridad y ajustamos tornillos prisioneros.

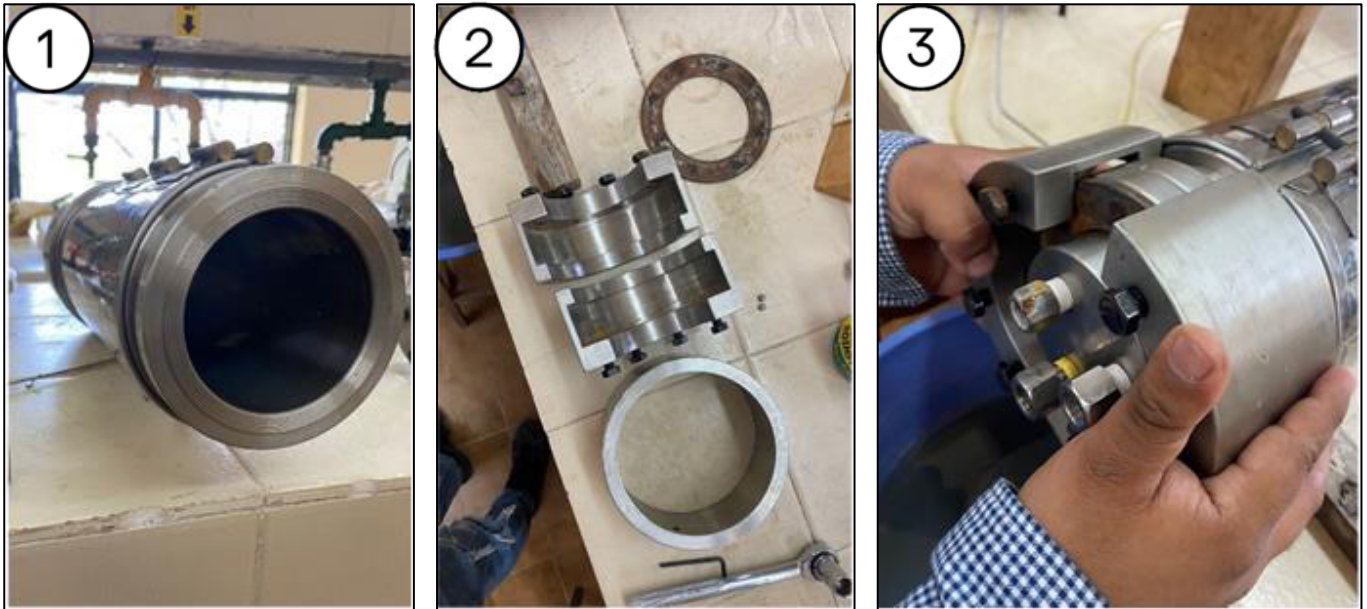


Fig. 25: 1-Cuerpo del permeámetro. 2- Piezas para ensamblar y asegurar tapa del permeámetro. 3- Ensamble de tapa, armella y juntas metálicas al permeámetro.

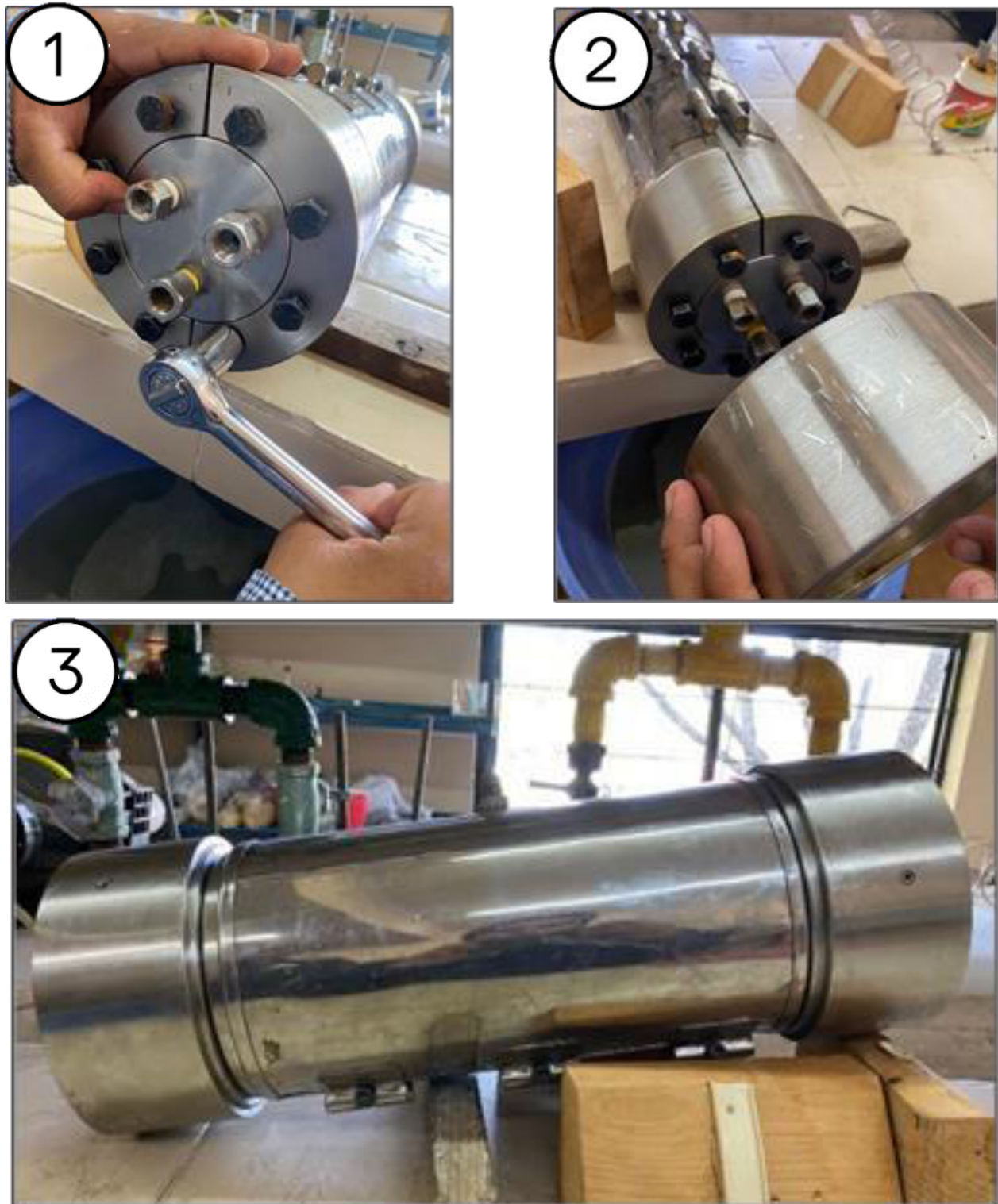


Fig. 26: 1- Ajuste de tornillería. 2- Aseguramiento con aro. 3- Permeámetro armado.

Cuando el permeámetro está correctamente armado se prosigue con el llenado del cilindro utilizando agua, para esto es necesario utilizar un arreglo de mangueras con una válvula doble, la cual permitirá el paso del fluido directamente al permeámetro y, una vez este sea llenado por la fuerza de gravedad se procede a inyectar

fluido utilizando una bomba manual Modelo # 37-6-30 Polypak B-1272 con capacidad de 11 cc hasta desalojar completamente el aire del interior del cilindro, presurizando a 227 psi. Después se procede a conectar el permeámetro a una bomba de alta presión Eldex.

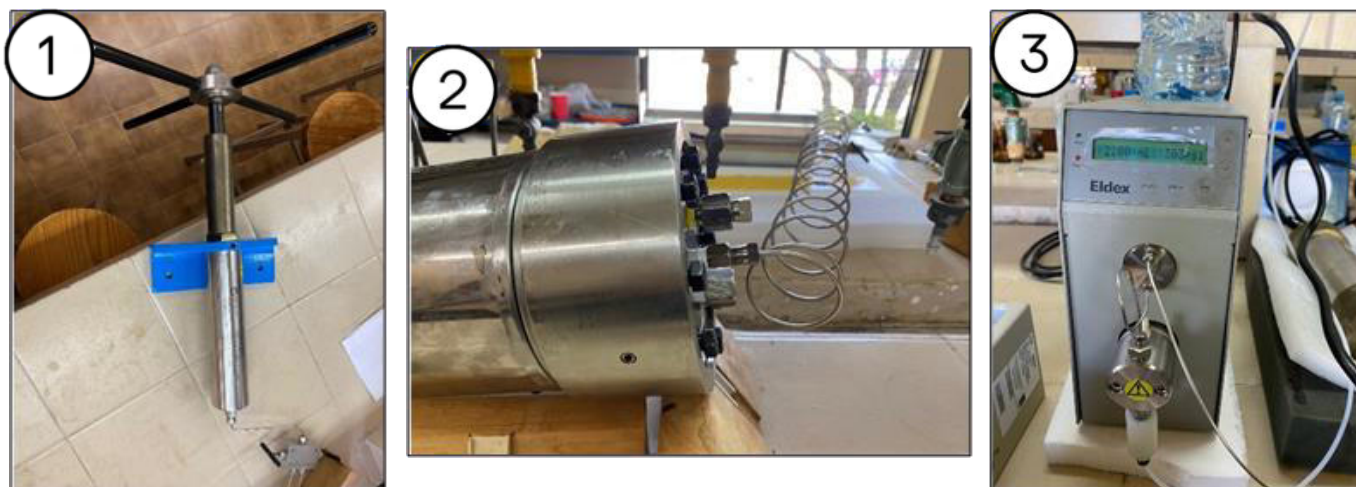


Fig. 27: 1-Bomba manual de alta presión Modelo #37-6-30 Polypak B-1372 marca HiP con capacidad de 11 cc por embolada. 2- Conexión de permeámetro a Bomba Eldex. 3- Bomba de alta presión Eldex.

4.1.5 Calibración

Para utilizar la bomba de alta presión Eldex es necesario de realizar una calibración, corroborando el gasto programado con el gasto inyectado, para esto se realizan pruebas a gastos de 1ml, 2ml y 10ml, en un lapso de 10 min, 5 min y 1 min respectivamente.

Tabla 3: Prueba de calibración #1.

Prueba 1			
Calibración			
Volumen de inyección (mL*min)	Tiempo (min)	Resultado (mL)	Presion alcanzada (PSI)
1	10	0.8	450 - 465
1	10	0.8	450 - 480
2	5	2.5	705 - 725
2	5	2.4	710 - 730
5	2	6.7	1210 - 1240
5	2	6.3	1190 - 1230

Resultados y discusión

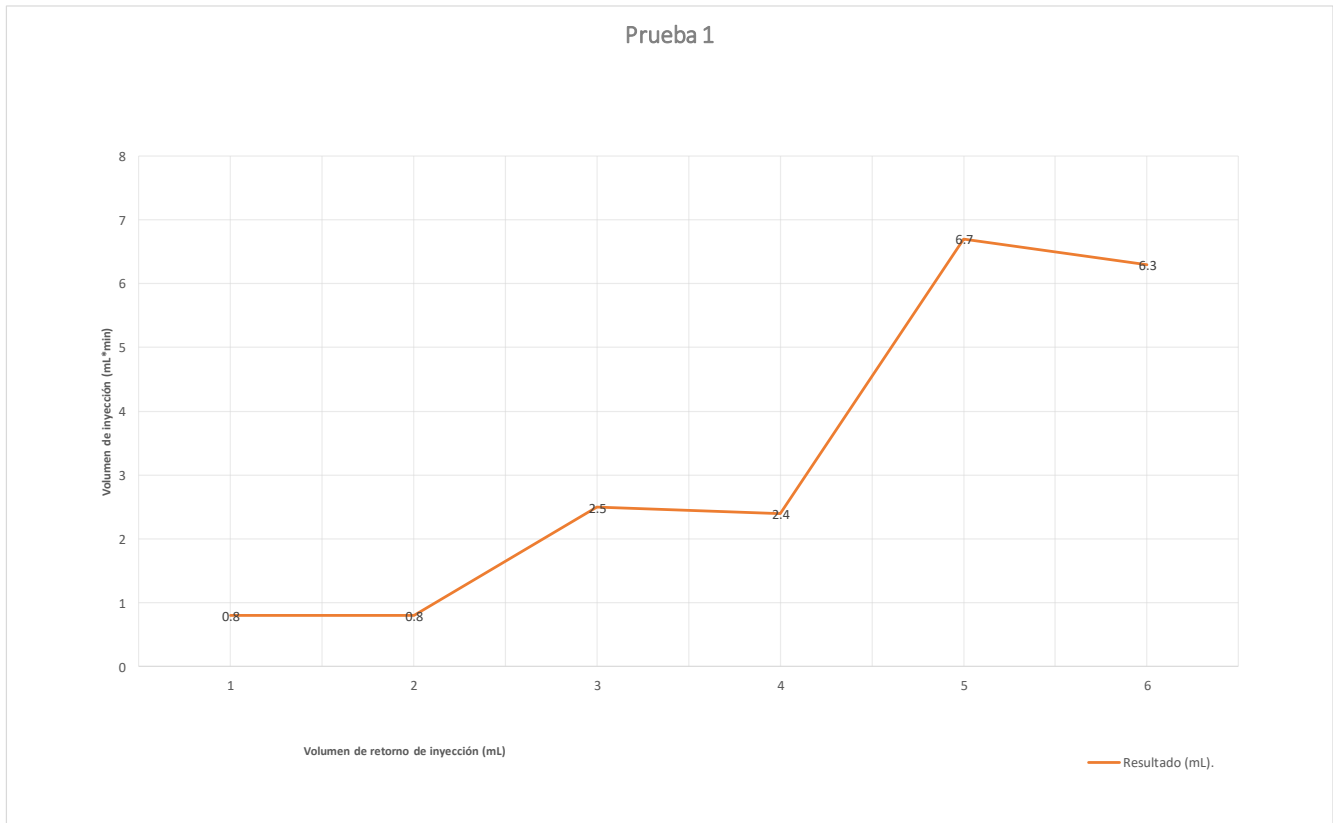


Fig. 28: Gráfico de prueba #1.

Tabla 4: Prueba de calibración #2.

Prueba 2			
Calibración			
Volumen de inyección (mL*min)	Tiempo (min)	Resultado (mL)	Presion alcanzada (PSI)
1	10	2.8	405 - 425
1	10	2.5	410 - 425
2	5	3.6	590 - 605
2	5	3.5	595 - 615
5	2	6	1195 - 1210
5	2	6.1	1155 - 1185

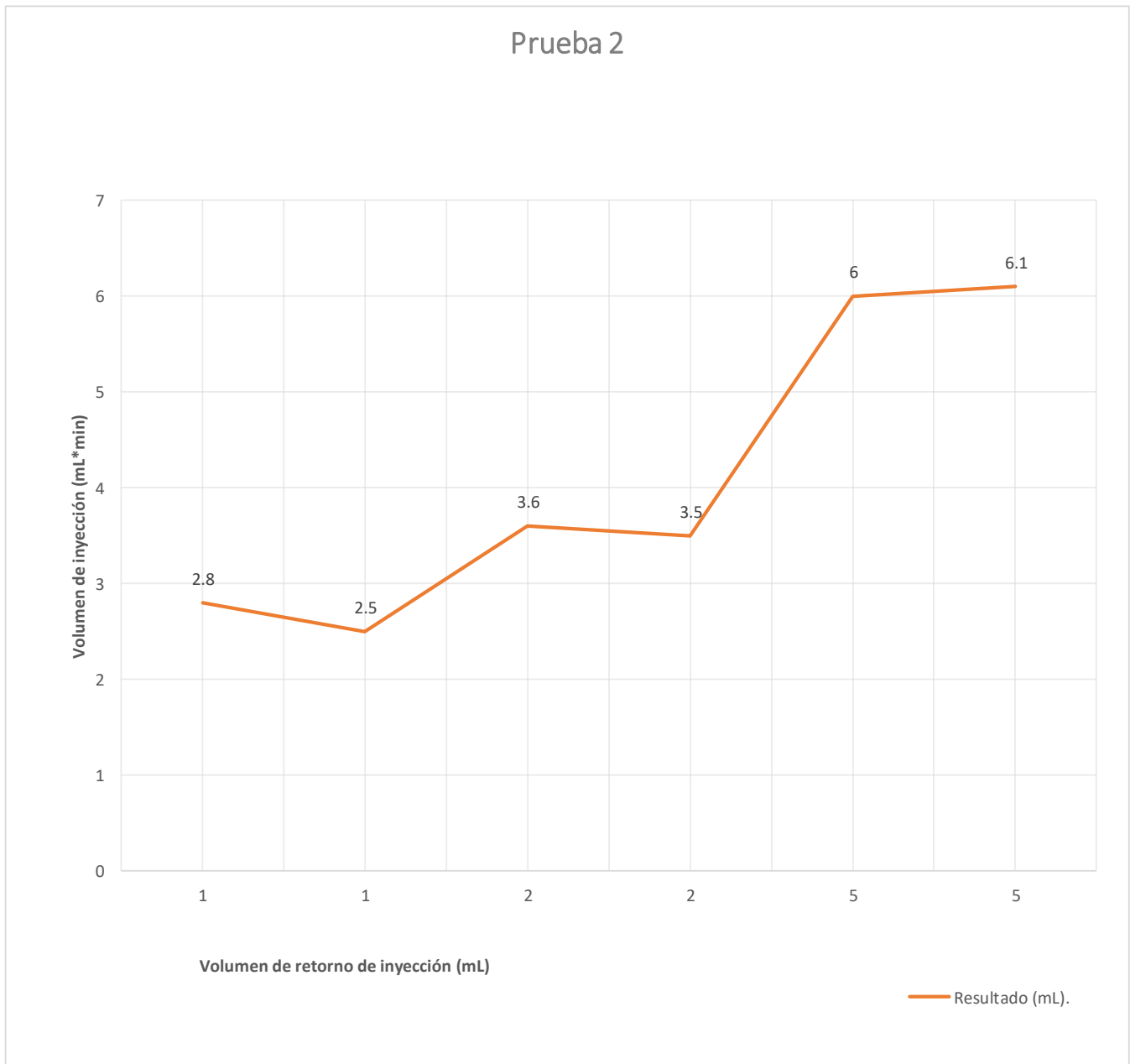


Fig. 29: Gráfico de prueba #2.

Analizando los resultados se concluyó que el equipo requería de limpieza, ya que el gasto inyectado es menor al gasto programado en la tasa de tiempo. El aumento en la presión alcanzada por la bomba nos indica que existe alguna obstrucción dentro de la misma, por lo cual se requiere de una limpieza para obtener resultados más fiables.

Tabla 5: Prueba de calibración #3.

Prueba 3			
Calibración			
Volumen de inyección (mL*min)	Tiempo (min)	Resultado (mL)	Presión alcanzada (PSI)
1	10	9.9	324 - 329
1	10	10	324 - 328
2	5	9.7	317 - 321
2	5	9.9	317 - 321
5	2	9.9	313 - 317
5	2	9.7	312 - 318



Fig. 30: Gráfico de prueba #3.

El gasto obtenido varía entre 0 y 0.3 ml en la tasa del tiempo determinado (esto se puede deber a las gotas que quedan dentro de la tubería después de parar la inyección) lo cual nos indica una correcta calibración al obtener resultados muy cercanos entre inyección y gasto. Las presiones alcanzadas por la bomba no variaron en gran medida en comparación a las pruebas anteriores por lo cual se concluye que la bomba ha sido limpiada correctamente y esta lista para llevar a cabo la experimentación.

4.1.6 Resultados del experimento

Teniendo calibrada la bomba de alta presión y conectada al permeámetro se ejecuta el experimento, inyectando un gasto de 2 ml, 4ml, 6ml, 8ml y 10ml por 1 minuto cada uno a presiones de confinamiento de 227 psi, 100 psi, 75 psi, 50 psi y 25psi, obteniendo los siguientes resultados:

Para obtener las permeabilidades se utilizó la formula del gasto de la ley de Darcy la cual nos dice:

$$q = -K * \left(\frac{dh}{dl}\right)$$

donde:

q= Q/sección (es decir: caudal que circula por m² de sección).

K= Permeabilidad del material.

$\frac{dh}{dl}$ = Gradiente hidráulico expresado en incrementos infinitesimales.

Despejando la formula obtenemos el valor de K que es la permeabilidad.

Para efectos prácticos, se realizó conversión de unidades al Sistema Internacional para mayor facilidad de cálculo, posteriormente la permeabilidad en m² se pasó a darcy.

Tabla 6: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 227 psi.

Núcleo #1. Perpendicular al estrato (presión de confinamiento: 227 psi)				
Inyección de agua (m2/s)	Presión de inyección (Pa/s)	Caída de presión (Pa/s)	Permeabilidad (m2)	Permeabilidad (D)
3.33E-05	35508.014	666.014	4.1666E-10	422.1788
6.67E-05	36082.57733	1240.577333	4.4804E-10	453.9807
1.00E-04	36772.05333	1930.053333	4.3177E-10	437.488
1.33E-04	37461.52933	2619.529333	4.2406E-10	429.6768
1.67E-04	38036.09267	3194.092667	4.3492E-10	440.6797

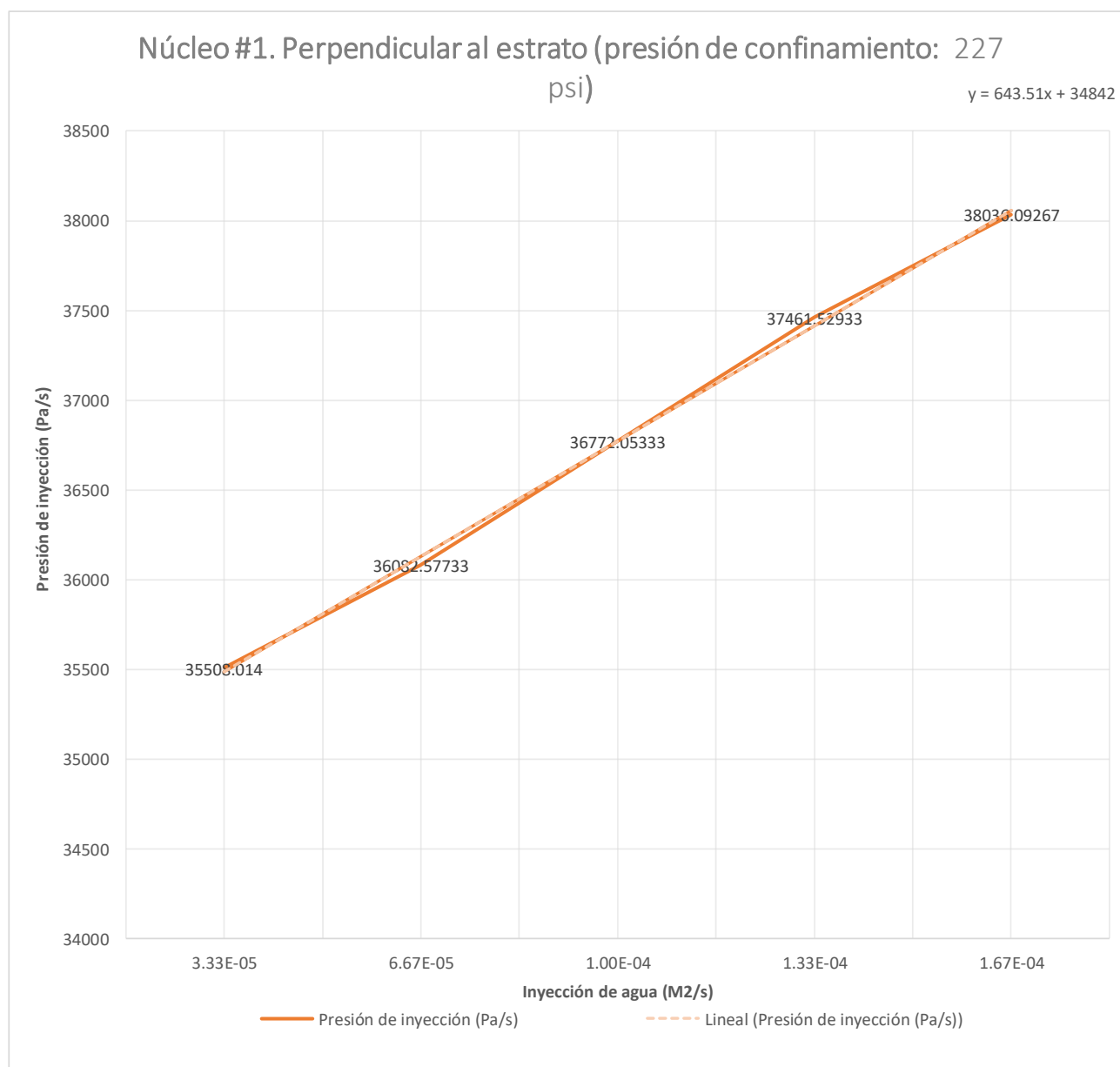


Fig. 31: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 227 psi.

En la primera prueba el núcleo se confinó a una presión de 227 psi y utilizando un gasto de 10 ml x min se obtuvo una presión dentro de la manga de 75 psi, después de unos segundos esta presión cayó a 0 sin registrar variaciones en el resto del experimento. Esto nos dice que el núcleo resistió 75 psi antes de ceder a una fractura, o en el desmoronamiento de este.

El agua que se inyectó retornó acarreado granos finos del núcleo. Esto comprueba la afirmación anterior, al desmoronarse el núcleo parte del sedimento se filtró en las tuberías de alta presión llegando al exterior.

Al retornar a la superficie, el agua inyectada presentó manchones multicolores, lo que indica un desplazamiento de hidrocarburo que se mantenía emplazado dentro de los poros del núcleo.

Tabla 7: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 100 psi.

Núcleo #1. Perpendicular al estrato (presión de confinamiento: 100 psi)				
Inyección de agua (m ² /s)	Presión de inyección (Pa/s)	Caída de presión (Pa/s)	Permeabilidad (m ²)	Permeabilidad (D)
3.33E-05	35622.92667	654.9266667	4.2371E-10	429.3242
6.67E-05	36197.49	1229.49	4.5208E-10	458.0701
1.00E-04	36886.966	1918.966	4.3426E-10	440.0141
1.33E-04	37461.52933	2493.529333	4.4549E-10	451.3928
1.67E-04	38151.00533	3183.005333	4.3643E-10	442.2128

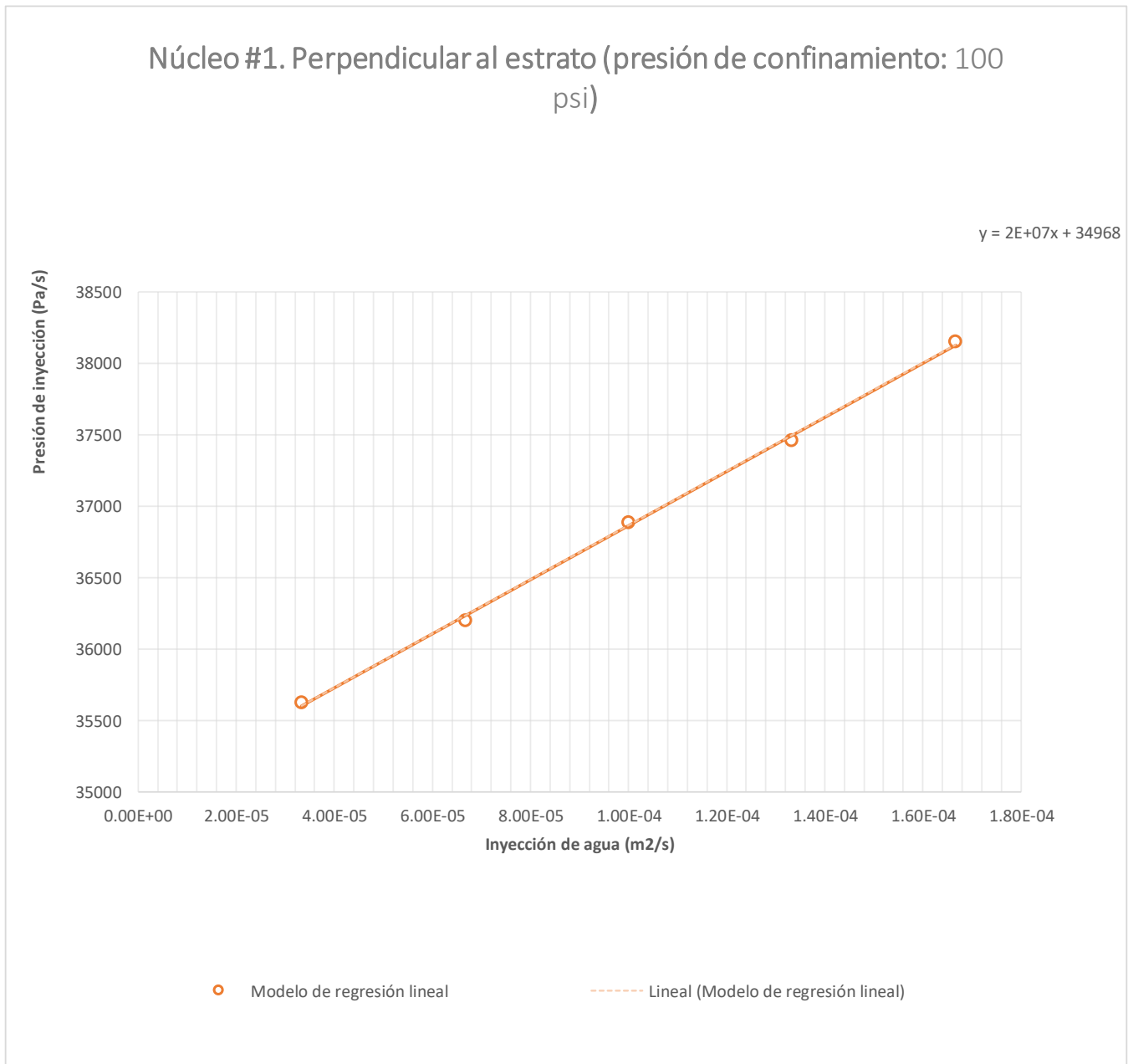


Fig. 32: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 100 psi.

Tabla 8: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 75 psi.

Núcleo #1. Perpendicular al estrato (presión de confinamiento: 75 psi)					
	Flujo de agua (m ² /s)	Presión de inyección (Pa/s)	Caída de presión (Pa/s)	Permeabilidad (m ²)	Permeabilidad (D)
	3.33E-05	36886.966	114.966	2.41E-09	2441.9331
	6.67E-05	37346.61667	574.6166667	9.67E-10	980.1291
	1.00E-04	37691.35467	919.3546667	9.06E-10	918.0047
	1.33E-04	38151.00533	1379.005333	8.06E-10	816.2055
	1.67E-04	38840.48133	2068.481333	6.71588E-10	680.4867

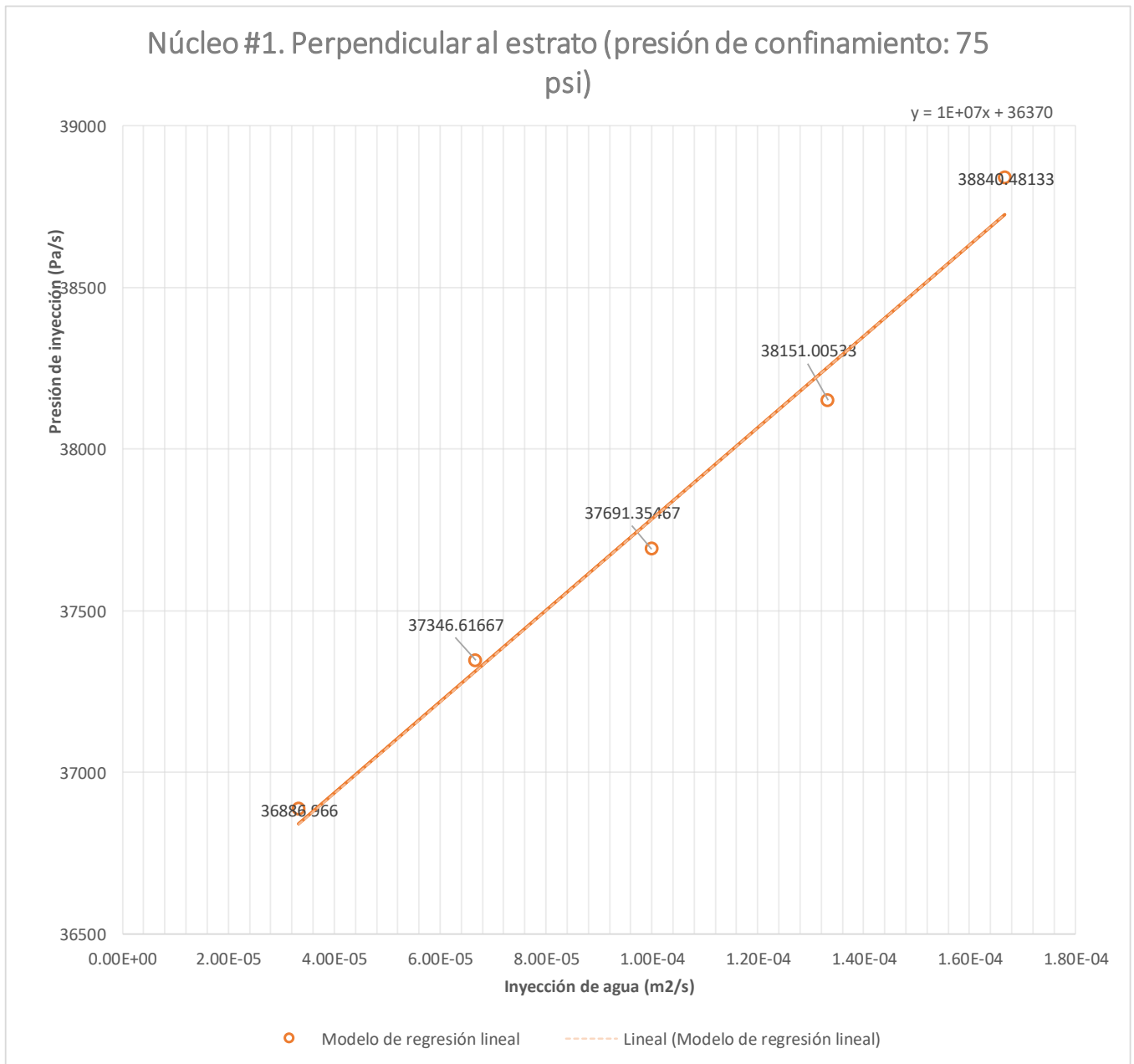


Fig. 33: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 75 psi.

Tabla 9: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 50 psi.

Núcleo #1. Perpendicular al estrato (presión de confinamiento: 50 psi)				
Inyección de agua (m ² /s)	Presión de inyección (Pa/s)	Caída de presión (Pa/s)	Permeabilidad (m ²)	Permeabilidad (D)
3.33E-05	35852.752	631.752	4.39E-10	444.8168
6.67E-05	36542.228	1321.228	4.21E-10	426.5783
1.00E-04	37001.87867	1780.878667	4.68E-10	474.2011
1.33E-04	37806.26733	2585.267333	4.30E-10	435.6976
1.67E-04	38380.83067	3159.830667	4.40E-10	445.8301

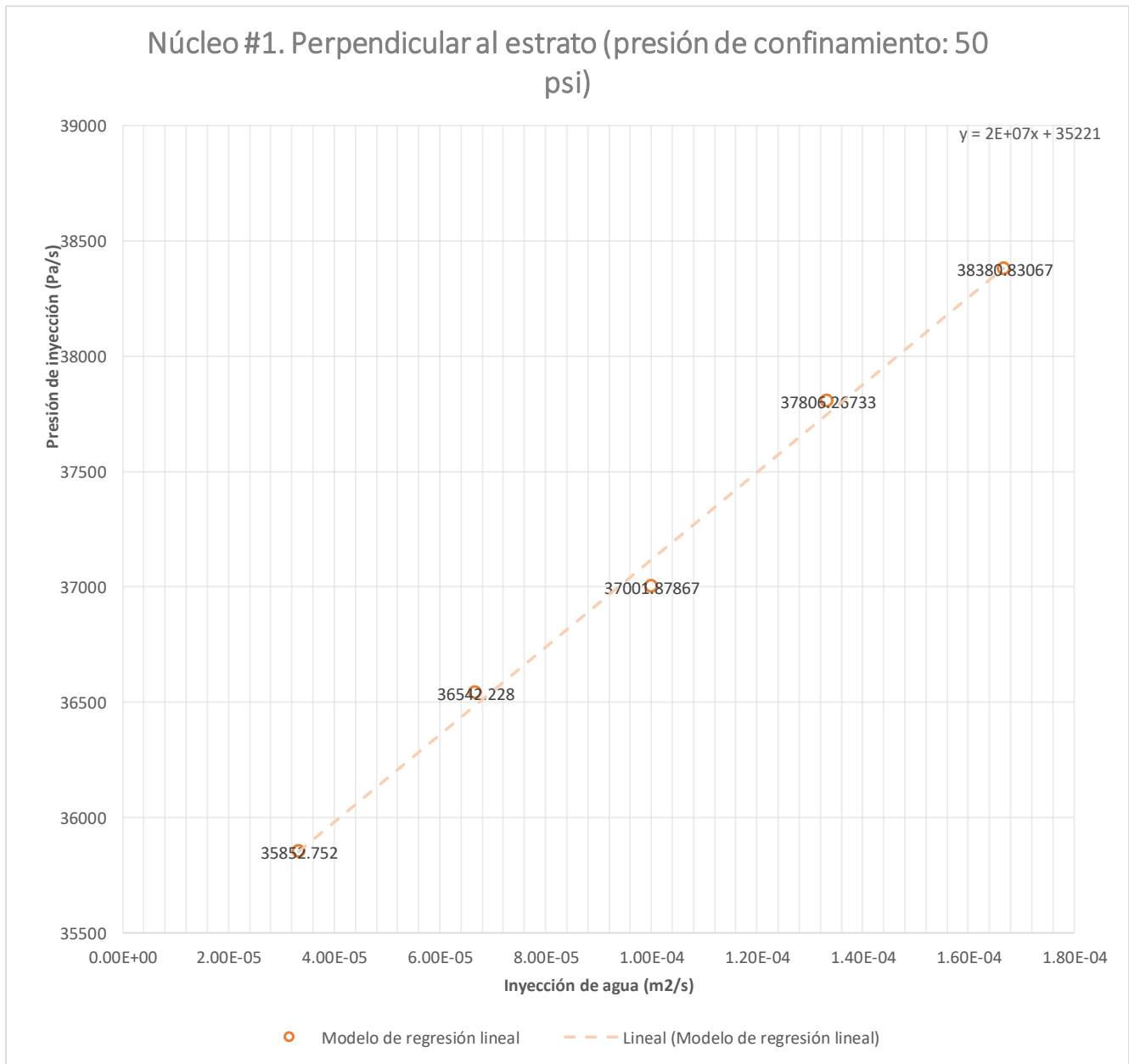
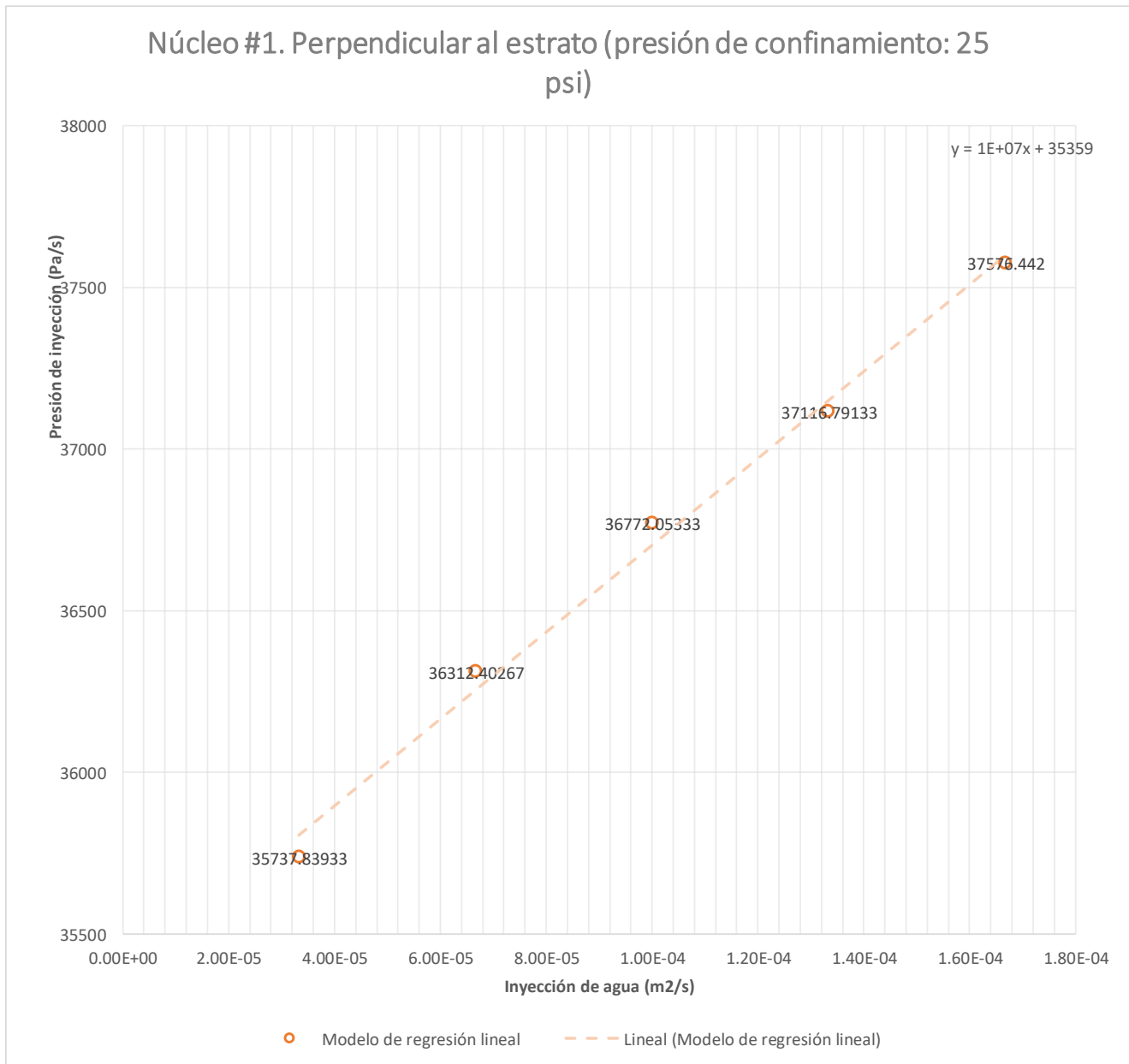


Fig. 34: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 50 psi.

Tabla 10: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 25 psi.

Núcleo #1. Perpendicular al estrato (presión de confinamiento: 25 psi)				
Inyección de agua (m ² /s)	Presión de inyección (Pa/s)	Caída de presión (Pa/s)	Permeabilidad (m ²)	Permeabilidad (D)
3.33E-05	35737.83933	378.8393333	7.33E-10	742.7124
6.67E-05	36312.40267	953.4026667	5.83E-10	590.7249
1.00E-04	36772.05333	1413.053333	5.90E-10	597.8176
1.33E-04	37116.79133	1757.791333	6.32E-10	640.3741
1.67E-04	37576.442	2217.442	6.26E-10	634.2946



3

Fig. 35: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #1 a una presión de confinamiento de 25 psi.

Una vez concluido la experimentación del primer núcleo se procedió con el segundo, el cual generó los siguientes resultados.

Tabla 11: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 227 psi.

Núcleo #2. Paralelo al estrato (presión de confinamiento: 227 psi)				
Inyección de agua (m2/s)	Presión de inyección (Pa/s)	Caída de Presión (Pa/s)	Permeabilidad (m2)	Permeabilidad (D)
3.33E-02	35622.92667	551.9266667	4.76799E-08	48311.6717
6.67E-02	36312.40267	1241.402667	4.23969E-08	42958.6705
1.00E-01	36772.05333	1701.053333	4.64109E-08	47025.8571
1.33E-01	37231.704	2160.704	4.87171E-08	49362.6149
1.67E-01	38036.09267	2965.092667	4.44E-08	44963.9941

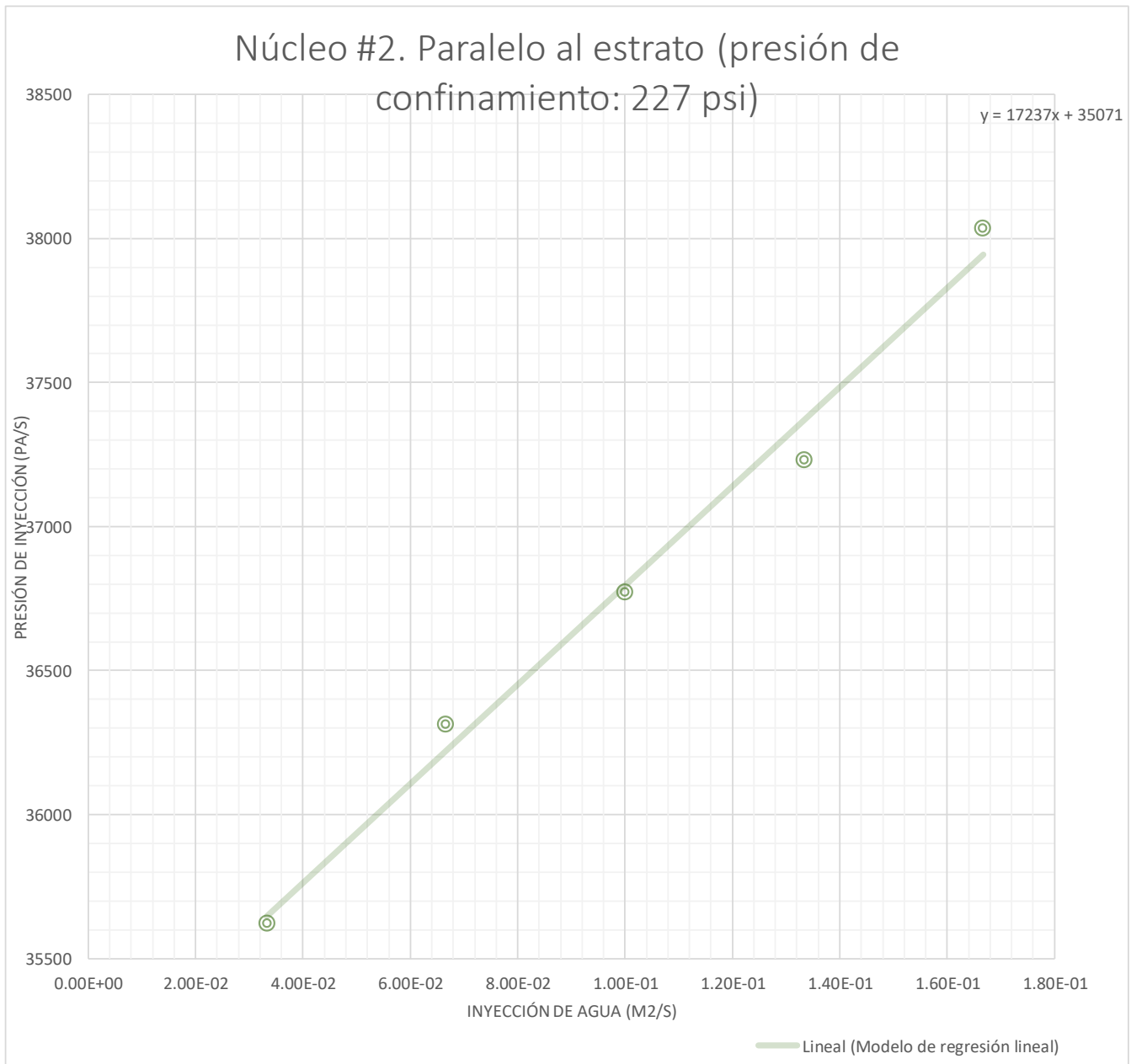


Fig. 36: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 227 psi.

Tabla 12: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 100 psi.

Núcleo #2. Paralelo al estrato (presión de confinamiento: 100 psi)				
Inyección de agua (m ² /s)	Presión de inyección (Pa/s)	Caída de Presión (Pa/s)	Permeabilidad (m ²)	Permeabilidad (D)
3.33E-02	35622.92667	677.9266667	3.8818E-08	39332.3491
6.67E-02	36082.57733	1137.577333	4.62664E-08	46879.4424
1.00E-01	36772.05333	1827.053333	4.32102E-08	43782.7469
1.33E-01	37346.61667	2401.616667	4.38301E-08	44410.8608
1.67E-01	38036.09267	3091.092667	4.25671E-08	43131.1257

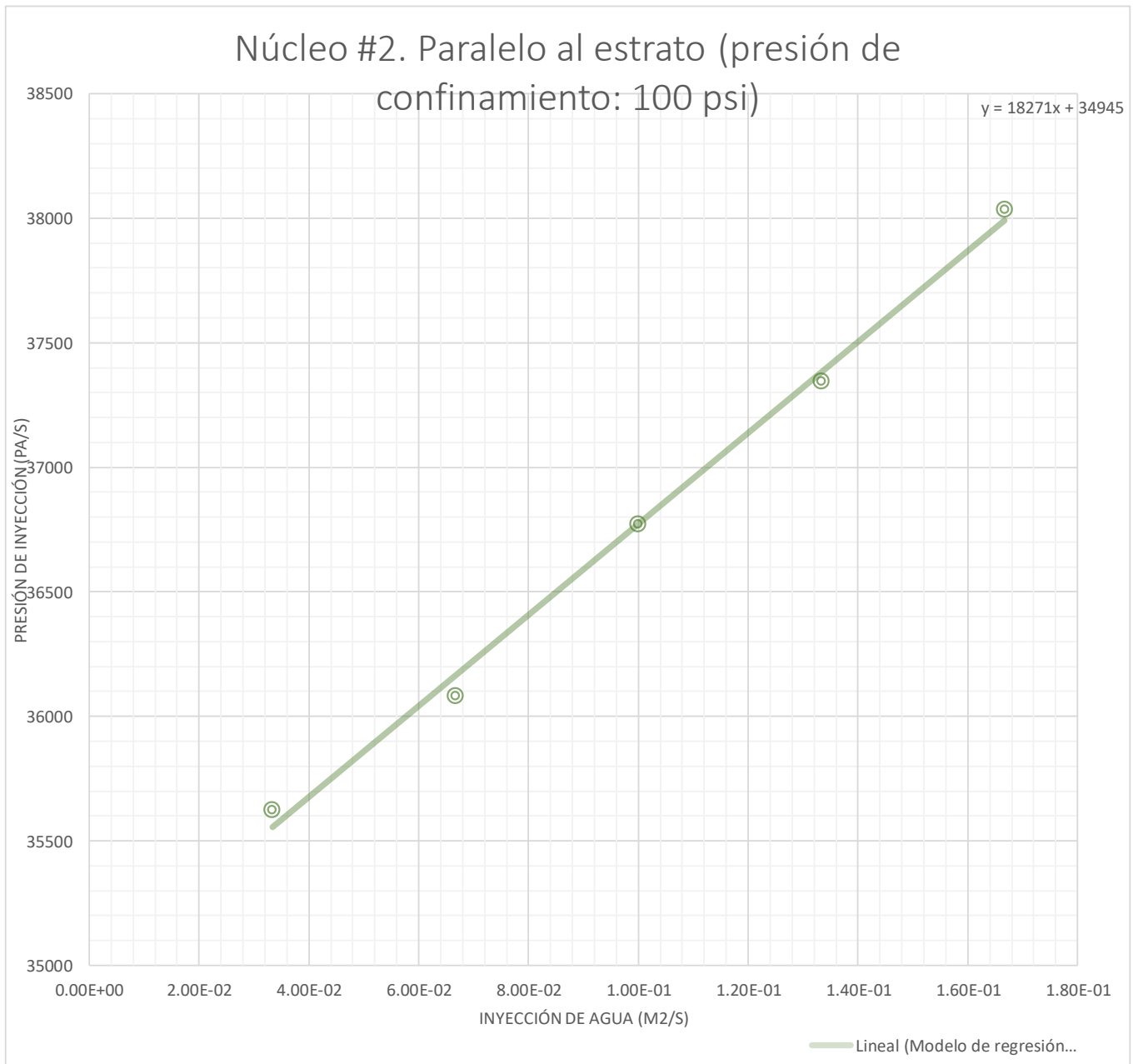


Fig. 37: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 100 psi.

Tabla 13: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 75 psi.

Núcleo #2. Paralelo al estrato (presión de confinamiento: 75 psi)				
Inyección de agua (m2/s)	Presión de inyección (Pa/s)	Caída de Presión (Pa/s)	Permeabilidad (m2)	Permeabilidad (D)
3.33E-02	36772.05333	586.0533333	4.49034E-08	45498.3823
6.67E-02	37116.79133	930.7913333	5.6545E-08	57294.2367
1.00E-01	37461.52933	1275.529333	6.18938E-08	62713.9097
1.33E-01	37921.18	1735.18	6.07E-08	61504.2916
1.67E-01	38725.56867	2539.568667	5.18115E-08	52498.0165

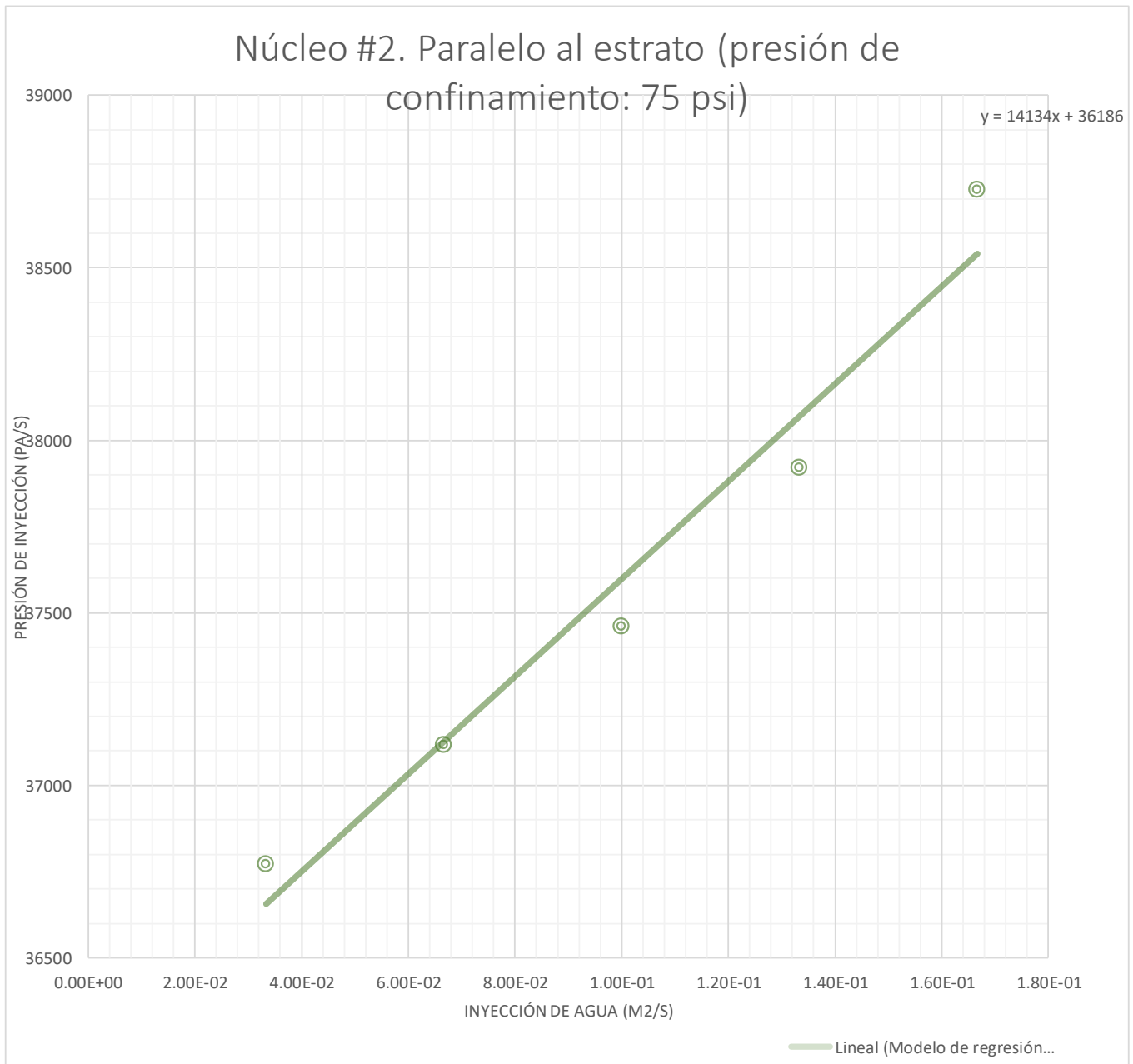


Fig. 38: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 75 psi

Tabla 14: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 50 psi.

Núcleo #2. Paralelo al estrato (presión de confinamiento: 50 psi)				
Inyección de agua (m ² /s)	Presión de inyección (Pa/s)	Caída de Presión (Pa/s)	Permeabilidad (m ²)	Permeabilidad (D)
3.33E-02	35737.83933	539.8393333	4.87474E-08	49393.3163
6.67E-02	36427.31533	1229.315333	4.28137E-08	43380.9932
1.00E-01	36886.966	1688.966	4.6743E-08	47362.3575
1.33E-01	37691.35467	2493.354667	4.22175E-08	42776.8934
1.67E-01	38036.09267	2838.092667	4.63618E-08	46976.1065

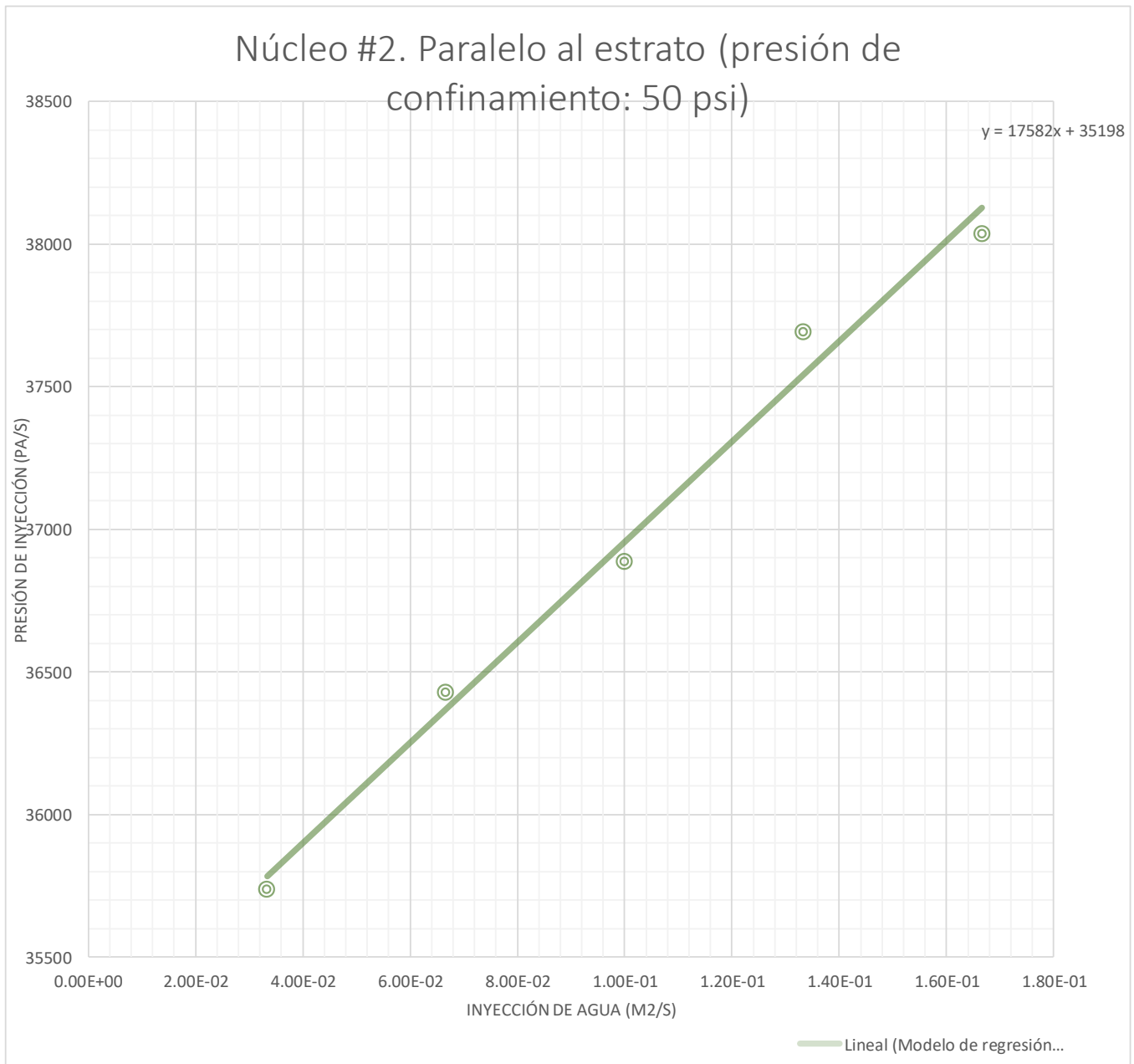


Fig. 39: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 50 psi.

Tabla 15: Resultados de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 25 psi.

Núcleo #2. Paralelo al estrato (presión de confinamiento: 25 psi)				
Inyección de agua (m ² /s)	Presión de inyección (Pa/s)	Caída de Presión (Pa/s)	Permeabilidad (m ²)	Permeabilidad (D)
3.33E-02	35622.92667	413.9266667	6.36E-08	64442.7174
6.67E-02	36082.57733	873.5773333	6.02E-08	60997.6664
1.00E-01	36542.228	1333.228	5.92E-08	59984.4162
1.33E-01	37001.87867	1792.878667	5.87118E-08	59489.7474
1.67E-01	37346.61667	2137.616667	6.1554E-08	62369.6073

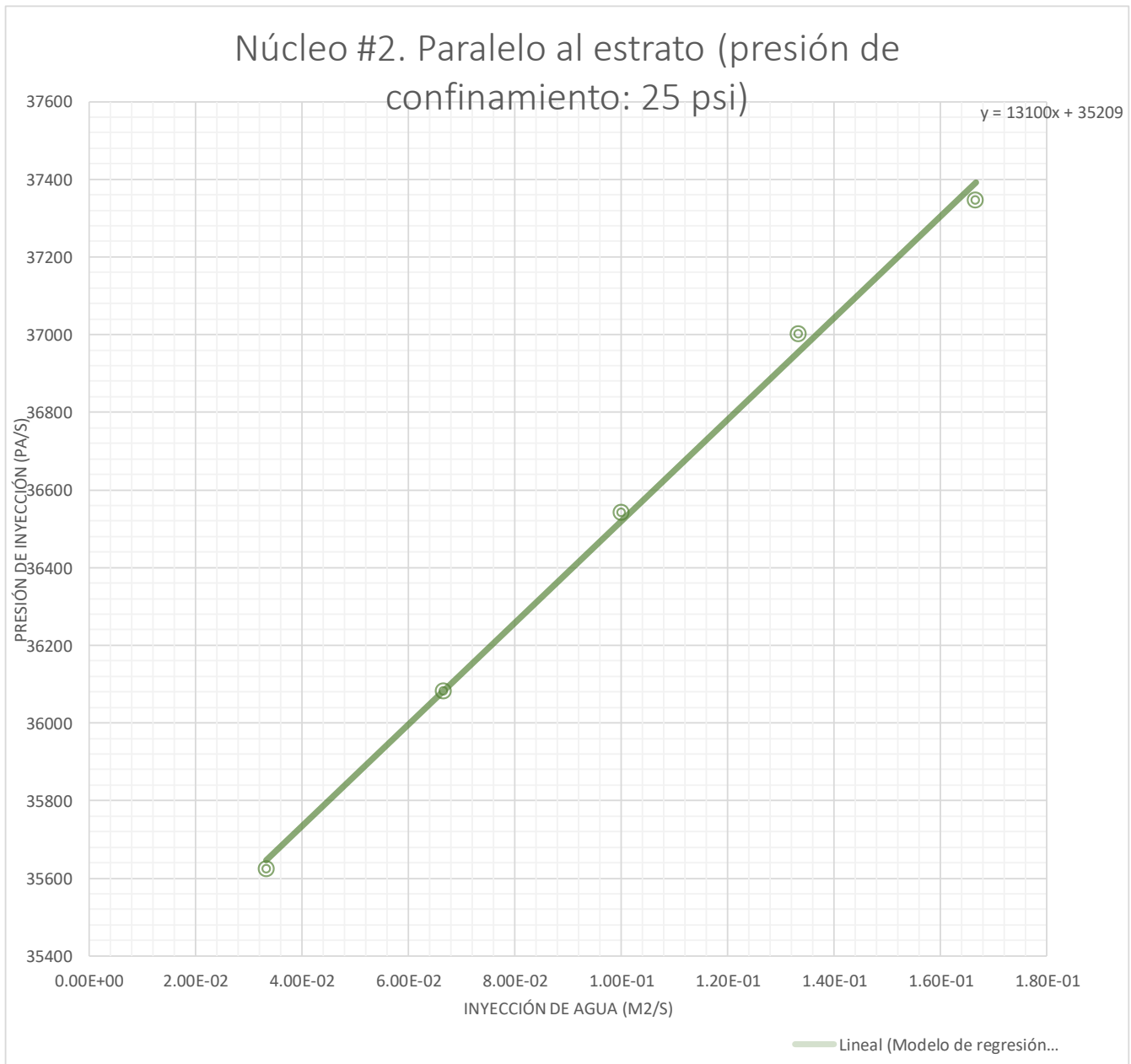


Fig. 40: Gráfico de caída de presión y permeabilidad del Núcleo #2 a una presión de confinamiento de 25 psi.

Los datos obtenidos en este experimento del Núcleo #2 se encuentran muy por encima de los resultados arrojados en el experimento del Núcleo #1. Esto se debe a un déficit de compactación del material, al ser retirado el hidrocarburo de sus poros, este creó inestabilidad en su propia matriz, lo que ocasionó que el núcleo se destruyera dentro del permeámetro.

Se calculó un promedio de permeabilidad para cada prueba y se proyectaron en las Fig. 42 y 43

Resultados y discusión

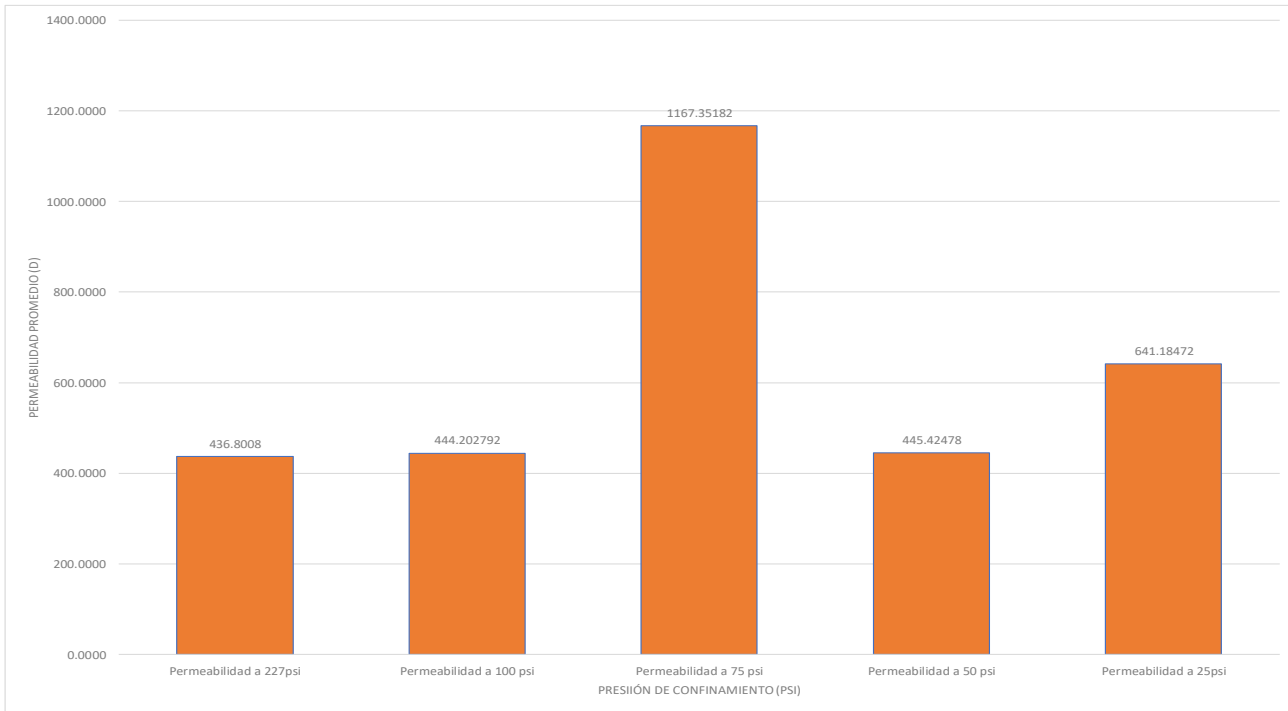


Fig. 42: Gráfico de permeabilidades promedio para cada presión de confinamiento en relación con el núcleo #1

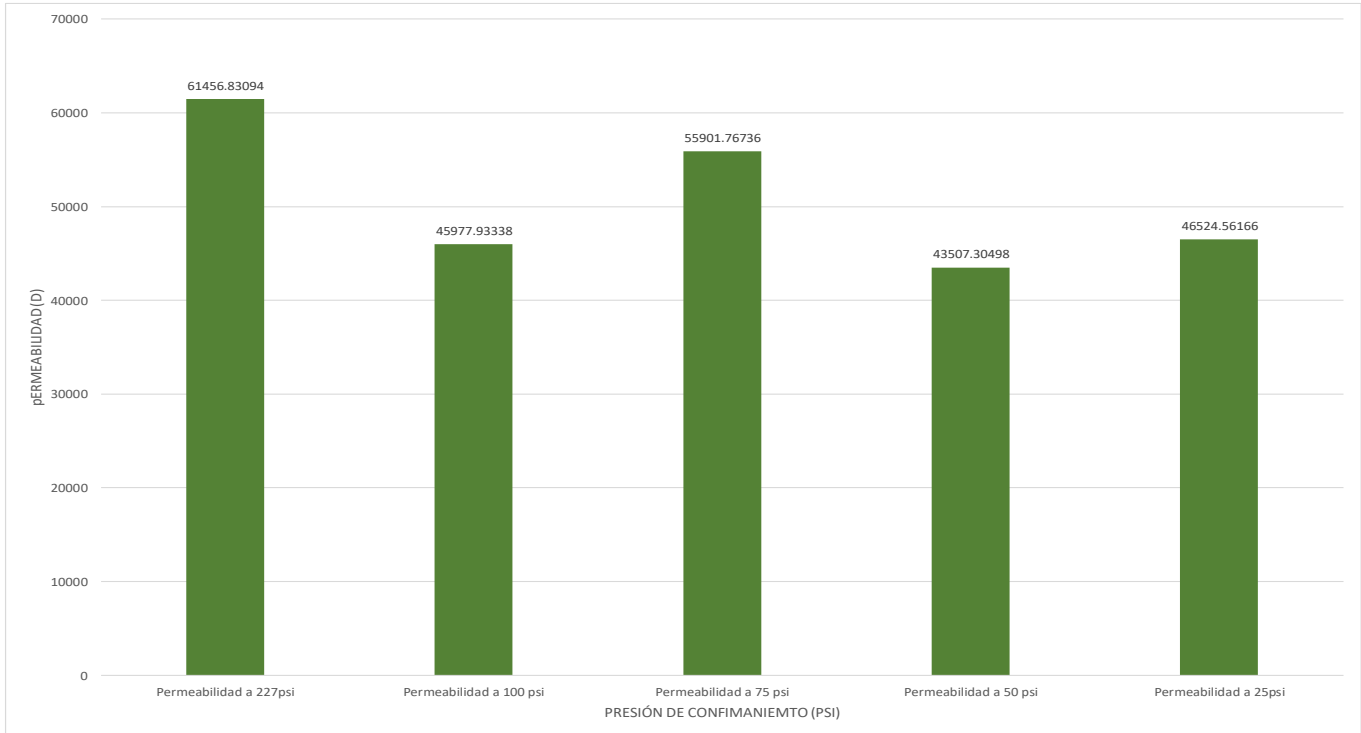


Fig. 43: Gráfico de permeabilidades promedio para cada presión de confinamiento en relación con el núcleo #2

4.2 Análisis Petrográfico

4.2.1 Toma de muestras

Las láminas fueron tomadas de las paredes de los núcleos cortados: La lámina delgada sacada de las paredes del Núcleo #1 se le asignó el nombre de NSC – 01; La lámina delgada sacada de las paredes del Núcleo #2 se le asignó el nombre de NSC – 02. Se decidió tomar una tercera lámina, esta corresponde al área de arenisca menos competente (en la parte inferior de la muestra).

4.2.2 Lámina delgada

Para hacer una lámina delgada de una roca es un proceso que requiere de cierta habilidad y equipo especializado. A continuación, se describe un proceso general que se utiliza para la creación de láminas delgadas de rocas:

- Seleccionar la roca adecuada: es importante elegir una roca adecuada para crear la lámina delgada. La roca debe ser lo suficientemente dura y homogénea para permitir un corte limpio y uniforme.
- Preparación de la muestra: se corta un pequeño trozo de la roca y se desbasta en una sierra de diamante para obtener una superficie plana y uniforme. A continuación, se pule la muestra con una serie de abrasivos de diferentes tamaños para obtener una superficie lisa y brillante.
- Adherir la muestra al portaobjetos: se adhiere la muestra a un portaobjetos de vidrio utilizando una resina epoxi o similar. Se debe aplicar la resina de manera uniforme y asegurarse de que la muestra quede bien fijada al portaobjetos.
- Corte de la lámina delgada: se utiliza una sierra de diamante para cortar una lámina delgada de la muestra de roca. Es importante que el corte sea lo más uniforme posible para obtener una lámina delgada de calidad.
- Pulido de la lámina delgada: la lámina delgada se pule con una serie de abrasivos de diferentes tamaños hasta obtener una superficie lisa y uniforme. Es importante que el pulido sea cuidadoso y se realice en etapas para evitar dañar la muestra.
- Observación de la lámina delgada: la lámina delgada se observa al microscopio para analizar su estructura y composición mineralógica.

4.2.3 Análisis por microscopio

Las secciones delgadas fueron documentadas, utilizando un microscopio óptico de polarizado “*Leica DM 2700P*” con una cámara MC170HD y con los objetivos: HC FL PLAN 2.5x, HI PLAN 4x y HI PLAN 10x. Se tomaron fotomicrografías con Nícoles paralelos (II), Nícoles cruzados (X) y con Nícoles cruzados con Yeso de una lambda (Y). Para mejorar la iluminación de las fotomicrografías se aplicó también el modo “High Dynamic Range” (HDR).

4.2.3.1 Resultados obtenidos

4.2.3.1.1 Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-LD-01 (2.5x)

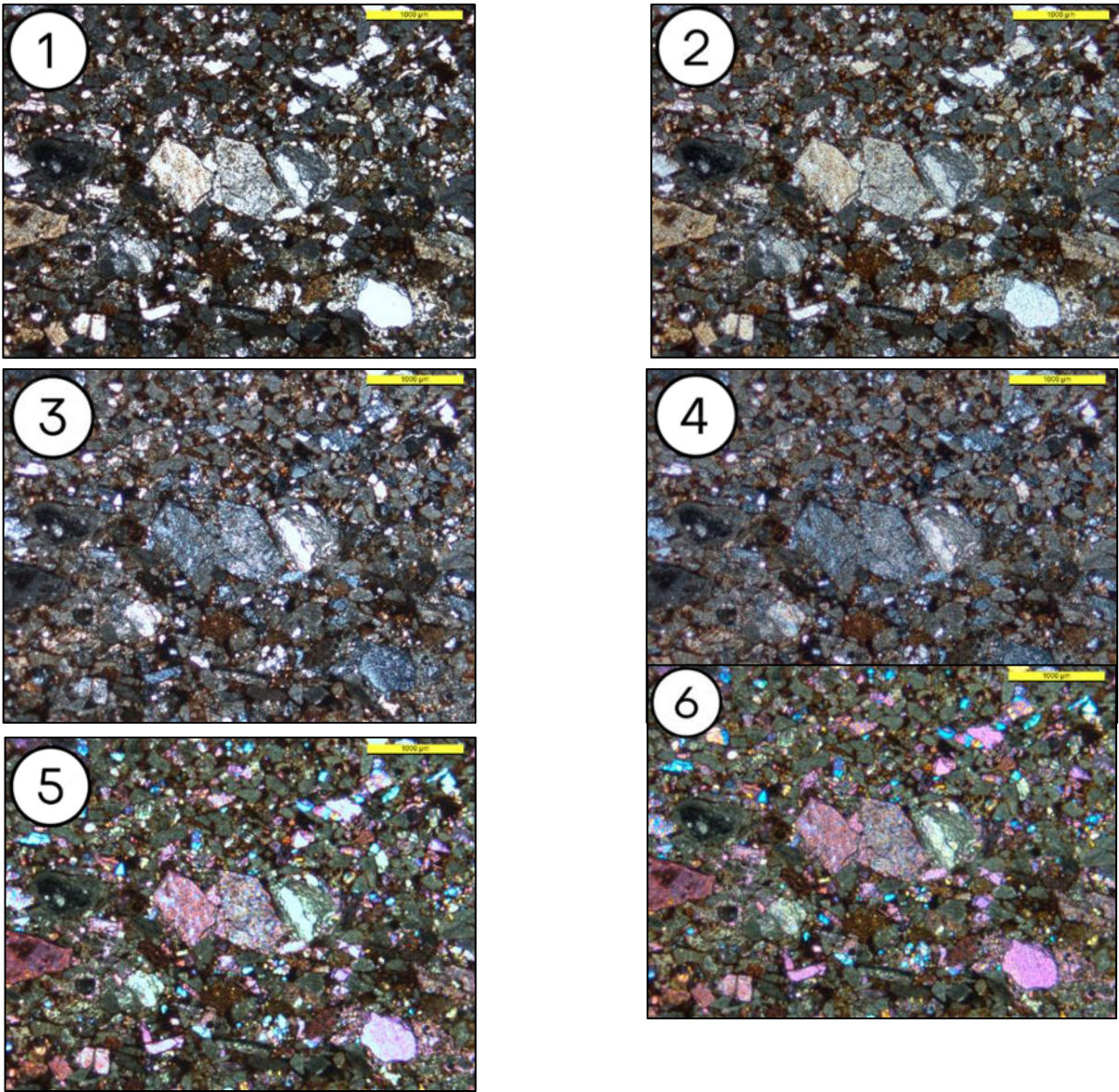


Fig. 41: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - II - HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - X - HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - X - Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - X - Y - HDR.

Tabla 16: Análisis de micrografías SCN - 2022 - 07 - 22 – LD - 01 - 02.5x

SCN - 2022 - 07 - 22 - LCU - 01 - 02.5x	
Características:	
Tipo de grano.	Mayormente angulosos con distintos tamaños en la lámina. En la parte superior se observan granos mas pequeños en comparación con la parte baja de la lámina. En el centro se observa granos de mayor tamaño.
Distribución del grano.	El empaquetamiento se sortea en 2 áreas principales: En la parte superior se concentran granos angulosos de similar granulometría; En la parte baja se observan granos mas angulosos, sin tanto redondeo, con una granulometría sorteada.
Descripción de porosidad.	Se detecta Porosidad tanto interconectada como aisladas, siendo saturadas por hidrocarburos observados en un tono oscuro.

4.2.3.1.2 Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-LD-01 (4.0x)

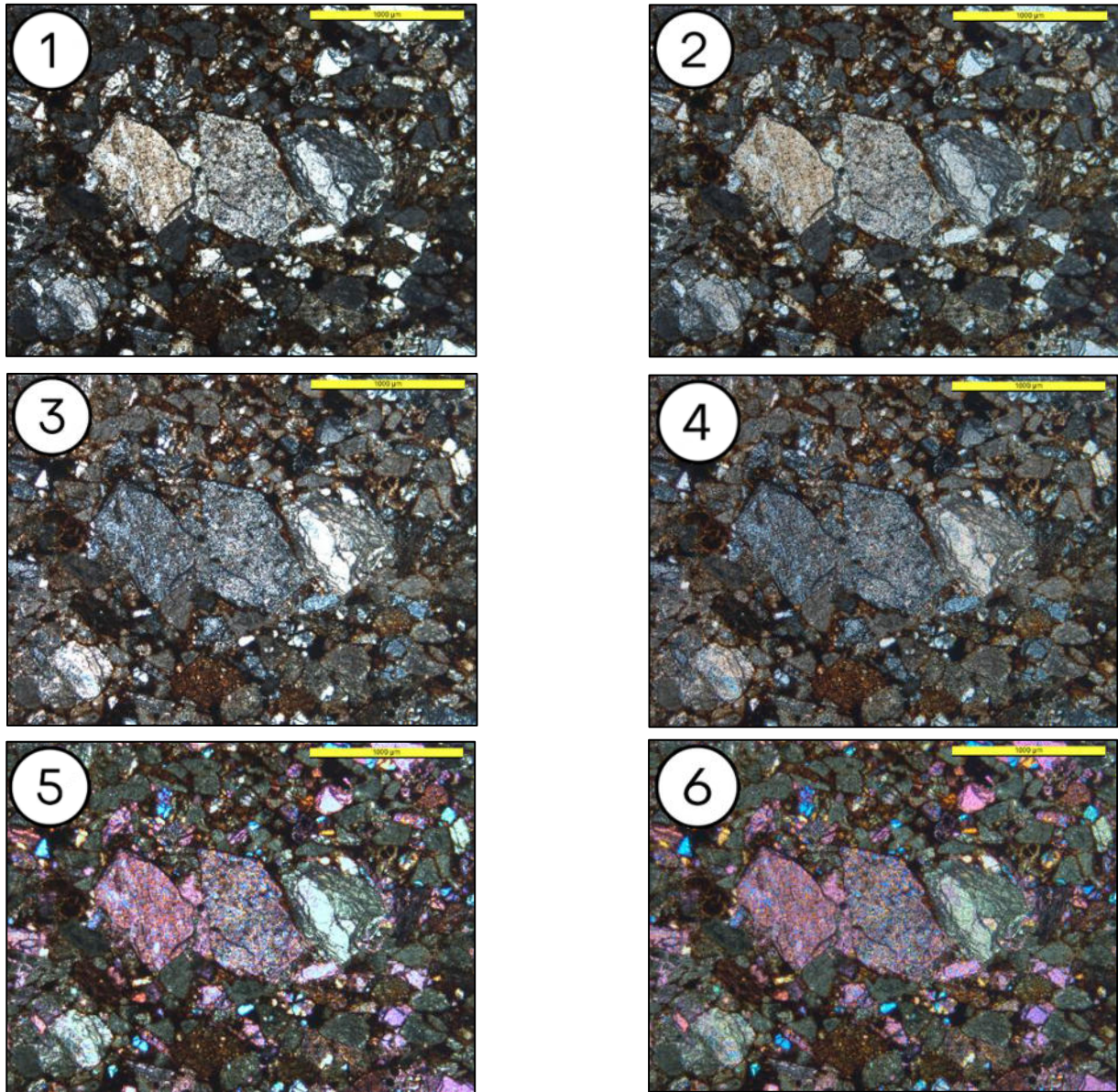


Fig. 42: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 04,0x - X - Y – HDR.

Tabla 17: Análisis de micrografía SCN - 2022 - 07 - 22 - LD01 - 01 - 04,0x

SCN - 2022 - 07 - 22 - LD01 - 01 - 04,0x	
Características.	
Tipo de grano.	Mayormente angulosos con distintos tamaños en la lámina. En la parte central de la lámina destacan granos de gran tamaño, con bordes subredondeados.
Distribución del grano.	En la parte superior se concentran granos angulosos de granulometría similar, mientras que en la parte inferior se encuentran granos de tamaño más grande en comparación a los superiores,
Descripción de porosidad.	Conforme la imagen se amplía, el tamaño del poro se aprecia con mayor facilidad, observando incluso presencia de porosidad dentro de los granos de mayor tamaño ubicados en la parte central de la lámina. Saturación de hidrocarburos en los medios porosos de la muestra.

4.2.3.1.3 Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-LD-01 (10.0x)

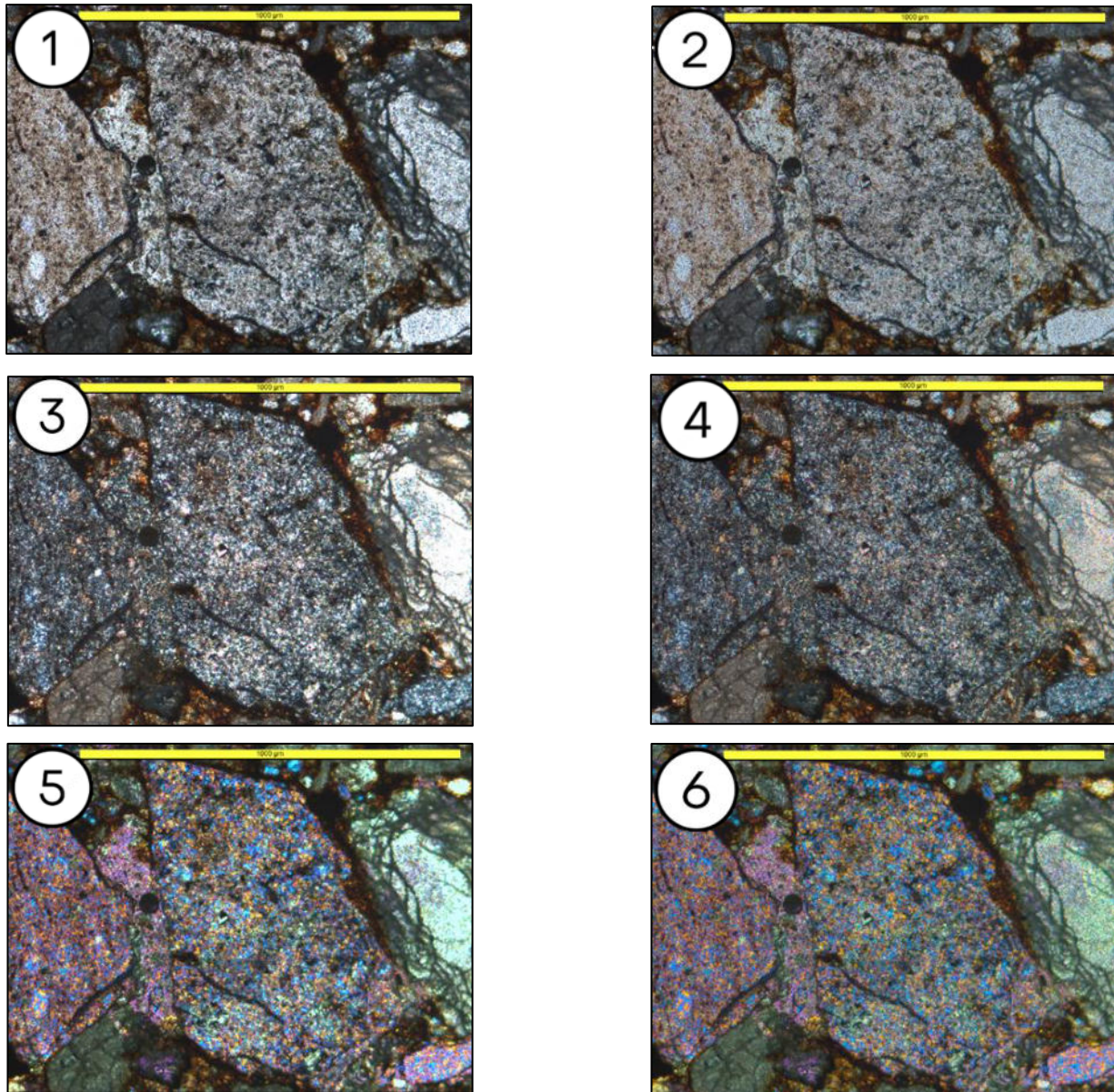


Fig. 43: 1- Micrografia SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x – II. 2- Micrografia SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x - II – HDR. 3- Micrografia SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x – X. 4- Micrografia SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x - X – HDR. 5- Micrografia SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x - X – Y. 6- Micrografia SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 10,0x - X - Y – HDR.

Tabla 18: Análisis de micrografías SCN - 2022 - 07 - 22 - LD01 - 01 – 10.0x

SCN - 2022 - 07 - 22 - LD01 - 01 - 10,0x	
Características.	
Tipo de grano.	En esta ampliación se observa a detalle el los granos subredondeados de la parte central de la lámina, la cual presenta pequeñas cavidades que no se conectan entre sí
Distribución del grano.	En la parte superior se concentran granos angulosos de granulometría similar, mientras que en la parte inferior se encuentran granos de tamaño más grande en comparación a los superiores.
Descripción de porosidad.	Existe una porosidad no efectiva dentro de los granos de mayor tamaño, se observa tonalidades oscuras que nos indican la saturación de hidrocarburos en dichas cavidades

4.2.3.1.4 Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-LD-02 (2.5x)

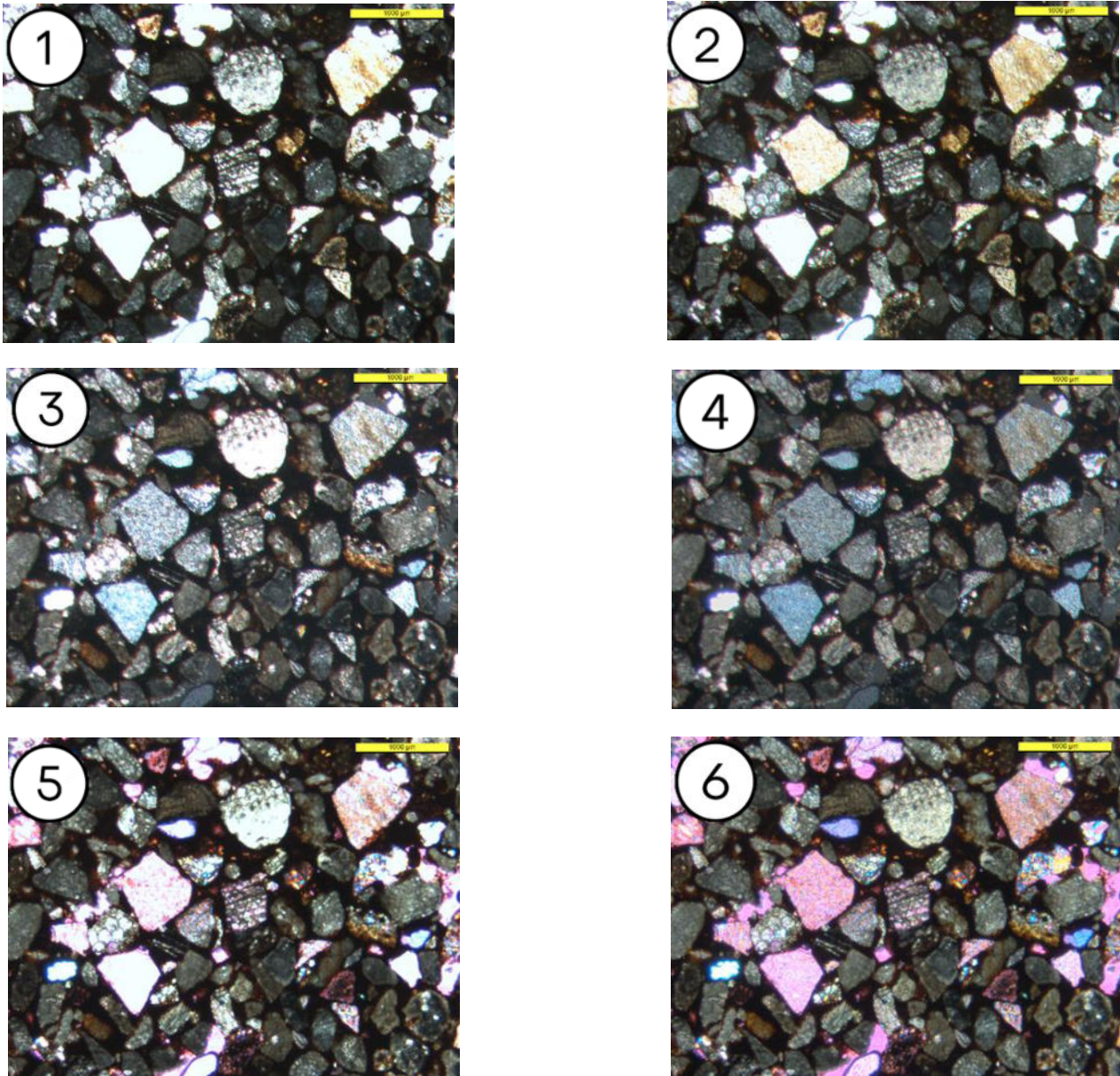


Fig. 44: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x - II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x - II - HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x - X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x - X - HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x - X - Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x - X - Y - HDR.

Tabla 19: Análisis de micrografías SCN - 2022 - 07 - 22 - LD02 - 02,5x

SCN - 2022 - 07 - 22 - LD02 - 02,5x	
Características.	
Tipo de grano.	La gran mayoría de los granos se encuentran subredondeados con algunas intercalaciones de granos angulosos
Distribución del grano.	La distribución es uniforme, su granulometría varía en algunos fragmentos encontrados en la parte central de la lamina
Descripción de porosidad.	Se observa porosidad efectiva ya que sus conductos están interconectados. La presencia de hidrocarburos se manifiesta en un color oscuro

4.2.3.1.5 Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-22-LD-02 (4.0x)

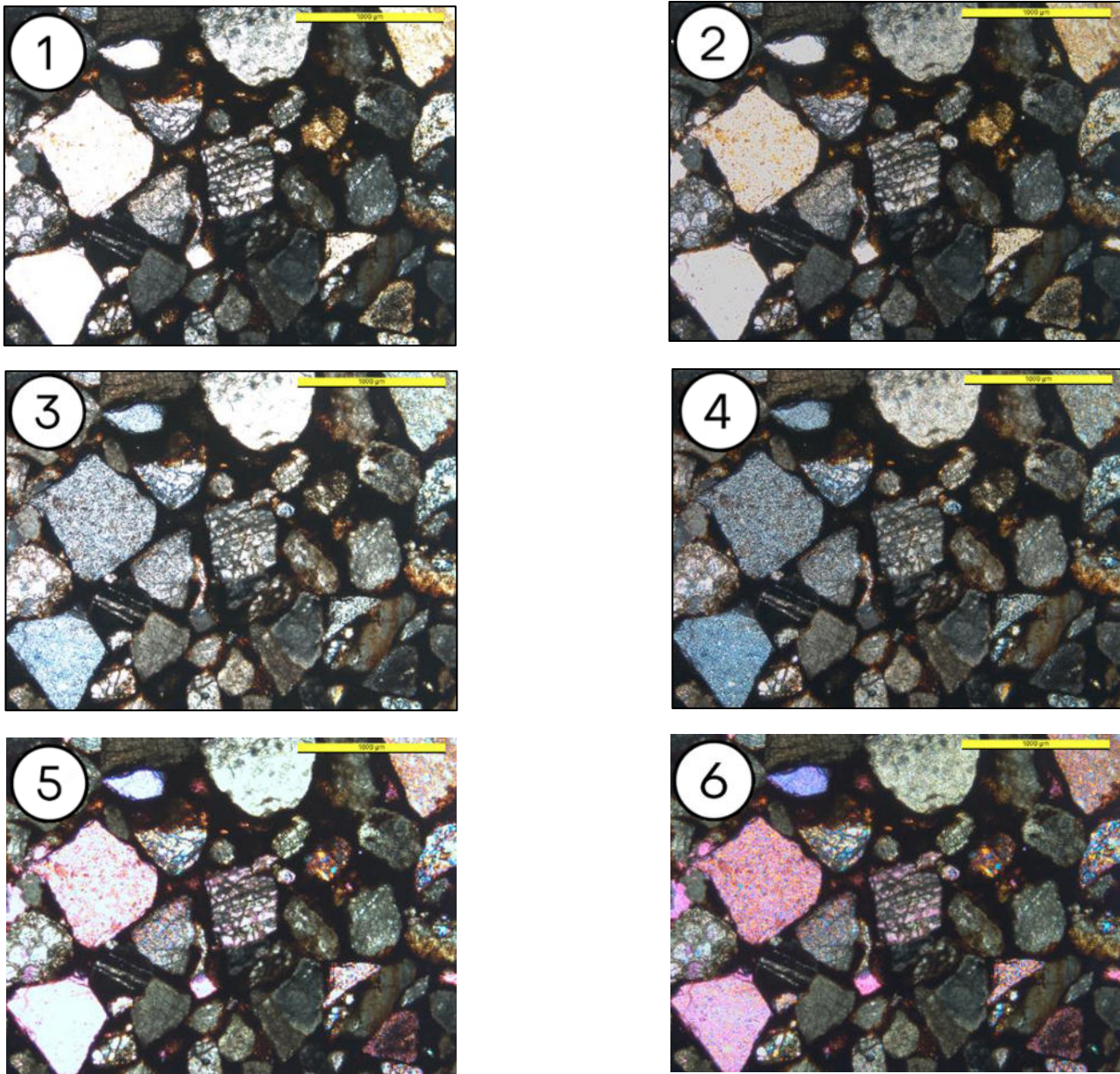


Fig. 45: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x - II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x - II - HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x - X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x - X - HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x - X - Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 04,0x - X - Y - HDR.

Tabla 20: Análisis de micrografías SCN - 2022 - 07 - 22 - LD02 - 04,00x

SCN-2022-07-22 - LD02 - 04,0x	
Características.	
Tipo de grano.	Algunos granos muestran estrías en su superficie; en algunos granos se aprecia un tipo de “escamación”, posiblemente esto sea indicios de fósiles
Distribución del grano.	En la parte superior se observa una granulometría más redondeada en comparación de la parte inferior, la cual se observa que presenta una granulometría más angulosa. Los granos en la parte superior son más grandes que los inferiores.
Descripción de porosidad.	La porosidad efectiva cada vez es evidente gracias al acercamiento óptico de la lámina.

4.2.3.1.6 Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-22-LD-02 (10.0x)

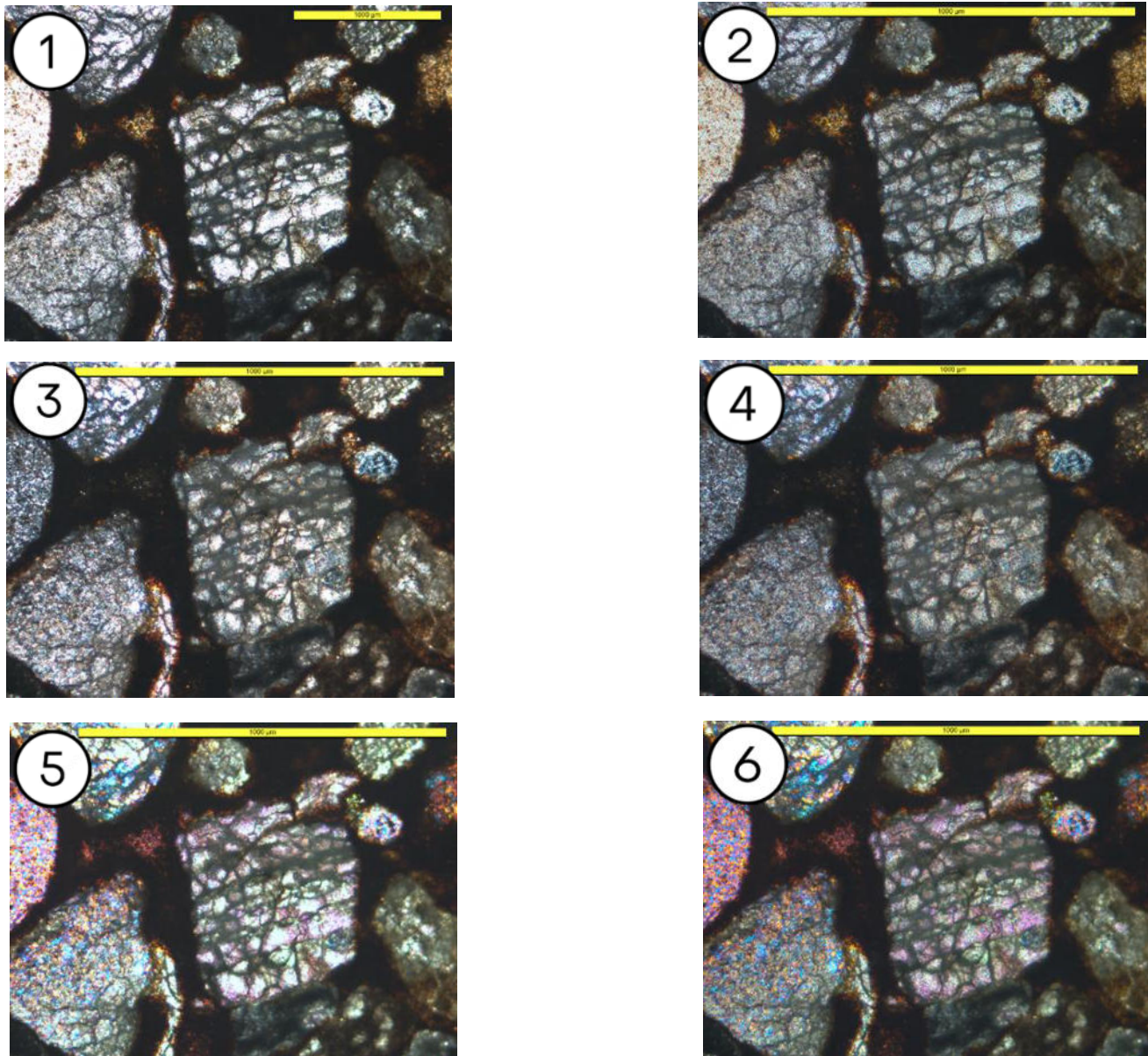


Fig. 46: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x - X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 10,0x - X - Y – HDR.

Tabla 21: Análisis de micrografías SCN - 2022 - 07 - 22 - LD02 - 10,00x

SCN - 2022 - 07 - 22 - LD02 - 10,0x	
Características.	
Tipo de grano.	Los granos observados en la ampliación 10,0x dejan notar algunas de las cavidades interconectadas que presentan, esto puede ser causado por disolución de minerales, o porque pertenecen a fragmentos de fósiles.
Distribución del grano.	En la parte superior se observa una granulometría más redondeada en comparación de la parte inferior, la cual se observa que presenta una granulometría más angulosa. Los granos en la parte superior son más grandes que los inferiores.
Descripción de porosidad.	La porosidad efectiva cada vez es evidente gracias al acercamiento óptico de la lámina.

4.2.3.1.7 Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-SN (2.5x)

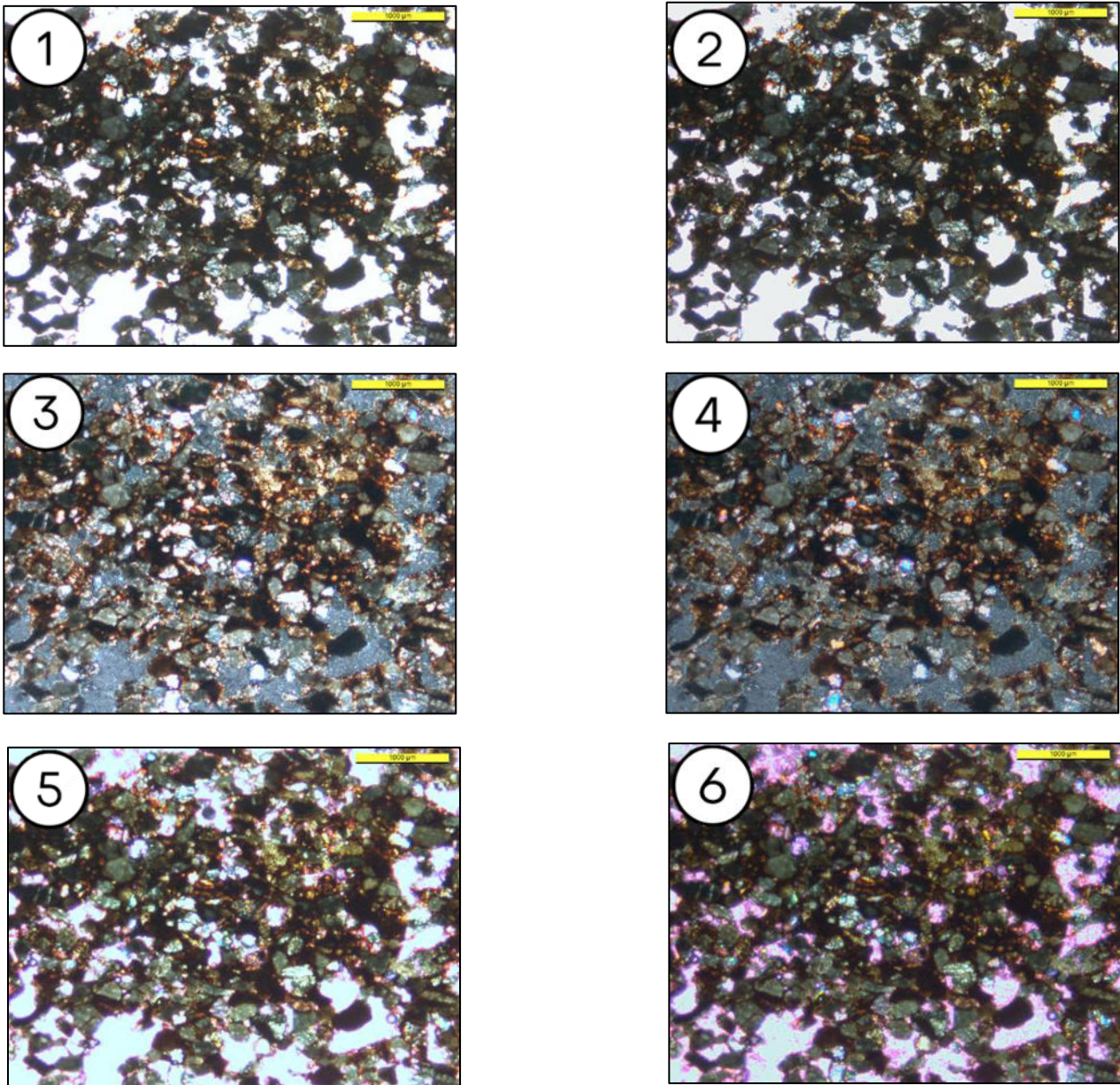


Fig. 47: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x - X - Y – HDR.

Tabla 22: Análisis de micrografías SNC - 2022 - 07 - 22 - SN - 02,5X

SCN - 2022 - 07 - 22 - SN - 02,5x	
Características.	
Tipo de grano.	La mayoría de los granos vistos son redondeados, algunos presentan irregularidades.
Distribución del grano.	El empaquetamiento del grano es uniforme, pero se observa algunos granos de mayor dimensión en la parte inferior de la lamina.
Descripción de porosidad.	Presenta una gran cantidad de cavidades porosas que son rellenas por hidrocarburos, su porosidad efectiva es notoria.

4.2.3.1.8 Análisis petrológico de lámina delgada: SCN-2022-07-SN (4.0x)

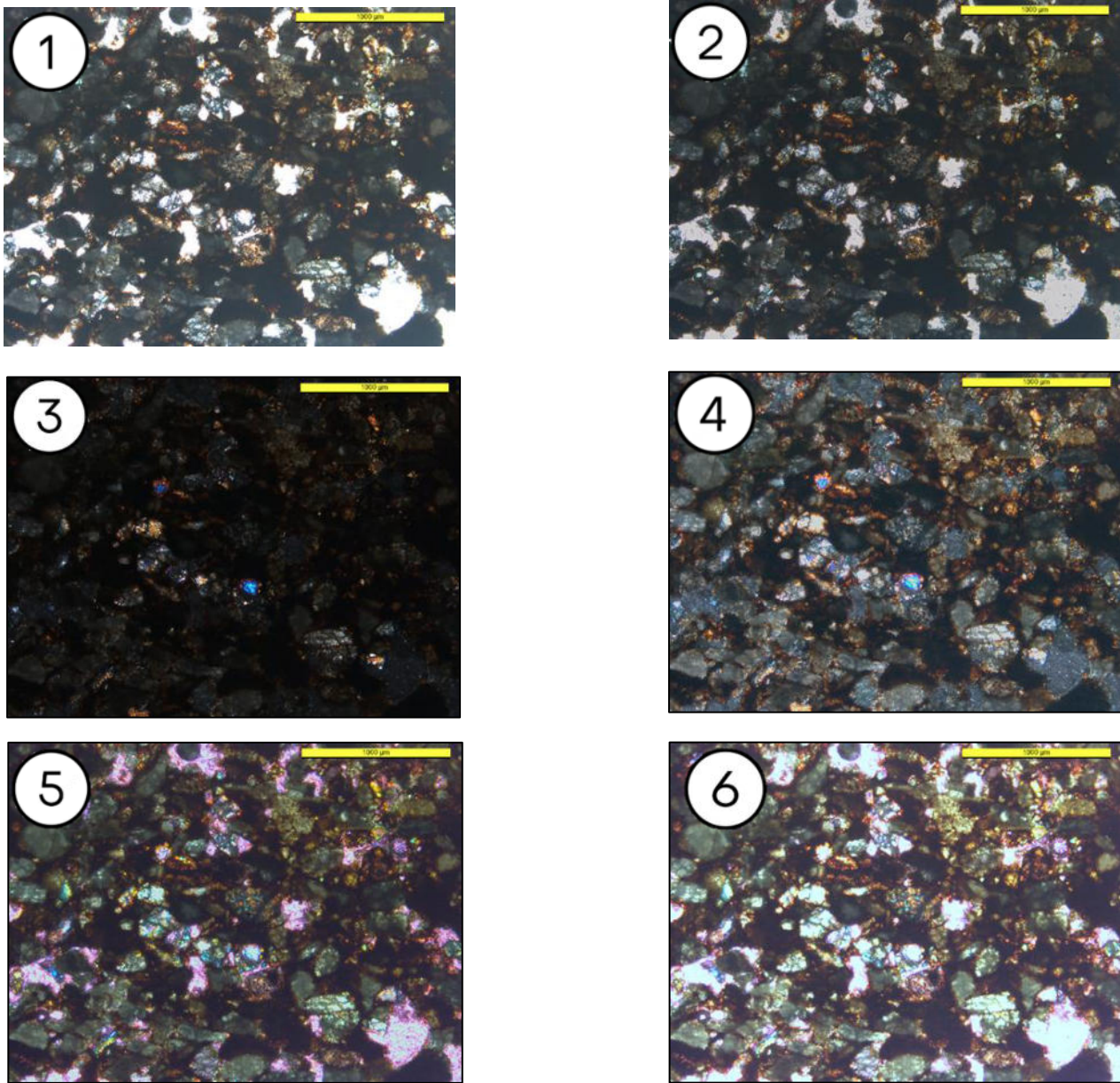


Fig. 48: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X – HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X - Y – HDR.

Tabla 23: Análisis de micrografías SNC - 2022 - 07 - 22 - SN - 04,0X.

SCN - 2022 - 07 - 22 - SN – 04,0x	
Características.	
Tipo de grano.	Algunos de los granos muestran una redondez muy definida, como la que se avista en la parte superior de la lámina, y en la parte central de la misma.
Distribución del grano.	El empaquetamiento del grano es uniforme, pero se observa algunos granos de mayor dimensión en la parte inferior de la lamina.
Descripción de porosidad.	La cantidad de hidrocarburo presente en los poros es notoria, saturando de tonalidad oscura la mayor parte de la lámina.

4.2.3.1.9 Análisis petrológico de lámina delgada SCN-2022-07-SN (10.0x)

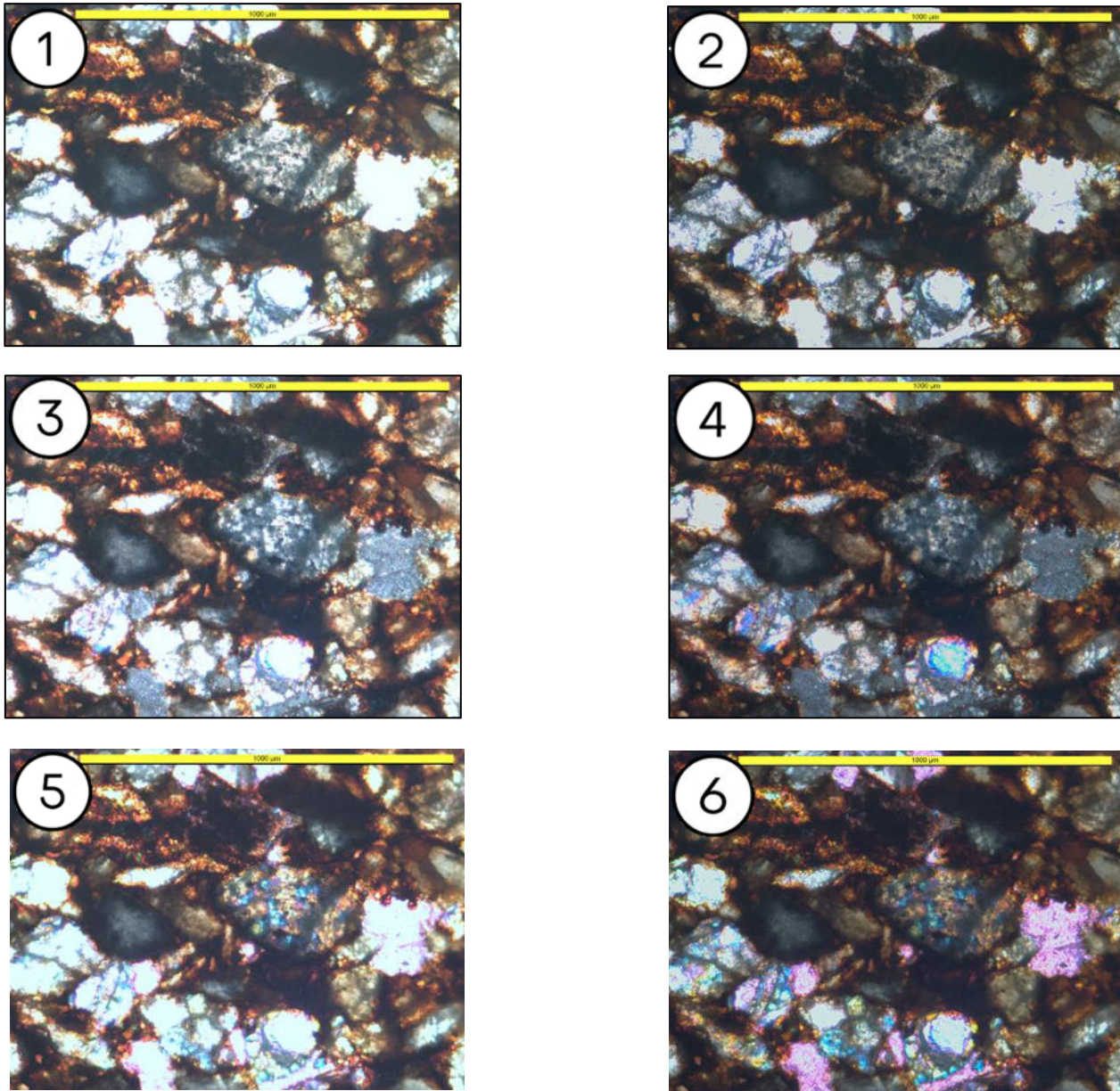


Fig. 49: 1- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x – II. 2- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x - II – HDR. 3- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x – X. 4- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x - X-HDR. 5- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x - X – Y. 6- Micrografía SCN-2022-07-22-SN - 001 - 10,0x - X - Y – HDR.

Tabla 24: Análisis de micrografías SNC - 2022 - 07 - 22 - SN - 10,0X.

SCN - 2022 - 07 - 22 - SN – 10,0x	
Características.	
Tipo de grano.	La mayoría de los granos observados se encuentran subredondeados.
Distribución del grano.	El empaquetamiento de los granos en esta zona de la lámina es muy ajustado, minimizando el espacio entre granos, reduciendo porosidad y aislando espacios porosos
Descripción de porosidad.	En esta sección se encuentran cavidades aisladas una de las otras, así como algunas comunicadas por pequeños conductos.

4.3 Simulación de porosidad

Gracias a los avances tecnológicos cada día se desarrollan nuevos softwares que ayudan a estimar la porosidad de rocas únicamente utilizando micrografías de láminas delgadas.

Para la caracterización y cuantificación de la porosidad, se utilizaron micrografías digitales obtenidas con una cámara fotográfica digital acoplada al microscopio, con una resolución de 10.0x - x - HDR. (Briones et al., 2019)

El artículo "Estimación de porosidad en areniscas a partir de micrografías digitales utilizando R-Studio" tiene como objetivo presentar un método para estimar la porosidad de las areniscas a partir de imágenes digitales de alta resolución utilizando el software R-Studio.

En cuanto a la metodología utilizada, los autores describen un proceso para estimar la porosidad de areniscas utilizando imágenes digitales de muestras de rocas. La porosidad se calcula utilizando el software R-Studio, el cual permite la manipulación de imágenes digitales y el análisis estadístico de los datos obtenidos. Los autores concluyen que la metodología propuesta es una alternativa viable para la estimación de la porosidad en rocas sedimentarias y puede ser utilizada para obtener información sobre la distribución y conectividad de los poros en las areniscas.

Para la presente tesis se hizo uso de su configuración de software que permite estimar la porosidad de 3 muestras seleccionadas para el análisis.

4.3.1 Selección de microfotografías

Para identificar fácilmente los poros dentro de la micrografía es necesario preparar con anticipo la muestra a examinar. Por esto, se sugiere que la muestra sea sumergida en azul de genciana, esto para saturar los poros y lograr distinguir entre poro y grano dentro de la lámina delgada.

Una de las problemáticas enfrentadas es que las muestras seleccionadas están completamente saturadas por hidrocarburos, estos toman un color oscuro dentro de la micrografía, saturando la porosidad interconectada. El desafío en este tipo de muestra es que hay que diferenciar tres características en la lámina delgada: grano, poro y poro saturado con hidrocarburos.

4.3.2 Procesamiento de micrografías

Se tomó una micrografía de cada lámina delgada, eligiendo las muestras SCN-2022-07-22-LD-01-001-02.5x-II, SCN-2022-07-22-LD-02-001-02.5x-II y SCN-2022-07-22-SN-001-04.0x-X-Y-HDR para ser procesadas en el software, una vez procesadas el software generara % de grano y % de poro de cada lámina.

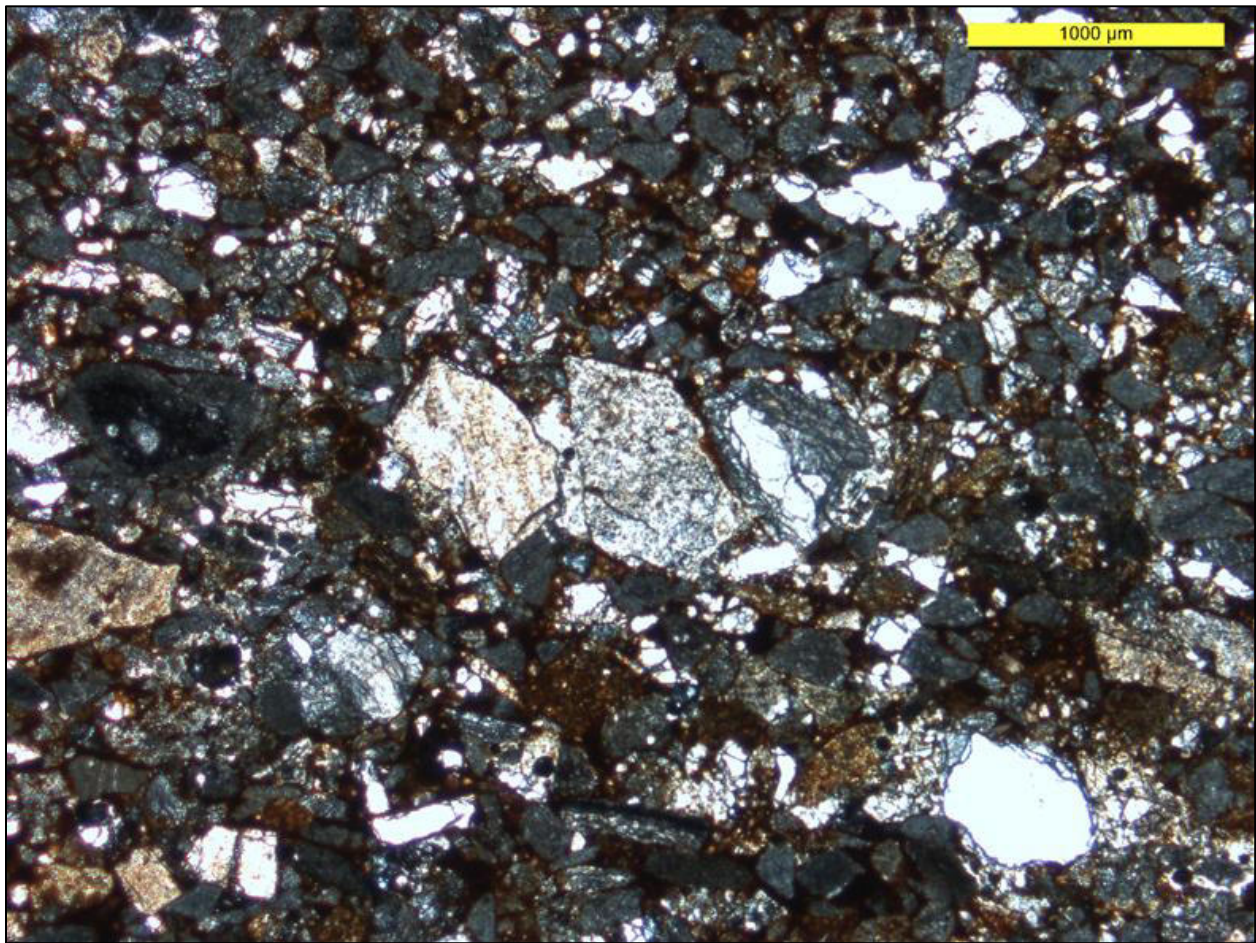


Fig. 50: Lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x – II.

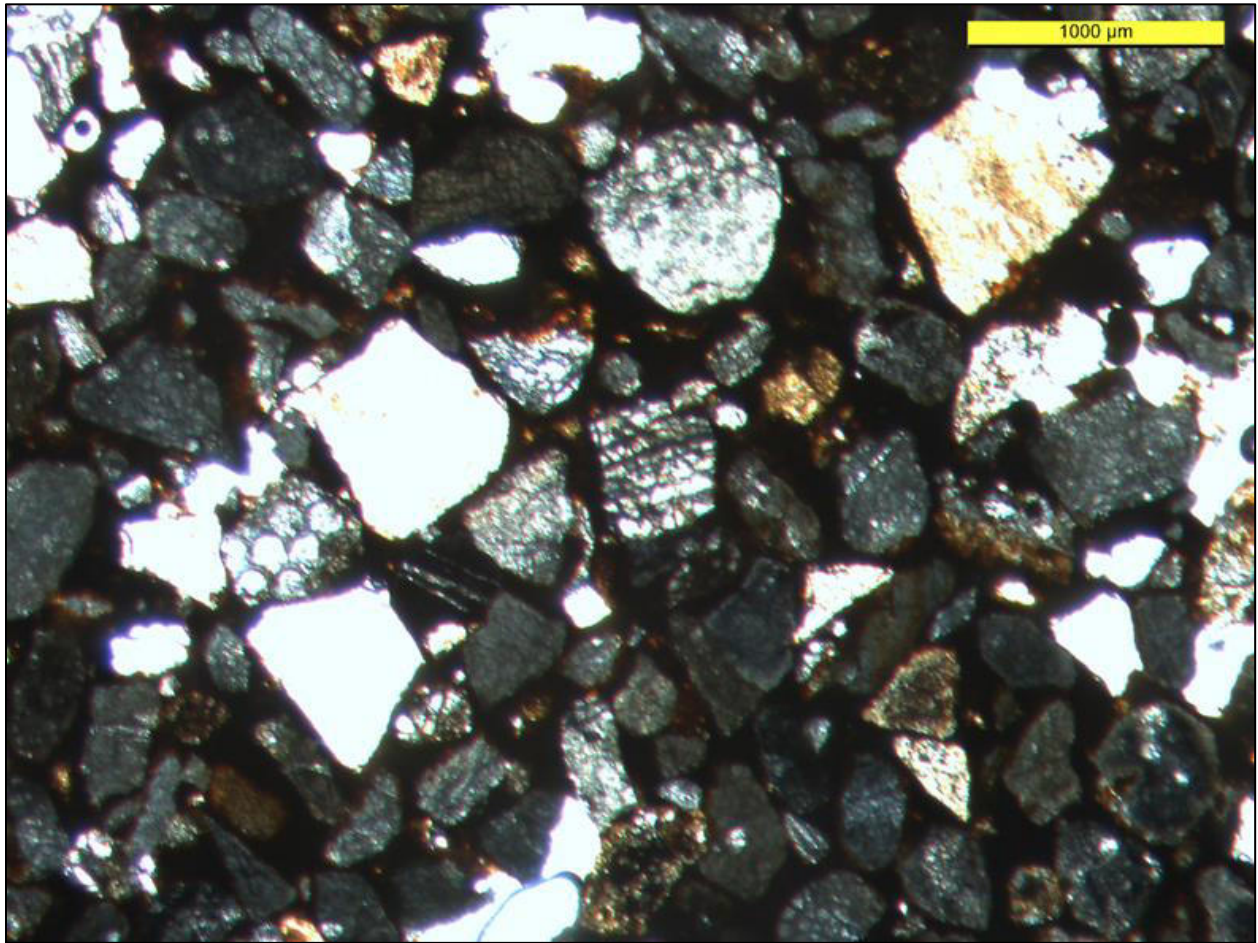


Fig. 51: Lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x – II.

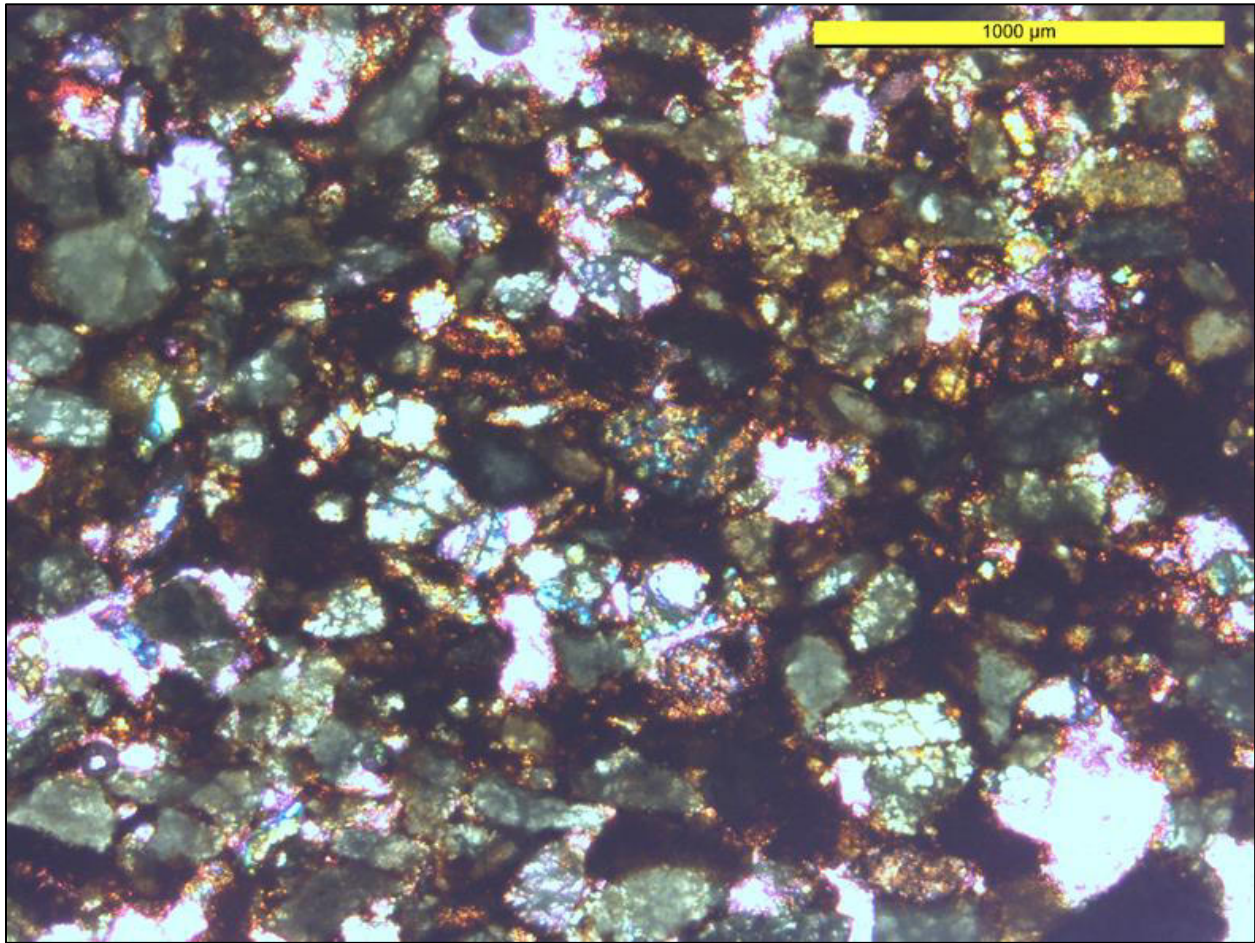


Fig. 52: Lámina delgada SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X - Y - HDR.

Una vez seleccionadas las micrografías, se procede a trabajarlas en blanco y negro, ya que el software utiliza esta escala de colores para diferenciar grano y poro.

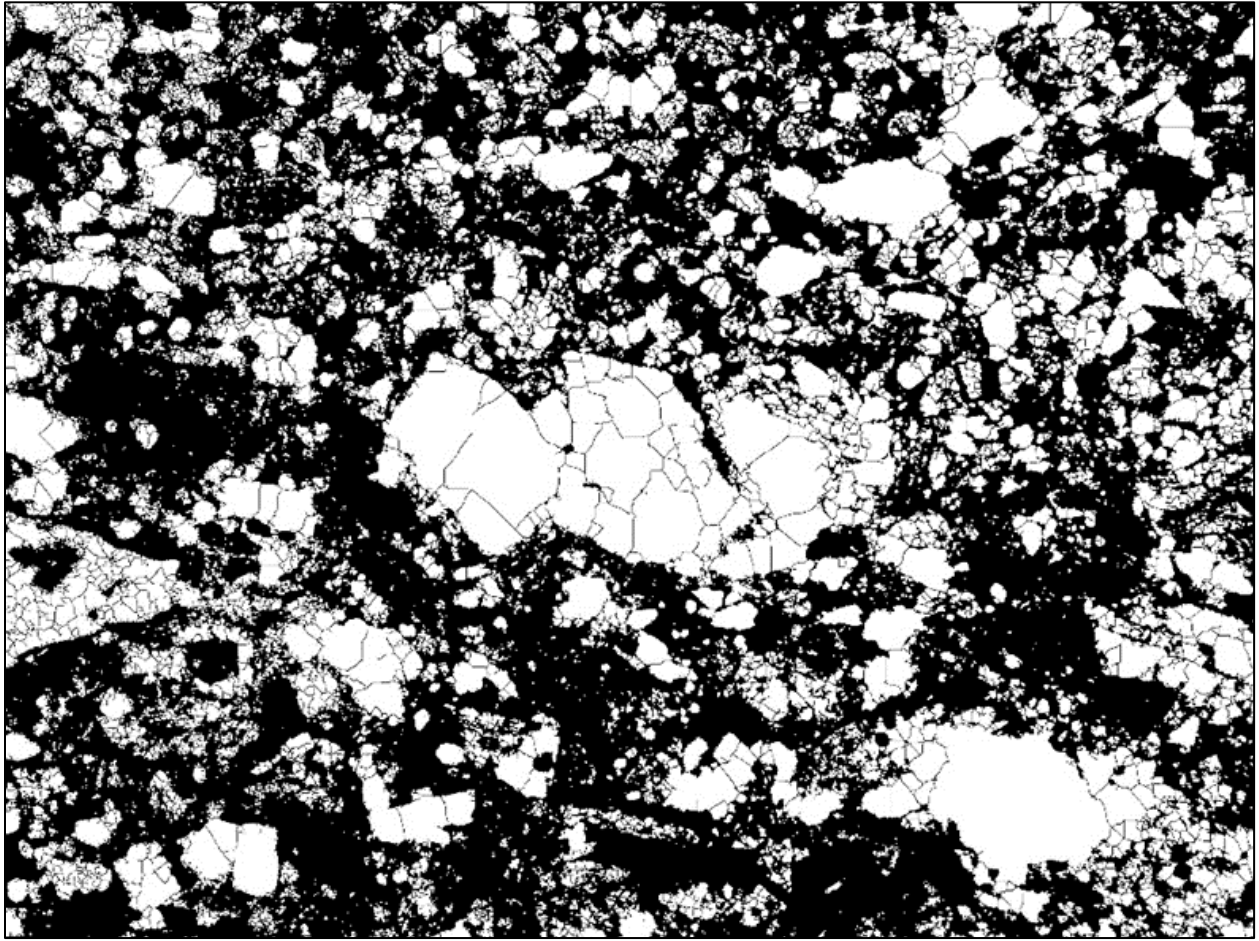


Fig. 53: Lámina delgada procesada en blanco y negro. Muestra SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - II.

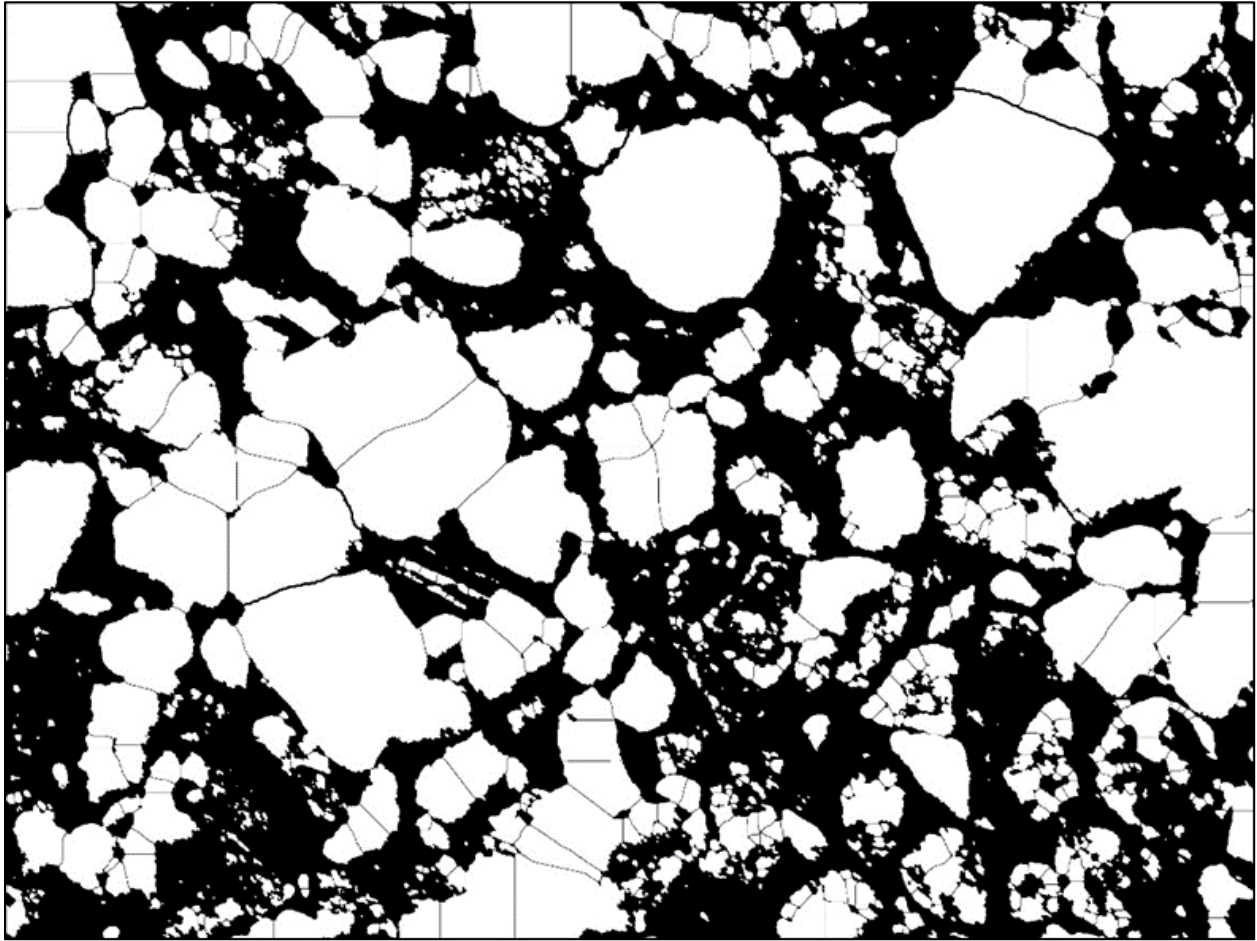


Fig. 54: Lámina delgada procesada en blanco y negro. Muestra SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x – II.

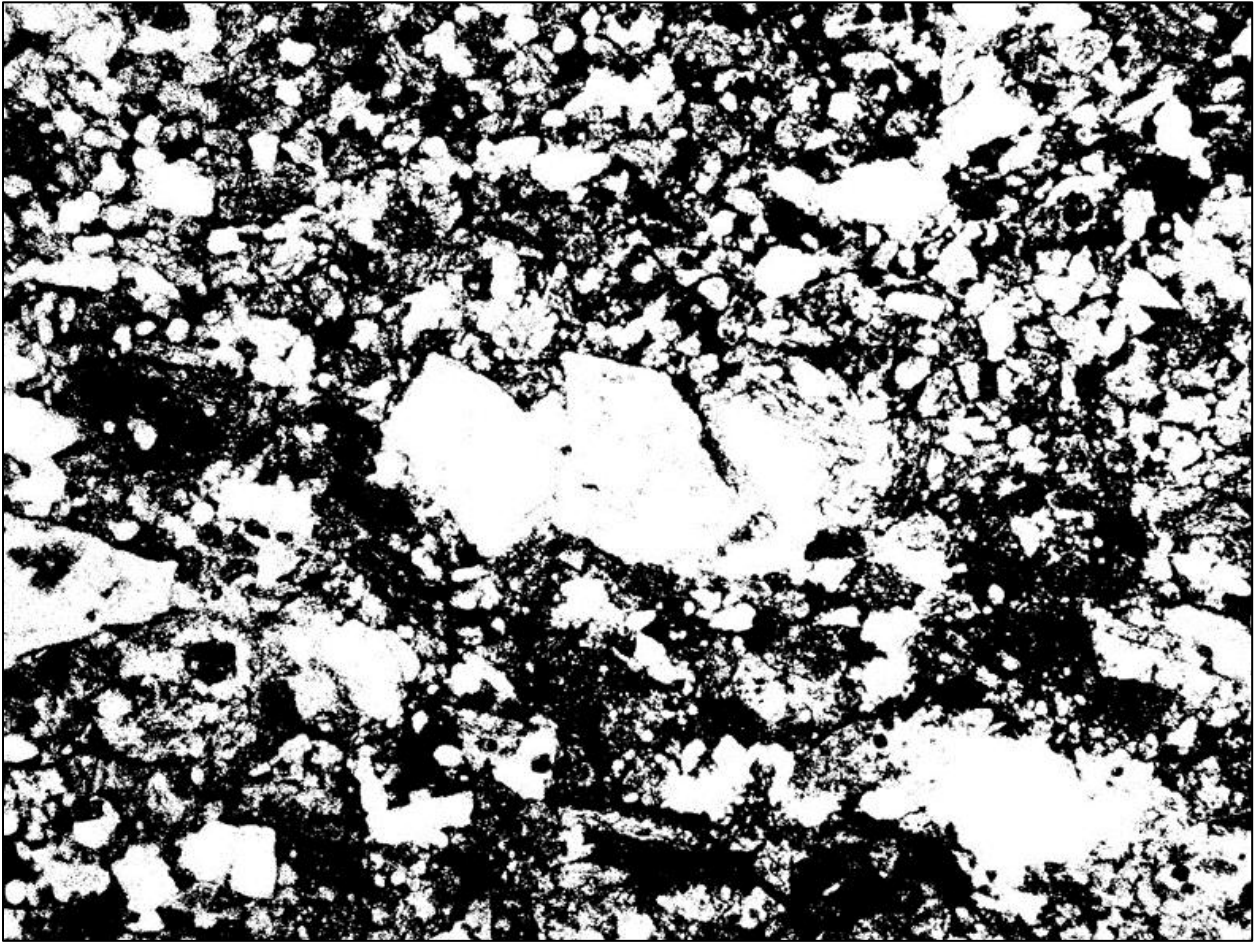


Fig. 55: Lámina delgada procesada en blanco y negro corregida. Muestra SCN-2022-07-22-LD-01 - 001 - 02,5x - II.

Después de ser analizadas, se optó por procesar nuevamente las imágenes, con el fin de descartar resultados poco fiables esta vez diferenciando poro, poro saturado y grano:

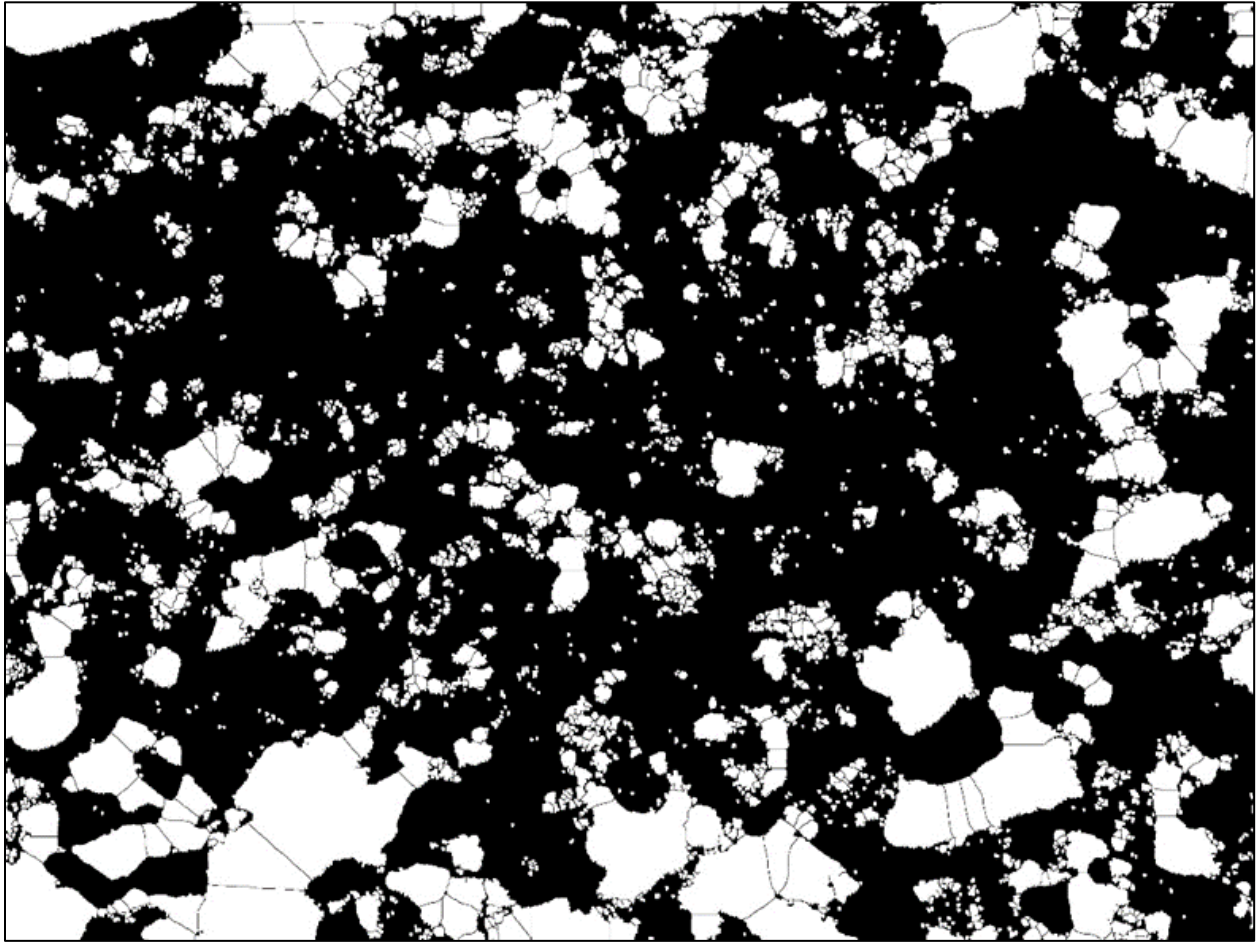


Fig. 56: Lámina delgada procesada en blanco y negro. Muestra SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X - Y - HDR.

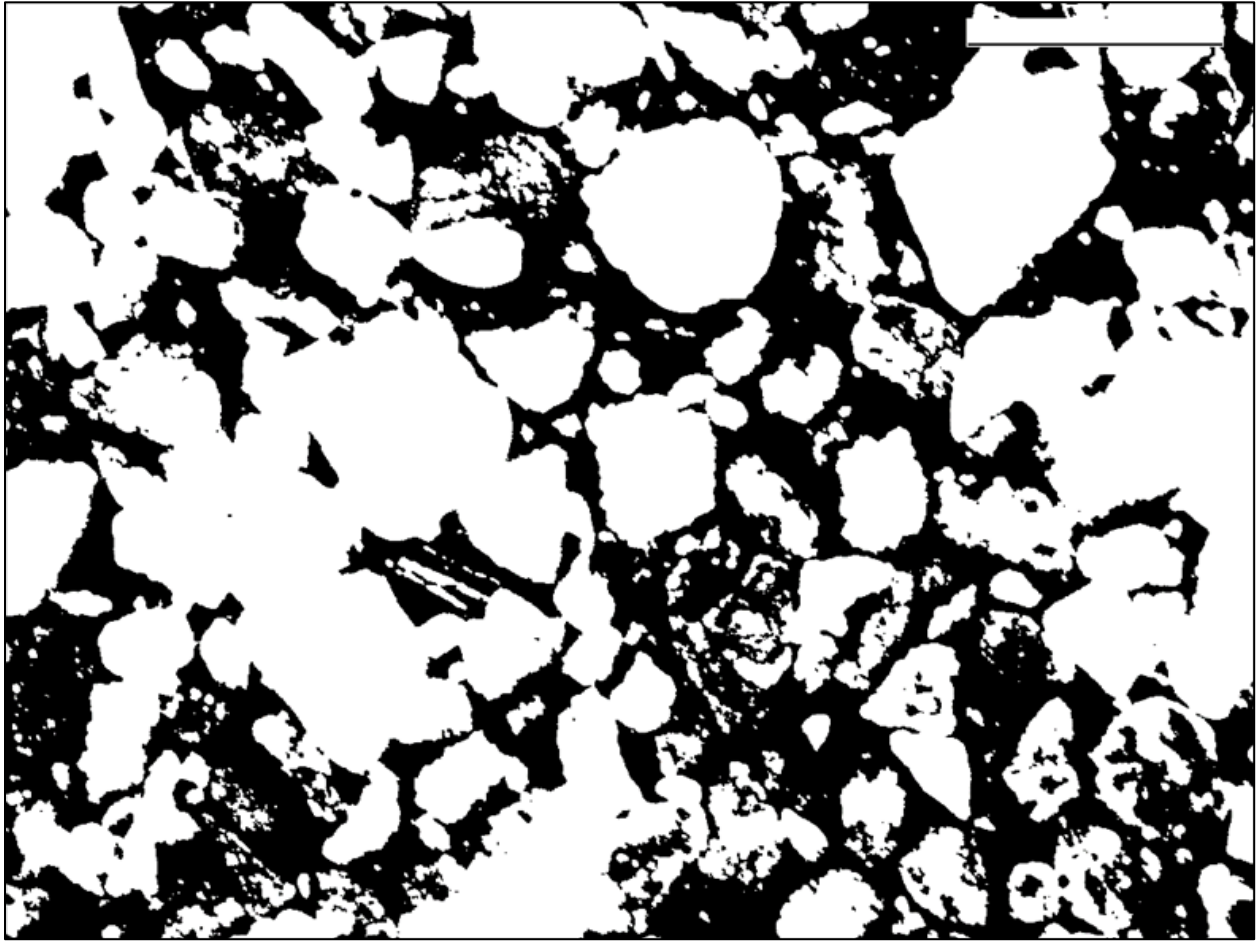


Fig. 57: Lámina delgada procesada en blanco y negro corregida. Muestra SCN-2022-07-22-LD-02 - 001 - 02,5x – II.

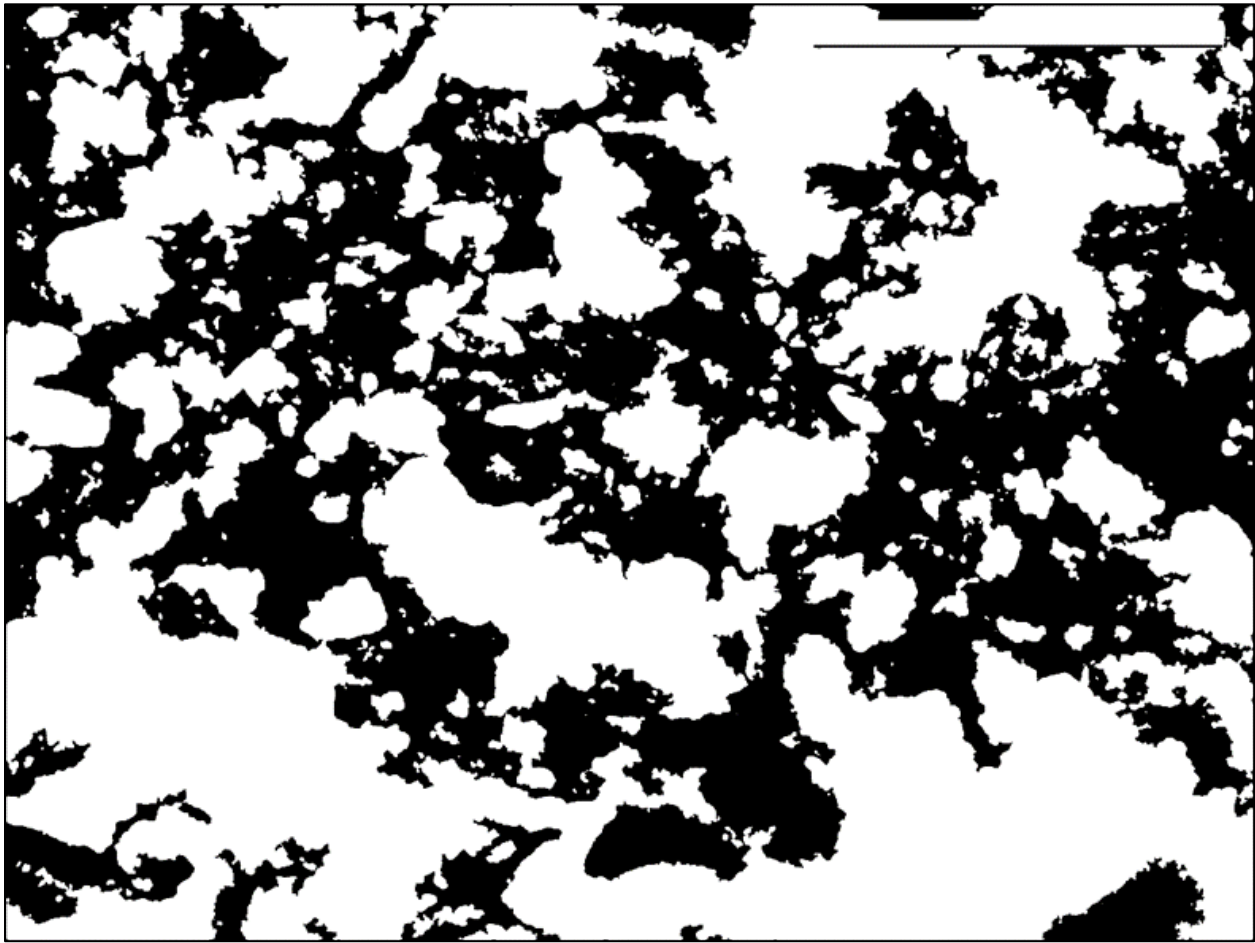


Fig. 58: Lámina delgada procesada en blanco y negro corregida. Muestra SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X - Y - HDR.

4.3.3 Resultados de porosidad

Para mejores efectos de investigación se tomaron dos tipos de conteo (poro, grano; poro, poro saturado, grano) obteniendo las siguientes porosidades:

4.3.3.1 Análisis de lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-01

Tabla 25: Resultados de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-01.

Resultado (conteo de poro y grano)		
Muestra	%Area	%Porosidad
SCN-2022-07-22-LCU-01 - 001 - 02,5x - II - HDR.tif	63.445	36.555

Tabla 26: Resultados corregidos de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-01.

Resultados Corregido (conteo de poro, poro saturado y poro)		
Muestra	%Area	%Porosidad
SCN-2022-07-22-LCU-01 - 001 - 02,5x - II_Mod.tif	59.331	40.669

El primer resultado arrojó una porosidad total de 36.5%, después de realizar correcciones en las imágenes procesadas se obtuvo una porosidad total corregida del 40.67%. Esto nos indica que el Núcleo #1 posee una porosidad total muy alta, tan solo el 59.33% corresponde al grano de la roca.

4.3.3.2 Análisis de lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-02

Tabla 27: Resultados de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-02.

Resultado (conteo de poro y grano)		
Muestra	%Area	%Porosidad
SCN-2022-07-22-LGN-02 - 001 - 02,5x - II - HDR_BW.jpg	56.492	43.508

Tabla 28: Resultados corregidos de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-LD-02.

Resultado corregido (conteo de poro, poro saturado y grano)		
Muestra	%Area	%Porosidad
SCN-2022-07-22-LGN-02 - 001 - 02,5x - II.tif	61.911	38.089

El segundo resultado arrojó una porosidad total de 43.50%, después de realizar correcciones en las imágenes procesadas se obtuvo una porosidad total corregida del 38.01%. Esto nos indica que el Núcleo #2 posee una porosidad total alta, tan solo el 61.91% corresponde al grano de la roca.

4.3.3.3 Análisis de lámina delgada SCN-2022-07-22-SN-001

Tabla 29: Resultados de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-SN- 001.

Resultados (Conteo de poro y grano)		
Muestra	%Area	%Porosidad
SCN-2022-07-22-SN - 001 - 02,5x - II - HDR.tif	32.213	67.787

Tabla 30: Resultados corregidos de porosidad de la lámina delgada SCN-2022-07-22-SN- 001.

Resultados Corregido (conteo de poro, poro saturado y poro)		
Muestra	%Area	%Porosidad
SCN-2022-07-22-SN - 001 - 04,0x - X - Y- HDR.tif	58.104	41.896

El tercer resultado arrojó una porosidad total de 67.79%, después de realizar correcciones en las imágenes procesadas se obtuvo una porosidad total corregida del 41.90%. Esto nos indica que el análisis de la lámina SN posee una porosidad total alta, tan solo el 58.1% corresponde al grano de la roca. Este resultado es el que presenta la mayor porosidad total registrada en los 3 análisis desarrollados en este capítulo.

5 Conclusiones

El análisis petrográfico y petrofísico de los núcleos de roca con manifestación de bitumen presentó resultados significativos para la evaluación de la calidad de los reservorios de hidrocarburos. Los núcleos examinados presentaron características distintivas que permitieron obtener información valiosa sobre su porosidad y permeabilidad, lo que es fundamental para la exploración y producción de hidrocarburos.

A través del lavado con tolueno, se extrajeron 50 ml de bitumen del núcleo #1 y 25 ml de bitumen del núcleo #2. Los parámetros de porosidad y permeabilidad se estimaron a partir de micrografías tomadas de láminas delgadas correspondientes a la pared de la roca de la cual se extrajeron los núcleos. La porosidad para el Núcleo #1 es de 40.7%, para el Núcleo #2 38.09% y finalmente para la lámina delgada SN se estimó una porosidad de 41.9%. Los resultados de la permeabilidad variaron según el núcleo y la presión de confinamiento, siendo los valores promedio entre 400 y 500 Darcys para el Núcleo #1 y valores por encima de los 40000 Darcys para el Núcleo #2. Además, se encontraron peculiaridades con el núcleo #2, como poco arenamiento y desprendimiento de granos de arena, lo que sugiere que el núcleo fue saturado con tolueno. Estos datos son importantes para la exploración y producción de hidrocarburos, ya que la porosidad y permeabilidad influyen en la cantidad de hidrocarburos que pueden ser almacenados y producidos, y la permeabilidad influye en la facilidad con la que los hidrocarburos pueden ser extraídos de la roca.

En cuanto a la obtención de la permeabilidad, se utilizó un permeámetro diseñado y construido específicamente para este estudio. El permeámetro fue calibrado y ajustado para garantizar la precisión y confiabilidad de los resultados. Se realizaron pruebas de permeabilidad a diferentes presiones de confinamiento y se obtuvieron valores de permeabilidad que variaron según el núcleo y la presión de confinamiento. Los valores promedio de permeabilidad para el Núcleo #1 fueron de entre 400 y 500 Darcys, mientras que los valores para el Núcleo #2 fueron por encima de los 40000 Darcys. Estos resultados indican que el Núcleo #2 tiene una permeabilidad mucho mayor que el Núcleo #1, lo que sugiere que es un mejor candidato para la producción de hidrocarburos.

Además, se observó que el Núcleo #2 presentaba poco arenamiento y desprendimiento de granos de arena, lo que sugiere que el núcleo fue saturado con tolueno. Este hallazgo es importante porque indica que el tolueno puede ser utilizado para mejorar la permeabilidad de los núcleos de roca, lo que podría tener implicaciones significativas para la producción de hidrocarburos.

En cuanto a la porosidad, se encontró que la porosidad para el Núcleo #1 es de 40.7%, para el Núcleo #2 38.09% y finalmente para la lámina delgada SN se estimó una porosidad de 41.9%. Estos valores indican que las rocas areniscas son un medio ideal para almacenar grandes cantidades de hidrocarburos, ya que tienen una porosidad significativa que permite la acumulación de hidrocarburos en su interior.

6 Bibliografía

- Al-Lawati, A., Al-Rawahi, Z. & Al-Riyami, M. (2017): Permeability-porosity-saturation relationships of Khuff Formation sandstones, North Oman. – *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **155**: 358-366.
- Aragón Allen, J. R. (1985). *Principles of physical sedimentology*. Springer.
- Aragón-Aguilar, A., Torres-Hernández, J.R., Escalona-Alcázar, F.D. & López-Antuna, G.M. (2003): Geology and petroleum systems of the Paleocene Bejuco-La Laja submarine canyon, Tampico-Misantla Basin, Mexico. – *AAPG Bulletin*, **87 (5)**: 805-825.
- Aranda-Gómez & Urrutia-Fucugauchi (2008) → Aranda-Gómez, J.J. & Urrutia-Fucugauchi, J. (2008): Tectonic and sedimentary evolution of the Tampico-Misantla Basin, Mexico. – *Basin Research*, **20 (4)**: 545-571.
- Barrer, R.M. (1989): *Porosity in materials science*. – Butterworths.
- Basáñez Loyola, M.A. (2004): Formación Palma Real en: Servicio Geológico Mexicano (SGM)(ed.): *Léxico Estratigráfico de México*: <https://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/PalmaReal.pdf>
- Basáñez, L. M.A. (2006): Formación Chapopote en: Servicio Geológico Mexicano (SGM)(ed.): *Léxico Estratigráfico de México*: <https://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/Chapopote.pdf>
- Basáñez, L. M.A. (2006): Formación Guayabal en: Servicio Geológico Mexicano (SGM)(ed.): *Léxico Estratigráfico de México*: <https://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/Guayabal.pdf>
- Basáñez, L.M.A. (2006): Formación Alazán – en: Servicio Geológico Mexicano (SGM)(ed.): *Léxico Estratigráfico de México*: <https://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/Alazan.pdf>
- Basáñez-Loyola, M.A. (2006): Formación Horcones en: Servicio Geológico Mexicano (SGM)(ed.): *Léxico Estratigráfico de México*: <https://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/Horcones.pdf>
- Basáñez-Loyola, M.A. (2006): Formación Mesón en: Servicio Geológico Mexicano (SGM)(ed.): *Léxico Estratigráfico de México*: <https://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/Meson.pdf>
- Bateman, R.M., Bustin, R.M. & Wang, H.F. (2018): *Petrophysical Methods in Hydrocarbon Exploration and Production: A Practitioner's Guide*. – John Wiley & Sons.
- Bates, R. L., & Jackson, J. A. (1984). *Glossary of geology* (3rd ed.). American Geological Institute.
- Blatt, H., Middleton, G., & Murray, R. (2006): *Origen de las rocas sedimentarias*. – Reverte.
- Blatt, H., Tracy, R.J. & Owens, B.E. (2006): *Petrology: Igneous, Sedimentary, and Metamorphic*. – W.H. Freeman and Company.
- Blunt, M.J. (2017): *Multiphase flow in permeable media: a pore-scale perspective*. – Cambridge University Press.

- Blunt, M.J. (2017): Multiphase flow in permeable media: a pore-scale perspective. – Cambridge University Press.
- Bouhaddioui, Y., Essabaa, S., Kihal, N. & Othmani, M. (2019): Characterization of clayey soil for the construction of sanitary landfill: Case of Souk Tleta Region (Morocco). – *Arabian Journal of Geosciences*, **12 (20)**: 630.
- Brace, W.F., Walsh, J.B. & Frangos, W.T. (1980): Permeability of granite under high pressure. – *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, **85 (B12)**: 6847-6853.
- Bustos-García, M.E. & Ramírez-Arriaga, E. (2018): Caracterización petrológica y geoquímica de la Formación Tamaulipas en la Subcuenca Tampico, México. – *Geología Colombiana*, **43**: 53-66.
- Civan, F. (2012): Reservoir formation damage: Fundamentals, modeling, assessment, and mitigation. – Gulf Professional Publishing.
- CNH (2018): Producción diaria Nacional de hidrocarburos. Liga: <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (2018): Atlas geológico Cuenca Tampico-Misantla. – Centro Nacional de Información de Hidrocarburos: 44 p.; Ciudad de México.
- Craft, B.C., Hawkins, M.F., & Terry, R.C. (1991): Applied petroleum reservoir engineering. – Prentice-Hall.
- Deer, W.A., Howie, R.A. & Zussman, J. (2013): An introduction to the rock-forming minerals. – Mineralogical Society of Great Britain and Ireland.
- Diversey, R.M. & Zoback, M.D. (2020): A review of petrophysical considerations for unconventional reservoirs. – *Interpretation*, **8 (2)**: SF1-SF18.
- Dullien, F.A.L. (2012): Porous media: fluid transport and pore structure. – Academic Press.
- Flores-Ramírez, M.A. & Zamora-Briseno, J.A. (2011): Geología estructural y sedimentaria de la plataforma de Tuxpan, Veracruz. – *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, **28 (1)**: 1-13.
- Folk, R. L. (1980): Petrology of sedimentary rocks. Hemphill Publishing Company.
- González-Yajimovich, O. & Suárez-Rivera, R. (2005): Depositional systems of the Paleocene Bejuco-La Laja submarine canyon, Tampico-Misantla Basin, Mexico. – *Marine and Petroleum Geology*, **22 (1-2)**: 61-78.
- GoogIearth (2022): Imágenes satelitales del área de trabajo. Liga: [https://earth.google.com/web/@21.65963732, 98.28755037,501.22226915a,426629.07607645d,35y,-0h,0t,0r/data=OgMKATA](https://earth.google.com/web/@21.65963732,98.28755037,501.22226915a,426629.07607645d,35y,-0h,0t,0r/data=OgMKATA)
- Guo, Z. & Huang, H. (2015): Pore structure and permeability of rocks. – *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **128**: 53-65.
- Hillel, D. (2004): Introduction to environmental soil physics. – Elsevier Academic Press.
- Hubbard, M. (2018): Petrophysical and Geomechanical Properties of Shale Gas Reservoirs: A Review. – *Rock Mechanics and Rock Engineering*, **51 (7)**: 2071-2095.

- Hunt, J.M., Mosby, D.E. & Barrett, S.P. (1995): Petroleum geochemistry and geology. – WH Freeman and Company.
- Jackson, J. A., & Mehl, J. P. (1984). Petrophysical parameters estimated from petrographic data. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 68(3), 259-273.
- Katz, A. J., & Thompson, A. H. (1986). Quantitative prediction of permeability in porous rock. Physical Review B, 34(11), 8179-8181.
- López-Palomino, I. (2007): Formación Chicontepec en: Servicio Geológico Mexicano (SGM)(ed.): Léxico Estratigráfico de México: <https://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/Chicontepec.pdf>
- López-Ramos, E., Pérez-Segura, E. & Ruiz-Armenta, M. (2003): Sedimentología y estratigrafía del Cretácico superior y Terciario en la plataforma de Tuxpan, Veracruz. – Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, **55 (2)**: 139-154.
- Loucks, R. G., & Reed, R. M. (2004). Burial diagenesis and reservoir quality of sandstones in the Battle Formation (Mississippian), Weyburn oil field, Saskatchewan, Canada. AAPG Bulletin, 88(7), 951-972.
- Lozano, J. A. (2019): El incendio del pozo petrolero Dos Bocas de San Diego de la Mar en 1908. Revista Iberoamericana de Ciencias, 4(6), 62-70.
- Maldonado Lee et al (1996) → Juan Manuel Maldonado Lee, Enrique Rosales Franco, Abundio Hernández Loredó, Francisco Javier Serrano Gómez, Horacio Membrillo Ortega y Eloy Tinajera Fuentes (1996): Carta geológica-Minera Tamiahua F14-9 Veracruz, INEGI, Segunda edición 1996.
- Matar, G., Rojas, J. & López-Valdivia, L.M. (2017): Porous materials: Processing and applications. – CRC Press.
- Mehta, S.A. & Patil, S.L. (2019): Effect of pore size and connectivity on permeability of rocks. – Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, **9 (1)**: 71-77.
- Mungan, N. & Gelisli, K. (2014): Predicting permeability from well logs: A case study from a carbonate reservoir in Turkey. – Journal of Petroleum Science and Engineering, **118**: 54-61.
- Nelson, R.A. (2001): Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. – Gulf Professional Publishing.
- Nesse, W. D. (2009): Introduction to mineralogy. Oxford University Press.
- Pech-Cárdenas, M., Solano-Rojas, D. & Hernández-Ortíz, J. (2017): Structural analysis of the sub-surface Tampico-Misantla basin in Veracruz State, Mexico. – Journal of South American Earth Sciences, **78**: 34-43.
- Pemex (2015): Programa de perforación Aguacate #15, 2015
- Perkins, D. (2002). Petrology. WH Freeman and Company.
- Piña-Arce, M. y López-Palomino, I. (2007): Formación Aragón en: Servicio Geológico Mexicano (SGM)(ed.): Léxico Estratigráfico de México: <https://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/Aragon.pdf>
- Piña-Arce, M. y López-Palomino, I. (2007): Formación Velasco en: Servicio Geológico Mexicano (SGM)(ed.): Léxico Estratigráfico de México: <https://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/Cieneguitas.pdf>

- Prado, R.J., Macedo, J.S., de Oliveira, R.S., Lopes, J.C. & Silva, A.L. (2018) Analysis of the influence of the compaction energy in the permeability of soils used in the construction of dams. *Engenharia Agrícola*, **38** (2): 171-181.
- SIE (2023): SIE á Sistema de Información Económica. Precio del barril de petróleo. Liga: <https://www.banxico.org.mx/apps/gc/precios-spot-del-petroleo-gra.html>
- Tiab, D. & Donaldson, E. (2012): *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties.* – Gulf Professional Publishing.
- Tiab, D. & Donaldson, E.C. (2016): *Petrophysics: Principles and Applications.* Gulf Professional Publishing.
- Tod, D., Parsons, R.L. & West, G. (2009): *Materials science for dentistry.* – Woodhead Publishing.
- Vernon, R.H. (2018): *A practical guide to rock microstructure.* – Cambridge University Press.
- Wang, K. & Ren, Y. (2018): Advances in experimental methods for measuring rock permeability: A review. – *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **165**: 413-430.
- Winter, J.D. (2010): *Principles of Igneous and Metamorphic Petrology.* – Prentice Hall.
- Zhang, X., Li, Z. & Li, C. (2020): A comparative study on permeability of rock specimens under different loading modes. – *Advances in Materials Science and Engineering*: 1-13.