

Evaluación petrofísica basada en datos de laboratorio RCAL, SCAL y mineralogía de la
Formación San Fernando (Cuenca Llanos Orientales, Colombia)

Ivis Lucía González Ramos y Jhon Erick Sandoval Falla

Trabajo de Grado para Optar al Título de Geólogos

Directora

María Alejandra Joya Rincón

Geóloga candidata a M. Eng.

Codirectores

Julián David De Bedout Ordoñez

Geólogo M. Eng.

Edgar Ricardo Pérez Carrillo

Ingeniero de Petróleos M. Eng.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

A Dios por guiarme en este camino y por darme las capacidades y la fortaleza para seguir adelante a pesar de las adversidades y lograr mis propósitos.

A mis padres: Patricia Ramos y Juan Carlos González, por su amor, motivación, guía y apoyo incondicional. Este logro es por y para ustedes.

A mi novio y mejor amigo, Juan Manuel Durán, por su amor incondicional, por apoyarme en todos mis proyectos y por estar siempre para mí, alegrándome cada día de mi vida.

A mis familiares y amigos que estuvieron durante el proceso, que me acompañaron, me apoyaron y me brindaron palabras de aliento.

A todos ustedes, mil gracias.

Ivis Lucía González Ramos

A la mujer de mi vida, Yined Falla, porque nunca dejó de guiarme con su profundo amor en cada una de mis metas, siempre siendo el mejor ejemplo a seguir.

A mi padre: Jhon Sandoval, del cual aprendí el significado de la valentía, el carácter y la fortaleza; valores claves a lo largo de este camino. Sin ustedes nada de esto hubiera sido posible.

A mi familia, a mi padrastro y especialmente a Santiago Jiménez, porque bajo sus ojos siempre fui capaz de todo. Para que nunca olvide que con esfuerzo todo se logra.

A los compañeros que me hicieron parte de sus proyectos, a esos cuantos amigos que lograron conocerme y a aquellas personas con las que desarrollé lo más profundo de mi sentir.

A todos ustedes, infinitas gracias.

Jhon Erick Sandoval Falla

Agradecimientos

Agradecemos a Ecopetrol S.A por brindarnos la oportunidad de realizar este proyecto y por suministrarnos todos los datos necesarios para la realización de este.

A la Universidad Industrial de Santander (UIS) por brindarnos las bases y el conocimiento necesario para construir nuestro camino profesional.

A nuestra directora María Alejandra Joya Rincón y nuestros codirectores Julián David De Bedout Ordoñez y Edgar Ricardo Pérez Carrillo por su entrega, aportes, apoyo y guía constante. Mil gracias por todos los conocimientos compartidos, y, por cada recomendación, corrección y sugerencia. Sin ustedes esto no habría sido posible.

A todos y cada uno de los docentes que han aportado a nuestra formación profesional y personal, especialmente a los docentes Francisco Velandia, Luis Enrique Cruz Guevara, German Patarroyo, Juan David Badillo, Luis Eduardo Moreno y Eliecer Uribe.

A todos nuestros compañeros que en algún momento nos brindaron su apoyo a lo largo de la carrera y de la tesis, especialmente a Daniela Villabona, Silvio Pacheco, Diego Salazar y Brayan Guarín.

A nuestros padres, amigos, seres queridos y a todas esas personas que de una u otra forma han estado ahí para apoyarnos en los momentos más difíciles, mil gracias.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	18
1. Objetivos.....	20
1.1 Objetivo General	20
1.2 Objetivos Específicos	20
2. Localización.....	21
3. Metodología.....	22
3.1 Revisión bibliográfica.....	23
3.2 Descarga y revisión de datos.....	23
3.2.1 Análisis de rutina de núcleo (RCAL)	24
3.2.2 Análisis especiales de núcleo (SCAL).....	24
3.2.3 Mineralogía y sedimentología.....	25
3.3 Carga a software y procesamiento	26
3.4 Control de calidad	29
3.5 Análisis sedimentológico.....	31
3.6 Integración de datos.....	31
3.6.1 Definición final de litotipos	31
3.6.2 Integración de datos SCAL.....	33
3.7 Evaluación de la calidad del reservorio	33
3.8 Elaboración del libro	33
4. Marco teórico.....	33

4.1	Caracterización de reservorios	33
4.1.1	Análisis de rutina de núcleo (RCAL)	34
4.1.1.1	Porosidad.....	35
4.1.1.1.1	Clasificación de la porosidad.	36
4.1.1.1.2	Medición de porosidad en laboratorio	37
4.1.1.2	Permeabilidad.....	38
4.1.1.2.1	Clasificación de la permeabilidad.....	40
4.1.1.3	Saturación.....	41
4.1.1.4	Compresibilidad.	42
4.1.2	Análisis especiales de núcleo (SCAL).....	42
4.1.2.1	Permeabilidad Relativa.	43
4.1.2.2	Factor de formación.....	45
4.1.2.3	Índice de Resistividad.....	47
4.1.2.4	Presión Capilar.	48
4.1.2.5	Correcciones de presión capilar.	50
4.1.2.5.1	Corrección de rugosidad.	50
4.1.2.5.2	Corrección de confinamiento.	50
4.1.2.5.3	Corrección de arcillas.	51
4.1.2.5.4	Corrección de sistema de fluidos.....	52
4.1.2.6	Mojabilidad.	52
4.1.3	Mineralogía	54
4.1.3.1	Microscopía electrónica de Barrido (SEM).	54
4.1.3.2	Difracción de rayos x (DRX).	55

4.1.3.3 Petrografía.....	57
4.1.4 Sedimentología.....	58
4.1.4.1 Propiedades de las rocas sedimentarias.....	58
4.1.4.1.1 Tamaño de las Partículas.....	58
4.1.4.1.2 Forma de las partículas.....	59
4.1.4.1.3 Selección o calibrado.....	59
4.1.4.1.4 Empaquetamiento.....	60
4.1.4.1.5 Fábrica.....	61
4.1.4.1.6 Contacto entre las Partículas.....	62
4.1.4.1.7 Madurez Textural.....	63
4.1.4.2 Ambientes Sedimentarios.....	64
4.1.4.3 Facies.....	65
4.1.4.3.1 Clasificación de Facies.....	66
4.2 Litotipos.....	67
4.3 Unidades hidráulicas de flujo.....	69
4.3.1 Método Winland R-35.....	69
4.3.2 Método Pittman.....	70
4.4 Crudos pesados.....	73
5. Marco geológico.....	75
5.1 Evolución tectónica.....	75
5.2 Estratigrafía.....	78
5.3 Geología estructural.....	80
5.4 Sistema petrolífero.....	81

5.4.1 Formaciones generadoras	81
5.4.2 Formaciones reservorio	82
5.4.3 Formaciones sello.....	82
5.4.4 Trampas	82
6. Resultados.....	83
6.1 Análisis sedimentológico.....	83
6.1.1 Facies del pozo A	83
6.1.2 Facies del Pozo B	84
6.1.3 Descripción general de facies	85
6.1.3.1 Areniscas con estratificación cruzada (S-x).....	85
6.1.3.2 Lodolitas laminadas (M-lam).....	89
6.1.3.3 Areniscas masivas (S-m)	90
6.1.3.4 Areniscas limosas bioturbadas (mS-biot)	91
6.1.3.5 Heterolítica (mS/sM-w)	93
6.1.3.6 Areniscas con ondulitas (S-w)	94
6.1.3.7 Conglomerados matriz soportados (G).....	95
6.1.3.8 Areniscas bioturbadas (S-biot).....	97
6.1.3.10 Areniscas con laminación ondulosa (S-lam).....	99
6.1.4 Relación entre facies y litotipos	100
6.1.5 Interpretación ambiental	103
6.2 Integración de datos.....	108
6.2.1 Definición final de litotipos	108
6.2.2 Integración de datos SCAL.....	110

6.2.2.1 Permeabilidad relativa y mojabilidad	111
6.2.2.2 Factor de formación.....	113
6.2.2.3 Índice de resistividad	113
6.2.2.3 Presión capilar por plato poroso	114
6.2.2.4 Presión capilar por inyección de mercurio.....	115
6.3 Evaluación de la calidad del reservorio	117
6.3.1 Litotipo 1.....	120
6.3.2 Litotipo 2.....	123
6.3.3 Litotipo 3.....	126
6.3.4 Litotipo 4.....	129
6.3.5 Litotipo 5.....	132
6.3.6 Litotipo 6.....	135
7. Análisis de resultados.....	138
8. Conclusiones.....	142
9. Recomendaciones.....	143
Referencias bibliográficas	144

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Inventario de datos suministrados por Ecopetrol S.A.	23
Tabla 2. Inventario de datos de análisis de rutina de núcleo (RCAL)	24
Tabla 3. Inventario de datos de análisis especiales de núcleo (SCAL).....	25
Tabla 4. Inventario de datos de análisis mineralógico	25
Tabla 5. Evaluación de la calidad de las rocas reservorio según los rangos de permeabilidad....	39
Tabla 6. Valores del exponente de Archie (m) para diferentes materiales consolidados y no consolidados	46
Tabla 7. Clasificación de los medios sedimentarios	64
Tabla 8. Códigos de litofacies universales que se basan en el diagrama ternario modificado	67
Tabla 9. Ecuaciones de Pittman para cada percentil	72
Tabla 10. Distribución de facies en los pozos A y B	83
Tabla 11. Distribución y espesor de las facies presentes en el pozo A	84
Tabla 12. Distribución y espesor de las facies presentes en el pozo B	84
Tabla 13. Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 1	121
Tabla 14. Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 2	124
Tabla 15. Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 3	127
Tabla 16. Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 4	130
Tabla 17. Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 5	133
Tabla 18. Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 6	136
Tabla 19. Resumen de facies identificadas en la formación de estudio	138

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Mapa de localización general de la zona de estudio en la Cuenca Llanos Orientales ..	21
Figura 2. Diagrama de flujo de la metodología de trabajo	22
Figura 3. Gráficos de composición mineralógica para el pozo A.....	26
Figura 4. Carga de datos al software de interpretación petrofísica Techlog	27
Figura 5. Zoom a los datos RCAL, petrografía y mineralogía cargados a Techlog	27
Figura 6. Zoom algunos de los datos SCAL cargados a Techlog.....	28
Figura 7. Diagrama Winland R-35 de los pozos A y B, donde se observan seis unidades hidráulicas de flujo a partir de los radios de garganta de poro.....	29
Figura 8. Correcciones de la curva de presión capilar	30
Figura 9. Cálculo de radio de garganta pronóstico en Excel	32
Figura 10. Principales mediciones realizadas en los análisis de rutina de núcleo por sus diferentes métodos	34
Figura 11. Representación de los distintos tipos de poros que se forman en una roca	35
Figura 12. Distintos tipos de empaquetamiento y su respectivo valor de porosidad.....	36
Figura 13. Representación esquemática del experimento de Darcy en una muestra de tapón de núcleo	38
Figura 14. Representación de las diferentes saturaciones posibles en una roca.....	41
Figura 15. Etapas de los análisis especiales de núcleo y mediciones realizadas por sus diferentes métodos	43
Figura 16. Curvas de Permeabilidad relativa vs saturación	44

Figura 17. Relación lineal entre el factor de formación y la porosidad para diferentes valores de m	47
Figura 18. Representación gráfica de la fuerza de la presión capilar entre el agua y el aire	49
Figura 19. Esquema de los distintos tipos de mojabilidad de un yacimiento.....	53
Figura 20. Esquema de los distintos tipos de mojabilidad de un yacimiento.....	54
Figura 21. Esquema de un equipo de SEM con el respectivo nombre de cada uno de sus componentes	55
Figura 22. Esquema de preparación de muestras para la identificación de minerales de la arcilla por difracción de rayos x.....	56
Figura 23. Esquema de los principales elementos que componen del microscopio polarizante ..	57
Figura 24. Escala de comparación visual para grado de redondeamiento y esfericidad de las partículas.....	59
Figura 25. Escala de comparación visual para determinar el calibrado de las partículas de Pettijhon	60
Figura 26. Tipos de empaquetamiento	61
Figura 27. Tipos de fábrica presente en las rocas sedimentarias	62
Figura 28. Tipos de contacto entre partículas en las rocas sedimentarias	62
Figura 29. Estados de madurez textural de las rocas sedimentarias con base en el contenido de arcillas, calibrado y redondez	63
Figura 30. Relación entre facies y ambiente sedimentario.....	65
Figura 31. Curva discreta de litotipos	68
Figura 32. Diagrama de Winland R-35 que muestra relación Porosidad-Permeabilidad	70
Figura 33. Clasificación del petróleo en livianos, intermedios y pesados según grados API	73

Figura 34. Reservas mundiales de petróleo	74
Figura 35. Modelo secuencial de desarrollo tectónico regional en Colombia.....	77
Figura 36. Columna estratigráfica generalizada enfocada a hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales.....	79
Figura 37. Sección transversal esquemática de la Cuenca de los Llanos Orientales	80
Figura 38. Fotos de núcleo de la facies de areniscas con estratificación cruzada (S-x)	86
Figura 39. Micrografías de areniscas de la facies S-x con escasa presencia de arcilla.....	87
Figura 40. Micrografías de areniscas de la facies S-x con alto contenido de arcilla	88
Figura 41. Fotos de núcleo y micrografías de la facies de lodolitas laminadas (M-lam).....	89
Figura 42. Foto de núcleo y micrografías de la facies de areniscas masivas (S-m)	90
Figura 43. Fotos de núcleo de la facies de areniscas limosas bioturbadas (mS-biot).....	92
Figura 44. Fotos de núcleo y micrografías de la facies heterolítica (mS-sM).....	93
Figura 45. Fotos de núcleo de la facies de areniscas con ondulitas (S-w)	95
Figura 46. Fotos de núcleo y micrografías de la facies de conglomerados matriz soportados (G)	96
Figura 47. Fotos de núcleo y micrografías de la facies de areniscas bioturbadas (S-biot)	98
Figura 48. Fotos de núcleo y micrografías de la facies de areniscas con laminación ondulosa (S-lam)	99
Figura 49. Clasificación preliminar de los litotipos según el diagrama WR35 para los pozos A y B	100
Figura 50. Convención de color para litotipos preliminares determinados por Winland R35 ...	101
Figura 51. Relación entre facies y litotipos	102

Figura 52. Facies establecidas en ambos pozos con sus respectivos espesores totales, distribución porcentual y relación con litotipos preliminares.....	103
Figura 53. Modelo conceptual de un Delta y otros ambientes de depósito costero.....	105
Figura 54. Columna tipo y bloquediagrama característico de ambientes deltaicos.....	106
Figura 55. Bloquediagrama y columna estratigráfica generalizada del área de estudio.....	107
Figura 56. Comparación de los litotipos determinados para R35 según Winland, Pittman, radio de garganta de poro experimental y radio de garganta de poro pronóstico.....	109
Figura 57. Correlación lineal entre clasificaciones de litotipos por los diferentes métodos.....	110
Figura 58. Valores promedio de SCAL según litotipo.....	111
Figura 59. Permeabilidad relativa agua-aceite para muestras agrupadas según litotipo.....	112
Figura 60. Presión capilar vs saturación de agua según análisis de PcPp.....	114
Figura 61. Presión capilar vs saturación de agua según análisis de PcHg.....	115
Figura 62. Definición de litotipos basados en radios de garganta poral de PcHg.....	116
Figura 63. Clasificación de litotipos utilizando el método Pittman R35.....	117
Figura 64. Curvas de litotipos y diagramas Pittman R35 de los pozos A y B.....	118
Figura 65. Valores mínimos, máximos y promedio de parámetros representativos en cada litotipo.....	119
Figura 66. Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 1.....	120
Figura 67. Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 1.....	122
Figura 68. Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 2.....	123

Figura 69. Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 2	125
Figura 70. Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 3.....	126
Figura 71. Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 3	128
Figura 72. Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 4.....	129
Figura 73. Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 4	131
Figura 74. Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 5.....	132
Figura 75. Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 5	134
Figura 76. Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 6.....	135
Figura 77. Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 6	137
Figura 78. Clasificación final de litotipos según metodología Pittman R35	140
Figura 79. Resumen comparativo de litotipos con gráficas de distribución poral, petrografía, SEM y fotos en luz natural (LN) y luz ultravioleta (UV)	141

Glosario

°API: $(141.5 / \text{gravedad específica a } 60^\circ\text{F}) - 131.5$
bep: barril de petróleo equivalente
°C: grados Celsius
Cf: compresibilidad
DRX: difracción de rayos X
°F: grados Fahrenheit
ft: pies (unidad de longitud)
I: índice de resistividad
GR: registro de rayos gamma
K: permeabilidad
Kair: permeabilidad al aire
KK: permeabilidad Klinkenberg
 λ : longitud de correlación, parámetro de geometría poral
LT: litotipos
M: exponente de cementación
m: metros (unidad de longitud)
 μm : micrómetro (unidad de longitud)
n: exponente n, parámetro de geometría poral
Pc: presión capilar
Pd: presión de desplazamiento
 ϕ : porosidad
 ϕ_e : porosidad efectiva
POT: porosidad óptica total
PR35: Pittman R35
psi: libras por pulgada cuadrada (unidad de presión)
RCAL: análisis de rutina de núcleo
Rw: resistividad del agua
SCAL: análisis especial de núcleo
SEM: microscopía electrónica de barrido
Sg: saturación de gas
Shg: saturación de mercurio
So: saturación de aceite
Sor: saturación de aceite residual
Sw: saturación de agua
Swirr: saturación de agua irreducible
WR35: Winland R35

Resumen

Título: Evaluación petrofísica basada en datos de laboratorio RCAL, SCAL y mineralogía de la Formación San Fernando (Cuenca Llanos Orientales, Colombia)*

Autor(es): Ivis Lucía González Ramos y Jhon Erick Sandoval Falla**

Palabras Clave: Crudos pesados, Llanos Orientales, Petrofísica, Mineralogía, Sedimentología, RCAL, SCAL, SEM, DRX.

Descripción:

La reducción de reservas colombianas de hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales representa a futuro un impacto energético negativo para el país, mitigable mediante el estudio de yacimientos no convencionales, aprovechando la producción de pozos de crudo pesado y extrapesado para así prologar los años de producción energética del país. Por esta razón, en el presente estudio se realizó una caracterización petrofísica en dos pozos de la Formación San Fernando, ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales mediante la integración de datos sedimentológicos y mineralógicos con datos de laboratorio (RCAL y SCAL). En la cual, mediante el análisis sedimentológico se lograron identificar 9 facies en total y con la integración de datos se definieron 6 litotipos mediante la ecuación de Pittman R35; todo esto con el fin de evaluar la calidad de la Formación San Fernando como reservorio de hidrocarburos, encontrándose que el litotipo con la mejor calidad comprende radios de garganta de poro superiores a 40 micras, presentando valores promedio de porosidad del 20%, permeabilidad de 6081.45 mD y radio de garganta de poro de 54.56 μm , relacionado a las facies areniscas con estratificación cruzada e igualmente al ambiente de canales fluviales trenzado. Por otro lado, el litotipo con peor calidad presenta radios de garganta de poro inferiores a 2 micras, con valores promedio de porosidad del 9%, permeabilidad de 0.25 mD, radio de garganta de poro de 0.63 μm , estos relacionándose con las facies lodolitas laminadas depositadas por suspensión en ambientes de depósitos de bahías interdistributarias al disminuir el régimen de flujo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Directora: María Alejandra Joya Rincón. Geóloga candidata a M. Eng. Codirectores: Juan David De Bedout Ordoñez. Geólogo M. Eng. y Edgar Ricardo Pérez Carrillo. Ingeniero de Petróleos M. Eng.

Abstract

Title: Petrophysical evaluation based on laboratory data RCAL, SCAL and mineralogy of the San Fernando Formation (Llanos Orientales Basin, Colombia)*

Author(s): Ivis Lucía González Ramos y Jhon Erick Sandoval Falla**

Key Words: Heavy crude oil, Llanos Orientales Basin, Petrophysics, Mineralogy, Sedimentology, RCAL, SCAL, SEM XRD.

Description:

The reduction of Colombian hydrocarbon reserves, from conventional deposits, represents a negative energy impact for the country in the future, which can be mitigated through the study of unconventional deposits, taking advantage of the production of wells of heavy and extra-heavy crude oil in order to prolong the years of energy production of the country. For this reason, in the present study a petrophysical characterization was carried out by integrating sedimentological and mineralogical data with laboratory data (RCAL and SCAL). This was carried out in two wells of the San Fernando Formation, which are in the Llanos Orientales basin. Thanks to the sedimentological analysis, 9 facies were identified and with the integration of data, 6 lithotypes were defined using the Pittman equation R35; all this to evaluate the quality of the San Fernando Formation as a hydrocarbon reservoir. It was found that the lithotype with the best quality comprises pore throat radius greater than 40 microns, presenting average porosity values of 20%, permeability of 6081.45 mD and pore throat radius of 54.56 μm , related to the sandstone facies with cross stratification and to the braided river channel environment. On the other hand, the lithotype with the worst quality presents pore throat radius less than 2 microns, with average porosity values of 9%, permeability of 0.25 mD and pore throat radius of 0.63 μm , these being related to the laminated lodolite facies deposited by suspension in environments of deposits of interdistributive bays when the flow regime decreases.

* Degree Work

**Faculty of Physicochemical Engineering. School of Geology. Director: María Alejandra Joya Rincón. Geologist candidate for M. Eng. Co-directors: Juan David De Bedout Ordoñez. Geologist M. Eng. and Edgar Ricardo Pérez Carrillo. Petroleum Engineer M. Eng.

Introducción

Con el paso del tiempo se hace inminente el agotamiento de los yacimientos convencionales de hidrocarburos en Colombia, y esto se confirma tras el cierre de las reservas probadas netas de petróleo en el año 2020, las cuales presentan disminuciones casi del 7% con respecto al 2019, estimándose una vida media de 10.1 años para las reservas de gas y de 6.8 años para las reservas de petróleo (Ecopetrol, 2020). Lo anterior, sumado a la creciente demanda de combustibles fósiles en el país pone en riesgo el futuro autoabastecimiento energético y ha hecho necesaria la importación de gas causando un impacto en la economía nacional (UPME, 2015).

A raíz de esta situación, las compañías petroleras se han enfocado en estudiar la viabilidad de nuevas alternativas de explotación para poder aprovechar y prolongar los años de producción de crudo que le quedan al país. Una de estas alternativas es la exploración y explotación de campos no convencionales, de los cuales, se tiene un gran potencial en el país (Padilla, 2020). Según estudios realizados por Schlumberger (2006), las reservas de crudos pesados, extrapesados y bitumen representan el 70% de los recursos de hidrocarburo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles. América Latina concentra las mayores reservas de este tipo de crudos a nivel mundial representando un 48%, de los cuales, Colombia posee aproximadamente 12 millones de BEP, localizados principalmente en la Cuenca de los Llanos Orientales y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Peñuela, 2017).

Para el caso del sistema petrolífero de la cuenca de los Llanos Orientales, los principales reservorios que han sido mayormente estudiados son la Formación Une, Mirador y los niveles impares de la Formación Carbonera, con espesores que aumentan de este a oeste y porosidades que disminuyen en la misma dirección desde el 30% hasta cerca del 10% (Barrero *et al.*, 2007).

Sin embargo, existen equivalentes estratigráficos menos estudiados como la Formación San Fernando, la cual, hasta el momento presenta poca información relacionada con la industria petrolera, y que según ANH (2012), puede correlacionarse con las areniscas basales de la Formación Carbonera, y con la Formación Mirador en otros sectores de la cuenca Llanos Orientales.

Esta formación se considera de gran interés económico para la industria de los hidrocarburos debido a su gran potencial como reservorio de crudos pesados y su buena continuidad estratigráfica a lo largo de la cuenca, ya que, a pesar de ser depósitos de crudos de alta viscosidad, las condiciones aproximadas de presión (2300 psi) y temperatura (200°F), permiten el flujo de los hidrocarburos en yacimiento haciendo posible su extracción y aprovechamiento.

Teniendo en cuenta los pocos estudios enfocados en esta formación y la necesidad por incrementar las reservas en el país, es de suma importancia realizar un proyecto específico en esta zona, que aporte información valiosa para la caracterización petrofísica y mineralógica de la formación y que proporcione respuestas sobre ¿cuáles son los litotipos presentes en esta formación y cuál es su potencial como reservorio de hidrocarburos?

Con el fin de realizar una caracterización en este tipo yacimientos y disminuir incertidumbres petrofísicas para obtener un desarrollo efectivo, se hace necesaria la implementación de un estudio integrado que permita la identificación de litotipos, definiendo características como: litología, calidad de roca (porosidad, permeabilidad), procesos diagenéticos, grado de impregnación y capacidad de flujo de las rocas, a partir de los resultados de laboratorio de petrofísicos básicos (RCAL) y especiales (SCAL) junto con la mineralogía identificada por las técnicas de difracción de rayos x (DRX), microscopía electrónica de barrido (SEM) y petrografía.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar las características petrofísicas a partir de datos de laboratorio RCAL, SCAL y mineralogía de la Formación San Fernando en la Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.

1.2 Objetivos Específicos

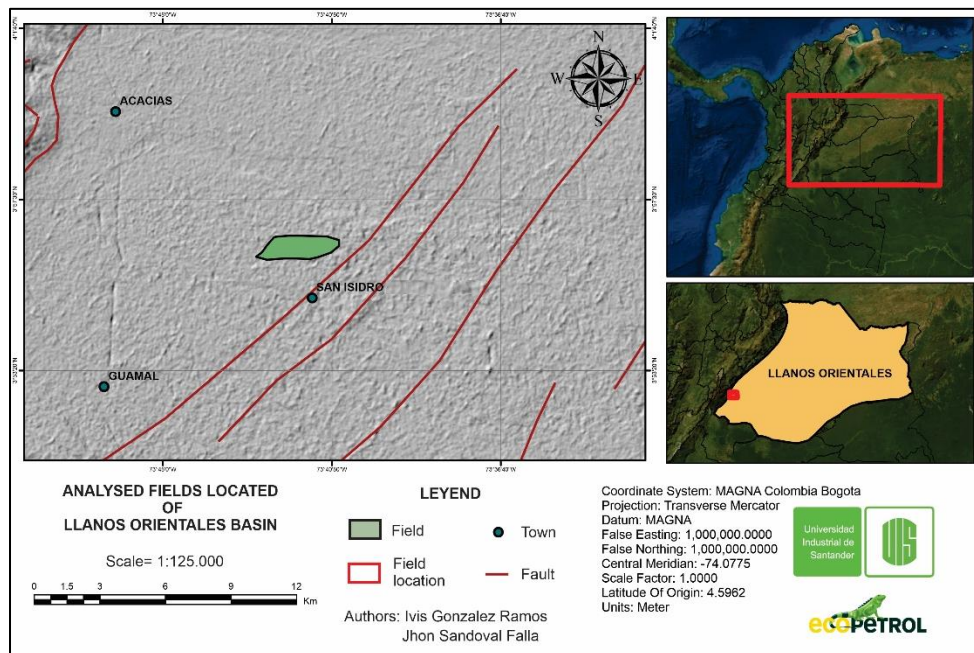
- Determinar las características litológicas de la formación de estudio con base en las facies definidas para determinar los diferentes litotipos.
- Caracterizar los litotipos a partir de las propiedades petrofísicas básicas y especiales con el fin de definir las rocas como unidades de flujo.
- Relacionar las variaciones de flujo encontradas en las muestras analizadas con las características mineralógicas, geometría poral y condiciones sedimentológicas.

2. Localización

La zona de estudio está localizada en la cuenca Llanos Orientales (Ver **Figura 1**), la cual se sitúa al este de Colombia comprendiendo los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada, y se encuentra limitada por la cuenca Apure – Barinas al norte; la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés al sur; el Escudo Guayanés al este y el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental al oeste (Barrero *et al.*, 2007). De acuerdo con ANH (2012), esta cuenca sedimentaria corresponde geomorfológicamente a una depresión topográfica plana, de orientación SW-NE, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, y que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana y cubre una extensión total de 225.603 km².

Figura 1

Mapa de localización general de la zona de estudio en la Cuenca Llanos Orientales



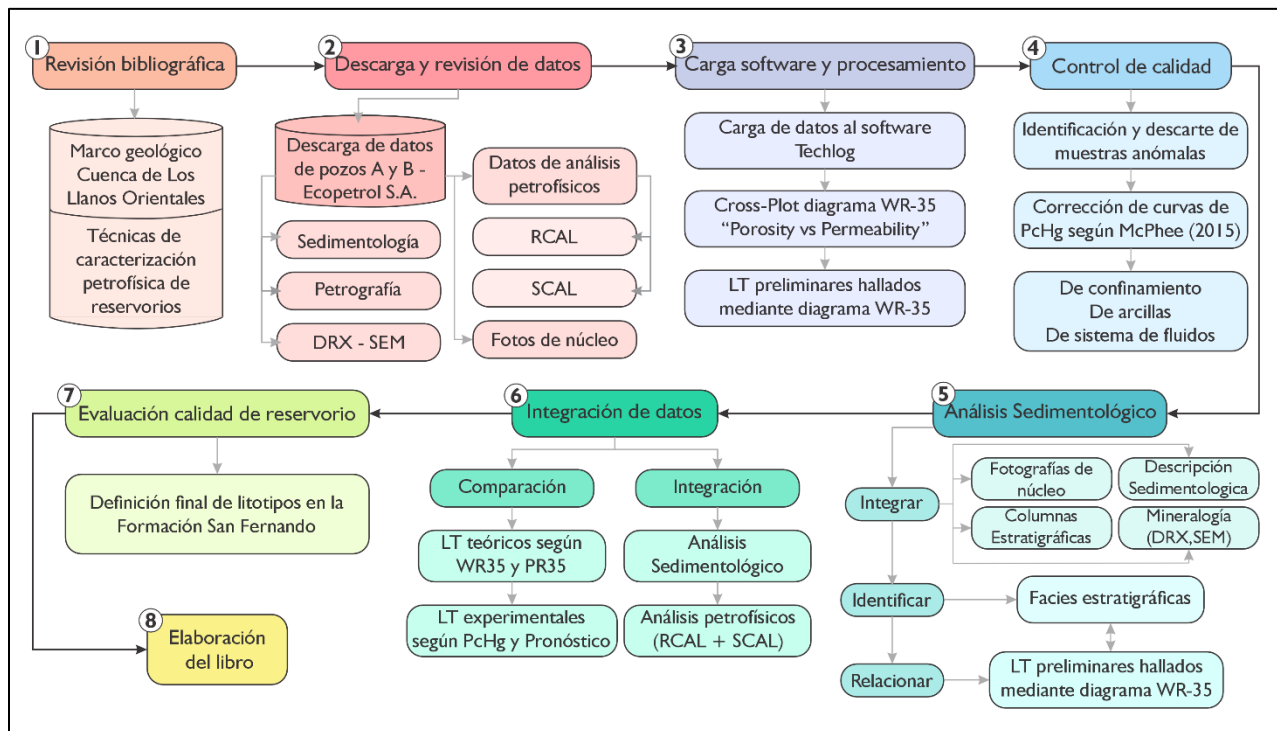
Nota. En el mapa se observa la localización de la zona de estudio en cercanías a los municipios de Acacias, Guamal y San Isidro, en el departamento de Meta.

3. Metodología

El proyecto se llevó a cabo mediante la ejecución de ocho etapas, las cuales se enumeran a continuación: (1) Revisión bibliográfica, (2) Descarga y revisión de datos bajo acuerdo de confidencialidad, (3) Carga y procesamiento de datos en el software de interpretación petrofísica Techlog, (4) Control de calidad de los datos, (5) Análisis sedimentológico, (6) Integración de datos de laboratorio (RCAL y SCAL) con la mineralogía y sedimentología, (7) Evaluación de la calidad de la Formación San Fernando como roca reservorio de hidrocarburos, (8) Elaboración del libro. En la **Figura 2** se presenta a manera de síntesis el flujo de trabajo que se desarrolló en el presente proyecto, mostrando con detalle cada una de sus fases metodológicas.

Figura 2

Diagrama de flujo de la metodología de trabajo



3.1 Revisión bibliográfica

En esta fase se realizó una recopilación de distintas fuentes bibliográficas referentes a las técnicas de caracterización petrofísica y pruebas de laboratorio, la geología de la cuenca de los Llanos Orientales y otros temas de interés que permiten la comprensión total del proyecto y se encuentran plasmados a lo largo de este documento.

3.2 Descarga y revisión de datos

Posteriormente, se realizó la descarga de los datos suministrados por Ecopetrol S.A. bajo acuerdo de confidencialidad, entre los cuales, se encontró información para dos pozos, nombrados en este trabajo como pozo A y pozo B. Los dos pozos contenían datos de análisis petrofísicos básicos, especiales, mineralogía y sedimentología, y adicionalmente, uno de ellos contenía datos de Core Gamma (CG) y fotos de núcleo.

Seguido a la descarga y revisión de la información, se realizó un inventario de datos que se muestra en la **Tabla 1**, en donde se puede observar un resumen de la información entregada para los pozos A y B.

Tabla 1

Inventario de datos suministrados por Ecopetrol S.A.

Pozo	RCAL	SCAL	DRX	SEM	Petrografía	Sedimentología	CG	Fotos
A	x	x	x	x	x	x		
B	x	x	x	x	x	x	x	x

Nota. En la tabla se observa el inventario de la información entregada para los dos pozos.

3.2.1 Análisis de rutina de núcleo (RCAL)

Como se puede observar en la **Tabla 1**, los dos pozos cuentan con análisis petrofísicos básicos, dentro de los que se encuentran 220 muestras en pozo A y 145 muestras en el pozo B con análisis de porosidad, permeabilidad con corrección Klinkenberg, permeabilidad al aire, saturación de agua, saturación de aceite y saturación de gas (Ver **Tabla 2**).

Tabla 2

Inventario de datos de análisis de rutina de núcleo (RCAL)

Pozo	Porosidad	Permeabilidad Klinkenberg	Permeabilidad al aire	Saturación agua	Saturación aceite	Saturación gas
A	220	220	220	220	220	220
B	145	145	145	145	145	-

Nota. En la tabla se observa el número de muestras con análisis petrofísicos básicos de cada pozo.

3.2.2 Análisis especiales de núcleo (SCAL)

Los análisis especiales de núcleo o análisis petrofísicos especiales incluyen análisis de permeabilidad relativa, factor de formación, índice de resistividad, presión capilar por plato poroso, presión capilar por inyección de mercurio y mojabilidad (Ver **Tabla 3**). Para el pozo A se entregaron datos de permeabilidad relativa de 13 muestras, propiedades eléctricas y presión capilar por plato poroso de 14 muestras, datos de presión capilar por inyección de mercurio de 15 muestras y datos de mojabilidad para 4 muestras restauradas. Para el pozo B se entregaron datos de permeabilidad relativa de 5 muestras, datos de propiedades eléctricas y presión capilar por plato poroso de 7 muestras, datos de presión capilar por inyección de mercurio de 13 muestras y datos de mojabilidad de 3 muestras restauradas.

Tabla 3*Inventario de datos de análisis especiales de núcleo (SCAL)*

Pozo	K relativa	Ff	Ir	Pp	Hg	Mojabilidad
A	13	14	14	14	15	4
B	5	7	7	7	13	3

Nota. En la tabla se observa el número de muestras con análisis petrofísicos especiales de cada pozo.

3.2.3 Mineralogía y sedimentología

Adicional a los datos de análisis de núcleo anteriormente mencionados, los dos pozos también cuentan con análisis mineralógico por difracción de rayos x (DRX) para roca total y fracción menor a 2 micras (Ver **Figura 3**), análisis de distribución de minerales y geometría poral por microscopía electrónica de barrido (SEM), análisis petrográfico (Ver **Tabla 4**) y descripción sedimentológica.

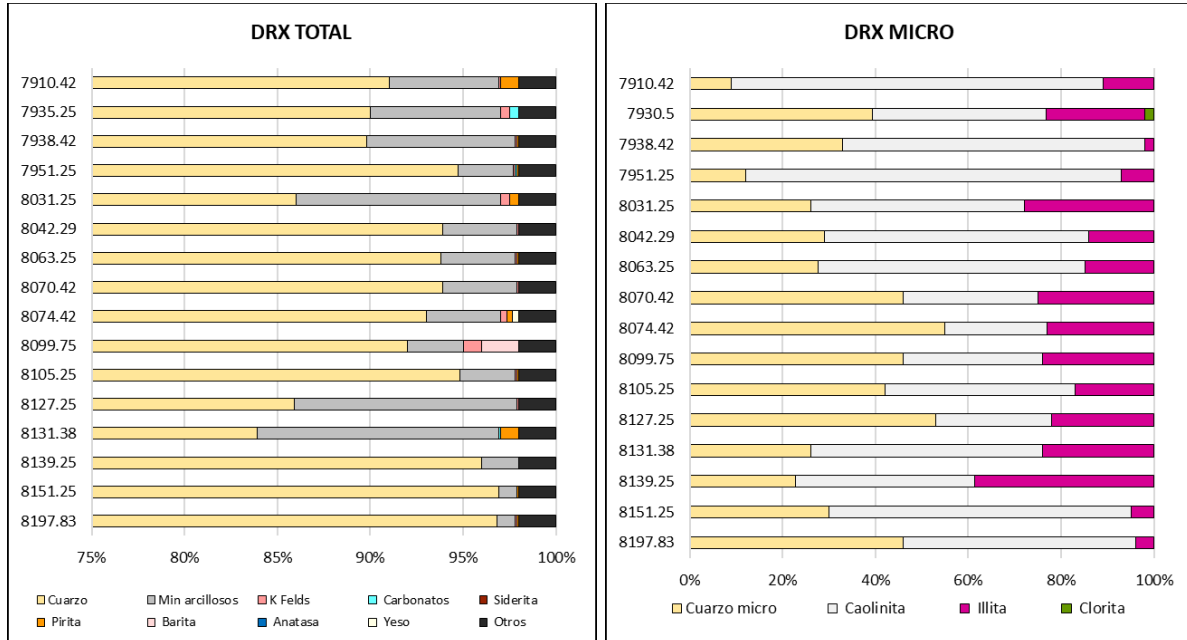
Tabla 4*Inventario de datos de análisis mineralógico*

Pozo	DRX		SEM	Petrografía
	Total	<2 micras		
A	16	16	16	16
B	16	16	16	16

Nota. En la tabla se observa el número de muestras con análisis mineralógico de cada pozo.

Figura 3

Gráficos de composición mineralógica para el pozo A



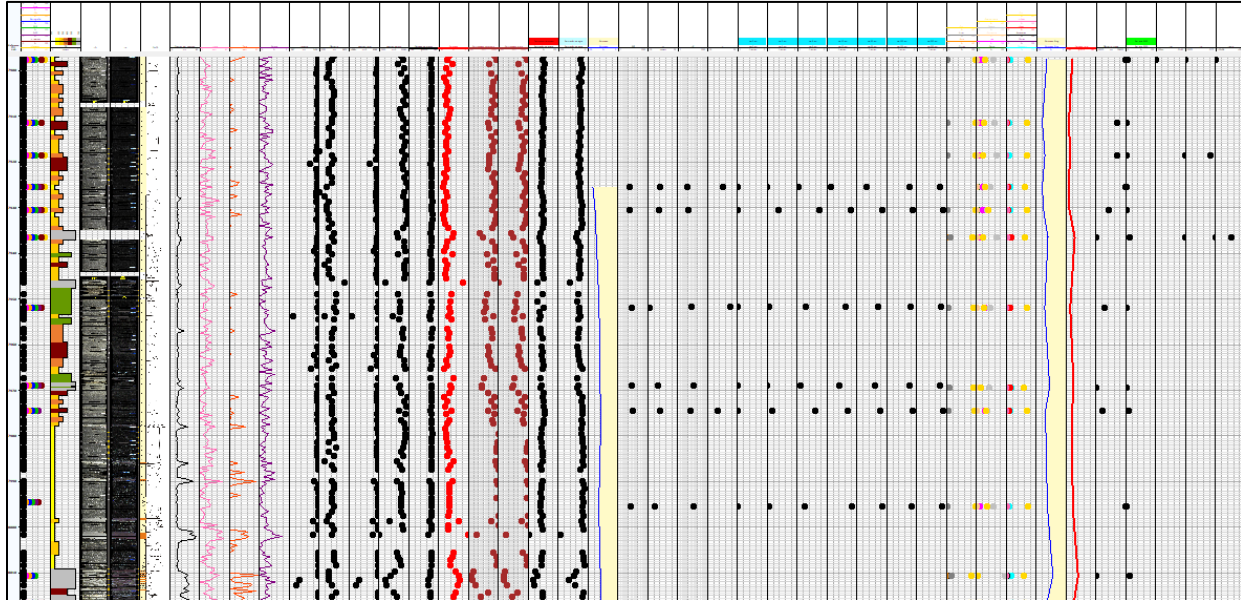
Nota. A la izquierda se observa la composición mineralógica para roca total del pozo A, y, a la derecha se observa la composición mineralógica para fracción menor a 2 micras del mismo pozo.

3.3 Carga a software y procesamiento

Una vez realizada la revisión y el inventario de los datos, se procede a cargar la información representativa al software de interpretación petrofísica, en este caso, Techlog (Ver **Figura 4**, **Figura 5**, **Figura 6**), en donde se realizó el tratamiento y procesamiento de datos adecuado. Para cada pozo se cargaron los datos de análisis petrofísicos básicos (RCAL), análisis petrofísicos especiales (SCAL), mineralogía (DRX), petrografía, columna estratigráfica, y adicionalmente, para el pozo B se cargó el registro de Core Gamma, y fotos de núcleo en luz natural y luz ultravioleta.

Figura 4

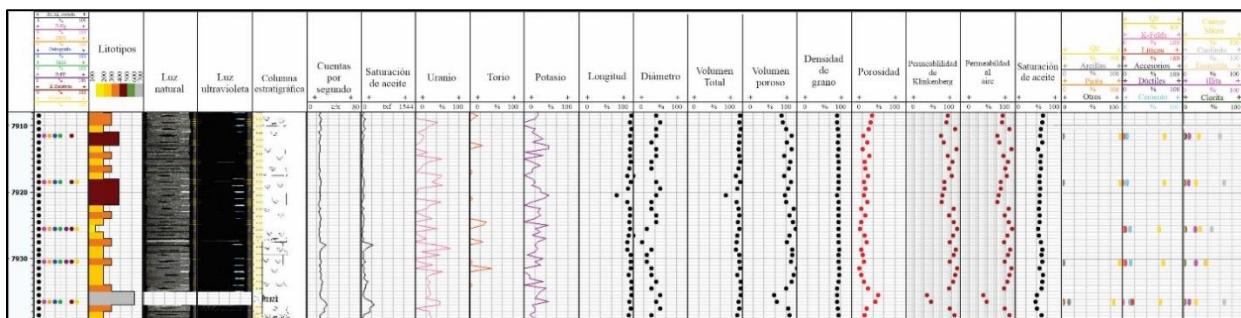
Carga de datos al software de interpretación petrofísica Techlog



Nota. En la figura anterior se muestra de forma general, la mayoría de los datos del pozo B cargados al software Techlog, donde se observan los tracks de inventario de datos, curva discreta de litotipos, fotos de núcleo, columna sedimentaria, y, tracks de datos de RCAL y SCAL.

Figura 5

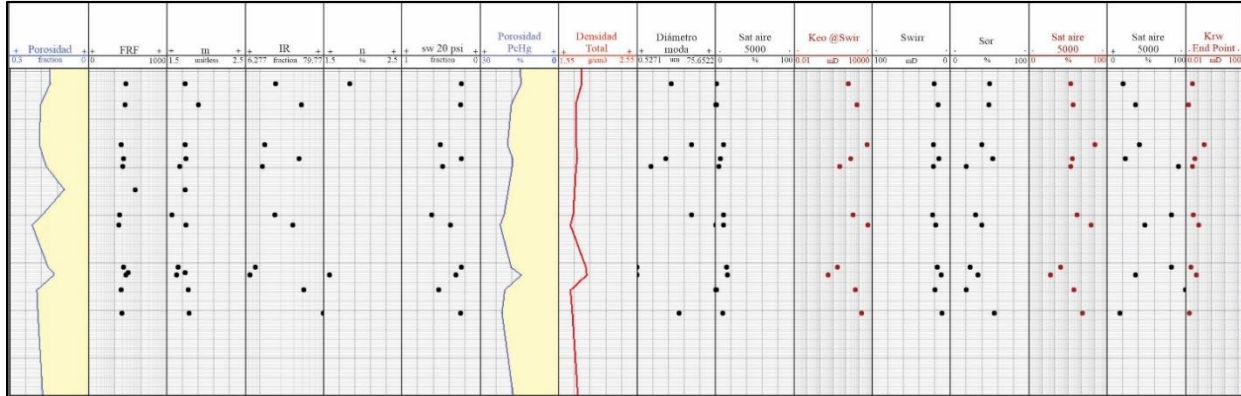
Zoom a los datos RCAL, petrografía y mineralogía cargados a Techlog



Nota. En la figura se observa con mayor detalle el track de inventario de datos, la curva discreta de litotipos, fotos de núcleo bajo luz natural y ultravioleta, la columna sedimentaria, y diferentes tracks de datos de petrofísicos básicos, petrografía y mineralogía.

Figura 6

Zoom algunos de los datos SCAL cargados a Techlog

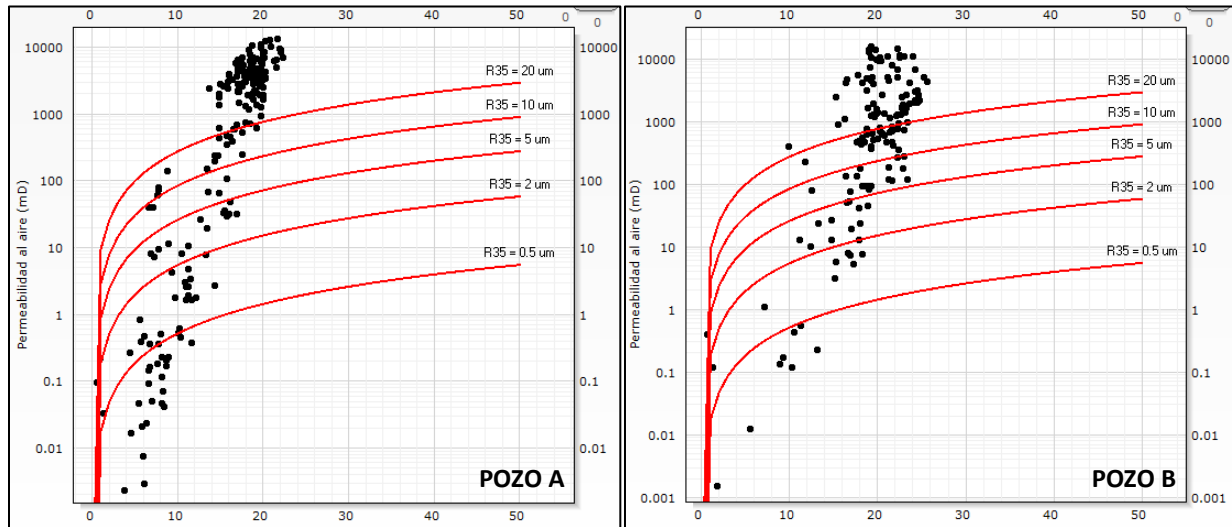


Nota. En la figura se observa con mayor detalle los tracks de algunos de los datos de análisis petrofísicos especiales cargados a Techlog, entre los que se encuentra el análisis de propiedades eléctricas como factor de formación (FRF) y su índice de cementación (m), y el índice de resistividad (IR) y su índice de saturación (n), seguido por tracks de presión capilar por plato poroso, presión capilar por inyección de mercurio y permeabilidades relativas.

Posteriormente, se realizó una correlación entre las variables Porosidad y Permeabilidad al aire para cada uno de los dos pozos (Ver **Figura 7**) mediante la herramienta “*Cross-plot*” del software Techlog, y utilizando la carta predeterminada “*General, R35 Winland, Porosity vs Permeability*”. El diagrama Winland R-35 realiza una división de las muestras según sus radios de garganta de poro, lo que ayuda a realizar una clasificación preliminar de los diferentes litotipos presentes en el yacimiento y que se estudian más a detalle en las siguientes fases del proyecto de investigación. Adicionalmente, gracias a este diagrama se lograron observar algunas muestras con valores anómalos en cada pozo, para su posterior análisis y determinación de la causa de estos valores anómalos.

Figura 7

Diagrama Winland R-35 de los pozos A y B, donde se observan seis unidades hidráulicas de flujo a partir de los radios de garganta de poro



Nota. En la figura anterior se observa la correlación entre la porosidad y la permeabilidad al aire de ambos pozos, con isolíneas desde 0.5 hasta 20 micras, las cuales, sirven para realizar una subdivisión preliminar de las muestras en los diferentes litotipos.

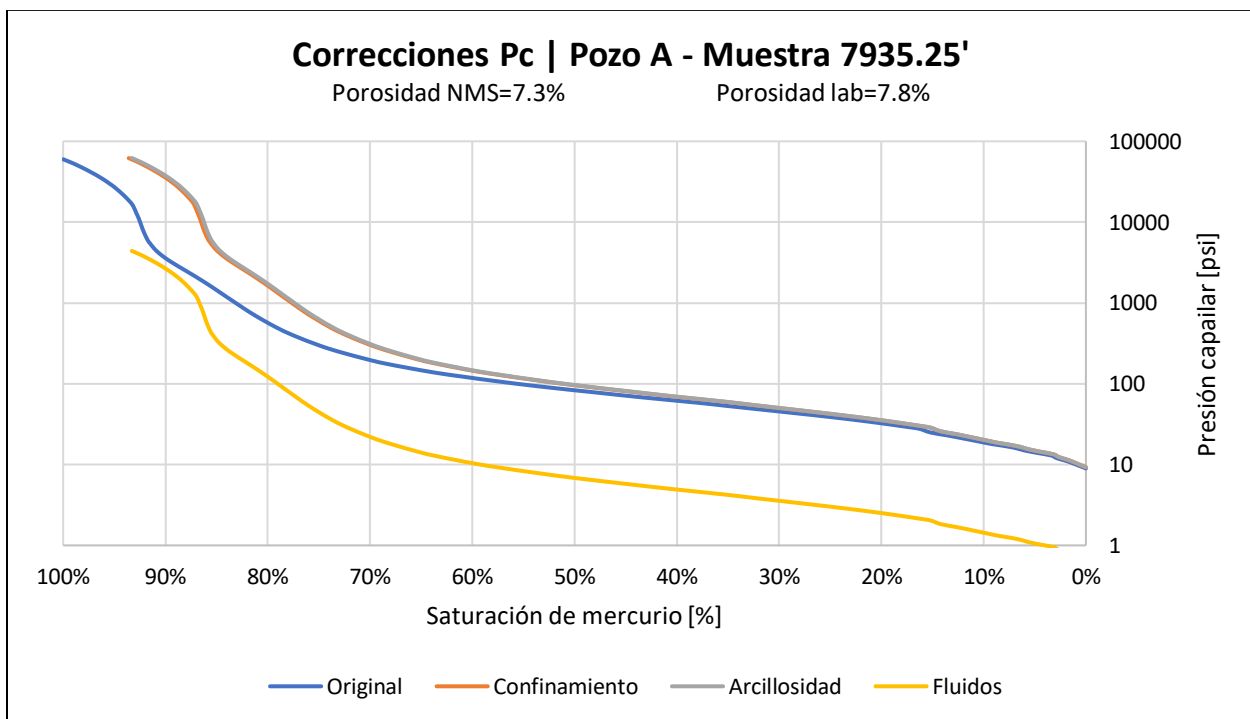
3.4 Control de calidad

Seguido a la revisión y carga de datos, se analizaron las muestras anómalas obtenidas mediante la correlación de la porosidad y la permeabilidad en el Diagrama Winland R-35, identificando de esta manera el motivo por el cual algunas de estas muestras presentaron valores anómalos en cuanto a porosidad y permeabilidad. Para el pozo A, se identificaron 2 muestras anómalas, y para el pozo B, se identificaron 4 muestras anómalas, en ambos casos, con baja porosidad y alta permeabilidad. Dichas muestras fueron descartadas, ya que presentaban un alto grado de fracturamiento que alteró los análisis de permeabilidad.

Posteriormente, se realizaron las debidas correcciones a las curvas de presión capilar por inyección de mercurio de cada una de las muestras para los pozos A y B, siguiendo la metodología propuesta por McPhee (2015). Los datos suministrados por Ecopetrol S.A. ya tenían la corrección de rugosidad, por lo cual, se realizó la corrección de confinamiento, la corrección de arcillas y la corrección de sistema de fluidos (Ver **Figura 8**).

Figura 8

Correcciones de la curva de presión capilar



Nota. En la gráfica anterior se observan las correcciones de confinamiento (curva naranja), arcillosidad (curva gris) y fluidos (curva amarilla), con respecto a la curva original de presión capilar vs saturación de mercurio para la muestra ubicada a profundidad de 7935.25 pies del pozo A, la cual se muestra en color azul.

3.5 Análisis sedimentológico

Seguido al control de calidad, se realizó el análisis sedimentológico de la formación de estudio, determinando sus características litológicas según Folk (1974) para el tamaño de grano y clasificación de rocas detríticas, Powers (1953) para la forma de las partículas, Boggs (1987) para la selección de partículas y Munsell (2009) para el color. Las facies se definieron teniendo en cuenta la nomenclatura de Farrell (2012), mediante la integración de las fotografías de núcleo, las columnas estratigráficas y las descripciones sedimentológicas y mineralógicas. Posteriormente, se realizó un análisis de facies y su interpretación ambiental, y se relacionaron estas facies con cada uno de los litotipos preliminares determinados previamente por la metodología Winland R-35.

3.6 Integración de datos

3.6.1 Definición final de litotipos

Una vez finalizado el análisis sedimentológico, se realizó la determinación del método más adecuado para la clasificación final de litotipos. Para ello, se realizó una clasificación teórica de litotipos adicional a Winland R35, mediante la ecuación Pittman R35; y dos clasificaciones por métodos experimentales. Posteriormente, se realizó una comparación entre la clasificación de litotipos determinada por las ecuaciones teóricas (las cuales, nos permiten clasificar la totalidad de las muestras de estudio) tomando como referencia los métodos experimentales, y así, poder elegir la metodología que tenga mejor correlación y ajuste con estos.

Los dos métodos experimentales utilizados para realizar las clasificaciones de litotipos son: Según los radios de garganta de poro medidos en la prueba de presión capilar por inyección de mercurio (PcHg) y según el método pronóstico, el cual, es un método propuesto que se basa en los radios de garganta de poro hallados mediante la función “Pronóstico” de Excel, que se usa para calcular o predecir un valor futuro partiendo de valores existentes mediante regresión lineal.

En este caso, como se observa en la **Figura 9**, partimos de 3 valores conocidos de saturación de mercurio (Sh_g) cercanos a 35% y sus respectivos radios de garganta de poro (R), para calcular un radio de garganta de poro pronóstico cuando la saturación de mercurio sea igual a 35%. Estos valores se toman de las curvas de presión capilar previamente corregidas, obtenidas experimentalmente en los análisis de presión capilar por inyección de mercurio, donde partiendo de valores de saturación y presión capilar, se calcula el radio de garganta de poro y el volumen acumulado e incremental de mercurio.

Figura 9

Cálculo de radio de garganta pronóstico en Excel

E3 \times \checkmark f_x =PRONOSTICO(D3;D13:D15;C13:C15)								
	A	B	C	D	E	F	G	H
1								
2		Pozo A		R35 pronóstico				
3		8031.25		35	12.13			
4								
5		Pc_R	Shg	R	h	Vol_Acum	Vol_Increm	
6		psi	%	μm	ft	%	%	
7		0.14	0.0	52.55	0.53	0.0	0.0	
8		0.22	1.6	35.01	0.79	1.6	1.6	
9		0.29	4.0	26.27	1.05	4.1	2.5	
10		0.36	9.4	21.00	1.32	9.6	5.5	
11		0.43	16.5	17.51	1.58	17.0	7.4	
12		0.50	23.7	15.02	1.84	24.4	7.4	
13		0.57	30.6	13.14	2.10	31.5	7.1	
14		0.65	36.8	11.67	2.37	37.9	6.4	
15		0.72	42.2	10.52	2.63	43.5	5.6	
16		0.79	47.0	9.56	2.89	48.4	4.9	
17		0.86	50.7	8.76	3.16	52.2	3.8	
18		0.93	53.5	8.09	3.42	55.1	3.0	

Nota. En la figura se observa el cálculo del valor de R35 pronóstico para la muestra 8031.25' del pozo A, utilizando la función "Pronóstico" de Excel, partiendo de 3 valores de Sh_g cercanos a 35% y sus correspondientes R.

3.6.2 Integración de datos SCAL

Posteriormente, se realizó una integración con los datos de las pruebas de laboratorio de SCAL, tales como, permeabilidad relativa, mojabilidad, factor de formación, índice de resistividad, presión capilar por plato poroso y presión capilar por inyección de mercurio, para verificar la validez de la ecuación elegida.

3.7 Evaluación de la calidad del reservorio

A partir de la integración de los análisis e interpretaciones realizados anteriormente, se evaluó la calidad de la Formación San Fernando como roca reservorio de hidrocarburos, definiendo seis litotipos presentes en la formación de estudio.

3.8 Elaboración del libro

Finalmente, se sintetizó toda la información obtenida durante el desarrollo del presente proyecto en este documento de forma detallada, representado en forma física mediante un libro y en forma digital a través de un CD, para su posterior entrega al comité universitario.

4. Marco teórico

4.1 Caracterización de reservorios

En la industria de los hidrocarburos los datos petrofísicos de laboratorio son herramientas que permiten reconocer características de vital importancia para interpretar posibles zonas de interés fundamentales en la evaluación de zonas prospectivas y el desarrollo de yacimientos. A través del análisis de núcleos, se llevan a cabo una variedad de pruebas en las muestras de núcleo completo o en las muestras de tapón de núcleo (Dandekar, 2013), estos análisis se subdividen principalmente en análisis de núcleos de rutina (RCAL) y análisis de núcleos especiales (SCAL).

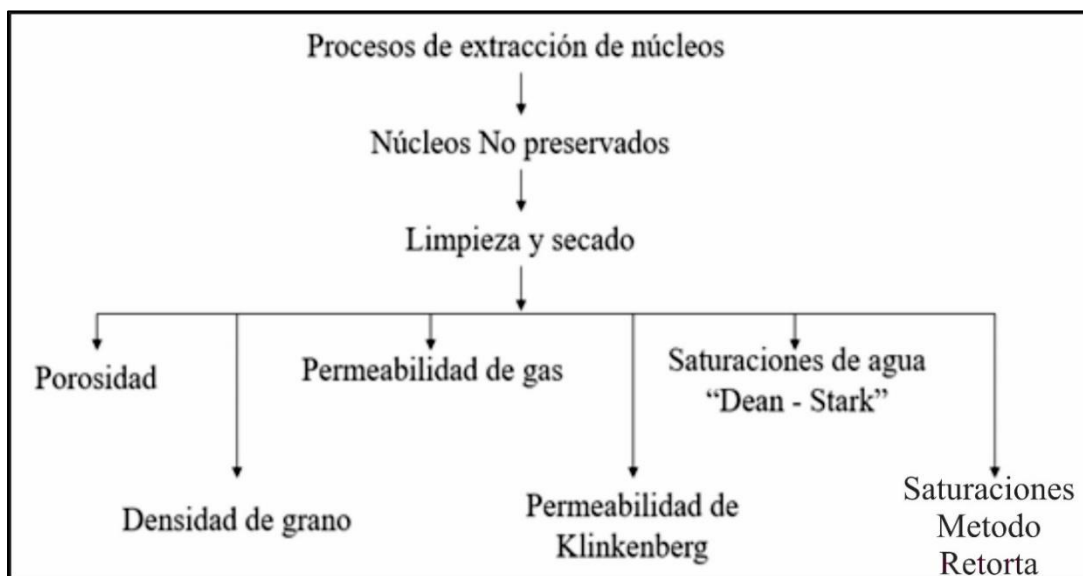
En RCAL se determinan parámetros como densidad de grano, porosidad, permeabilidad y saturación; y las propiedades de flujo multifase o dependientes de la saturación, incluida la permeabilidad relativa, propiedades eléctricas, presión capilar, y mojabilidad, se determinan por SCAL (Alyafei,2021; Tavakoli, 2018; Alamooti, 2018; Dandekar, 2013; Glover, 2009).

4.1.1 Análisis de rutina de núcleo (RCAL)

Los análisis de rutina conforman la mayoría de los datos que se tienen de los yacimientos, pues son de gran ayuda para evaluar la calidad de los reservorios además de ser más económicos que los SCAL. Normalmente se determinan de propiedades básicas de muestras de núcleo y núcleos no preservados (Ver **Figura 10**). Los análisis de núcleos de rutina también suelen incluir un registro gamma del núcleo para ajustar los datos a la profundidad de registro de pozo (Dandekar, 2013).

Figura 10

Principales mediciones realizadas en los análisis de rutina de núcleo por sus diferentes métodos

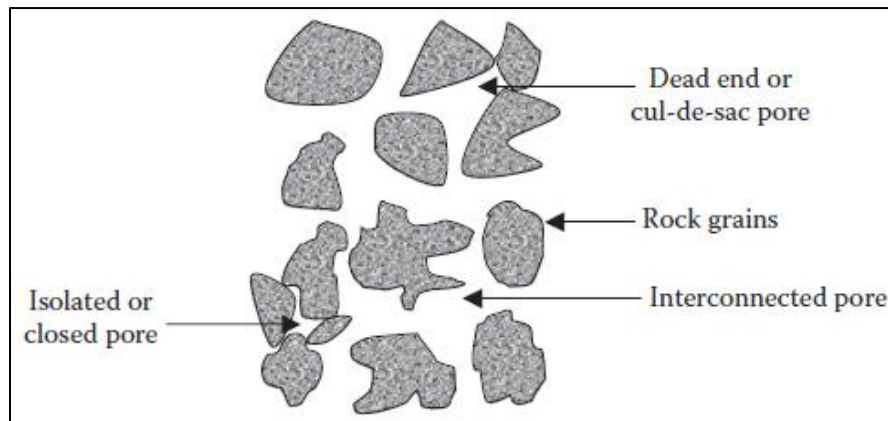


Nota. En la gráfica se observan las diferentes mediciones realizadas en los análisis de rutina de núcleo RCAL. Tomado de Glover, 2009.

4.1.1.1 Porosidad. Las rocas están compuestas por el armazón, la matriz, el cemento y los espacios que hay entre los granos (Ver **Figura 11**). Por otro lado, se debe tener cuenta que los granos y partículas que componen las rocas crean formas irregulares en la estructura interna de la roca y esto conduce a la creación de estos espacios vacíos (Alamooti, 2018; Dandekar, 2013; Cruz y Caballero, 2003). Dejando esto claro, la porosidad se puede entender como la fracción del volumen vacío con respecto al volumen total de la roca, precisamente, como la capacidad para almacenar y retener fluidos que tiene la misma.

Figura 11

Representación de los distintos tipos de poros que se forman en una roca

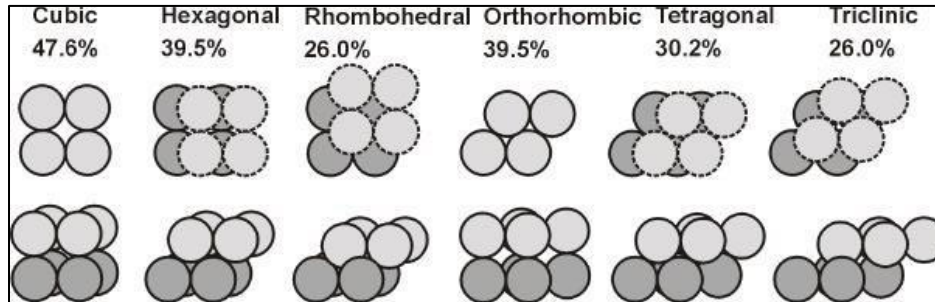


Nota. En la gráfica se observan los diferentes tipos de poros que se forman entre los contactos de los granos de una roca. Tomado de *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties* (p. 20), por Dandekar, 2013, CRC Press.

Los factores geológicos condicionan la porosidad de una roca. Algunas características como el tamaño de grano, la forma, la calibración, el contacto entre los granos, el empaquetamiento (Ver **Figura 12**), la cementación y la maduración representada en el contenido de arcillas variarán el volumen de poros en la misma (Alyafei, 2021; Tavakoli, 2018; Alamooti, 2018; Dandekar, 2013; Glover, 2009).

Figura 12

Distintos tipos de empaquetamiento y su respectivo valor de porosidad



Nota. En la figura anterior se comparan los tipos de empaquetamiento en una roca, donde se observa el decrecimiento progresivo de la porosidad. Tomado de *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties* (p. 20), por Dandekar, 2013, CRC Press.

4.1.1.1.1 Clasificación de la porosidad. Teniendo en cuenta el origen, existen dos tipos de porosidad: Primaria y secundaria. Según Cruz y Caballero (2007), la porosidad primaria o porosidad original es aquella que fue formada durante la depositación de los sedimentos, y la porosidad secundaria o porosidad inducida es aquella que ocurre durante procesos posteriores a la depositación, y puede ser producida por disolución de granos detríticos como feldespatos, materiales carbonatados, fósiles y sulfatos, disolución de cementos, disolución de minerales de reemplazamiento autigénicos y por fracturas de la roca. Por otro lado, también existe una clasificación de la porosidad teniendo en cuenta la geometría y la interconexión poral.

4.1.1.1.1.1 Porosidad absoluta. La porosidad absoluta o porosidad total (\emptyset), como su nombre lo indica, es la relación entre la totalidad del espacio vacío en una roca y el volumen total de esta, sin importar si los poros se encuentran o no interconectados entre sí. Matemáticamente se expresa como la fracción entre el volumen de poros (VP) y el volumen total de la roca (VT) (Ver **Ecuación 1**).

$$\emptyset (\%) = \frac{V_p}{V_T} * 100 \quad (1)$$

4.1.1.1.2 Porosidad efectiva. Existe otro tipo de porosidad de mayor interés para los geólogos y petroleros, denominada porosidad efectiva. Esta se basa en la interconexión que hay entre los poros y es menor que la porosidad absoluta. Como se ha venido mencionando, es la que presenta mayor interés económico, al acumular agua, petróleo o gas en esas interconexiones porales y hacer posible la migración de estos. Esta porosidad efectiva (\emptyset_{eff}) (Ver **Ecuación 2**) se expresa como la fracción entre el volumen de poros interconectados (IV_p) y el volumen total de la roca (V_T) (Alyafei,2021; Tavakoli, 2018; Alamooti, 2018; McPhee, 2105; Dandekar, 2013; Glover, 2009).

$$\emptyset_{eff} (\%) = \frac{IV_p}{V_T} * 100 \quad (2)$$

4.1.1.1.2 Medición de porosidad en laboratorio. La porosidad es de los parámetros más comunes y fundamentales en la caracterización de yacimientos, por lo que podemos encontrar diferentes métodos para determinarla, existen métodos directos o indirectos de medición de este parámetro, pero lo que tienen en común todos estos métodos es que es necesario conocer diferentes volúmenes de la roca, con el fin de poder determinar este parámetro, estos son el volumen total y el volumen de poros y mediante la siguiente formula (Ver **Ecuación 3**) se calcula el valor, donde (V_b) es el volumen aparente de la muestra, (V_p) el volumen de poro y el (V_g) volumen de grano (McPhee, 2015).

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_g}{V_b} = \frac{V_p}{V_p + V_g} \quad (3)$$

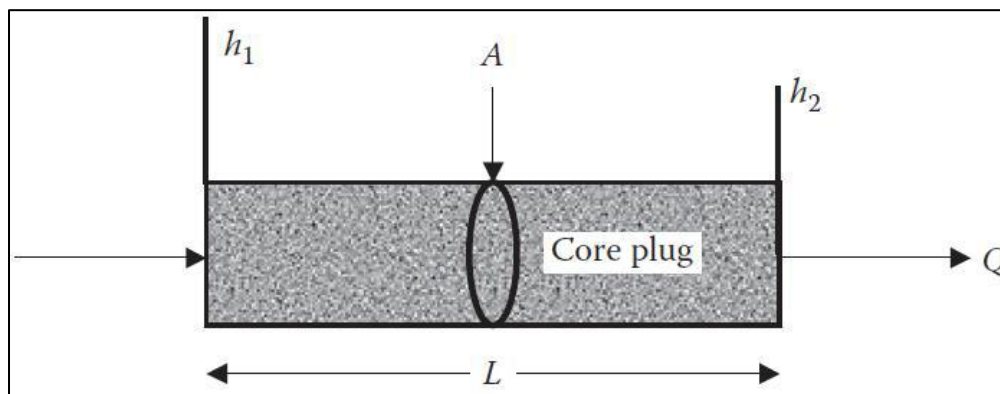
4.1.1.2 Permeabilidad. La permeabilidad se define como la capacidad de una roca para transmitir un fluido a través de sus poros interconectados. Este concepto fue introducido por Henry Darcy, quien condujo al desarrollo de la expresión matemática (Ver **Ecuación 4**), todavía utilizada en la actualidad por la industria petrolera, que permite el cálculo de la permeabilidad absoluta a partir de experimentos de flujo realizados en un medio poroso (Ver **Figura 13**) y se describe mediante la siguiente ecuación denominada “Ley de Darcy” (Alyafei, 2021; Tavakoli, 2018; Alamooti, 2018; Dandekar, 2013; Glover, 2009; Asquith & Krygowski, 2004).

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad (4)$$

Donde k es la permeabilidad absoluta, q es la tasa de flujo volumétrico, μ es la viscosidad del fluido, L es la longitud del medio, A es el área de la superficie y ΔP es la presión diferencial a lo largo del medio. La ecuación mencionada es aplicable bajo condición lineal, laminar, de estado estacionario y exclusivamente para fluidos incompresibles y medios homogéneos (Alamooti, 2018).

Figura 13

Representación esquemática del experimento de Darcy en una muestra de tapón de núcleo



Nota. Tomado de *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties* (p. 20), por Dandekar, 2013, CRC Press.

Los rangos de permeabilidad varían desde 0,1 mD en caliza compacta hasta más de 1000 mD en arenas sueltas. Los valores de permeabilidad más altos permiten que los fluidos fluyan rápidamente a través de medios porosos (Alamooti, 2018). Según la **Tabla 1**, rocas con permeabilidad menor a 10 mD son de calidad moderada, de 10-100 mD de buena calidad, de 100-1000 mD de muy buena calidad y superiores a 1000 mD son de excelente calidad.

Tabla 5

Evaluación de la calidad de las rocas reservorio según los rangos de permeabilidad

Permeabilidad (mD)	Evaluación
1 – 10	Moderada
10 – 100	Buena
100 – 1000	Muy buena
>1000	Excelente

Nota. En la tabla se observa una evaluación cualitativa de la calidad de reservorio teniendo en cuenta ciertos rangos de permeabilidad, donde de 1 a 10 mD la calidad es moderada, de 10 a 100 buena, de 100 a 1000 muy buena y mayor a 100 la calidad de reservorio es excelente. Tomado de Levorsen, 1967.

A diferencia de la porosidad, que es una propiedad estática del medio poroso, la permeabilidad es básicamente una propiedad de flujo y, por lo tanto, solo se puede caracterizar mediante la realización de experimentos de flujo en una roca de yacimiento (Alamooti, 2018; McPhee, 2015; Dandekar, 2013; Glover, 2009). Para los análisis de rutina de núcleo solo se mide la permeabilidad absoluta; de la permeabilidad relativa se hablará más adelante en los análisis especiales.

4.1.1.2.1 Clasificación de la permeabilidad. La permeabilidad puede ser clasificada en tres tipos según las fases que almacene el medio poroso: (1) Permeabilidad Absoluta: Cuando existe una sola fase y satura completamente el medio poroso. (2) Permeabilidad Efectiva: Cuando existe más de una fase en el medio poroso y fluyen simultáneamente, por ejemplo, un yacimiento de gas-agua. (3) Permeabilidad Relativa: Hace referencia a la relación entre la permeabilidad efectiva y absoluta. Esta permeabilidad es función de la saturación de los fluidos que intervienen en la roca. Si existe un solo fluido, la permeabilidad relativa será igual a 1 (Alyafei, 2021).

4.1.1.2.1.1 Permeabilidad al aire. La permeabilidad al aire (k_a) se define como el coeficiente en la **Ecuación 5** del flujo de aire, donde se representa como q_a al volumen de flujo por unidad de área, n_a la viscosidad del aire, P_a es la presión de aire, ρ_a es la densidad del aire, g la gravedad con la letra y , por último, el parámetro h es el valor de la elevación (Klute., 1986).

$$q_a = -\left(\frac{k_a}{n_a}\right)\nabla(P_a + \rho_a g h) \quad (5)$$

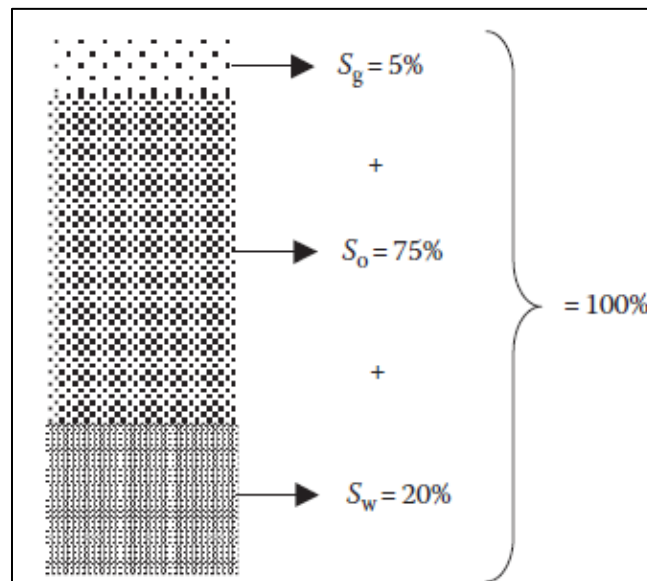
4.1.1.2.1.2 Permeabilidad con corrección Klinkenberg. Existen dispositivos para obtener datos de permeabilidad, el mini-permeámetro es uno de estos, la corrección de Klinkenberg es un procedimiento que se hizo necesario en la industria petrolera para corregir y calibrar los datos de permeabilidad que se medían en el dispositivo, corrección ideal en cuando se emplea gases como el nitrógeno en las mediciones, ya que es este gas tiene un efecto de deslizamiento que puede ser corregida mediante este método (Alyafei, 2021; Russiell.,2018 McPhee, 2015; Dandekar, 2013. El método consiste en emplear una manga hermética, más conocida como manga *hassler*, con un diámetro conocido y cerrar con un tapón central, con esto listo se procede a inyectar un fluido en el tapón del núcleo mientras este reposa sobre una cámara de acero.

4.1.1.3 Saturación. La saturación representa el volumen ocupado de gas o fluido sea agua o petróleo en el espacio poral. La suma de estas 3 saturaciones representa el 100% de saturación en el sistema (Ver **Figura 14**), por lo que los valores van en escala de 0 a 1, además de que el contenido albergado en los reservorios responde a unas condiciones de equilibrio (Tavakoli, 2018; Alamooti, 2018; Dandekar, 2013; Glover, 2009; Asquith & Krygowski, 2004).

Este es un parámetro que puede llegar a tener la misma relevancia que la porosidad y la permeabilidad; y al igual que ellos, representar una alta importancia en la caracterización. En muchos de los yacimientos este parámetro puede medirse de forma imprecisa lo que conlleva a sobreestimaciones o subestimaciones de los hidrocarburos presentes, representando problemas económicos (Alyafei,2021).

Figura 14

Representación de las diferentes saturaciones posibles en una roca



Nota. En la gráfica se observa cómo se organizan las distintas saturaciones de una roca. Tomado de *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties* (p. 90), por Dandekar, 2013, CRC Press.

Para determinar la saturación de un fluido como el agua es necesario representar el volumen del agua sobre el volumen de espacio poral que hay en la roca (Ver **Ecuación 6**), de la misma manera con el gas y con el aceite siendo esta la saturación total que hay en una roca.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (6)$$

Podría creerse que la saturación de interés es la saturación de hidrocarburo, pero lo cierto es que la saturación de agua se suele utilizar más gracias a que existen ecuaciones como la de Archie que la calculan directamente. El hidrocarburo suele determinarse por la diferencia entre la unidad y la saturación de agua (Alyafei,2021).

4.1.1.4 Compresibilidad. A medida que se agotan los fluidos en un reservorio, se produce un cambio en la tensión interna que hace que las rocas se sometan a una presión de sobrecarga mayor y variable. Este cambio da como resultado la compactación de la estructura de la roca debido a un aumento de la tensión efectiva, y a su vez, esta compactación genera cambios en el volumen de los granos, poros y masa de la roca (Tavakoli, 2018; Alamooti, 2018; Dandekar, 2013; Glover, 2009). La compresibilidad se define según la **Ecuación 7**, donde VP es el volumen poroso y ΔP es el cambio en la presión del fluido, obteniendo como unidades de compresibilidad psi^{-1} .

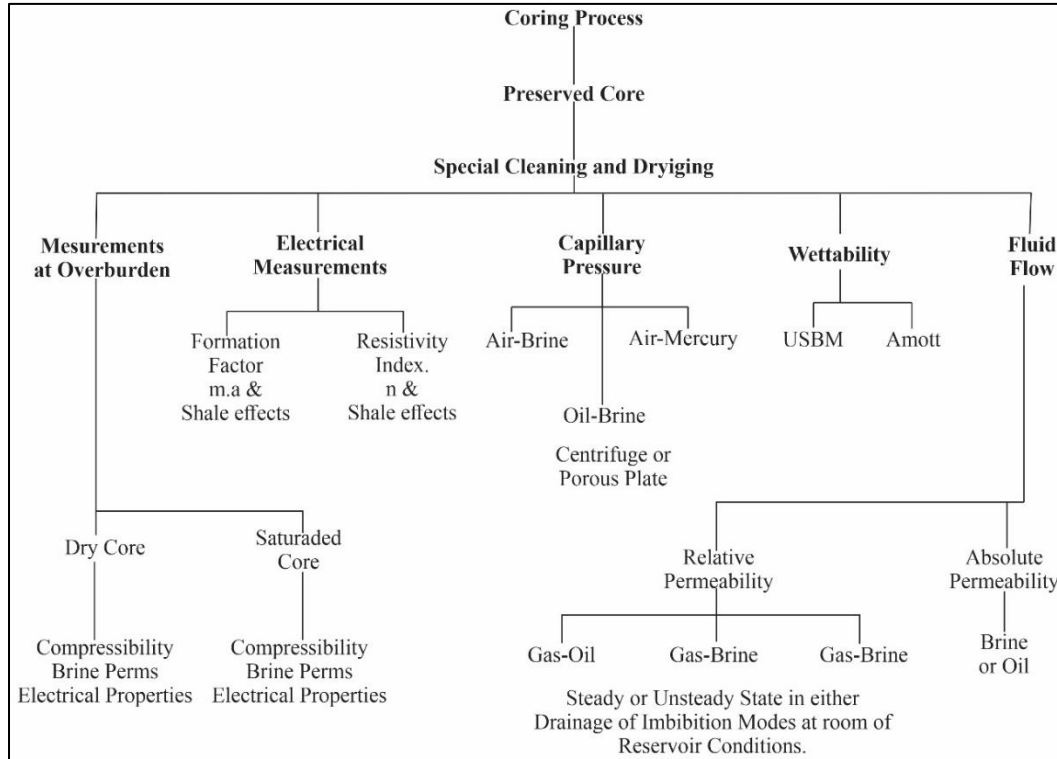
$$C_f = \frac{\Delta VP}{VP \cdot \Delta P} \quad (7)$$

4.1.2 Análisis especiales de núcleo (SCAL)

Estos análisis se emplean con el fin de determinar condiciones del yacimiento de manera más real y exacta, obteniendo una mejor comprensión del pozo y la roca reservorio. Como se mencionó anteriormente, estas pruebas al ser más costosas se realizan de manera específica para hacer mediciones de distribución de fluido, propiedades eléctricas, flujo de fluidos, saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad (Ver **Figura 15**).

Figura 15

Etapas de los análisis especiales de núcleo y mediciones realizadas por sus diferentes métodos

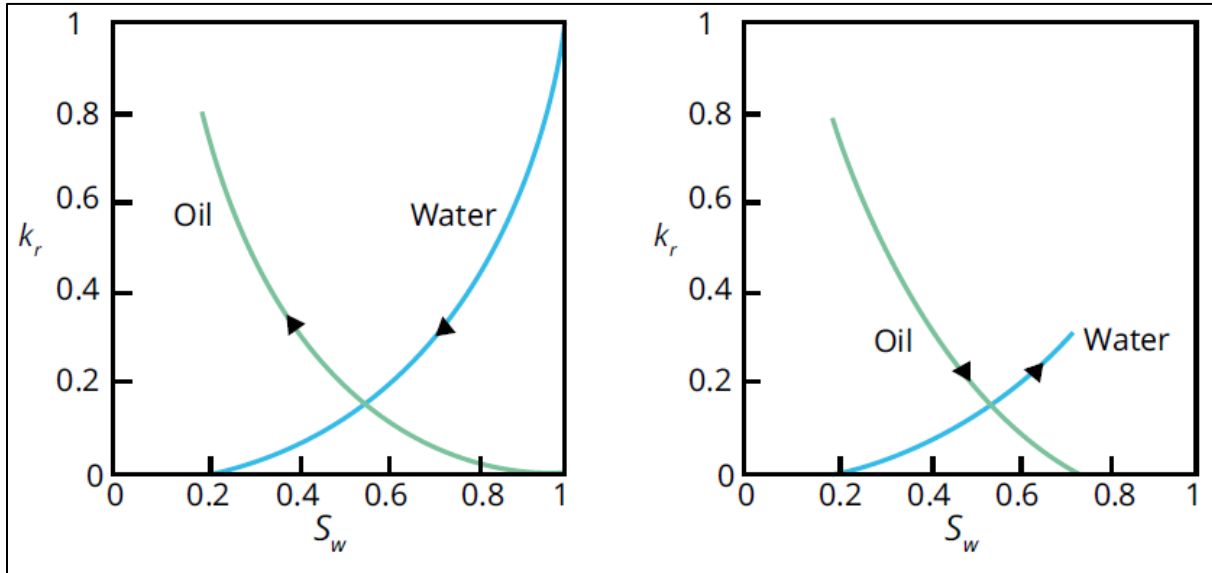


Nota. En la gráfica se observan las distintas etapas de los análisis especiales de núcleo además de las mediciones que se realizan en cada uno de los diferentes métodos. Tomado de *Formation Evaluation* (p. 4), por Glover, 2009, University of Aberdeen, UK.

4.1.2.1 Permeabilidad Relativa. Se estudia en la caracterización de yacimientos ya que es una propiedad en la que se puede obtener información sobre la mojabilidad de este, mediante pruebas dinámicas y donde se evidencia el efecto de las permeabilidades relativas (Ver **Figura 16**). La permeabilidad relativa puede darse al agua o al petróleo, ambos fluidos tienen una porosidad relativa que se relaciona normalmente con la saturación de agua, con el fin de observar la tendencia de crecimiento o decrecimiento de la permeabilidad de cada uno de estos fluidos (Duque & Garzón, 2019; Glover, 2009; Asquith & Krygowski, 2004).

Figura 16

Curvas de Permeabilidad relativa vs saturación



Nota. En la gráfica se observa un ejemplo de curvas de permeabilidad relativa donde se relacionan los valores de permeabilidad relativa (K_r) vs saturación de agua (S_w). La intersección de sus curvas determina su tipo de mojabilidad, siendo en este caso, la del lado izquierdo mojada al petróleo y la del lado derecho mojada al agua. Tomado de *Fundamentals of Reservoir Rock Properties* (p. 185), por Alyafei, 2021, Fundación Universidad de América.

Cuando hay menos saturación de agua se evidencia que será más alta la permeabilidad relativa al petróleo, lo mismo pasa con la permeabilidad relativa al agua, aumenta cuando empieza a salir el petróleo. La intersección de las curvas define si está mojado al agua o al petróleo. Para definirlo debemos ver el valor de saturación de agua en el que se da la Intersección, si la intersección se da en un valor de saturación menor a 50 quiere decir que el sistema está mojado al petróleo, mojado al agua para valores mayores a 50, lo cual es preferible para un mejor flujo de hidrocarburos en la extracción (Duque & Garzón, 2019).

4.1.2.2 Factor de formación. La ley de Archie es una relación utilizada para predecir las respuestas efectivas de conductividad o resistividad eléctrica de materiales geológicos saturados de fluidos. Archie, (1942) encontró una relación empírica, entre las conductividades del medio y un fluido que se posa internamente en los poros de este medio saturado.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (8)$$

En donde define el factor de formación (F) mediante la relación entre la resistividad de una roca saturada de agua (R_o) y la resistividad de esa agua (R_w). Archie postuló que el factor de formación era una constante independiente de R_w y una función exclusivamente de la geometría de poros, pero se ha demostrado que esto sucede solo para cierta clase de rocas petrofísicamente simples. Cuando los materiales no son arenas limpias, es decir, que contienen limos y arcillas, el cociente indicado de la relación R_o/R_w recibe el nombre de factor de formación aparente y puede variar con R_w , la temperatura y el tipo de ion en solución (Alyafei, 2021; Schlumberger, 2021; Peinado *et al.*, 2010; Asquith & Krygowski, 2004).

Por medio de ensayos de laboratorio sobre un conjunto de muestras, Archie propone una relación entre la porosidad del medio y el factor de formación a través del exponente de cementación (m) (Gastón, 2018), el cual, indica el grado de unión de la formación del medio estratificado (Ajewole & Enikanselu, 2014). En la **Tabla 2** se pueden ver distintos valores de m encontrados por diferentes autores.

Tabla 6

Valores del exponente de Archie (m) para diferentes materiales consolidados y no consolidados

Tipo de suelo	Porosidad ϕ	m	Referencia
Clean sand	0.12-0.40	1.3	Archie, 1942
Arenisca consolidada	0.12-0.35	1.8-2.0	
Esfera cristalinas	0.37-0.40	1.38	Wyllie y Gregory, 1955
binary sphere mixtures	0.147-0.29	1.31	
cylinders	0.33-0.43	1.47	
disks	0.34-0.45	1.46	
cubes	0.19-0.43	1.47	
prisms	0.36-0.52	1.63	
8 marine sands	0.35-0.50	1.39-1.58	Jackson et al., 1978
glass beads (spheres)	0.33-0.37	1.20	
quartz sand	0.32-0.44	1.43	
rounded quartz sand	0.36-0.44	1.40	
shaley sand	0.41-0.48	1.52	
shell fragments	0.62-0.72	1.85	
fused glass beads	0.02-0.38	1.50	Sen, 1981
fused glass beads	0.10-0.40	1.7	Schwartz y Kimminau, 1987
sandstone	0.05-0.22	1.9-3.7	Doyen, 1988
polydisperse glass beads	0.13-0.40	1.28-1.40	De Kuijper et al., 1996
fused glass beads	0.10-0.30	1.6-1.8	
sandstones	0.07-0.22	1.6-2.0	
limestones	0.15-0.29	1.9-2.3	
Bulgarian altered tuff	0.15-0.39	2.4-3.3	Revil et al., 2002
Mexican altered tuff	0.50	4.4	
glass beads	0.38-0.40	1.35	Friedman y Robinson, 2002
quartz sand	0.40-0.44	1.45	
tuff particles	0.60-0.64	1.66	

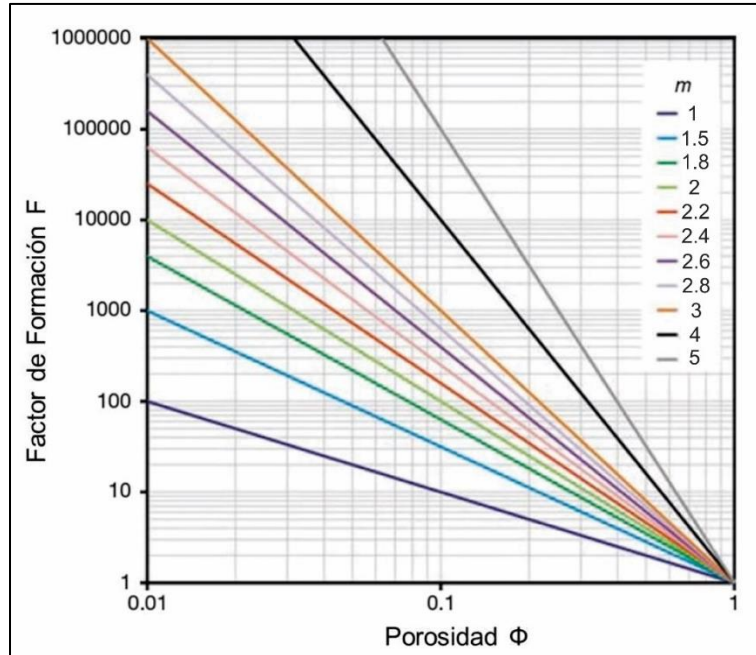
Nota. En la tabla se observan los distintos valores del exponente de Archie y la porosidad para distintos materiales. Tomado de *Estimación del grado de saturación a partir de resistividades eléctricas, aplicados al caso de una pila de lixiviación: minera amalia, región de valparaíso* (p. 22), por Díaz, 2019, Universidad de Chile.

Al combinar las dos expresiones anteriormente mencionadas, se establece la primera ley de Archie, como se muestra en la **Ecuación 9**. Si se representa la variación del factor de formación con respecto a la porosidad en un gráfico semilogarítmico (**Figura 17**), se puede determinar el valor del exponente de cementación (m) como la pendiente de la curva (Gastón, 2018).

$$R_o = R_w \phi^{-m} \quad (9)$$

Figura 17

Relación lineal entre el factor de formación y la porosidad para diferentes valores de m



Nota. En la gráfica se observa el valor de la pendiente para diferentes exponentes de cementación (m). Tomado de *Determinación de la distribución de la porosidad en rocas mediante resistividad eléctrica* (p. 46), por Goldmann, 2018, Comisión Nacional de Energía Atómica.

4.1.2.3 Índice de Resistividad. El conocimiento de la resistividad verdadera de una roca no posee mayor relevancia como indicador del nivel de saturación de aceite o gas, a menos que se pueda comparar con la resistividad de la roca saturada por agua. Archie propuso un segundo factor conocido como el índice de resistividad (I) (Ver **Ecuación 10**), el cual expresa la relación entre la resistividad verdadera (R_t) y la resistividad de la misma roca rellena con agua (R_w) (Lara y Doroteo, 2012; Schlumberger, 2021).

$$I = \frac{R_t}{R_w} \quad (10)$$

Esto permite observar la influencia de un fluido no conductor en la respuesta eléctrica de la roca. Si el volumen poral está saturado con el fluido, el índice tendrá un valor igual a 1. Cuando disminuye la saturación y un fluido no conductor pasa a compartir el volumen de poro con el fluido conductor, la resistividad y el índice aumentan (Gastón, 2018). De manera que se puede definir así la segunda ley de Archie como se observa en la **Ecuación 11**.

$$I = S_w^{-n} \quad (11)$$

En donde S_w hace referencia a la saturación de agua y n es el exponente de saturación, que toma valores cercanos a 2 en muestras limpias y mojadas al agua, mientras que, en condiciones de mojabilidad mixta, n toma valores mayores a 2 y en muestras uniformemente mojadas al petróleo, n toma valores cercanos a 10 (Anderson, 1986; Abdallah *et al.*, 2007). Según Avendaño (2015), combinando las ecuaciones previas, se obtiene:

$$R_t = R_w S_w^{-n} \quad (12)$$

Luego, introduciendo la ecuación de factor de formación en la ecuación anterior, se puede definir la resistividad verdadera de la roca en función de la resistividad del fluido poral, la porosidad y la saturación de agua (Avendaño, 2015; Gastón, 2018), así:

$$R_t = \frac{R_w}{S_w^n \phi^m} \quad (13)$$

4.1.2.4 Presión Capilar. Este parámetro caracteriza el comportamiento de llenado de fluidos de una muestra de roca, y representa la fuerza que se genera en la diferencia de presión en el contacto de dos fluidos inmiscibles dentro de un medio poroso. Se calcula mediante la siguiente fórmula (Ver **Ecuación 14**).

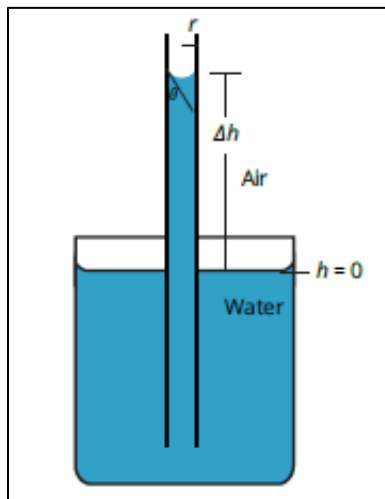
$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (14)$$

Dependiendo de qué tanto penetre el fluido variará el ángulo (θ), ya que entre más radio de garganta de poro tenga, el ángulo será menor y el vector (σ) estará más verticalizado (Ver **Figura 18**). Este vector representa la tensión interfacial que se forma en el contacto del fluido con el aire y (θ) es el ángulo que mide ese vector respecto a la vertical (Alyafei, 2021).

Para la determinación de la presión capilar en las muestras de núcleo se utilizan los métodos de inyección de mercurio y plato poroso. Mediante la inyección de mercurio se analiza el cambio de volumen en la muestra en búsqueda de puntos de equilibrio; por otro lado, con la acción del plato poroso, es posible determinar cuánta pérdida de líquido hubo en la roca y a qué presión el gas o el petróleo se incrementa ((Tavakoli, 2018; Dandekar, 2013; Ruiz & Santana, 2012; Schlumberger, 2021).

Figura 18

Representación gráfica de la fuerza de la presión capilar entre el agua y el aire



Nota. En la gráfica se observa la representación del ángulo que se genera entre el agua y el aire.

Tomado de *Fundamentals of Reservoir Rock Properties* (p. 90), por Alyafei, N. 2021, Hamad Bin Khalifa University Press.

4.1.2.5 Correcciones de presión capilar. Según McPhee (2015), antes de que los datos de presión capilar puedan aplicarse a la situación del yacimiento, se deben aplicar varias correcciones entre las que se encuentran la corrección de rugosidad, corrección de confinamiento, corrección del contenido de arcillas y corrección del sistema de fluidos. El orden en que se realizan las correcciones puede marcar una diferencia en los cálculos.

4.1.2.5.1 Corrección de rugosidad. Generalmente, la superficie de las muestras es rugosa, y, si las gargantas de los poros más grandes son más pequeñas que los vacíos creados por las irregularidades de la superficie, estos últimos se llenarán de mercurio antes de que entre en el verdadero sistema de poros. En la curva de presión capilar, esto aparece como una entrada de mercurio en la muestra. Este efecto es más severo para muestras con grandes superficies externas a relaciones de volumen. Los datos se corrigen restando el volumen aparente de mercurio inyectado a la presión de entrada definida de los datos de inyección volumétrica total (McPhee, 2015).

4.1.2.5.2 Corrección de confinamiento. Una roca en condiciones de yacimiento estará sometida a un sistema de presión diferente al de una roca en condiciones de laboratorio. Idealmente, la presión capilar debe determinarse a una tensión representativa y debe investigarse para cada depósito. De lo contrario, los datos ambientales se pueden corregir suponiendo que la relación y las tendencias de porosidad-permeabilidad son similares en condiciones estresadas y no estresadas. El método Juhasz utiliza la relación entre la porosidad estresada y la ambiental para corregir los datos (Ver **Ecuación 15**) (McPhee, 2015).

$$P_c^* = P_c \left(\frac{\phi_{res}}{\phi_{lab}} \right)^{-0.5} \rightarrow S_{nw}^* = S_{nw} \left(\frac{\phi_{res}}{\phi_{lab}} \right) \quad (15)$$

Donde P_c^* es la presión capilar corregida por confinamiento en psi, P_c es la presión capilar al ambiente en psi, Φ_{res} es la porosidad corregida a NMS, Φ_{lab} es la porosidad total al ambiente de laboratorio, S_{nw}^* es la saturación de la fase no mojante corregida y S_{nw} es la saturación de la fase no mojante al ambiente.

4.1.2.5.3 Corrección de arcillas. La presencia de arcillas también tendrá un efecto sobre el comportamiento de la curva capilar. La delicada estructura de algunas arcillas puede dañarse fácilmente con la limpieza y el secado de las muestras, lo que influye en la microporosidad y, por lo tanto, en la curva capilar medida. La presencia de arcillas también reduce el radio de la garganta del poro y, por lo tanto, tiene el efecto de aumentar la presión de entrada en el poro. Esta corrección normalmente se aplica a las curvas de inyección de mercurio en las que la muestra se ha secado y se ha eliminado el agua unida a la arcilla (CBW). Este método se basa en una relación empírica entre la cantidad de CBW y capacidad de intercambio catiónico (Qv), derivada de un conjunto limitado de muestras (Ver Ecuación 16 y 17) (McPhee, 2015).

$$P_c^* = P_c \left(\frac{\phi_e}{\phi_t} \right)^{-0.5} \rightarrow S_{Hg}^* = S_{Hg} \left(\frac{\phi_e}{\phi_t} \right) \quad (16)$$

$$\frac{\phi_e}{\phi_t} = 1 - (0.6425 * Sal^{-0.5} + 0.22) * Qv \quad (17)$$

Donde P_c^* es la presión capilar corregida por arcillosidad en psi, P_c es la presión capilar medida en psi, Φ_e es la porosidad efectiva, Φ_t es la porosidad total al ambiente de laboratorio, S_{Hg}^* es la saturación de mercurio corregida, S_{Hg} es la saturación de mercurio medida, Sal es la salinidad del agua de formación en g/l de NaCl equivalente y Qv es la capacidad de intercambio catiónico volumétrico en meq/ml.

4.1.2.5.4 Corrección de sistema de fluidos. En las mediciones de presión capilar se utilizan fluidos diferentes a los fluidos reales del yacimiento. Por lo tanto, al convertir las curvas capilares medidas en laboratorio a las condiciones del yacimiento, se deben considerar las diferencias en la interacción roca-fluido, la tensión interfacial (IFT) y el ángulo de contacto. Las correcciones se basan en la suposición de que la presión capilar en rocas reales se puede modelar como un haz de tubos capilares. La presión capilar se considera proporcional a la IFT y al coseno del ángulo de contacto. En consecuencia, los datos de laboratorio medidos con un sistema aire-mercurio (A-Hg), por ejemplo, se pueden convertir a un sistema aceite-agua (O-W) en condiciones de laboratorio utilizando la conversión mostrada en la Ecuación 18 y, a su vez, los datos a condiciones de laboratorio pueden ser convertidos a condiciones de reservorio usando la Ecuación 19 (McPhee, 2015).

$$P_{C(o-w)} = \frac{(\sigma \cos \theta)_{(o-w)}}{(\sigma \cos \theta)_{(A-Hg)}} P_{C(A-Hg)} \quad (18)$$

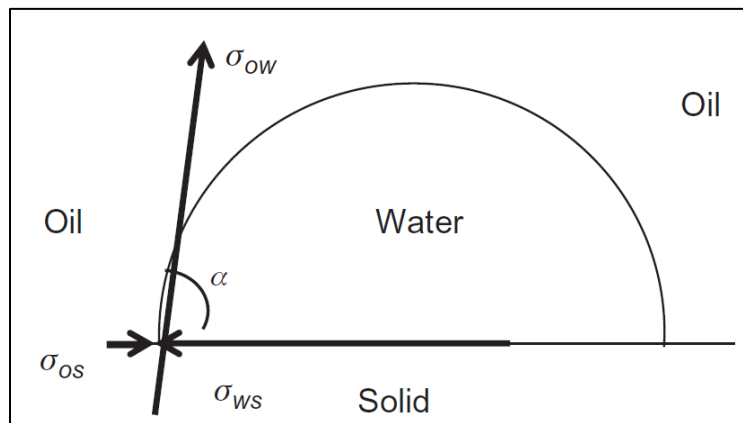
$$P_{C_{res}} = \frac{(\sigma \cos \theta)_{res}}{(\sigma \cos \theta)_{lab}} P_{C_{lab}} \quad (19)$$

4.1.2.6 Mojabilidad. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto con una superficie sólida, se crea un ángulo de contacto entre ellos. La mojabilidad es la preferencia de una roca por estar en contacto con un fluido en lugar de otro, por ejemplo, agua y petróleo. La tendencia de los fluidos a adherirse a la superficie sólida es una de las propiedades principales en los yacimientos que determina la distribución del fluido en medios porosos y la correcta comprensión de esta propiedad es fundamental para la optimización de la recuperación de hidrocarburos, (Alamooti, 2018).

Una gota de fluido mojante va a desplazar a otro fluido dispersándose por la superficie, por el contrario, un fluido no mojante formará gotas, disminuyendo su contacto con la superficie del sólido. El ángulo de contacto entre dos líquidos inmiscibles es un índice del grado de mojabilidad; un ángulo de contacto de 0° muestra la fase completamente mojante, y un grado de 180° ilustra la fase no mojante (Ver **Figura 19**).

Figura 19

Esquema de los distintos tipos de mojabilidad de un yacimiento



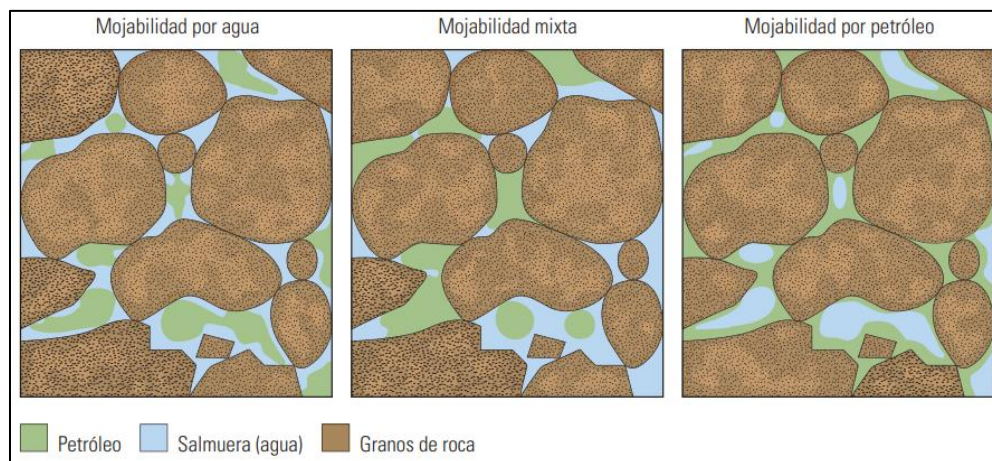
Nota. En la gráfica se observa la distribución de la energía interfacial. Tomado de *An Introduction to Enhanced Oil Recovery* (p. 5), por Alamooti, 2018, Department of Chemical and Petroleum Engineering.

Las rocas reservorio son estructuras complejas porque comprenden una variedad de minerales en su constitución y cada uno de estos minerales puede tener una mojabilidad diferente (Ver **Figura 20**). Los constituyentes primarios de estas rocas son el cuarzo y los carbonatos, los cuales son mojables por agua antes de la migración de petróleo. Para los materiales que exhiben una mojabilidad heterogénea, se utiliza el término mojabilidad ‘mixta’ (La Comunidad Petrolera, 2009).

La mojabilidad al agua se presenta cuando se observa que los granos del sistema están siendo tocados por agua, esta es una mojabilidad que no representa tantos problemas como la mojabilidad al petróleo, ya que esta tiene el petróleo pegado a los granos, en ese orden de ideas, el agua será lo que empezará a fluir, por ende, será el resultado del proceso de extracción (Schlumberger, 2016).

Figura 20

Esquema de los distintos tipos de mojabilidad de un yacimiento



Nota. En la gráfica se observa la representación de los diferentes tipos de mojabilidad en una roca. Tomado de *Oilfield Review* (p. 54), por Schlumberger, 2007.

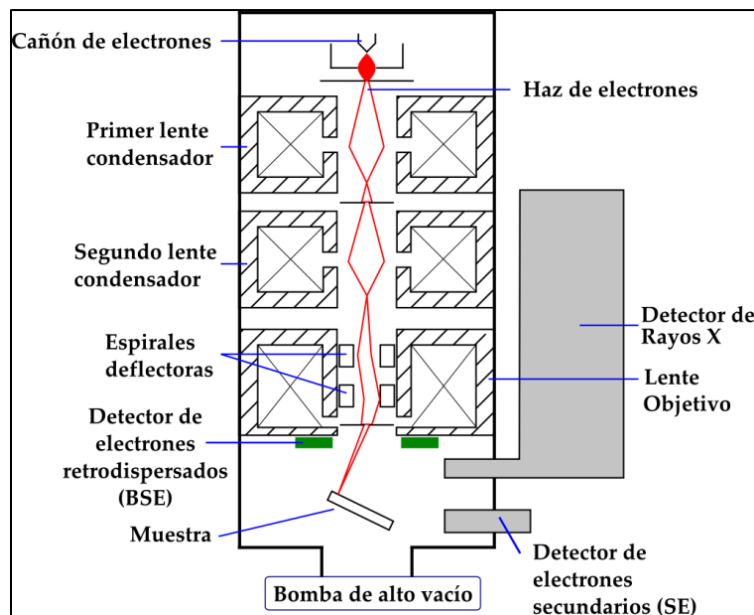
4.1.3 Mineralogía

4.1.3.1 Microscopía electrónica de Barrido (SEM). La microscopía electrónica de barrido es una técnica instrumental empleada en el área de los hidrocarburos para afrontar problemas de exploración y producción de petróleo, algunos de estos, asociados a la presencia de minerales de arcilla (Welton, 2020; Quintero, y Gallardo, 2015; Clavijo, 2013).

Esta herramienta permite observar los poros, identificar los minerales más pequeños y examinar la distribución de estos minerales dentro de los poros (Ver **Figura 21**). Su resolución, la profundidad de campo y el rango de aumento son atributos que inclinan la preferencia hacia micrografías SEM frente otras herramientas como la petrografía óptica (Welton, 2020).

Figura 21

Esquema de un equipo de SEM con el respectivo nombre de cada uno de sus componentes



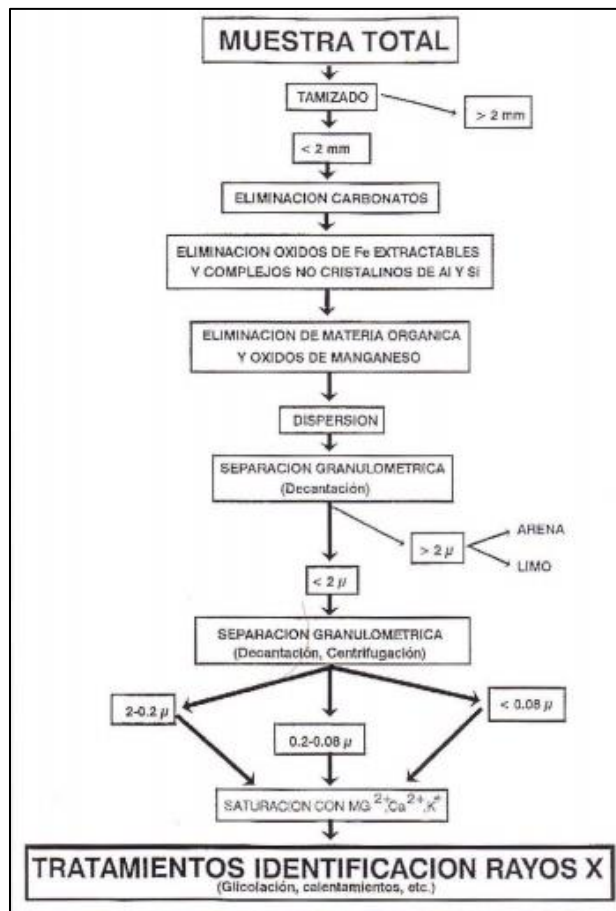
Nota. En la gráfica se observa la representación de los diferentes componentes de un microscopio electrónico de barrido. Tomado de *Caracterización de materiales a través de medidas de microscopía electrónica de barrido* (p. 135), por Clavijo, 2013, Universidad de América.

4.1.3.2 Difracción de rayos x (DRX). En este método es posible analizar diversas fases granulométricas del suelo, sea limo, arena o arcilla. Existen muchos agentes que influyen en la identificación de minerales de arcilla, por lo que la difracción de rayos x es una técnica que puede aplicarse especialmente sobre estos minerales (Ver **Figura 22**) (Betancourth, Gómez, Tirado, & Mosquera, 2010).

La información en este método es obtenida por medio de la difracción de los rayos x con los cristales, se genera difracción con átomos en un arreglo ordenado por lo que esta técnica funciona principalmente en la caracterización de minerales de estructura cristalográfica definida (Pérez, 2012).

Figura 22

Esquema de preparación de muestras para la identificación de minerales de la arcilla por difracción de rayos x



Nota. En la gráfica se observa el tratamiento realizado en las muestras analizadas por difracción de rayos x. Tomado de *técnicas de difracción de rayos x para la identificación cualitativa y cuantitativa de minerales de la arcilla* (p. 78), por Justo & Morillo, 1999, CSIC-UNSE.

4.1.3.3 Petrografía. Se entiende la petrografía como el método tradicional de caracterización mineralógica empleada para determinar gran parte de las características de la formación en las rocas, tanto composicionalmente como la relación de los minerales en la estructura de la roca. Permite definir la relación de este mineral con el resto de los cristales y también su afectación en la porosidad de la roca (Raith y Reinhardt, 2012; Perkins y Henke, 2002).

La mineralogía óptica tiene como principio fundamental que la mayoría de los minerales son capaces de transmitir la luz si están en una sección delgada bajo un microscopio de luz transmitida con el fin de observar granos minerales (Ver **Figura 23**). Los minerales opacos no transmiten luz, por lo que bajo la luz transmitida del microscopio sus características no serán discernibles, se acude a la microscópica de luz reflejada para revelar alguna de las propiedades de estos minerales (Perkins y Henke, 2002).

Figura 23

Esquema de los principales elementos que componen del microscopio polarizante



Nota. En la gráfica se observa la representación de los diferentes componentes de un microscopio de luz polarizada en una roca. Tomado de *guía para la microscopía de minerales en lámina delgada* (p. 12), por Raith, 2012, University of Bonn.

4.1.4 Sedimentología

Según Cruz y Caballero (2007), la sedimentología se define como el estudio de los procesos de formación, transporte y depositación de sedimentos, para interpretar y reconstruir ambientes sedimentarios del pasado. Una caracterización sedimentológica es de vital importancia en las evaluaciones petrofísicas y para la ingeniería de yacimientos, en la conceptualización y definición de unidades de flujo.

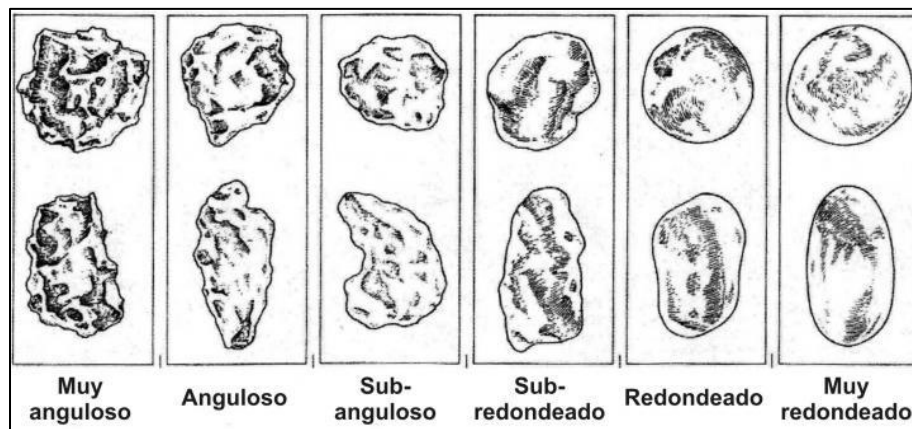
4.1.4.1 Propiedades de las rocas sedimentarias. Los procesos de transporte y depositación generan una amplia variedad de rocas sedimentarias, caracterizadas por propiedades físicas distintivas. Una de las principales propiedades en las rocas sedimentarias son la textura, la cual se refiere a las características de pequeña escala que reflejan los procesos de erosión, transporte y depositación que ha sufrido la partícula y las condiciones energéticas del ambiente que actuaron sobre esta, entre las que destaca el tamaño, forma, calibrado, empaquetamiento y fábrica. Por otro lado, se tiene la composición química y la composición mineralógica de la roca; y las estructuras tales como la estratificación, la laminación, las marcas de corriente, entre otras. Con base en Cruz y Caballero (2007), Folk (1974), Powers (1953) y Boggs (1987) se describen a continuación las principales propiedades físicas de las rocas sedimentarias.

4.1.4.1.1 Tamaño de las Partículas. Para describir el tamaño de los granos se utiliza la escala granulométrica de Wentworth, la cual, divide las partículas en tres grupos principales: Grava (tamaño de partícula superior a 2 mm), arena (tamaños entre 0.0625 y 2 mm) y lodo (tamaño de partícula inferior a 0.0625).

4.1.4.1.2 Forma de las partículas. Para describir esta propiedad se tienen en cuenta los criterios de esfericidad y redondez (Ver **Figura 24**). La esfericidad, como su nombre lo indica, es la tendencia de las partículas a tener forma esférica, y la redondez, por otro lado, considera la presencia de bordes o aristas, o en su defecto, el grado de redondeamiento o pérdida de ellas, por causa de la abrasión durante el transporte.

Figura 24

Escala de comparación visual para grado de redondeamiento y esfericidad de las partículas

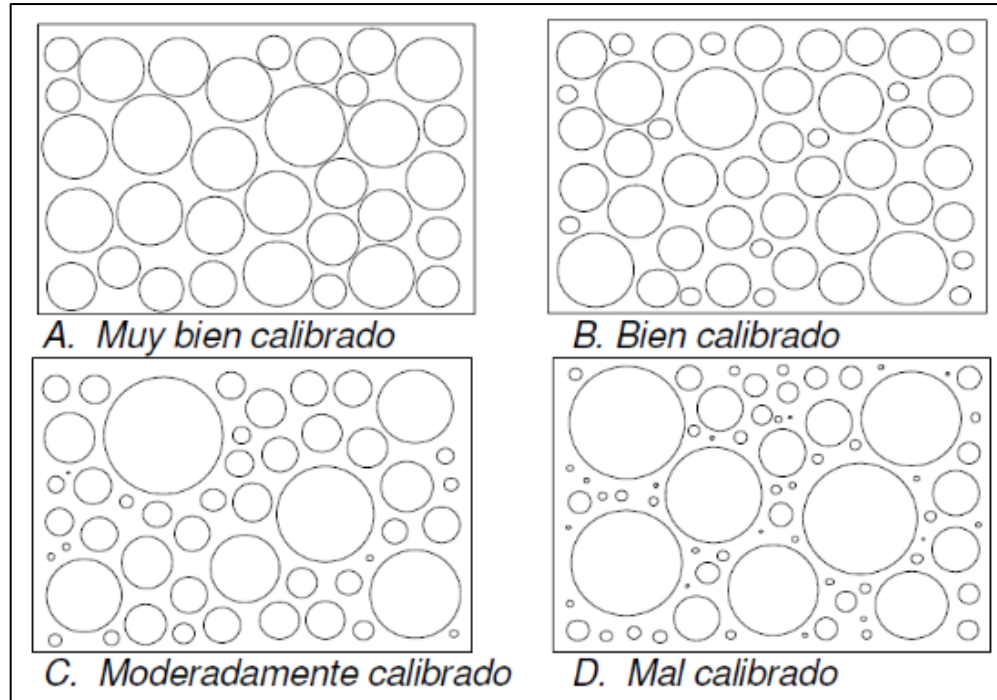


Nota. En la gráfica se observan los diferentes grados de clasificación de redondeamiento y esfericidad en los granos de roca. Tomado de *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties* (p. 20), por Powers, 1953, CRC Press.

4.1.4.1.3 Selección o calibrado. La selección o calibrado se puede entender como el grado de similitud entre el tamaño de las partículas dentro de una muestra, y al igual que las anteriores propiedades, también refleja las condiciones energéticas del ambiente de depositación. Para determinar esta propiedad se utilizan escalas de comparación visual, como la mostrada en la **Figura 25**.

Figura 25

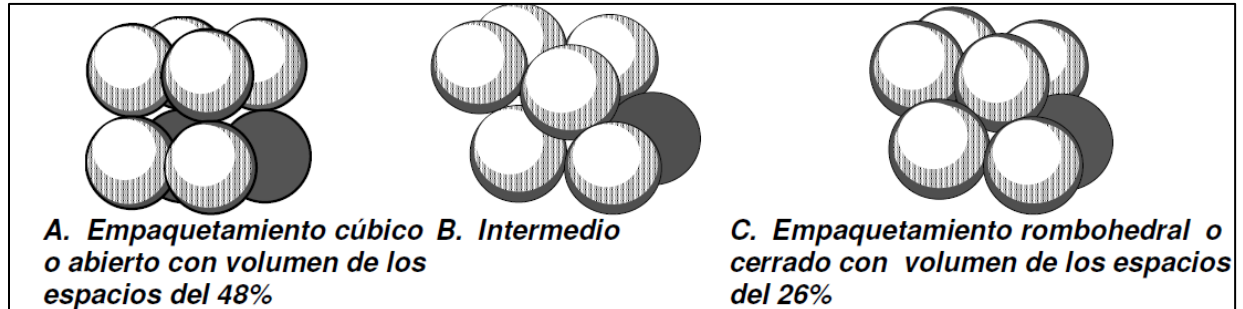
Escala de comparación visual para determinar el calibrado de las partículas de Pettijhon



Nota. En la gráfica se observan las diferentes clasificaciones del calibrado de las partículas.

Tomado de *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties* (p. 20), por Boggs, 1987, CRC Press.

4.1.4.1.4 Empaquetamiento. Es la relación espacial entre las partículas de una roca sedimentaria. Existen tres tipos principales de empaquetamiento: cúbico o abierto, intermedio, y, rombohedral o cerrado; y de esto depende en gran medida uno de los parámetros de mayor importancia para la petrofísica: la porosidad (Ver **Figura 26**), siendo máxima en un empaquetamiento cúbico o abierto y mínima en un empaquetamiento rombohedral o cerrado.

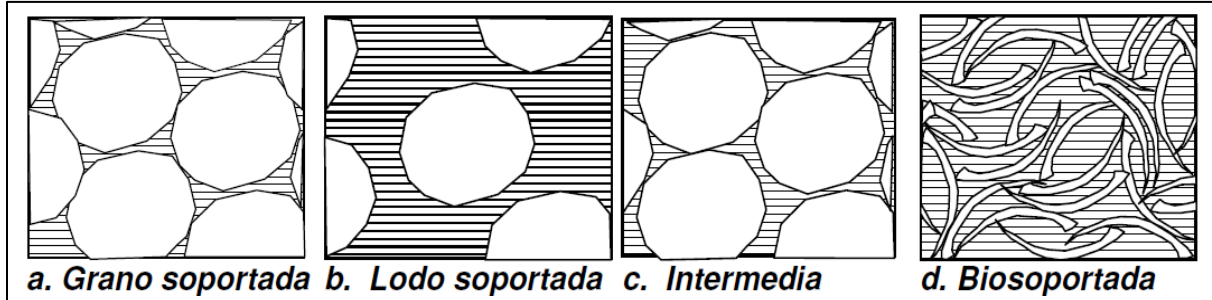
Figura 26*Tipos de empaquetamiento*

Nota. En la gráfica se observa el decrecimiento progresivo de la porosidad en diferentes esferas de igual tamaño según su empaquetamiento. Tomado de *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties* (p. 20), por Graton y Fraser 1935, en Cruz y Caballero, 2007, CRC Press.

4.1.4.1.5 Fábrica. Se refiere a la relación espacial entre los granos que componen una roca sedimentaria, donde intervienen los conceptos de armazón, matriz y cemento. El armazón son los materiales que soportan la roca, generalmente son los de mayor tamaño o los más abundantes. El armazón determina si la roca presenta fábrica (a) grano soportada, ya sea, areno soportada, gravo soportada o areno gravo soportada, (b) lodo soportada, (c) intermedia, o si presenta fragmentos esqueléticos (d) biosoportada (Ver **Figura 27**). La matriz es el material de menor tamaño que se acumula en los intersticios dejados por el armazón, la cual, puede ser areno lodosa, lodosa, o gravo areno lodosa en algunos casos especiales cuando el armazón está compuesto por gravas de gran tamaño. Finalmente, el cemento es el material precipitado químicamente entre los intersticios dejados por el armazón; es el responsable de la fuerte unión de las partículas.

Figura 27

Tipos de fábrica presente en las rocas sedimentarias

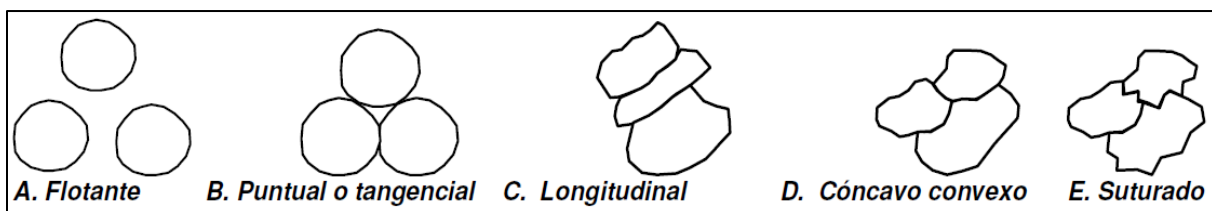


Nota. En la gráfica se observan los tipos de fábrica presentes en rocas sedimentarias. Tomado de *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties* (p. 20), por Graton y Fraser 1935, en Cruz y Caballero, 2007, CRC Press.

4.1.4.1.6 Contacto entre las Partículas. Esta propiedad es muy importante para determinar la historia y el ambiente de deposición de las rocas. Como se puede observar en la **Figura 28**, existen cinco tipos de contacto, en orden de menor a mayor compactación de la roca: flotante, puntual o tangencial, longitudinal, cóncavo o convexo y suturado.

Figura 28

Tipos de contacto entre partículas en las rocas sedimentarias



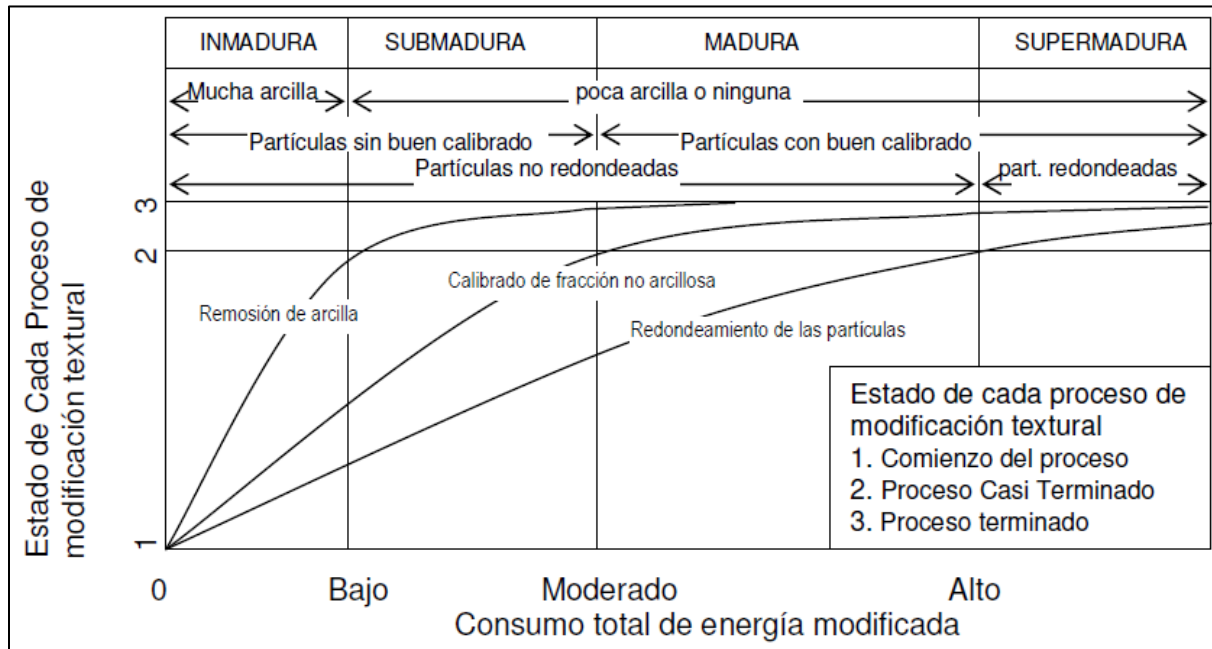
Nota. En la gráfica se observan los tipos de contacto entre partículas en las rocas sedimentarias.

Tomado de *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties* (p. 20), por Graton y Fraser 1935, en Cruz y Caballero, 2007, CRC Press.

4.1.4.1.7 Madurez Textural. Este concepto propone que los sedimentos sufren procesos de abrasión y selección, por efecto de la energía de las olas y las corrientes, pasando secuencialmente por los siguientes estados de madurez: (I) inmaduro, (II) submaduro, (III) maduro y (IV) supermaduro. A mayor madurez, hay menor contenido de arcillas, mayor selección o calibrado, y mayor redondez en las partículas (Ver **Figura 29**).

Figura 29

Estados de madurez textural de las rocas sedimentarias con base en el contenido de arcillas, calibrado y redondez



Nota. En la gráfica se observa el decrecimiento progresivo de la porosidad en diferentes esferas de igual tamaño. Tomado de *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties* (p. 20), por Gratton y Fraser 1935, en Cruz y Caballero, 2007, CRC Press.

4.1.4.2 Ambientes Sedimentarios

Las propiedades características de las rocas sedimentarias mencionadas anteriormente se generan por la acción combinada de procesos físicos, químicos y biológicos, entre los que se encuentra la meteorización e intemperie, erosión, transporte de sedimentos, depositación y diagénesis. La acción combinada de estos procesos y condiciones en un espacio físico de la superficie terrestre constituyen los ambientes de depositación, ambientes sedimentarios o también denominados medios sedimentarios (Ver **Tabla 7**).

Un medio sedimentario se puede definir como una parte concreta de la superficie terrestre donde se acumulan sedimentos y que se diferencia física, química y biológicamente de las zonas adyacentes (Selley, 1970). Según Arche (2010), los medios sedimentarios actuales son finitos y se clasifican según parámetros físicos (precipitación, temperatura, medio de transporte, velocidad y sentido de las corrientes), químicos (composición de los sedimentos y las aguas, composición de la roca madre) y biológicos (tipo de fauna, flora, interacciones organismos-sedimentos).

Tabla 7

Clasificación de los medios sedimentarios

Continental	Subaéreo	Eólico Glacial
	Subacuático	Fluvial Lacustre
De transición		Deltaico Playero Estuarino Isla barrera - lagoon
Marino		Plataforma Talud Borde pre-continental Llanura abisal

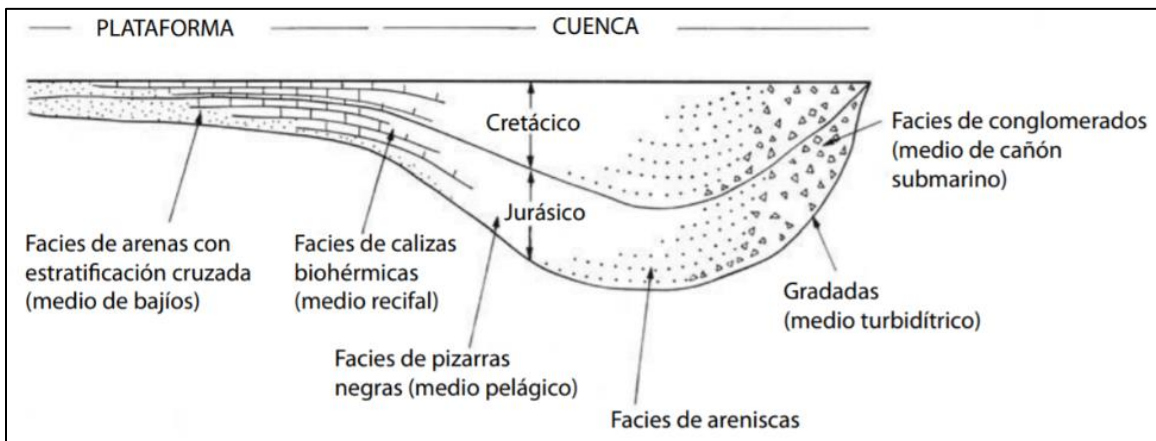
Nota. En la tabla se observa la clasificación de los diferentes medios sedimentarios. Tomado de *Sedimentología* (p. 20), por Arche, 2010, CRC Press.

4.1.4.3 Facies

El concepto de facies es fundamental en la sedimentología y fue definido por primera vez por Gressly en 1838, como el conjunto de características litológicas y faunísticas de una unidad estratigráfica que permite distinguirla de las adyacentes. Sin embargo, este concepto ha sido uno de los más debatidos en la historia de la geología (Arche, 2010). Luego de una revisión sobre el concepto de facies a través del tiempo por diferentes autores, se llegó a la conclusión de que la facies es la suma de todas las características primarias de una roca sedimentaria, que permite definirla y diferenciarla de otras, y de las cuales se puede deducir su ambiente de depositación (Ver **Figura 30**). Los cambios secundarios, incluyendo aquellos introducidos por meteorización y metamorfismo no son parte de la facies estratigráfica.

Figura 30

Relación entre facies y ambiente sedimentario



Nota. En la gráfica se observa la relación existente entre las diferentes facies y su ambiente de depositación en una plataforma y cuenca sedimentaria. Tomado de *Sedimentología* (p. 20), por Arche, 2010, CRC Press.

El reconocimiento de cambios verticales de facies es tan importante como el cambio lateral de facies. Los cambios laterales de facies dan información acerca de la diversidad de condiciones ambientales en una misma cuenca sedimentaria, mientras que la observación de los cambios verticales de facies es fundamental para el estudio de la variación en las condiciones ambientales con respecto al tiempo (Blandón, 2002).

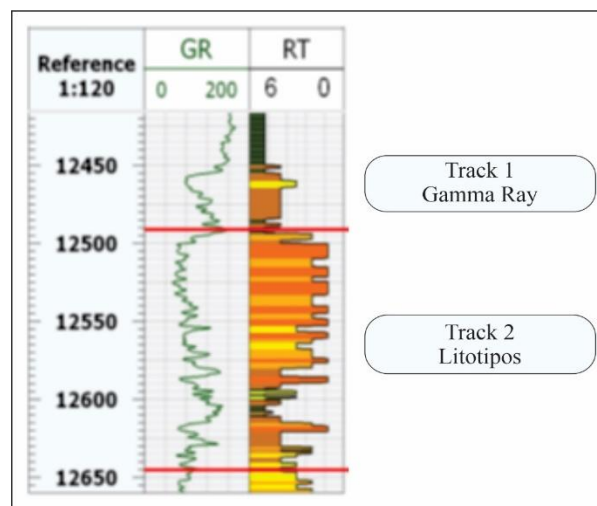
4.1.4.3.1 Clasificación de Facies. Farrel *et al.*, (2012) proponen una clasificación universal para los sedimentos clásticos basados en la textura, la cementación y el entorno geológico, a partir de diagramas ternarios texturales modificados de Folk (1980). Lo anterior está condicionado a la definición del término "clástico", de manera que sea independiente de la composición o el origen de la roca. Esta clasificación se basa en la construcción de códigos de litofacies universales (Ver **Tabla 8**) teniendo en cuenta el tamaño de grano predominante, la homogeneidad en la litología y sus principales atributos, tales como estructuras sedimentarias y estructuras biogénicas.

Esta clasificación y estandarización de la textura garantiza que los descriptores se apliquen de forma coherente a todos los miembros finales del diagrama ternario (grava, arena y lodo) de acuerdo con varias reglas, y que no se ignore ninguno de los miembros finales; así mismo, que los principios de la sedimentología se apliquen de forma coherente a las secuencias de rocas de composición variable (Farrel *et al.*, 2012).

Sin embargo, es muy normal que dos muestras con diferentes procesos diagenéticos muestren similitudes en sus propiedades petrofísicas y comportamiento dinámico. De la misma manera, dos muestras con características litológicas similares y depositadas bajo los mismos ambientes, pueden tener propiedades de yacimiento diferentes debido a la diagénesis. Tales cambios complican el proceso de clasificación, y, dado que el objetivo final de esta clasificación es caracterizar las facies geológicas por su comportamiento dinámico, vinculando sus propiedades petrofísicas asociadas al litotipo, esta clasificación se debe realizar de forma integral, después de conocer los resultados de los estudios sedimentológicos, mineralógicos, RCAL y SCAL. En esta etapa se conocen las facies, propiedades diagenéticas de las muestras y se han medido sus parámetros petrofísicos y la interacción entre la propia roca y los fluidos (Gunter *et al.*, 1997; Tavakoli, 2018).

Figura 31

Curva discreta de litotipos



Nota. En la gráfica se observa la curva discreta de litotipos donde se observa la comparación entre estos y la descripción de facies basada en registros de pozo. Tomado de *Sedimentología* (p. 20), por Xu *et al.*, 2013, CRC Press.

4.3 Unidades hidráulicas de flujo

Según Ebanks (1987), una unidad hidráulica de flujo se define como una porción mapeable del reservorio total, dentro de la cual, las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de los diferentes fluidos son consistentes y diferentes de las propiedades de otros volúmenes de roca del reservorio. Estas unidades de flujo tienen las siguientes características en común:

- Son internamente consistentes, pero no necesariamente homogéneas, es decir, pueden estar compuestas de una o más litologías, y pueden incluir características que no son de yacimiento, como lutitas y capas cementadas.
- Deben ser de una escala que sea correlativa y mapeable en relación con el espaciamiento de los pozos, y deben ser continuas a escalas entre pozos, pero no es necesario que se extiendan por todo el depósito.
- La zonificación de una unidad de flujo debe ser reconocible en los registros operados con cable.
- Pueden estar en comunicación entre sí a través de sus límites, tanto en términos de presión como en la capacidad de los fluidos para moverse vertical y lateralmente, o pueden estar completamente aisladas unas de otras por barreras de permeabilidad.

4.3.1 Método Winland R-35

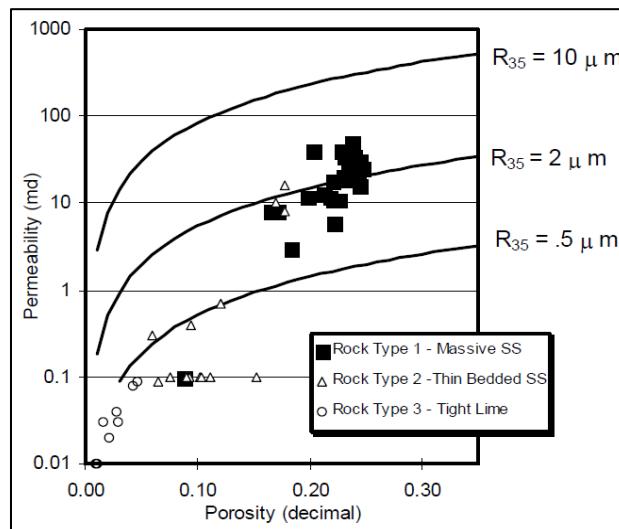
Uno de los métodos más comunes para el cálculo de las unidades hidráulicas de flujo es el Winland R-35, el cual, se basa en el radio calculado de la garganta de poro al 35% de saturación de mercurio de una prueba de presión capilar de inyección de mercurio (Gunter *et al.*, 1997). Se pueden calcular directamente a partir de la ecuación de Winland mostrada en la **Ecuación 20**.

$$\log(R_{35}) = 0.732 + 0.588 * \log(k) - 0.864 * \log \phi \quad (20)$$

Donde R_{35} es el radio de garganta de poro en micrómetros, k es la permeabilidad al aire en milidarcys y ϕ es la porosidad efectiva en porcentaje. Con esta ecuación se pueden construir curvas variando el radio de garganta de poro y superponiéndolas en una gráfica de Permeabilidad (mD) vs Porosidad (%) (Ver **Figura 32**) para determinar los litotipos.

Figura 32

Diagrama de Winland R-35 que muestra relación Porosidad-Permeabilidad



Nota. En la gráfica se observa una clasificación de litotipos basada en la relación de porosidad y permeabilidad. Tomado de *Sedimentología* (p. 20), por Gunter *et al.*, 1997, CRC Press.

4.3.2 Método Pittman

Adicionalmente, existen otros métodos para el cálculo de las unidades hidráulicas de flujo, como el propuesto por Pittman (1992), el cual, para estimar ciertos parámetros relacionados con el tamaño del poro, desarrolla ecuaciones empíricas a partir de una regresión múltiple acogida a la relación de la porosidad, permeabilidad al aire y varios parámetros derivados de las curvas de presión capilar de inyección de mercurio en el análisis de núcleo de areniscas.

Basados en estudios anteriores realizados por Winland (1976), a partir de un estudio realizado a un conjunto de areniscas, Pittman formuló una ecuación empírica mediante un software de regresión múltiple del Sistema de Análisis Estadístico (SAS) para establecer varias relaciones que permiten calcular los radios de garganta de poros correspondientes a los valores de saturación de mercurio que oscilan entre el 10 y el 75% en incrementos de 5%, utilizando valores de porosidad (ϕ) en porcentaje y la permeabilidad al aire (K_{air}) en milidarcys (Pittman E. D., 1992).

Se encontró que la correlación disminuye en las regresiones para gargantas de poro correspondientes a percentiles de saturación de mercurio cada vez más altos, por lo que la precisión disminuirá por encima del 55%. Adicionalmente, se encontró que las regresiones para gargantas de poros correspondientes a percentiles de saturación de mercurio de 10 a 55% obtuvieron valores de R superiores a 0.9 y específicamente para el percentil 35 se obtuvo que este percentil se aproxima al punto donde se produce la apertura modal de los poros; en este momento se considera que es el punto en el que la red de poros se interconecta, formando un camino de fluido continuo a través de la muestra con la mejor correlación (Spearing *et al.*, 2001)

Finalmente llegó a la relación empírica mostrada en la **Ecuación 21**, a partir de la cual, se formularon las ecuaciones correspondientes a cada percentil con las mejores correlaciones, como se muestra en la **Tabla 9**.

$$\log(k) = -0.861 + 1.185 * \log \phi - 1.627 * \log(r_{apex}) \quad (21)$$

Donde K es la permeabilidad al aire (mD), ϕ es la porosidad efectiva (%) y r_{apex} es el radio del poro correspondiente al vértice (μm).

Tabla 9*Ecuaciones de Pittman para cada percentil*

Ecuaciones
$\text{Log } r_{10} = 0.459 + 0.500 \log - 0.385 \log$
$\text{Log } r_{15} = 0.333 + 0.509 \log - 0.344 \log$
$\text{Log } r_{20} = 0.218 + 0.519 \log - 0.303 \log$
$\text{Log } r_{25} = 0.204 + 0.531 \log - 0.350 \log$
$\text{Log } r_{30} = 0.215 + 0.547 \log - 0.420 \log$
$\text{Log } r_{35} = 0.255 + 0.565 \log - 0.523 \log$
$\text{Log } r_{40} = 0.360 + 0.582 \log - 0.680 \log$
$\text{Log } r_{45} = 0.609 + 0.608 \log - 0.974 \log$
$\text{Log } r_{50} = 0.778 + 0.626 \log - 1.205 \log$
$\text{Log } r_{55} = 0.948 + 0.632 \log - 1.426 \log$
$\text{Log } r_{60} = 1.096 + 0.648 \log - 1.666 \log$
$\text{Log } r_{65} = 1.372 + 0.643 \log - 1.979 \log$
$\text{Log } r_{70} = 1.664 + 0.627 \log - 2.314 \log$
$\text{Log } r_{75} = 1.880 + 0.609 \log - 2.626 \log$

Nota. La tabla muestra las ecuaciones correspondientes a cada percentil además de su coeficiente.

Tomado de Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone *sedimentología e Sedimentología* (p. 196), por Pittman., 1992, AAPG Bulletin

4.4 Crudos pesados

Los hidrocarburos pueden hallarse en estado gaseoso o líquido. En el primer caso, se les conoce como “gas natural” y en el segundo caso se denominan “crudos”. Este último puede variar desde liviano hasta extrapesado (Ver **Figura 33**). De esto depende su clasificación en grados API (Instituto Americano del Petróleo); cuantos más grados API tenga el petróleo, menos refinación se requiere para obtener de él los productos más costosos, que son los llamados “blancos”, entre ellos la gasolina (Padilla, 2020; Peñuela, 2017)

Figura 33

Clasificación del petróleo en livianos, intermedios y pesados según grados API

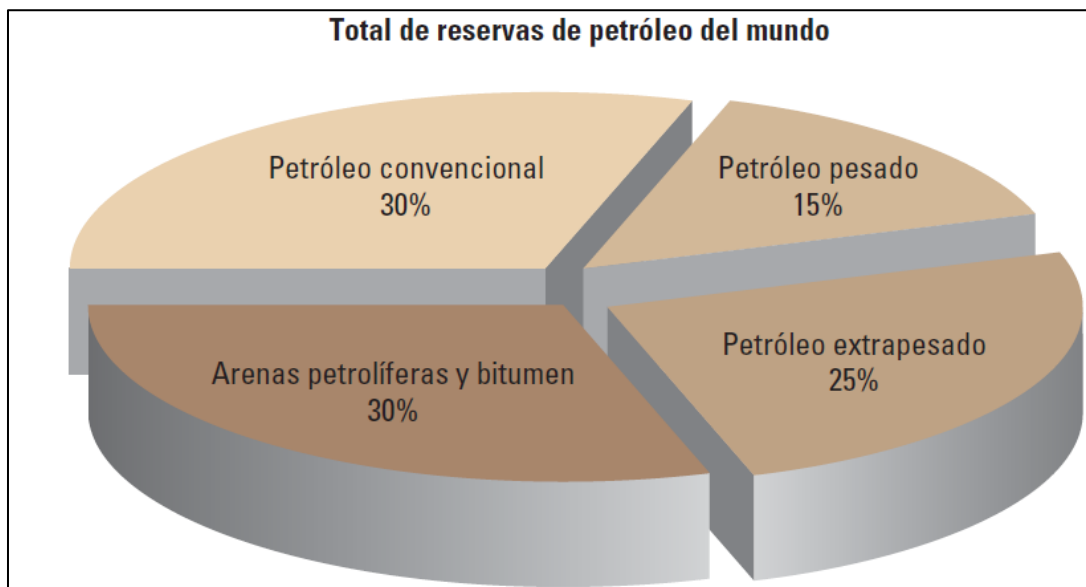


Nota. En la imagen se observa que los hidrocarburos livianos que tienen más de 26 grados API son los de mejor calidad, seguidos de los hidrocarburos intermedios de 20 a 26 grados, y los hidrocarburos pesados están por debajo de los 20 grados API. Tomado de *Sedimentología* (p. 20), por Ecopetrol, 2014, CRC Press.

En este caso, se hará énfasis en los crudos pesados, los cuales se encuentran por debajo de los 20 grados API. Estos presentan una densidad o peso específico superior al de los crudos livianos y tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige mayores esfuerzos en los procesos de producción, transporte y refinado. Este tipo de crudo es el resultado de una degradación progresiva por la exposición a bacterias, agua y aire. Como se puede observar en la **Figura 34**, los crudos pesados abarcan cerca del 70% de las reservas mundiales de petróleo, incluyendo crudos pesados, extrapesados, arenas petrolíferas y bitumen (ANH, 2011). En el país, estos han mostrado un importante incremento en la producción total de petróleo, pasando del 10% en el año 2000 al 62% en el año 2018.

Figura 34

Reservas mundiales de petróleo



Nota. En la gráfica se observa que los crudos pesados representan el 70% del total de reservas mundiales. Tomado de *Sedimentología* (p. 20), por Schlumberger, 2006, CRC Press.

La principal cuenca productora de hidrocarburos en el país es la de los Llanos Orientales, la cual produjo en el año 2018 el 73.9% del total del petróleo producido, seguido de la cuenca del Valle Medio del Magdalena con un 15,9 % y la cuenca del Valle Superior del Magdalena con un 4,4 %. La composición del crudo en esta cuenca corresponde en su mayoría a crudos pesados y extrapesados con un 69,32 %, mientras que los crudos medianos corresponden al 16.61% y los crudos livianos representan el 14,06 % (Torres, 2020). En general, las acumulaciones de crudos pesados en la Cuenca Llanos Orientales están relacionadas con trampas estratigráficas (UPME, 2018).

5. Marco geológico

5.1 Evolución tectónica

El desarrollo de la cuenca de los Llanos Orientales se enmarca en la evolución de las cuencas Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental (Ver **Figura 35**), que constituyen las tres principales cuencas sedimentarias regionales desde el Triásico hasta el Mioceno medio. La evolución tectónica de la cuenca está dividida en tres eras: Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico (Cooper *et al.*, 1995; Sarmiento, 2006; UPME, 2018). A continuación, se describen las principales características de cada una.

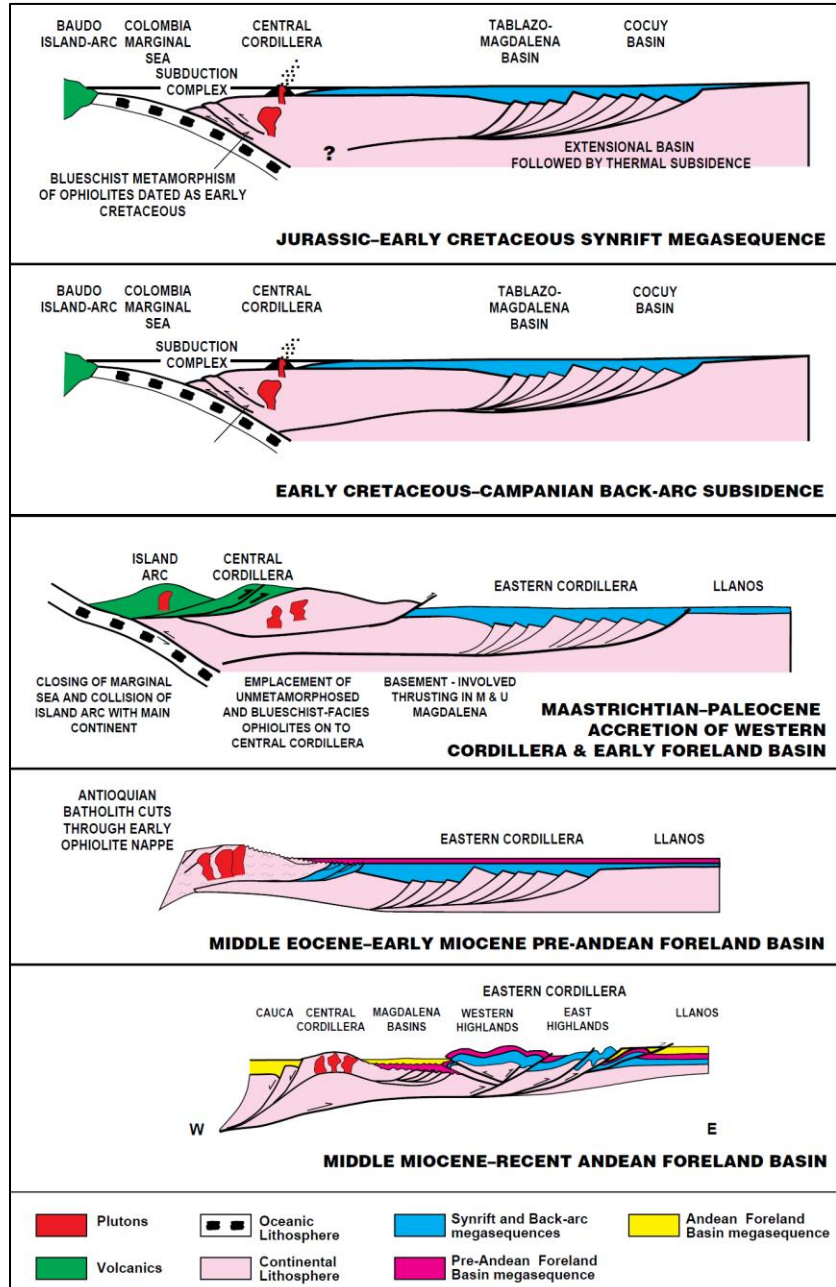
Paleozoico: Inicia la apertura de la cuenca por causa de esfuerzos extensionales, generando fosas tectónicas, en donde se depositan sedimentos marinos someros y se inicia un fallamiento de tipo normal.

Mesozoico: Durante esta era, la cuenca continúa bajo un régimen de esfuerzos extensionales, generando cuencas de rift, desarrolladas como resultado de la separación de Norte y Sur América por la apertura del Caribe (~235-130 Ma), seguida por un período prolongado de extensión, representado en una serie de fallas extensionales, como, por ejemplo, el sistema de fallas Guaicáramo, junto con la subsidencia pasiva regional en una cuenca de back-arc (~125-74 Ma). Finalmente, el evento final de acreción de la Cordillera Occidental causó levantamiento y erosión de la Cordillera Central (~74-65 Ma). Este es el inicio de la megasecuencia de cuenca de antepaís pre-andina (Cooper *et al.*, 1995; Sarmiento, 2006; UPME, 2018).

Cenozoico: Un evento temprano de deformación compresiva afectó el Valle del Magdalena y el margen occidental de la Cordillera Oriental (~ 49-42 Ma.) debido a un aumento en la tasa de convergencia de la placa de Nazca y Suramérica. Posteriormente, un período prolongado de subsidencia y fallamiento normal localizado ocurrió en respuesta a la flexión de la litosfera en la cuenca de antepaís, creado por la carga de deformación de las cordilleras Occidental y Central (~39-29 Ma). La deformación en los valles del Cauca y Magdalena causó continuación de la subsidencia en la cuenca Llanos Orientales (~ 29-16,5 Ma). Una fase de subsidencia rápida ocurrió cuando inició la deformación, levantamiento y erosión de la Cordillera Oriental, y se estableció el depocentro de la cuenca de antepaís en el piedemonte de los Llanos Orientales (~16,5-10,5 Ma). Finalmente, se da la última fase de compresión y de inversión asociados con el plegamiento frontal y cinturón de cabalgamiento de la Cordillera Oriental (10,5 Ma hasta el Presente) (Cooper *et al.*, 1995; Sarmiento, 2006; UPME, 2018).

Figura 35

Modelo secuencial de desarrollo tectónico regional en Colombia



Nota. En la gráfica se observa el desarrollo tectónico regional desde la megasecuencia sinrift del jurásico al cretácico temprano, hasta la formación de la cuenca de antepaís andina del mioceno medio a la actualidad. Tomado de Cooper *et al.*, 1995.

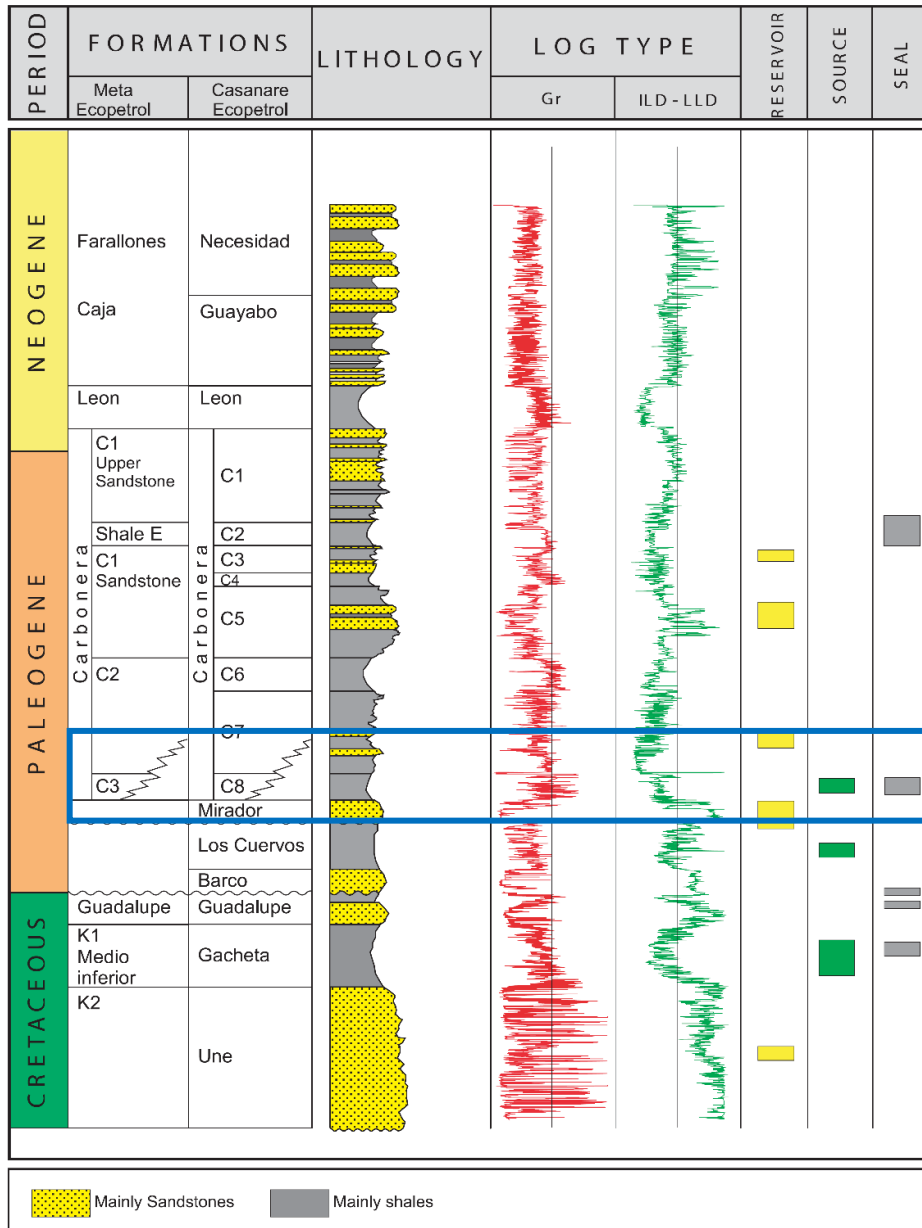
5.2 Estratigrafía

La cuenca Llanos orientales tiene su origen durante el paleozoico con rocas depositadas sobre un basamento cristalino que sufren un bajo grado de metamorfismo y son suprayacidas por sedimentos del Cretácico y del Cenozoico en un ciclo de ambiente de depositación continental-marino-continental (Lozano, 2014). Estratigráficamente, la cuenca actual corresponde a la superposición de varias cuencas de edades diferentes. En la **Figura 36** se observa su respectiva columna sedimentaria representada por rocas paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, las cuales están separadas por tres grandes discordancias regionales, que se localizan en la base del Paleozoico, Cretáceo Superior y Eoceno Medio (Cerón *et al.*, 2012).

La formación San Fernando aflora en el núcleo del Sinclinal del Desespero, se extiende en dirección SW-NE, está en contacto fallado con la Formación Une al occidente por efecto de la falla de Guaicáramo además de hacer parte de los flancos del sinclinal de Nunchia, una unidad de transición que va de ambientes marinos a lagunares, presencia de ríos meandriformes de un sistema fluvio-deltaico (González *et al.*, 2015). Estudios palinológicos permiten determinar que los sedimentos de la formación San Fernando fueron depositados en mares someros durante el Mioceno medio. Según Dueñas y Van Der Hammen (2007), la Formación San Fernando puede correlacionarse con la Formación Carbonera en su parte inferior y media, y con la Formación León en la parte superior; sin embargo, según estudios más recientes hechos por ANH (2012) esta Formación es más correlacionable con las areniscas basales de la Formación Carbonera y con la Formación Mirador en otras zonas de la cuenca (Ver **Figura 36**).

Figura 36

Columna estratigráfica generalizada enfocada a hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales



Nota. En cuadro azul se observa la correlación de la Formación San Fernando con las diferentes nomenclaturas para el Cenozoico utilizadas en el piedemonte llanero. Modificado de Barrero *et al.*, 2007.

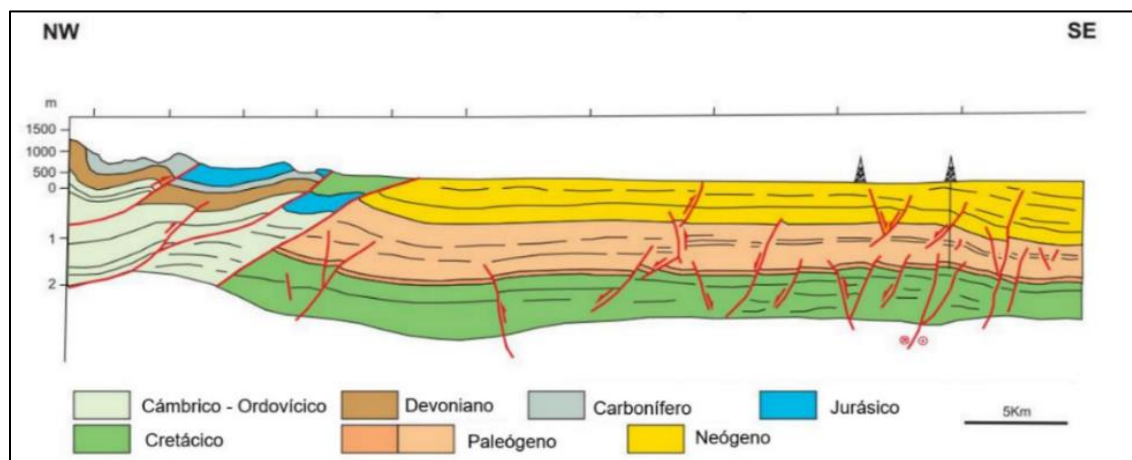
5.3 Geología estructural

La cordillera oriental y el escudo de Guayana representan un prisma sedimentario de 13 km de espesor, una depresión estructural asimétrica la cual se conoce como la cuenca Llanos, la cual estructuralmente cuenta con pliegues y fallas de cabalgamiento en el Piedemonte y fallas normales hacia el oriente (Lobo, 2009).

La transición entre un cinturón deformado y una cuenca antepaís da origen al piedemonte llanero; este cinturón deformado aprovechando la fractura lenta y el desplazamiento de las unidades litológicas avanza en una dirección al oriente mediante fallas de bajo ángulo (Ver **Figura 37**). López (2004) atribuye los importantes movimientos de rumbo a esfuerzos tangenciales en el escudo, además que el origen de estas deformaciones es producto de la convergencia que hay en las placas de la parte Norte de Suramérica (Gómez *et al.*, 2009).

Figura 37

Sección transversal esquemática de la Cuenca de los Llanos Orientales



Nota. En la gráfica se observa un corte transversal sentido noroeste – sureste de la cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Alba y Quintero, 2019.

La secuencia de sedimentos de la cuenca antepaís logró ser depositada Gracias al espacio de acomodación que generó la acreción de la cordillera occidental durante el cretácico, esta secuencia de sedimentos se depositó hasta una deformación ocurrida en el eoceno medio en la cuenca, específicamente en las áreas de la cordillera oriental y los llanos en donde se forman depósitos de llanuras costeras, fluviales y perimareales de las formaciones mirador y carbones durante el Eoceno medio y el Oligoceno (López. R., 2004).

Se presentan dos dominios estructurales principales, el de los llanos y el del piedemonte, el dominio de los llanos está compuesto por los subdominios Casanare-Arauca y llanos del meta, este último presenta fallas normales converge vía hacia el oeste, junto a sus correspondientes fallas antitéticas que convergen hacia el este por la flexión efecto de la carga tectónica de la cordillera oriental (Gómez *et al.*, 2009).

5.4 Sistema petrolífero

5.4.1 Formaciones generadoras

Entre los intervalos con potencial generador en la cuenca de los Llanos Orientales se pueden mencionar las formaciones Gachetá (Turoniano - Campaniano), Une (Albiano - Cenomaniano), Los Cuervos (Paleoceno Tardío - Eoceno Temprano) y el nivel C8 de la Formación Carbonera (Eoceno Superior - Oligoceno). Entre estas, sobresalen las formaciones Gachetá, Los Cuervos y Carbonera. En el caso de la Formación Gachetá, el intervalo potencial generador se ubica en la parte inferior de la unidad, alcanzando espesores efectivos entre 75 y 200 pies. Para la Formación Los Cuervos se tiene un espesor efectivo estimado de 275 pies y sobresalen para esta unidad niveles de carbón con potencial generador (ANH, 2012).

La madurez de todas las unidades potencialmente generadoras se incrementa de este a oeste, donde en la parte occidental, sector del Piedemonte, estas unidades alcanzan niveles de madurez entre 0,7% y 1,3% que las ubicarían en la fase de expulsión (UPME, 2018).

5.4.2 Formaciones reservorio

Las areniscas del Paleógeno de la Formación Carbonera en los niveles C3, C5 y C7 y de la Formación Mirador son excelentes unidades de reservorio para esta cuenca. Dentro de la secuencia del Cretácico, varios intervalos de areniscas también son excelentes reservorios. El espesor sedimentario aumenta de este a oeste. La porosidad disminuye en la misma dirección desde el 30% hasta cerca del 10% (Barrero *et al.*, 2007).

5.4.3 Formaciones sello

El nivel C8 de la Formación Carbonera, además de ser roca fuente, también ha sido considerada tradicionalmente como el sello regional de la cuenca, pero por su extensión el mejor sello es el nivel C2 de la misma formación y la Formación León. Las unidades pares de Carbonera son reconocidas como sellos locales, así como las formaciones Cretácicas Gachetá y Guadalupe que pueden ser autosellantes (Barrero *et al.*, 2007).

5.4.4 Trampas

La exploración se ha concentrado en fallas normales antitéticas asociadas a cierres estructurales en tres direcciones, los cuales permiten la acumulación de hidrocarburos en el rango de 100-700 MBP y con calidad de 22 a 35° API (UPME, 2018). Por otro lado, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio (Barrero *et al.*, 2007; UPME, 2018).

6. Resultados

6.1 Análisis sedimentológico

La integración de fotos de núcleo, columnas, descripciones sedimentológicas y mineralógicas, permitieron la reinterpretación de nueve facies principales en la formación de estudio, de las cuales, tres de estas facies están presentes en ambos pozos, cuatro adicionales solo están presentes en el pozo A y dos adicionales solo están presentes en el pozo B (Ver **Tabla 9**).

Tabla 10

Distribución de facies en los pozos A y B

Facies	Pozo A	Pozo B
S-x	x	x
M-lam	x	x
S-m	x	
mS-biot	x	
G	x	x
mS/sM-w		x
S-w		x
S-biot	x	
S-lam	x	

Nota. En la tabla se observan las tres facies presentes en ambos pozos, las cuatro facies adicionales presentes solo en el pozo A y las dos facies adicionales presentes en el pozo B.

6.1.1 Facies del pozo A

Para el pozo A se identificaron siete facies principales (Ver **Tabla 10**): Areniscas con estratificación cruzada (S-x), lodolitas laminadas (M-lam), areniscas masivas (S-m), areniscas limosas bioturbadas (mS-biot), conglomerados matriz soportados (G), areniscas bioturbadas (S-biot) y areniscas con laminación ondulosa (S-lam).

Tabla 11*Distribución y espesor de las facies presentes en el pozo A*

Facies	Espesor [ft]	Porcentaje [%]
S-x	172	61.9
M-lam	55	18.9
S-m	25	5.8
mS-biot	16	5.5
G	11	3.8
S-biot	6	3.1
S-lam	3	1.0

Nota. En la tabla se observan las siete facies presentes en el pozo A, su espesor aproximado en pies y su distribución porcentual en el intervalo estudiado.

6.1.2 Facies del Pozo B

Para el pozo B se identificaron cinco facies principales (Ver **Tabla 11**): Areniscas con estratificación cruzada (S-x), lodolitas laminadas (M-lam), areniscas con ondulitas (S-w), conglomerados matriz soportados (G), y heterolítica (mS/sM-w).

Tabla 12*Distribución y espesor de las facies presentes en el pozo B*

Facies	Espesor [ft]	Porcentaje [%]
S-x	128	84.2
M-lam	10	5.9
mS/sM-w	7	5.3
S-w	6	3.9
G	1	0.7

Nota. En la tabla se observan las cinco facies presentes en el pozo B, su espesor aproximado en pies y su distribución porcentual en el intervalo estudiado.

6.1.3 Descripción general de facies

6.1.3.1 Areniscas con estratificación cruzada (S-x)

Esta facies es la que más predomina en la formación San Fernando. Está presente en los dos pozos y comprende el 62% del intervalo estudiado para el pozo A, que equivale a 180 pies aproximadamente y está presente desde la profundidad 8037 hasta 8216 pies, con algunos pequeños intervalos de lodolita laminada (M-lam) y arenisca con laminación ondulosa (S-lam); y, comprende además el 84% del pozo B, que equivale a 128 pies y está presente desde la profundidad 7890 a 8010 pies con pequeñas intercalaciones de la facies M-lam y desde 8029 a 8047 pies.

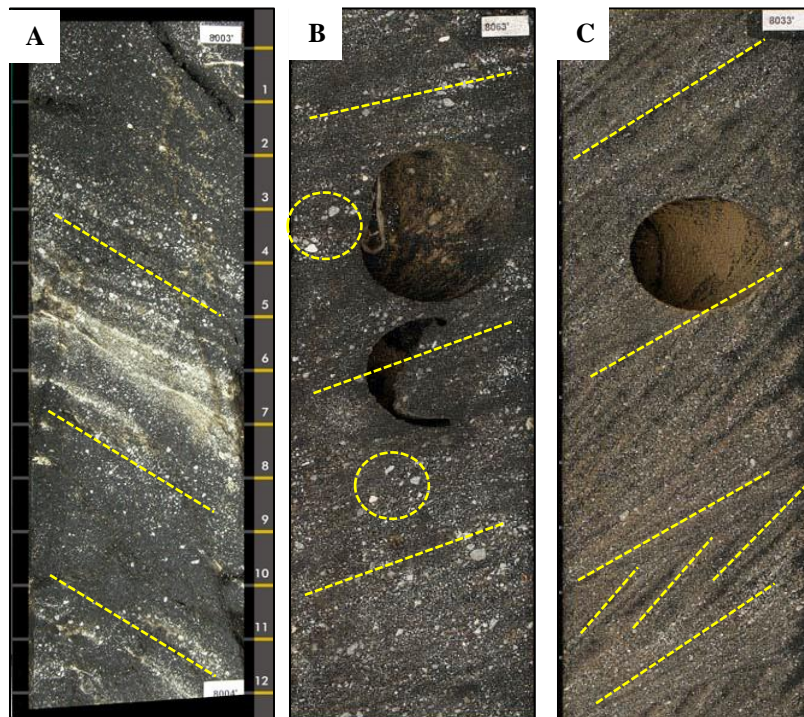
Según lo observado en las fotografías de núcleo y en la información sedimentológica, esta facies corresponde a arenisca cuarzosa de color Greenish Black (5G 2/1) a Grayish black (N2), con tamaños de grano que varían entre medio y muy grueso, predominando el grano grueso a muy grueso. Los granos presentan formas subredondeadas a redondeadas, moderadamente calibrados, con restos de hidrocarburo, y localmente presencia de líticos oscuros. Se observa buena manifestación de aceite a lo largo de toda la facies.

Como se puede observar en las **Figuras 39 y 40**, esta facies presenta variaciones locales en ambos pozos en cuanto a tamaño de grano y contenido de arcillas. Se observan secuencias granodecrecientes dentro de la misma y zonas con areniscas conglomeráticas con granos subredondeados y mal seleccionados. Localmente se presentan láminas irregulares de limolitas (ver **Figura 38A**) y delgadas laminaciones irregulares carbonosas. Es común observar guijarros de cuarzo a lo largo de los foresets (ver **Figura 38B**). Muy localmente, hacia los intervalos de 7927' y 7946' del pozo B se presentan delgados niveles de areniscas muy finas, grises, cementadas, no impregnadas, con delgadas laminaciones carbonosas irregulares y pirita que indican una disminución en el régimen energético del medio (ver **Figura 38C**).

La estructura sedimentaria característica de esta facies es la estratificación cruzada, siendo predominante la estratificación cruzada en artesa. Sin embargo, localmente se observan sectores con estratificación cruzada planar (ver **Figura 38D**) y relictos de estratificación cruzada en ambos pozos. En algunos sectores la estratificación se ve enmascarada por la fuerte impregnación presente en la roca. A lo largo de toda la facies se observan continuas superficies de reactivación y variaciones en el ángulo de inclinación de la estratificación.

Figura 38

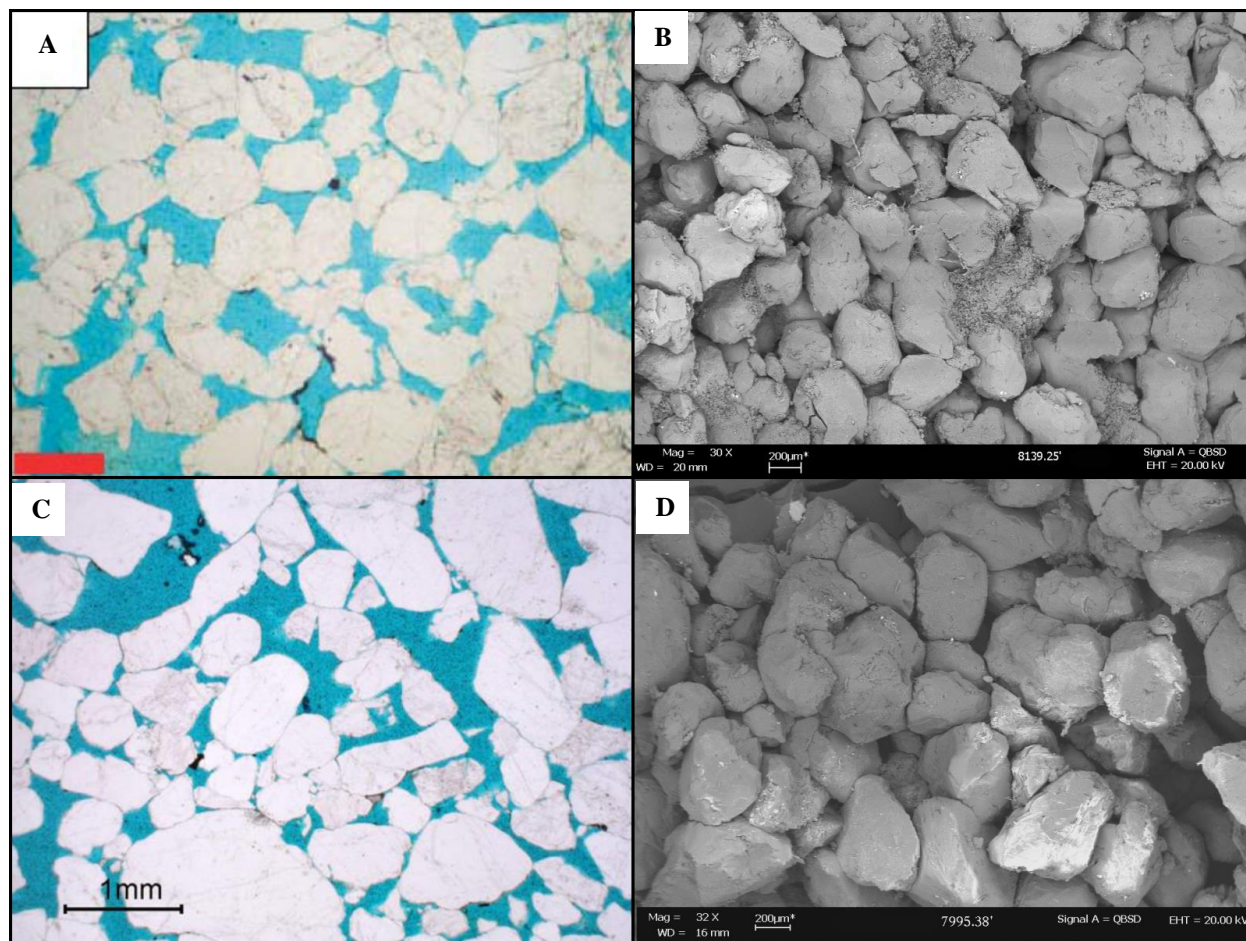
Fotos de núcleo de la facies de areniscas con estratificación cruzada (S-x)



Nota. En la figura se observan tres fotos de núcleo bajo luz natural donde se evidencia la facies S-x. En la figura A se observan láminas de limolitas del pozo B. En la figura B se observa estratificación cruzada en artesa y presencia de guijarros del pozo A. En la figura C se observan areniscas con estratificación cruzada planar y tangencial, con buena impregnación del pozo A.

Figura 39

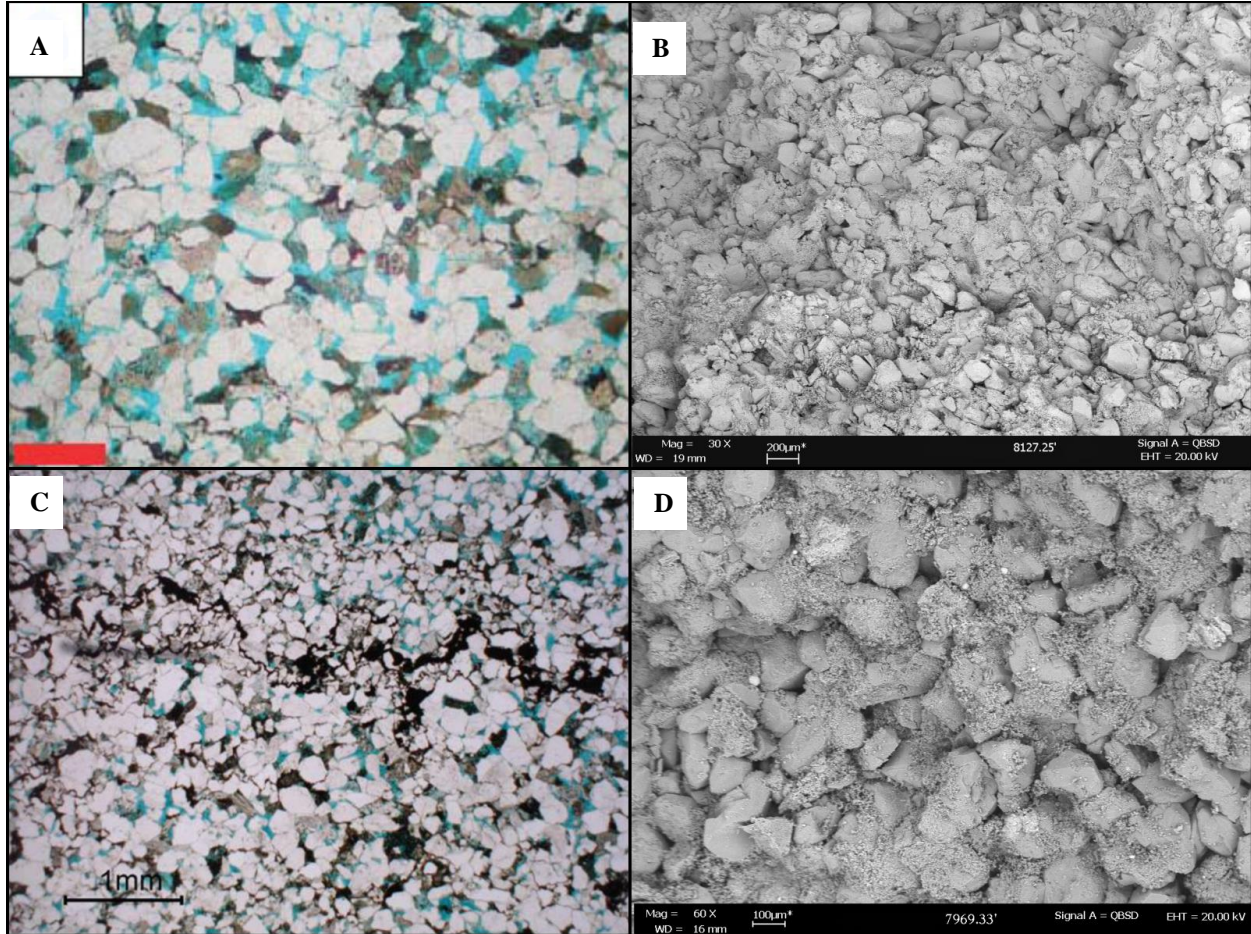
Micrografías de areniscas de la facies S-x con escasa presencia de arcilla



Nota. Las figuras A y B pertenecen a la muestra 8139.25' del pozo A y las figuras C y D pertenecen a la muestra 7995.38' del pozo B. Las dos muestras corresponden a areniscas de la facies S-x, en las cuales se evidencia bajo contenido de arcillas de tipo caolinita, escasos poros obstruidos y porosidad intergranular bien conectada.

Figura 40

Micrografías de areniscas de la facies S-x con alto contenido de arcilla



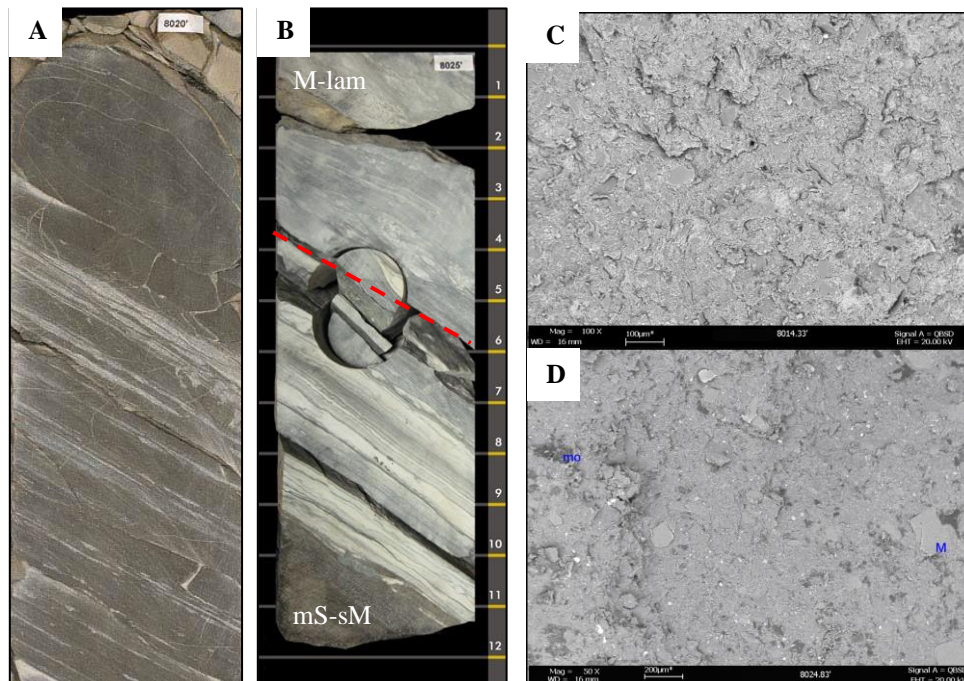
Nota. Las figuras A y B pertenecen a la muestra 8127.25' del pozo A y las figuras C y D pertenecen a la muestra 7969.33' del pozo B. Las dos muestras corresponden a areniscas de la facies S-x, en las cuales se evidencia un alto contenido de arcillas en su mayoría tipo caolinita, ubicada como matriz y como relleno total o parcial de poros, presencia de chert generando microporosidad, sobrecrecimientos de cuarzo como cementante y escasos poros intergranulares despejados.

6.1.3.2 Lodolitas laminadas (M-lam)

Esta facies está presente en los dos pozos y comprende el 19% del intervalo estudiado para el pozo A, que equivale a 55 pies aproximadamente y está presente en las profundidades de 7896-7900 ft, 8000-8030, 8217-8220 y 8272-8287 ft; y, comprende además el 6% del pozo B, que equivale a 9 pies aproximadamente y se encuentra en pequeñas intercalaciones con otras facies entre las profundidades de 7896 a 8029 pies (Ver **Figura 41**).

Figura 41

Fotos de núcleo y micrografías de la facies de lodolitas laminadas (M-lam)



Nota. En la figura A se observan lodolitas con laminación lenticular de arenisca de grano muy fino y láminas de siderita del pozo A. En la figura B se observa lodolita con lentes de deformación lenticular del pozo B y el contacto con la facies mS-sM. En las figuras C y D se pueden observar imágenes SEM de muestras de la facies para ambos pozos respectivamente, donde se observan lodolitas arcillosas muy compactas con presencia de materia orgánica (mo) y láminas de mica (M).

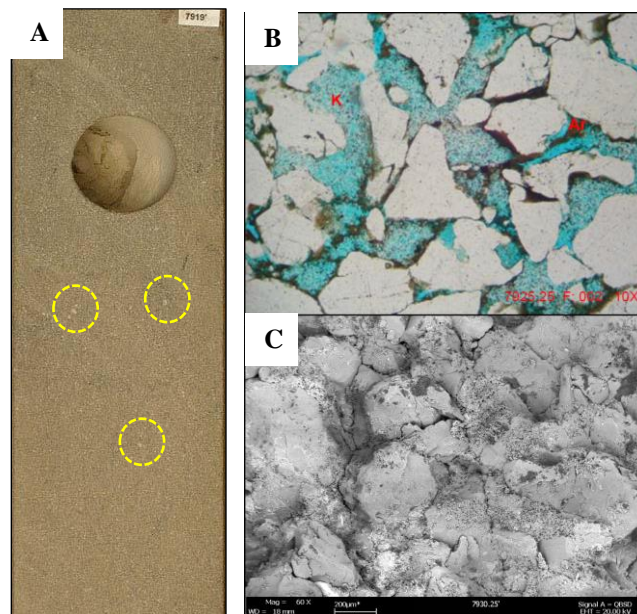
Según lo observado en las fotografías de núcleo y en la información sedimentológica, esta facies corresponde a lodolitas arcillosas color Medium Gray (N5) a Light Gray (N7), con laminación plano-paralela, laminaciones irregulares de material carbonoso, bioturbación moderada y abundantes estructuras de deformación penecontemporánea como estructuras de carga. Presenta ocasional presencia de piritita y siderita, y laminaciones lenticulares de arenisca muy fina.

6.1.3.3 Areniscas masivas (S-m)

Esta facies solo está presente en el pozo A, y comprende el 6% del intervalo estudiado para este pozo, que equivale un espesor de 17 pies aproximadamente. Se encuentra en las profundidades de 7916 a 7933 ft (Ver **Figura 42**).

Figura 42

Foto de núcleo y micrografías de la facies de areniscas masivas (S-m)



Nota. En la figura A se observa una foto de núcleo bajo luz natural donde se evidencia la facies de areniscas masivas y granos flotantes de cuarzo. En la figura B se observa una sección delgada donde se aprecia la textura de estas areniscas y la presencia de arcillas tipo caolín (k). En la figura C se observa una imagen SEM donde se aprecia el sistema poral taponado por material arcilloso.

Según lo observado en las fotografías de núcleo y en la información sedimentológica, esta facies corresponde a arenisca cuarzosa de color Dusky Yellow (5Y 6/4) a Olive Gray (5Y 4/1), con tamaños de grano que varían entre fino y grueso, predominando el tamaño de grano medio, con granos con formas subangulares a subredondeadas, moderados a mal calibrados y estructura masiva. Presencia de granos de cuarzo flotantes y minerales ferromagnesianos. No se observan estructuras sedimentarias ni bioturbación. Se presentan variaciones locales de tamaño de grano. Su sistema poral está taponado por material arcilloso tipo caolinita y presenta sobrecrecimientos de cuarzo como cementante, lo cual, actúa como barrera de flujo para el tipo de fluido presente en el yacimiento.

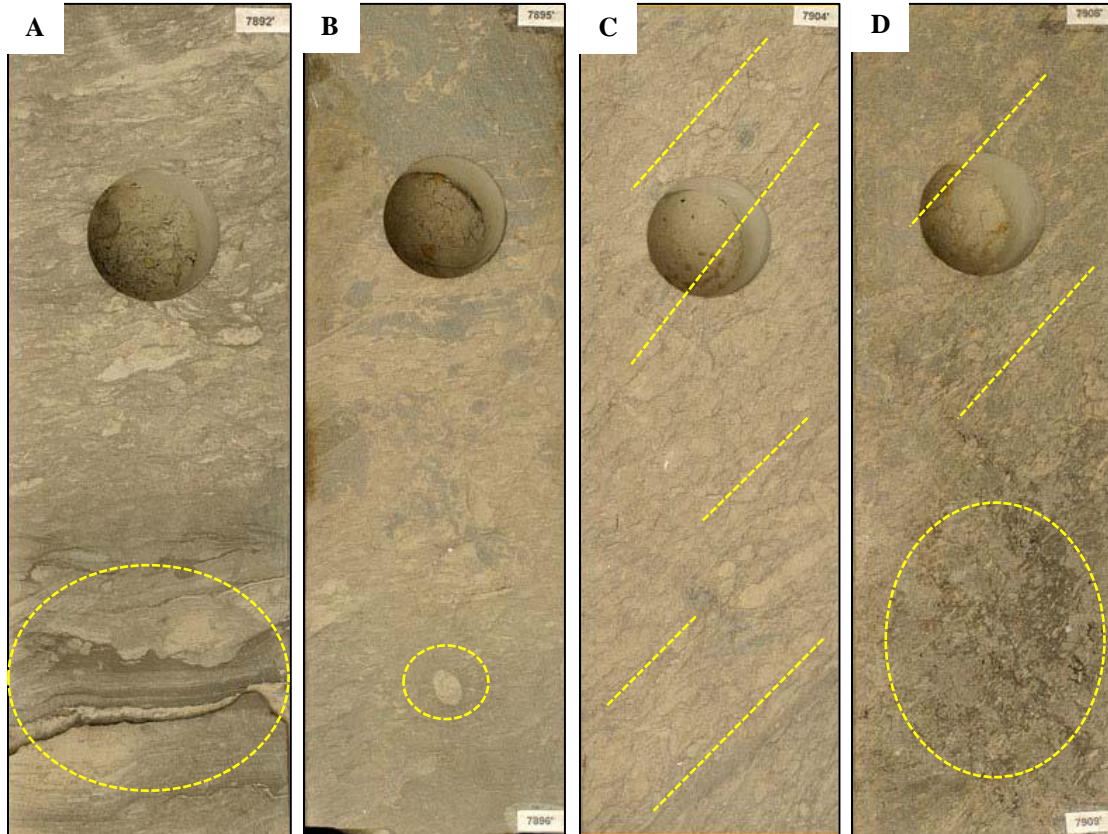
6.1.3.4 Areniscas limosas bioturbadas (mS-biot)

Esta facies solo está presente en el pozo A, y comprende el 5% del intervalo estudiado para este pozo, que equivale a 16 pies aproximadamente. Se encuentra en las profundidades de 7890-7896 ft y 7900-7910 ft.

Según lo observado en las fotografías de núcleo y en la información sedimentológica, esta facies corresponde a arenisca limosa de color Pale Greenish Yellow (10Y 8/2), con tamaño de grano muy fino, granos subangulares, moderadamente calibrados, con laminación ondulosa discontinua de materia orgánica que desaparece localmente y presencia de estructuras de deformación penecontemporánea como estructuras de carga (Ver **Figura 43**). Se observa alta bioturbación no diferenciada y madrigueras horizontales redondeadas. Presenta impregnación leve localmente.

Figura 43

Fotos de núcleo de la facies de areniscas limosas bioturbadas (mS-biot)



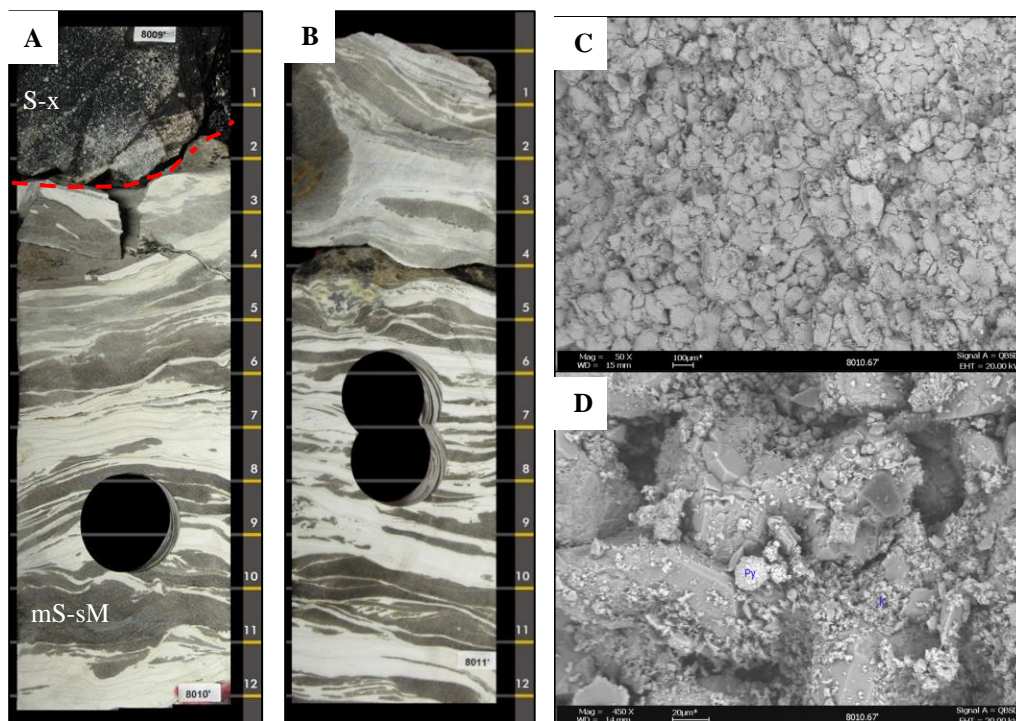
Nota. En la figura anterior se observan cuatro fotografías de núcleo bajo luz natural donde se evidencia la facies de areniscas limosas bioturbadas. En la figura A se observa la presencia de estructuras de deformación penecontemporánea. En la figura B se observa levemente el contacto transicional con la facies arcillosa subyacente, el cual, se evidencia por la presencia de una madriguera redondeada horizontal característica de la facies arcillosa. En las figuras C y D se observa laminación ondulosa discontinua de materia orgánica y alta bioturbación.

6.1.3.5 Heterolítica (mS/sM-w)

Esta facies solo está presente en el pozo B, y comprende el 5% del intervalo estudiado para este pozo, que equivale a 9 pies aproximadamente. Se encuentra en las profundidades de 8009-8014 ft y 8025-8029 ft (Ver **Figura 44**).

Figura 44

Fotos de núcleo y micrografías de la facies heterolítica (mS-sM)



Nota. En las figuras A y B se observan fotografías de núcleo bajo luz natural donde se evidencia la facies heterolítica. En la figura A, se observa el contacto entre la facies S-x y mS/sM-w. En la figura B, se evidencia la presencia local de pirita en areniscas, laminaciones carbonosas, ondulitas y bioturbación. En las figuras C y D se observan imágenes SEM donde se evidencia el aspecto general de las areniscas lodosas de esta facies en la figura C, y la presencia de pirita (Py) y caolinita (k) en la figura D.

Según lo observado en las fotografías de núcleo y en la información sedimentológica, esta facies corresponde a intercalaciones de arenisca lodosa de color Greenish Black (5GY 2/1) y limolita arenosa de color Yellowish Gray (5Y 8/1). Las areniscas lodosas presentan tamaño de grano fino en matriz lodosa tipo caolín, con formas de grano subredondeadas, bien seleccionados, de composición cuarzosa, con buena impregnación y abundante presencia de pirita. Las limolitas arenosas presentan composición silíceas y laminación plano-paralela. Esta facies se caracteriza por presentar abundantes estructuras de deformación penecontemporánea, laminaciones ondulosas y ondulitas. Se presentan además laminaciones irregulares carbonosas. Localmente se observa bioturbación moderada.

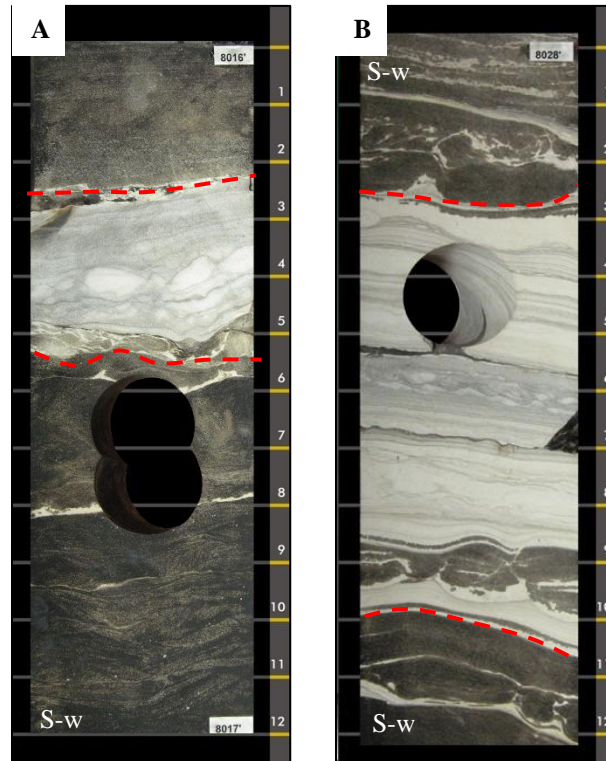
6.1.3.6 Areniscas con ondulitas (S-w)

Esta facies solo está presente en el pozo B y comprende el 4% del intervalo estudiado para este pozo, que equivale a 6 pies aproximadamente. Se encuentra en las profundidades de 8015 a 8028 pies, con pequeñas intercalaciones de facies lodosas.

Según lo observado en las fotografías de núcleo y en la información sedimentológica, esta facies corresponde a areniscas cuarzosas de color Greenish Black (5G 2/1), con tamaño de grano fino en formas subredondeadas y bien seleccionados. Presentan moderada impregnación. Se observan relictos de ondulitas, ondulitas y bioturbación no diferenciada. Localmente presentan delgadas láminas limosas blancas (Ver **Figura 45**). Estas areniscas se encuentran asociadas con las facies de lodolitas laminadas (M-lam), con las cuales, se encuentra intercalada.

Figura 45

Fotos de núcleo de la facies de areniscas con ondulitas (S-w)



Nota. En la figura anterior se observan dos fotografías de núcleo bajo luz natural donde se evidencia la facies de areniscas con ondulitas. En las figuras A y B se pueden observar ondulitas, láminas limosas color crema e intercalaciones con la facies mS/sM-w.

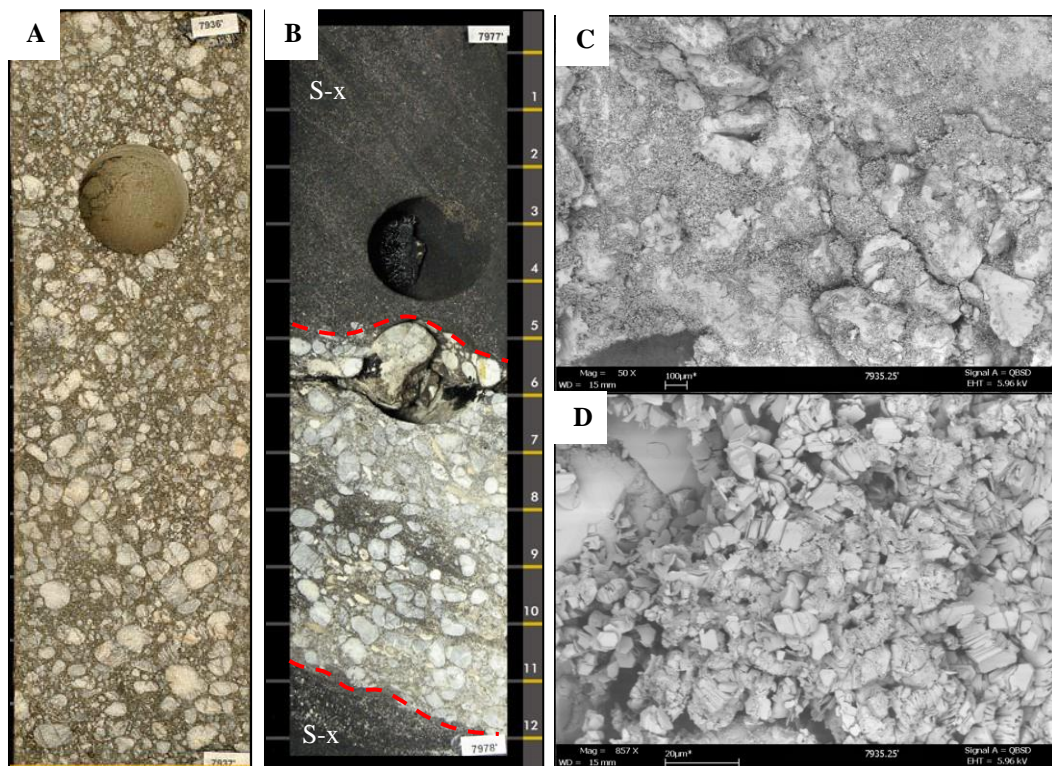
6.1.3.7 Conglomerados matriz soportados (G)

Esta facies está presente en los dos pozos y comprende el 4% del intervalo estudiado para el pozo A, equivalente a 11 pies aproximadamente y se encuentra en el intervalo de 7933 a 7944 ft; y, comprende además el 1% del pozo B, que equivale a 7 pulgadas aproximadamente y se encuentra en el intervalo de 7977 a 7978 ft.

Según lo observado en las fotografías de núcleo y en la información sedimentológica, esta facies corresponde a conglomerados oligomícticos matriz soportados, de color Pale Olive (10Y 6/2) a Dusky Yellow (5GY 5/2), con clastos redondeados de cuarzo lechoso, con tamaños de 5 a 20 mm, predominando los de 5 a 10 mm, y abundante material arcilloso. La selección de los clastos es moderada a mala y se presentan una ligera orientación en el pozo B (Ver **Figura 46**). La matriz es arenosa, de grano fino a medio en el pozo A y medio a grueso en el pozo B, con granos subredondeados, y selección moderada. Se presenta impregnación leve a moderada. Presenta muy escasos poros despejados y abundante mineral de tamaño muy fino tipo caolinita como relleno parcial y como matriz.

Figura 46

Fotos de núcleo y micrografías de la facies de conglomerados matriz soportados (G)



Nota. En las figuras A y B se observan dos fotografías de núcleo bajo luz natural donde se evidencia la facies de conglomerados matriz soportados. En la figura A se observa una disminución del tamaño de los granos de cuarzo hacia el tope en el pozo A. En la figura B se observa el contacto entre las facies G y S-x en el pozo B. En las figuras C y D se observan imágenes SEM donde se evidencian la escasez de poros despejados en las rocas de esta facies y abundante mineral de tamaño muy fino obstruyendo los mismos.

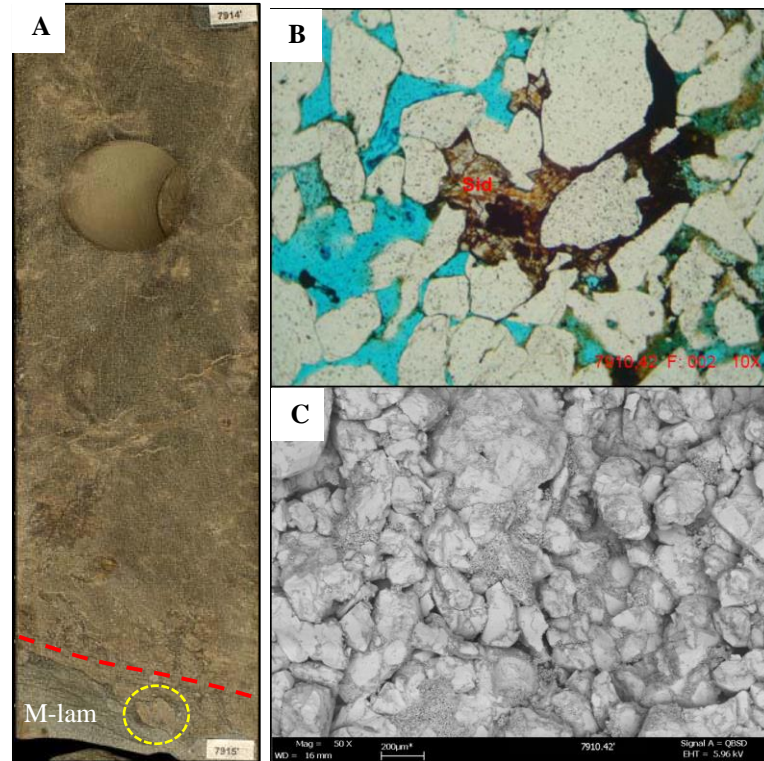
6.1.3.8 Areniscas bioturbadas (S-biot)

Esta facies solo está presente en el pozo A, y comprende el 3% del intervalo estudiado para este pozo, que equivale a 9 pies aproximadamente. Se encuentra en las profundidades de 7910 a 7916 ft y 7887 a 7890 ft.

Según lo observado en las fotografías de núcleo y en la información sedimentológica, esta facies corresponde a arenisca cuarzosa de color Grayish Olive (10Y 4/2), con tamaño de grano fino a grueso, granos subangulares, moderadamente calibrados. Presenta minerales arcillosos tipo caolín recubriendo granos y taponando el sistema poroso. Se observa abundante bioturbación no diferenciada e impregnación leve a moderada que le da a la roca un aspecto de parches oscuros. Localmente niveles arcillosos de tonalidades verdosas en el sentido de la estratificación (Ver **Figura 47**).

Figura 47

Fotos de núcleo y micrografías de la facies de areniscas bioturbadas (S-biot)



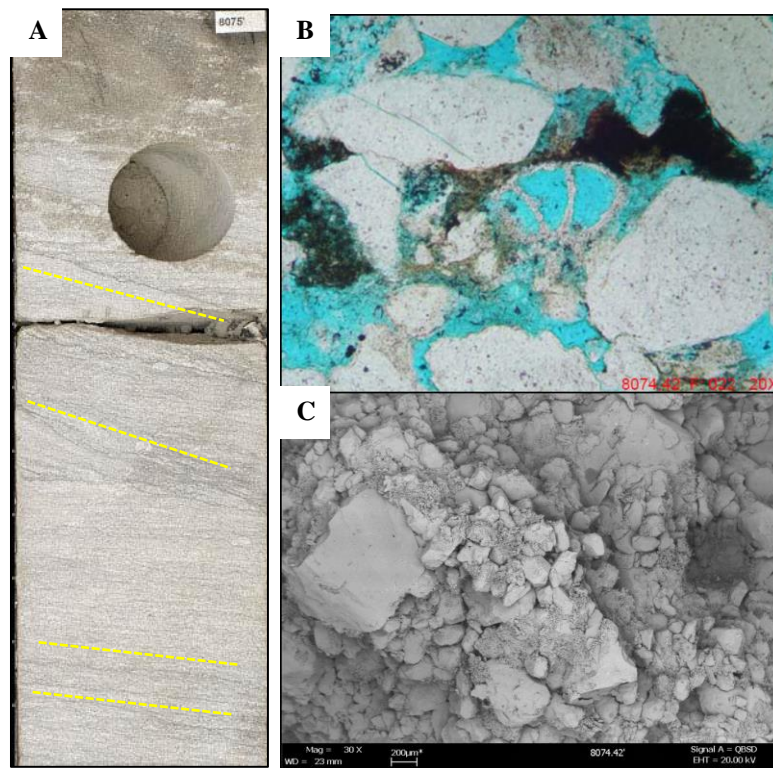
Nota. En la figura A se observa una fotografía de núcleo bajo luz natural donde se evidencia la facies de areniscas bioturbadas y se pueden observar el contacto con niveles arcillosos de color verdoso de la facies M-lam en la base y madrigueras redondeadas. En la figura B se observa una sección delgada de una muestra correspondiente a la facies, donde se aprecian los granos subangulares y presencia de siderita. En la figura C se observa una imagen SEM de la misma muestra, en donde observa la presencia de minerales arcillosos recubriendo granos y taponando el sistema poroso.

6.1.3.10 Areniscas con laminación ondulosa (S-lam)

Esta facies solo está presente en el pozo A y comprende el 1% del intervalo estudiado para este pozo, que equivale a 3 pies aproximadamente. Se encuentra en las profundidades de 8074 a 8077 pies (Ver **Figura 48**).

Figura 48

Fotos de núcleo y micrografías de la facies de areniscas con laminación ondulosa (S-lam)



Nota. En la figura A se observa una foto de núcleo bajo luz natural donde se evidencia la facies de areniscas con laminaciones continuas de materia orgánica, la impregnación leve a parches en la parte superior y posibles madrigueras en la parte media de la foto. En la figura B se observa una sección delgada con microfósiles de foraminíferos asociados a fragmentos de chert. En la figura C se observa una imagen SEM de la misma muestra, donde se evidencia la abundante arcilla tipo caolinita taponado parcialmente el sistema poroso.

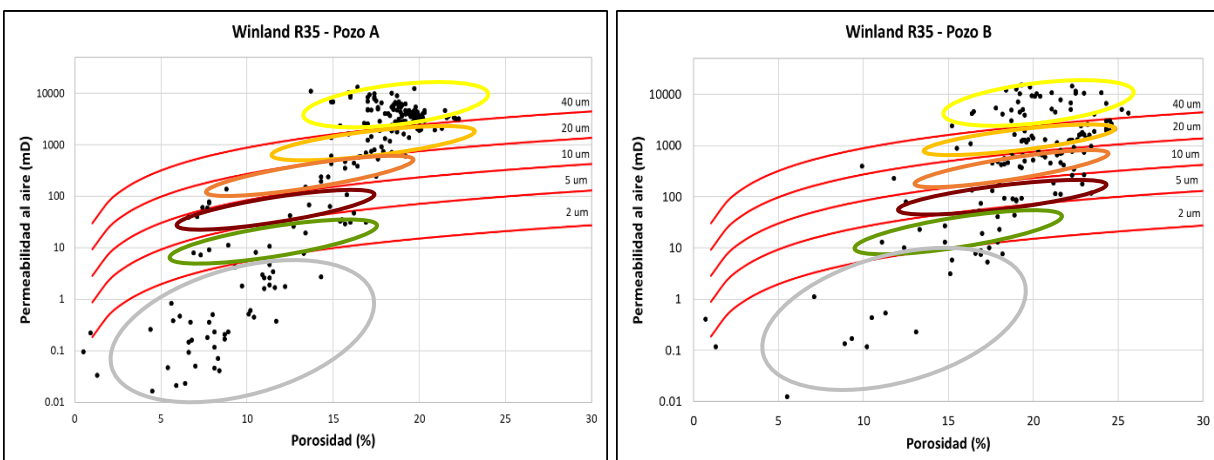
Según lo observado en las fotografías de núcleo y en la información sedimentológica, esta facies corresponde a arenisca cuarzosa de color Light Gray (N7) con tamaños de grano que varían entre fino y medio, con granos subangulares a subredondeados, moderadamente a mal calibrados. Presenta arcilla tipo caolinita recubriendo algunos granos y taponando ampliamente el sistema poroso. Se observa laminación ondulosa continua de materia orgánica (ver **Figura 48**), la cual desaparece en sectores. También se observa impregnación leve a parches y posibles madrigueras.

6.1.4 Relación entre facies y litotipos

Se realizó una clasificación preliminar de los diferentes litotipos presentes en los pozos de estudio mediante el diagrama Winland R-35 (WR35) (Ver **Figura 49**), con lo cual, las muestras se clasificaron en seis grupos, como se muestra en la **Figura 50**, con su respectiva convención de color asignada.

Figura 49


Clasificación preliminar de los litotipos según el diagrama WR35 para los pozos A y B



Nota. En la figura anterior se observan dos diagramas Winland R35 para los pozos A y B respectivamente. Estos diagramas clasifican las muestras en seis litotipos según su radio de garganta de poro de la siguiente manera: $>40 \mu\text{m}$, $20\text{-}40 \mu\text{m}$, $10\text{-}20 \mu\text{m}$, $5\text{-}10 \mu\text{m}$, $2\text{-}5 \mu\text{m}$ y $<2 \mu\text{m}$.

Figura 50

Convención de color para litotipos preliminares determinados por Winland R35

Litotipo	Color	Calidad
1	Amarelo	
2	Naranja	
3	Rojo	
4	Verde	
5	Azul	
6	Gris	

Nota. En la figura se muestran los colores representativos de cada LT. La flecha indica la relación con su calidad como reservorio, siendo el LT1 el de mejor calidad y el LT6 el de peor calidad.

En la **Figura 51** se muestra la relación entre estos litotipos preliminares y las facies anteriormente identificadas, determinando aproximadamente en qué porcentaje está distribuida cada una de las facies presentes en los dos pozos estudiados, con respecto a los litotipos, y, por ende, determinando cuáles facies predominan en cada uno de estos litotipos.

Se encontró que la facies de areniscas con estratificación cruzada (S-x) puede estar relacionada con cualquier litotipo según su contenido de arcillas y calibrado, lo cual influye de manera directa en su porosidad y permeabilidad. Sin embargo, tiene una mayor relación con los litotipos 1 y 2, y su proporción va disminuyendo notablemente a medida que empeora la calidad del litotipo, es decir, a medida que aumenta su contenido en arcillas y empeora su calibrado.

La facies de lodolitas laminadas (M-lam) están relacionadas con los litotipos 5 y 6, al igual que las facies de areniscas bioturbadas (S-biot) y areniscas con laminación ondulosa (S-lam). La facies de areniscas limosas bioturbadas (mS-biot) y la facies heterolítica (mS/sM-w) están directamente relacionadas con el litotipo 6.

Por otro lado, la facies de areniscas masivas (S-m) está relacionada con los litotipos 3, 4, 5 y 6, teniendo mayor proporción en el litotipo 6. La facies de conglomerados matriz soportados (G) y areniscas con ondulitas están relacionadas con los litotipos 4, 5 y 6, teniendo la facies G mayor relación con el litotipo 4 y la facies S-w mayor relación con los litotipos 5 y 6.

Figura 51

Relación entre facies y litotipos

LT	S-x	M-lam	S-m	mS-biot	G	mS/sM-w	S-w	S-biot	S-lam
1	38	-	-	-	-	-	-	-	-
2	34	-	-	-	-	-	-	-	-
3	13	-	28	-	-	-	-	-	-
4	6	-	4	-	67	-	17	-	-
5	6	14	4	-	8	-	50	50	33
6	3	86	72	100	25	100	33	50	67
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Nota. Los valores contenidos en la figura se expresan en porcentaje e indican aproximadamente en qué proporción están distribuidas cada una de las facies estudiadas con respecto a los diferentes litotipos.

A manera de resumen, se muestran las facies establecidas a partir de la integración de información sedimentológica, mineralogía, petrografía y fotos de núcleo, su espesor total y distribución porcentual, y su relación con los litotipos preliminares determinados a partir de la ecuación Winland R35 con datos de análisis petrofísicos básicos (Ver **Figura 52**).

Figura 52

Facies establecidas en ambos pozos con sus respectivos espesores totales, distribución porcentual y relación con litotipos preliminares

Facies	Nombre	Espesor	Porcentaje	Litotipos
G	Conglomerados matriz soportados	12	2.7%	
S-x	Areniscas con estratificación cruzada	308	69.5%	
S-m	Areniscas masivas	17	3.8%	
S-w	Areniscas con ondulitas	6	1.4%	
S-biot	Areniscas bioturbadas	9	2.0%	
S-lam	Areniscas con laminación ondulosa	3	0.7%	
mS-biot	Areniscas limosas bioturbadas	16	3.6%	
mS/sM-w	Heterolítica	8	1.8%	
M-lam	Lodolitas laminadas	64	14.4%	

Nota. Los valores contenidos en la columna espesor se expresan en pies y corresponden al espesor total aproximado en los intervalos estudiados para los dos pozos de estudio, la columna porcentaje corresponde a la distribución porcentual de estos, y, la columna litotipos representa gráficamente la relación entre las facies y los diferentes litotipos asociados a cada color.

6.1.5 Interpretación ambiental

La interpretación de las facies estratigráficas propicia el reconocimiento del ambiente de sedimentación imperativo para comprender las características petrogenéticas y petrofísicas de la cuenca sedimentaria. Se realiza la interpretación sedimentológica a partir de las columnas estratigráficas de los pozos, basándose en las diferentes litologías, estructuras sedimentarias y la relación entre los cambios faciales a lo largo de la sucesión estratigráfica.

La agrupación de facies para el pozo A, presenta una dominancia de facies arenosas, desde una agrupación facies de areniscas con estratificación cruzada en reflejo de la variabilidad en el flujo y morfología del canal, asociadas con canales fluviales trenzados que permiten inferir un flujo principal dominante de alta movilidad; seguidos de facies de limolitas y limolitas-arcillosas con laminación paralela induciendo a un régimen de bajo flujo con sedimentos finos en suspensión hacia los bordes. Otra agrupación comprende areniscas intermediadas con conglomerados, relictos de estratificación cruzada en artesa con granodecrecimiento por la depositación de canales distributarios y zona de ravinamiento. Su columna estratigráfica muestra hacia el tope del pozo asociaciones de facies arenosas que se relacionan a disminución en el flujo en un régimen de frente costero superior y rellenos de bahías.

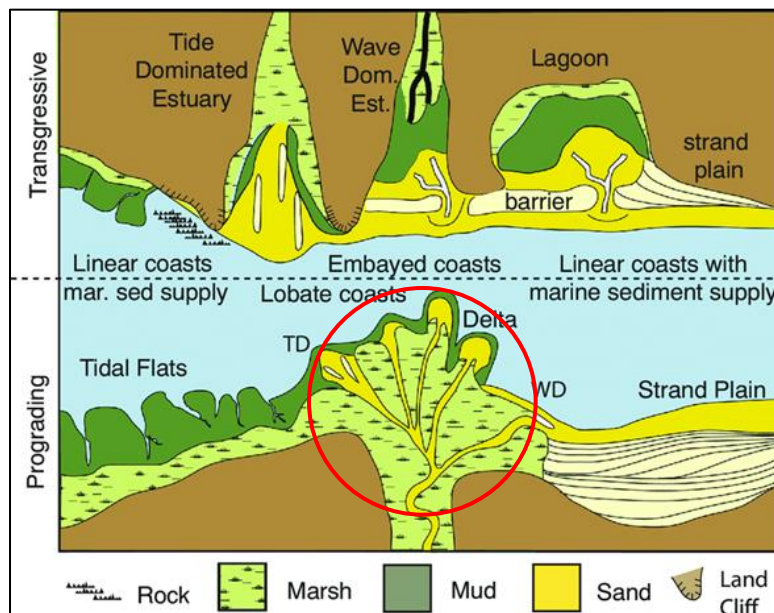
En el pozo B también se encontró dominancia de facies arenosas lo que permite resaltar un ambiente fluvial. El pozo presenta asociaciones de areniscas con depositación en canales trenzados presentando secuencia granodecreciente, otras arenosas en canales distributarios con flujos de medio a bajo, facies finas de limolitas y areniscas lodosas que se depositaron por suspensión al momento del descenso del flujo, que se enmarcan en un sub-ambiente de bahías interdistributarias. Finalmente se reconocen facies más finas de poco espesor que representan abandono de canal.

Los rasgos faciales y sedimentológicos inducen completamente a un ambiente de sedimentación transicional deltaico fluvio-dominado, con depósitos de canales trenzados predominantes aludiendo a la alta movilidad de sedimentos donde predominan las facies arenosas con amalgamación de canales. Se observan sub-ambientes transicionales representados en canales distributarios, rellenos de bahías y bahías interdistributarias.

De acuerdo con lo anterior, se relaciona con las características de un ambiente deltaico de Llanura deltaica superior y Frente deltaico (Ver **Figura 53**) con el aporte principal de un afluente y canales subordinados sustentados en estructuras de estratificación cruzadas en artesa e imbricaciones a razón del flujo hídrico turbulento y fragmentos de material carbonoso, ambientes de sedimentarios característicos de los 4 primeros litotipos. También se observan laminaciones lenticulares por material fangoso, bioturbaciones en los cambios de flujo, aparición de laminaciones irregulares, onduladas y ondulitas por periodos de bajo flujo, ambientes característicos de los últimos 2 litotipos.

Figura 53

Modelo conceptual de un delta y otros ambientes de depósito transicional y costero

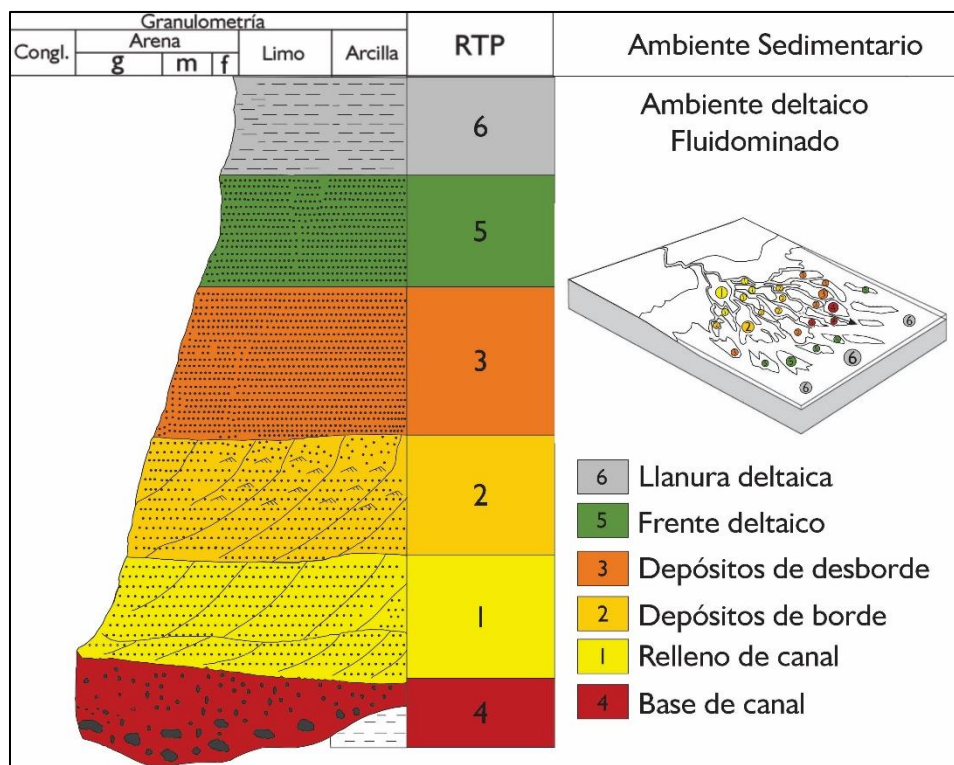


Nota. En la imagen se observan los cambios de facies características de un ambiente deltaico evidenciándose el paso de un material más grueso por el aporte fluvial y la disminución de tamaño de grano en sus partes más distales. Tomado de Classification of clastic coastal depositional environments (p. 139), Boyd, 1992, Sedimentary Geology.

En la **Figura 54** se observa una columna tipo y el bloquediagrama característico de un ambiente deltaico fluvio-dominado, donde se observan facies de conglomerado en la base del canal, areniscas con estratificación cruzada como relleno de este, areniscas de grano medio en depósitos de borde o *levee*, areniscas finas en depósitos de desborde o *crevasse-splay* y areniscas lodosas y lodolitas en la llanura deltaica. Sin embargo, los procesos en la naturaleza son mucho más complejos de lo que se observa en la columna tipo y se pueden presentar variaciones como se observa en la **Figura 55**, en donde se muestra la columna generalizada del área de estudio.

Figura 54

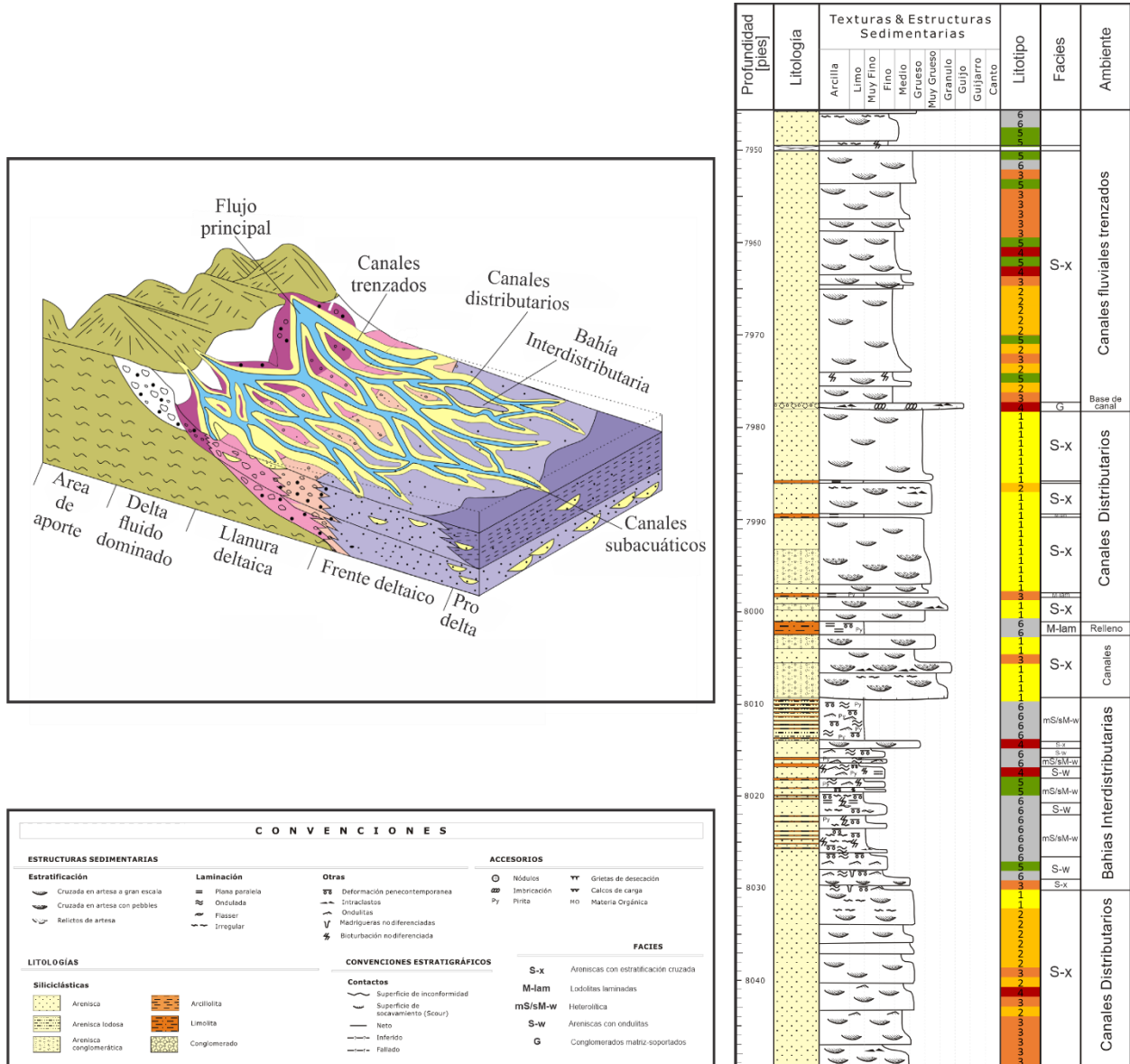
Columna tipo y bloquediagrama característico de ambientes deltaicos



Nota. Columna estratigráfica tipo y bloquediagrama de canal distributivo presente en parte de un delta. Modificado Sedimentology and Stratigraphy (p.196), por Nichols, 2009, Wiley-Blackwell.

Figura 55

Bloquediagrama y columna estratigráfica generalizada del área de estudio



Nota. Columna estratigráfica y bloque diagrama de ambiente transicional de un delta de ríos trenzados, con los respectivos subambientes de depositación de los litotipos. Modificado de Sedimentary facies and evolution of the lower Urho Formation in the 8th area of Karamay oilfield of Xinjiang (p.106), por Kuang, 2017, Cogent Geoscience.

6.2 Integración de datos

6.2.1 Definición final de litotipos

A partir de la integración de los datos de porosidad y permeabilidad de RCAL, se realizó una clasificación teórica de litotipos adicional a la metodología Winland R35 (WR35), según la ecuación de Pittman R35 (PR35) y dos clasificaciones experimentales utilizando los radios de garganta de poro medidos en la prueba de presión capilar por inyección de mercurio (PcHg) y los radios de garganta de poro pronóstico calculados mediante las curvas de presión capilar corregidas, también obtenidas en la prueba de PcHg. La finalidad de esta comparación es elegir la ecuación que tenga la mejor correlación y ajuste con los litotipos determinados por los métodos experimentales para poder realizar una clasificación adecuada de los litotipos a lo largo de todo el intervalo estudiado en ambos pozos.

Como se observa en la **Figura 56**, la clasificación de litotipos según Winland R35 presenta mayor porcentaje de error que la clasificación según Pittman R35. Los litotipos según WR35 concuerdan con los litotipos según PcHg en un 50% y los litotipos según PR35 concuerdan en un 54%; y, teniendo en cuenta los litotipos determinados según el método pronóstico, los litotipos según WR35 concuerdan en un 43%, mientras que la ecuación de Pittman R35 concuerda en un 54%. En ambos casos, la ecuación Pittman R35 tiene mayor porcentaje de concordancia que la ecuación Winland R35. Adicionalmente, teniendo en cuenta las gráficas mostradas en la **Figura 57**, se observa una mayor correlación entre el método de Pittman y los dos métodos experimentales.

A partir de este análisis y teniendo en cuenta que sólo se tienen datos de PcHg para 28 muestras y se deben clasificar 365 muestras en total, se determina que la mejor metodología para la clasificación de litotipos en la formación de estudio se obtiene según la metodología propuesta por Pittman, la cual, permite obtener resultados con buena correlación para todos los datos.

Figura 56

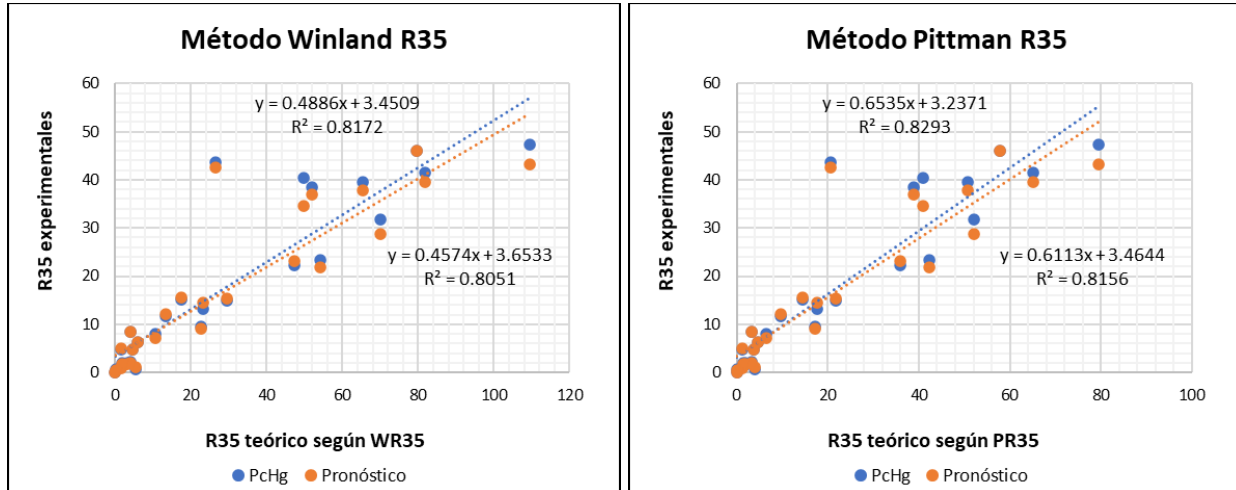
Comparación de los litotipos determinados para R35 según Winland, Pittman, radio de garganta de poro experimental y radio de garganta de poro pronóstico

Pozo	Profundidad	Facies	R 35				Clasificaciones de litotipos				% Error	
			Experimentales		Teóricos		Experimentales		Teóricas		WR35	PR35
			PcHg	Pronóstico	Winland	Pittman	PcHg	Pronóstico	Winland	Pittman		
unitless	ft	unitless	um	um	um	um	unitless	unitless	unitless	unitless	%	%
A	7910.42	S-biot	0.77	1.04	5.48	3.97	6	6	4	5	33.3	16.7
	7935.25	G	2.03	1.80	3.10	1.95	5	6	5	6	9.1	9.1
	7938.42	G	8.13	7.19	10.73	6.44	4	4	3	4	25.0	0.0
	7951.25	S-m	13.29	14.45	23.31	17.65	3	3	2	3	33.3	0.0
	8031.25	S-x	11.65	12.13	13.24	9.73	3	3	3	4	0.0	33.3
	8042.29	S-x	38.56	37.00	52.09	38.89	2	2	1	2	50.0	0.0
	8063.25	S-x	31.74	28.69	70.14	52.10	2	2	1	1	50.0	50.0
	8070.42	S-x	9.54	9.08	22.67	17.12	4	4	2	3	50.0	25.0
	8074.42	S-lam	4.74	4.70	4.72	3.72	5	5	5	5	0.0	0.0
	8105.25	S-x	39.65	37.78	65.41	50.84	2	2	1	1	50.0	50.0
	8127.25	S-x	2.14	2.08	4.10	3.20	5	5	5	5	0.0	0.0
	8131.38	S-x	1.28	1.25	1.93	1.49	6	6	6	6	0.0	0.0
	8139.25	S-x	43.67	42.61	22.50	17.75	1	1	2	2	100.0	100.0
	8151.25	S-x	22.28	23.24	47.26	36.00	2	2	1	2	50.0	0.0
	8197.83	S-x	46.04	46.06	79.61	57.86	1	1	1	1	0.0	0.0
B	7897.50	S-x	23.33	21.91	54.19	42.25	2	2	1	1	50.0	50.0
	7925.50	S-x	40.36	34.57	49.79	41.01	1	2	1	1	33.3	33.3
	7930.50	S-x	15.23	15.65	17.40	14.52	3	3	3	3	0.0	0.0
	7936.50	M-lam	1.18	1.01	1.61	1.33	6	6	6	6	0.0	0.0
	7951.96	S-x	8.41	8.50	3.94	3.28	4	4	5	5	25.0	25.0
	7969.33	S-x	2.01	1.81	1.77	1.48	5	6	6	6	9.1	9.1
	7974.50	S-x	6.26	6.23	5.94	4.70	4	4	4	5	0.0	25.0
	7995.38	S-x	47.24	43.16	109.46	79.38	1	1	1	1	0.0	0.0
	8010.67	mS/sM-w	0.63	0.52	0.21	0.16	6	6	6	6	0.0	0.0
	8016.63	S-w	4.82	5.10	1.52	1.27	5	4	6	6	33.3	33.3
	8024.83	M-lam	0.03	0.01	0.07	0.03	6	6	6	6	0.0	0.0
	8030.50	S-x	41.53	39.57	81.94	65.21	1	2	1	1	33.3	33.3
8042.50	S-x	14.87	15.39	29.48	21.68	3	3	2	2	33.3	33.3	

Nota. En la figura anterior se observan las 32 muestras analizadas para los pozos A y B, la facies en la que se clasificó cada una, y sus valores de radio de garganta de poro R35 hallados por los cuatro métodos mencionados anteriormente. Posteriormente se observa el litotipo al que pertenece cada muestra según los diferentes métodos y su respectivo porcentaje de error, donde se evidencia que el método Pittman presenta menor error con respecto a los métodos experimentales.

Figura 57

Correlación lineal entre clasificaciones de litotipos por los diferentes métodos



Nota. En la figura se observa la correlación entre los métodos de clasificación de litotipos según radios de garganta de poro experimentales y el método pronóstico, con el método Winland R35 a la izquierda y el método Pittman R35 a la derecha.

6.2.2 Integración de datos SCAL

A continuación, en la **Figura 58** se muestran los valores promedio obtenidos en los análisis petrofísicos especiales (SCAL) agrupados según la clasificación de litotipos por el método Pittman R35. Se observa que los valores de porosidad efectiva (Φ) y permeabilidad (K klin) disminuyen progresivamente a medida que disminuye la calidad de los litotipos. Las presiones de desplazamiento (PD) y la saturación de agua irreducible ($Swirr$) aumentan a medida que disminuye la calidad de los litotipos, excepto en algunos casos que se explican más a detalle en los siguientes subcapítulos. El recobro total (Np) disminuye al empeorar la calidad de la roca. El índice de cementación (m) presenta valores muy similares en los diferentes litotipos, los cuales son el promedio representativo de la formación, y, el índice de saturación (n) presenta valores promedio más altos en los litotipos de mejor calidad, presentándose un modelo de n por litotipo.

Figura 58

Valores promedio de SCAL según litotipo

LT	Φ	K klin	PcHg		PcPp	Krel			FF	IR
			PD	Swirr	Swirr	Swirr	Sor	Np	m	n
1	21.01	7134.57	1.23	7.43	18.43	17.15	38.60	44.23	1.73	3.15
2	18.76	1824.32	1.45	7.59	12.70	17.37	38.29	44.32	1.85	2.52
3	18.80	684.43	2.01	10.97	14.43	18.05	45.00	36.99	1.87	2.32
4	11.05	139.35	3.50	12.18	20.49	18.33	52.45	29.23	1.84	2.21
5	15.60	43.94	8.37	13.48	21.23	18.71	52.53	28.27	1.87	1.94
6	11.93	4.16	36.83	30.29	26.57	18.87	57.75	23.88	1.61	1.95

Nota. En la figura se muestran los valores promedio de porosidad (Φ), permeabilidad Klinkenberg (K klin), presión de desplazamiento (PD), saturación de agua irreducible (Swirr), saturación de aceite residual (Sor), recobro total (Np), índice de cementación (m) e índice de saturación (n).

6.2.2.1 Permeabilidad relativa y mojabilidad

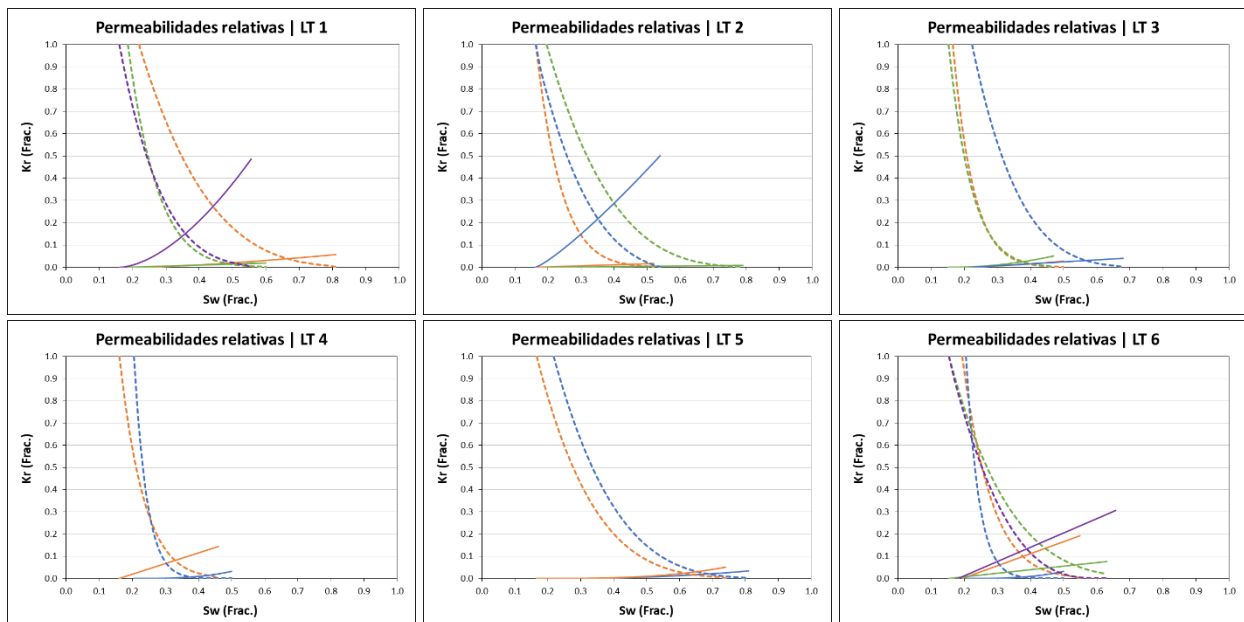
Los resultados obtenidos en los análisis de permeabilidad relativa mostraron valores de saturación de agua irreducible (Swirr) entre 15.2% y 22.4%, saturación de aceite residual (Sor) entre 20.4% y 59.2% y un recobro total (Np) entre 24.9% y 60.1%. Se observa coherencia en los valores promedio obtenidos de Swirr para cada uno de los litotipos según la clasificación PR35 mostrados en la **Figura 58**, pues los de mejor calidad presentan los menores valores de Swirr, y estos van aumentando a medida que disminuye la calidad de la roca como reservorio de hidrocarburos.

Adicionalmente, se observa un comportamiento de flujo similar en los litotipos 1 y 2 a pesar de la diferencia de permeabilidades. Cabe resaltar que las muestras del litotipo 1 presentan valores de Np ligeramente inferiores a las muestras del litotipo 2, lo que quiere decir que recuperan menos que las muestras de este grupo y puede estar relacionado a desplazamiento más eficiente y tipo pistón en las muestras del litotipo 2 que en las muestras del litotipo 1, donde se pueden presentar canalizaciones del fluido por una garganta preferencial.

En la **Figura 59** se muestran los resultados obtenidos para las muestras agrupadas según la clasificación de litotipos por el método Pittman R35. Según las reglas empíricas de Craig, no se evidencia claramente una tendencia de mojabilidad, ya que todos los valores de saturación de agua irreducible (S_{wirr}) se encuentran por encima del 15%, lo que indica una preferencia al agua, pero en algunas muestras (principalmente en los litotipos de mejor calidad) el punto final de la curva K_{rw} supera el 30% y el punto de corte de las curvas está por debajo del 50%, lo que indica preferencia al aceite. Sin embargo, el análisis de mojabilidad Amott-Harvey permitió concluir que el yacimiento presenta una mojabilidad mixta, que varía desde neutra (en la mayoría de las muestras) hasta preferencial al aceite, es decir, que parte de las rocas tienen preferencia al agua y otra parte tiene preferencia al aceite, principalmente, en las muestras de mejor calidad.

Figura 59

Permeabilidad relativa agua-aceite para muestras agrupadas según litotipo



Nota. En la figura anterior se presentan todas las curvas de permeabilidad relativa agua-aceite, para todas las muestras agrupadas según la clasificación de litotipos realizada por el método Pittman R35.

6.2.2.2 Factor de formación

Como se observa en la **Figura 58**, el análisis del factor de formación arrojó valores de índice de cementación (m) promedio de 1.73 para las muestras analizadas del litotipo 1, 1.85 para el litotipo 2, 1.87 para el litotipo 3, 1.84 para el litotipo 4, 1.87 para el litotipo 5 y 1.61 para el litotipo 6. En general, las muestras presentan valores de índice de cementación muy similares, con un promedio representativo de 1.8, el cual se asocia con rocas moderadamente cementadas.

Los valores del índice de cementación en las muestras del litotipo 6 se encuentran por debajo del promedio, y muy posiblemente se debe al alto contenido de arcillas en estas muestras, las cuales favorecen el intercambio catiónico de estas, lo que, a su vez, provoca que disminuya el factor de formación a medida que disminuye la salinidad de la salmuera saturante.

6.2.2.3 Índice de resistividad

Los resultados del análisis de índice de resistividad mostraron valores de exponente de saturación (n) que varían de 1.47 a 3.53 en todas las muestras analizadas. Como se muestra en la **Figura 58**, se obtuvo un promedio de 3.15 para las muestras del litotipo 1, 2.52 para el litotipo 2, 2.32 para el litotipo 3, 2.21 para el litotipo 4, 1.94 para el litotipo 5 y 1.95 para el litotipo 6.

Se observa un modelo de n variable según el litotipo, en donde los de mejor calidad presentaron mayores valores de exponente de saturación (n), lo cual es coherente con la clasificación de litotipos y está estrechamente relacionado con la interconexión del espacio poroso y con la presencia de hidrocarburos.

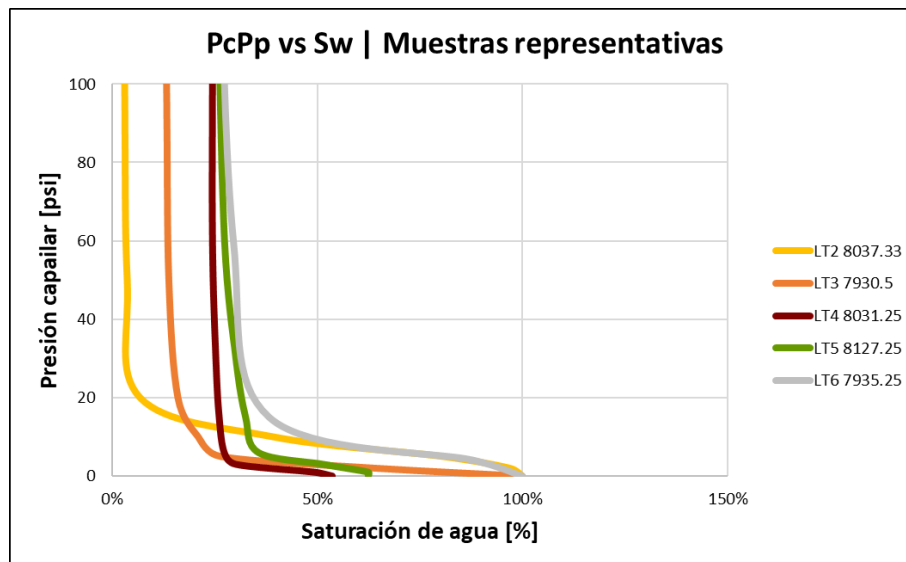
Adicionalmente se observa que los litotipos 1,2,3 y 4 presentan valores promedio de n superiores a 2, lo cual coincide con los análisis de permeabilidad relativa y mojabilidad, ya que el yacimiento presenta tendencia de mojabilidad mixta y algunas de las muestras analizadas en los litotipos de mejor calidad presentan mojabilidad mixta con preferencia al aceite, lo que favorece valores de exponente de saturación (n) superiores a 2 (Anderson, 1986; Abdallah *et al.*, 2007).

6.2.2.3 Presión capilar por plato poroso

Los resultados obtenidos para la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) de la prueba de presión capilar por plato poroso se muestran en la **Figura 58**, encontrándose una relación coherente entre los valores de S_{wirr} y la clasificación de litotipos propuesta en la mayoría de las muestras, excepto en las muestras pertenecientes al litotipo 1, las cuales presentaron valores de S_{wirr} más altos de lo esperado, y esto, posiblemente se debe a la presencia de crudo extrapesado, que genera taponamiento en los platos porosos y canalización de fluidos por efectos del crudo y de las altas permeabilidades que podrían condicionar el flujo por una garganta preferencial, sumado a la presencia de muestras con mojabilidad mixta preferencial al aceite, lo que puede ocasionar que los desplazamientos sean menos eficientes. En la **Figura 60** se muestran las curvas de presión capilar vs saturación de agua de algunas de las muestras representativas para cada litotipo.

Figura 60

Presión capilar vs saturación de agua según análisis de PcPp



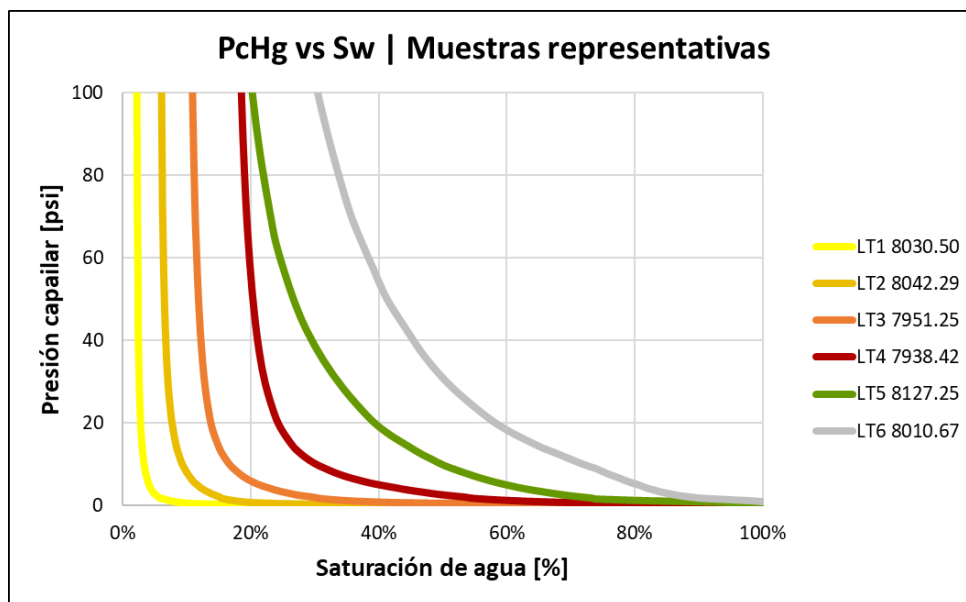
Nota. Se observa de izquierda a derecha: La muestra 8037.33' para el litotipo 2, la muestra 7930.50' para el litotipo 3, la muestra 8031.25' para el litotipo 4, la muestra 8127.25' para el litotipo 5 y la muestra 7935.25' para el litotipo 6.

6.2.2.4 Presión capilar por inyección de mercurio

En el análisis de PcHg se encontró mayor consistencia entre los valores de Swirr y la clasificación de litotipos en la mayoría de las muestras, observándose valores característicos para cada grupo y un aumento considerable a medida que disminuye la calidad de los litotipos, al igual que con los valores de presión de desplazamiento (PD) (Ver **Figura 58**). Las curvas de presión capilar vs saturación de agua (Sw) también mostraron un comportamiento coherente en la mayoría de las muestras, en donde los litotipos con mejor calidad presentan Sw más bajas que los litotipos con peor calidad. En la **Figura 61** se muestran las curvas de algunas de las muestras representativas para cada litotipo. El comportamiento de las muestras coincide y respalda la clasificación de los litotipos realizada por el método Pittman R35.

Figura 61

Presión capilar vs saturación de agua según análisis de PcHg

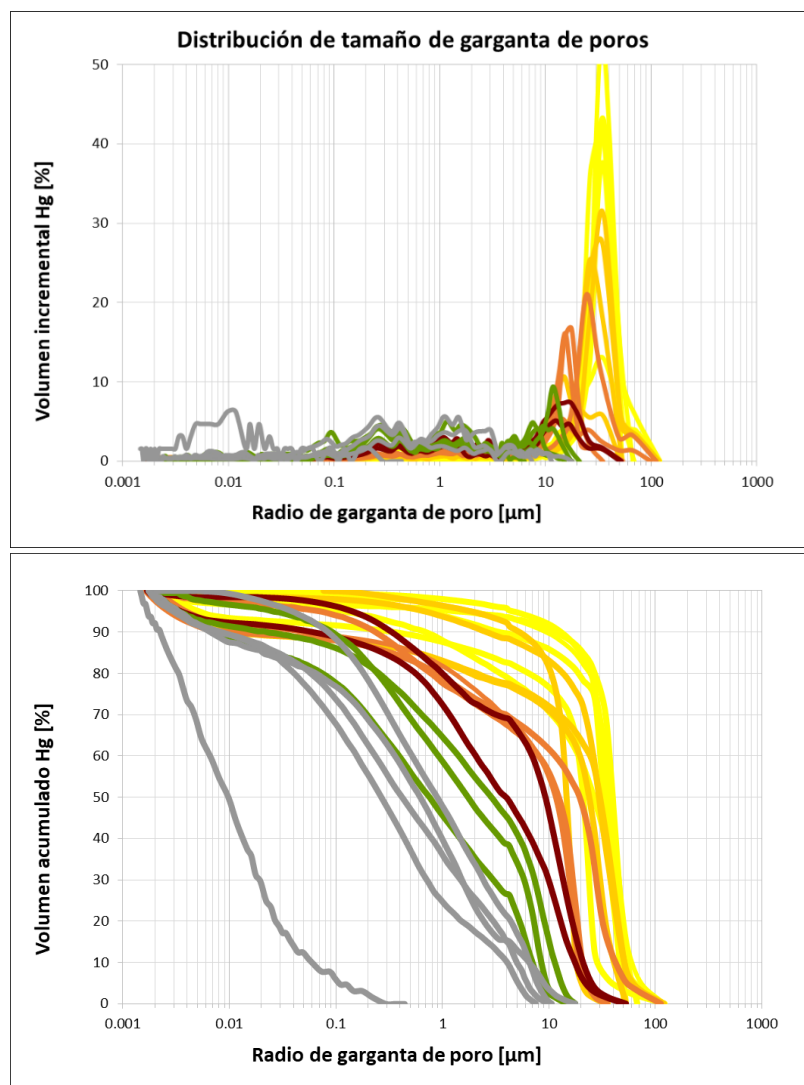


Nota. Se observa de izquierda a derecha: La muestra 8030.50' para el litotipo 1, la muestra 8042.29' para el litotipo 2, la muestra 7951.25' para el litotipo 3, la muestra 7938.42' para el litotipo 4, la muestra 8127.25' para el litotipo 5 y la muestra 8010.67' para el litotipo 6.

Así mismo, se muestra en la **Figura 62** un resumen gráfico de la distribución de tamaño de gargantas de poro obtenidos en el análisis de presión capilar por inyección de mercurio, en donde se encontró coherencia con la clasificación según la ecuación de Pittman R35, ya que los litotipos de buena calidad presentan mayores radios de garganta de poro.

Figura 62

Definición de litotipos basados en radios de garganta poral de PcHg



Nota. En la figura se observa que las gráficas de radio de garganta poral vs volumen incremental y volumen acumulado de mercurio son coherentes con la clasificación propuesta por Pittman R35.

6.3 Evaluación de la calidad del reservorio

A partir de la integración de datos realizada anteriormente, se evaluó la calidad de la Formación San Fernando como roca reservorio de hidrocarburos, definiendo los litotipos presentes en la formación de estudio, los cuales se clasificaron según el método Pittman R35 en seis grupos, y se le asignó un color específico a cada grupo (Ver **Figura 63**), siendo el Litotipo 1 el de mejor calidad representado en color amarillo y el Litotipo 6 el de peor calidad representado en color gris.

Figura 63

Clasificación de litotipos utilizando el método Pittman R35

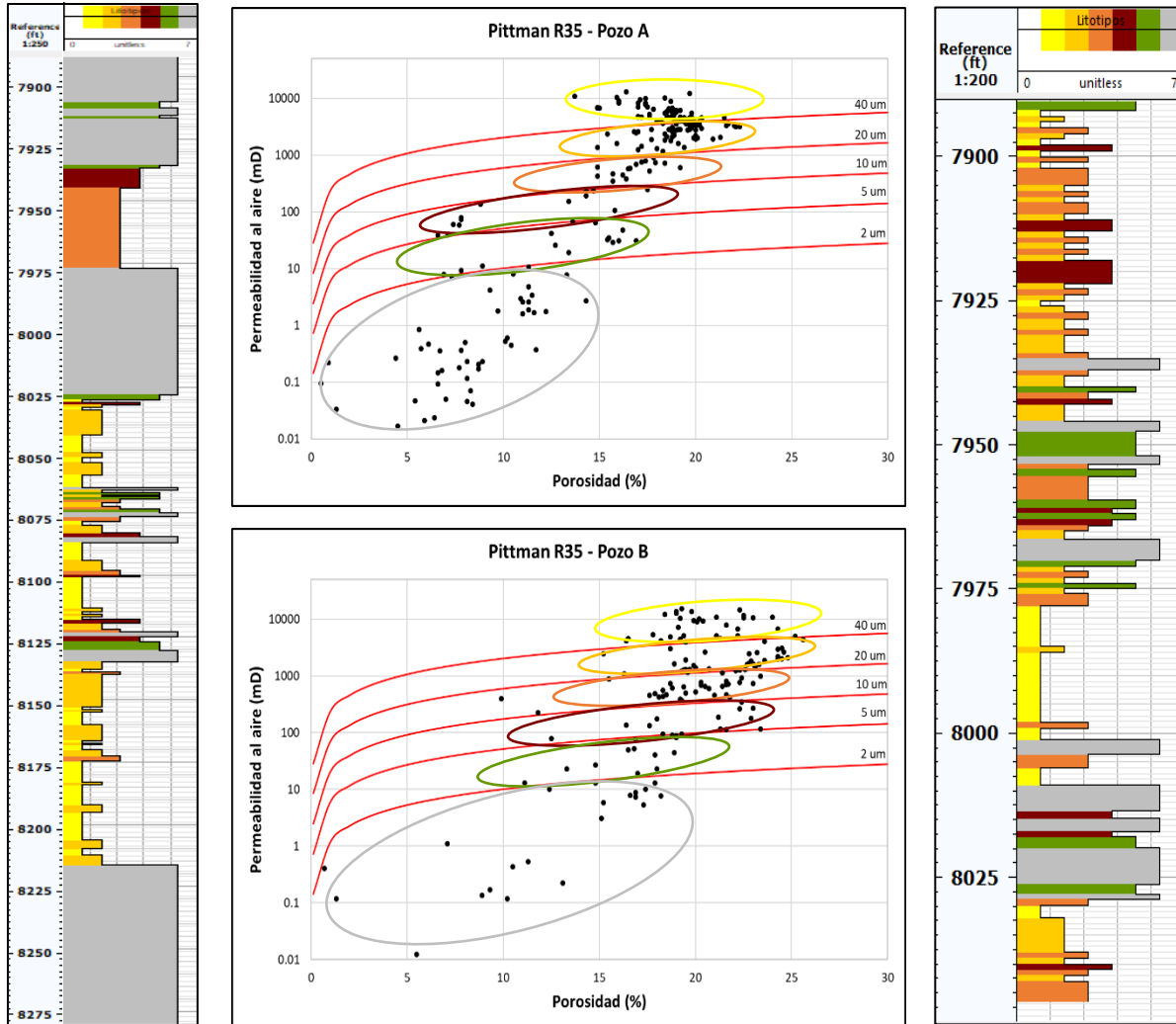
Litotipo 1	>40 μm	
Litotipo 2	20	40
Litotipo 3	10	20
Litotipo 4	5	10
Litotipo 5	2	5
Litotipo 6	<2 μm	

Nota. En la figura se observan los colores representativos de cada litotipo y sus respectivos rangos según el radio de garganta de poro en micrómetros (μm).

En la **Figura 64** se muestran las curvas de litotipos obtenidas para los intervalos estudiados de cada pozo, desde 7887.25' a 8280.00' para el pozo A, y, desde 7890.50' a 8046.50' para el pozo B, junto con la respectiva clasificación de todas las muestras estudiadas en cada uno de los pozos según el diagrama de Pittman R35.

Figura 64

Curvas de litotipos y diagramas Pittman R35 de los pozos A y B



Nota. En la figura anterior se observa a la izquierda la curva de litotipos del pozo A, y la curva de litotipos del pozo B a la derecha. En el centro se observa la clasificación de las muestras según el diagrama de Pittman R35 para cada uno de los dos pozos.

En la **Figura 65** se muestran los parámetros más importantes para la definición de cada uno de estos litotipos, como la porosidad, permeabilidad con corrección de Klinkenberg, radio de garganta de poro según PR35, presión de desplazamiento (PD) y saturación de agua irreducible (Swirr). En los parámetros de porosidad efectiva, permeabilidad Klinkenberg y R35 se observa en la mayoría de los casos una relación directamente proporcional entre los valores promedio de cada uno de estos parámetros y la calidad del litotipo; mientras que en los valores de PD y Swirr se observa una relación inversa entre los valores promedio y la calidad del litotipo.

Figura 65

Valores mínimos, máximos y promedio de parámetros representativos en cada litotipo

Parámetro	Valores	LT 1	LT 2	LT 3	LT 4	LT 5	LT 6
Porosidad [%]	Min	16.00	13.70	14.90	6.60	6.90	0.50
	Prom	19.51	19.66	19.08	15.66	15.13	9.37
	Max	25.20	25.60	23.40	23.40	19.30	18.20
Permeabilidad [mD]	Min	3567.74	1064.00	305.00	36.27	6.97	0.00
	MG	6081.45	2058.04	553.15	107.31	29.35	0.25
	Max	15236.00	4271.00	1140.00	235.00	84.00	11.00
R35 Pittman [μm]	Min	40.11	20.22	10.77	5.10	2.12	0.03
	Prom	54.56	29.72	14.53	7.16	3.38	0.63
	Max	88.59	39.92	19.96	9.87	4.98	1.95
PD [psi]	Min	0.88	0.88	1.03	2.00	4.99	5.99
	Prom	1.23	1.45	2.01	3.50	8.37	36.83
	Max	2.05	2.05	3.01	4.99	17.92	199.98
Swirr [%]	Min	5.56	5.94	6.31	6.41	7.41	12.55
	Prom	7.43	7.59	10.97	12.18	13.48	20.09
	Max	12.74	11.92	15.95	17.94	18.78	26.99

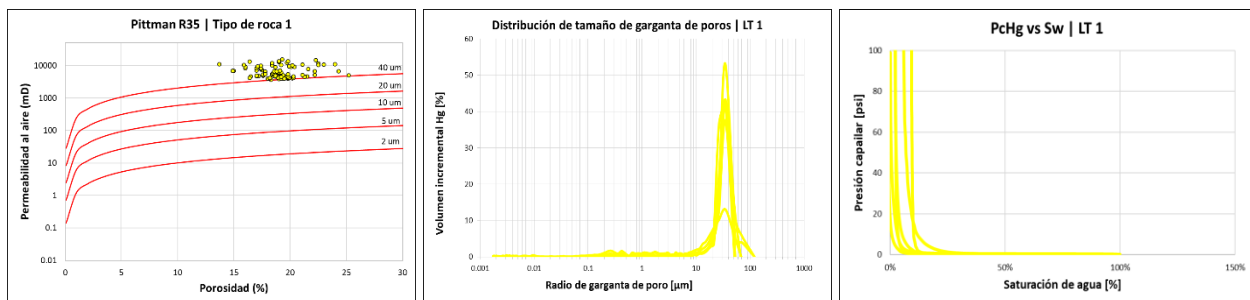
Nota. En la figura anterior se observan los rangos entre los que se encuentra cada uno de los parámetros mencionados anteriormente según la clasificación por el método Pittman R35 para los litotipos en las 365 muestras estudiadas. Los valores promedio de permeabilidad se presentan en media geométrica (MG).

6.3.1 Litotipo 1

En este grupo se clasificaron todas las muestras con radios de garganta de poro según Pittman R35 superiores a 40 micras (Ver **Figura 66**), y, corresponde aproximadamente al 27% del total de las muestras estudiadas en ambos pozos. Las muestras presentan valores promedio de porosidad efectiva del 20%, permeabilidad de 6081.45 mD, radio de garganta de poro de 54.56 μm , saturación de aceite de 45%, saturación de agua de 22%, presión de desplazamiento de 1.23 psi y saturación de agua irreducible de 11%.

Figura 66

Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 1



Nota. En la figura anterior se observa de izquierda a derecha: El diagrama Pittman R35 con todas las muestras que clasificaron en el litotipo 1, la distribución de tamaño de garganta poral en algunas de las muestras donde se observa una predominancia de los radios de garganta de poro de 35 micras y sus respectivas curvas de presión capilar vs saturación de agua.

Según los análisis de geometría poral, las rocas clasificadas en este grupo presentan los valores más altos de porosidad óptica total (POT) de 17 a 22% y también los valores más altos de longitud de correlación (λ) y exponente (n), con promedios de 55.95 μm y 0.91 respectivamente, lo que significa que predominan los poros de mayor tamaño y que su porosidad se encuentra homogéneamente distribuida (Ver **Tabla 13**).

Tabla 13

Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 1

Valor	Φ [%]	K [mD]	R35 [μm]	So [%]	Sw [%]	POT [%]	λ [μm]	n -	PD [psi]	Swirr [%]
Min	16.00	3567.74	40.11	37.60	11.70	17.07	43.70	0.79	0.88	1.36
Prom	19.51	6081.45	54.56	44.98	21.86	18.99	55.95	0.91	1.23	11.37
Max	25.20	15236.00	88.59	59.60	31.30	21.87	66.14	1.03	2.05	18.52

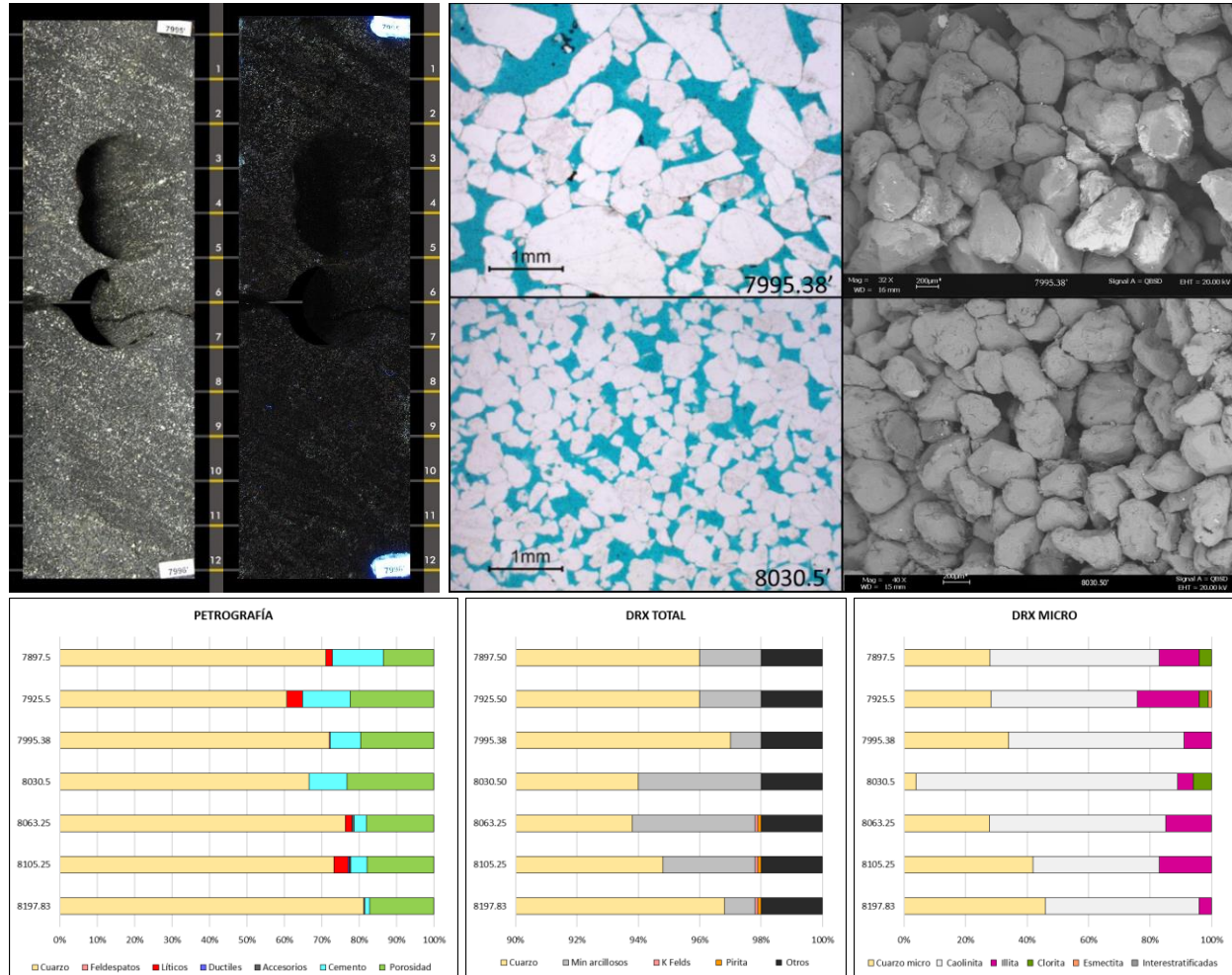
Este litotipo está asociado con la facies Areniscas con estratificación cruzada (S-x), con granos de tamaño grueso a muy grueso, formas subredondeadas a redondeadas, con selección buena a muy buena y con buena impregnación de hidrocarburos. Presentan baja consolidación, escasos poros obstruidos y porosidad intergranular bien conectada (Ver **Figura 67**).

Según los análisis petrográficos, estas rocas corresponden a cuarzoareniscas con contenido de líticos inferior al 4% y minerales accesorios como turmalina, circón, rutilo y pirita. Presentan bajo contenido de cemento silíceo en forma de sobrecrecimientos euhedrales de los granos de cuarzo en concentración de 1 a 13%.

El análisis de DRX para roca total, mostró que estas rocas presentan concentraciones relativas de cuarzo superiores al 94%, con contenido de arcillas inferior al 4%, y algunas trazas de feldspatos y pirita. El análisis de la fracción menor de 2 micras mostró como mineral arcilloso predominante la caolinita en proporción de 41 a 84%, acompañado en menor proporción de cuarzo microcristalino, micas tipo illita, presencia minoritaria de clorita, y, presencia de esmectita en la muestra 7925.50' del pozo A.

Figura 67

Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 1



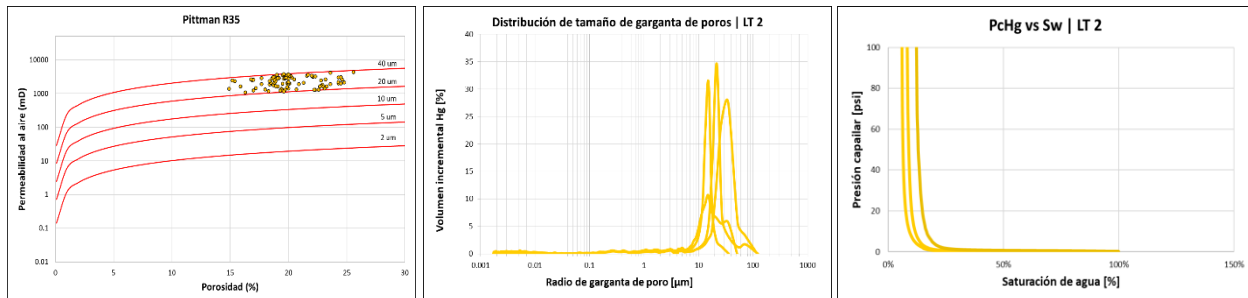
Nota. En la figura anterior se observa en la parte superior izquierda dos fotografías de núcleo, una bajo luz natural y otra bajo luz ultravioleta, del intervalo donde se encuentra la muestra 7995.38' del Pozo B y se puede apreciar la facies S-x y la impregnación de hidrocarburos. En la parte superior derecha se observan micrografías de petrología y SEM para las muestras 7995.38' y 8030.5' del pozo B donde se observa con mayor detalle la textura de las rocas y la escasa presencia de arcillas. En la parte inferior se observan gráficas porcentuales de petrografía, DRX total y DRX menor a 2 micras para las muestras pertenecientes a este litotipo.

6.3.2 Litotipo 2

En este grupo se clasificaron todas las muestras con radios de garganta de poro según Pittman R35 entre 20 y 40 micras (Ver **Figura 68**), y, corresponde aproximadamente al 24% del total de las muestras estudiadas en ambos pozos. Las muestras presentan valores promedio de porosidad efectiva del 20%, permeabilidad de 2058.04 mD, radio de garganta de poro de 29.72 μm , saturación de aceite de 46%, saturación de agua de 23%, presión de desplazamiento de 1.45 psi y saturación de agua irreducible de 12%.

Figura 68

Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 2



Nota. En la figura anterior se observa de izquierda a derecha: El diagrama Pittman R35 con todas las muestras que clasificaron en el litotipo 2, la distribución de tamaño de garganta de poros en algunas de las muestras donde se observa una predominancia de los radios de garganta de poro de 28 micras, y curvas de presión capilar vs saturación de agua para algunas de las muestras que pertenecen a este grupo.

Según los análisis de geometría poral, las rocas clasificadas en este grupo presentan una porosidad óptica total (POT) de 14 a 19%, valores de λ más bajos a los encontrados para el litotipo 1 y valores de n un poco más altos, con promedios de 40.72 μm y 0.97 respectivamente, lo que significa que al igual que en el caso anterior, en este litotipo predominan los poros de buen tamaño con porosidad homogéneamente distribuida (Ver **Tabla 14**).

Tabla 14

Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 2

Valor	Φ [%]	K [mD]	R35 [μm]	So [%]	Sw [%]	POT [%]	λ [μm]	n -	PD [psi]	Swirr [%]
Min	13.70	1064.00	20.22	37.60	5.00	13.94	24.03	0.90	0.88	1.98
Prom	19.66	2058.04	29.72	45.69	23.08	17.25	40.72	0.97	1.45	12.11
Max	25.60	4271.00	39.92	60.10	34.40	18.71	53.81	1.06	2.05	20.50

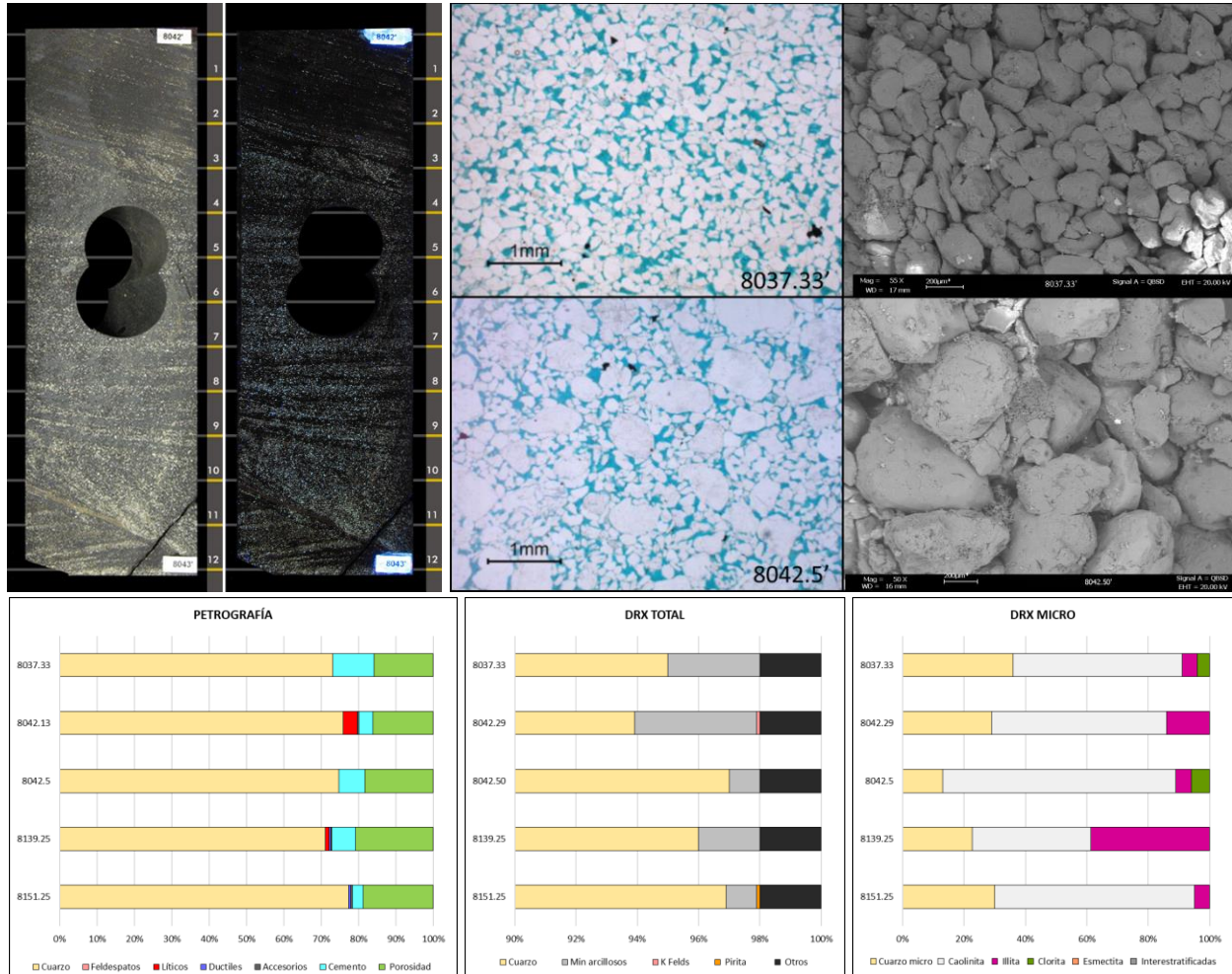
Este litotipo está asociado con la facies Areniscas con estratificación cruzada (S-x), con granos de tamaño medio a grueso, formas subredondeadas a redondeadas, con selección buena a moderada y con buena impregnación de hidrocarburos. Presentan baja consolidación y bajo contenido de arcillas como relleno total o parcial de poros (Ver **Figura 69**).

Según los análisis petrográficos, estas rocas corresponden a cuarzoareniscas con contenido de líticos inferior al 4% y minerales accesorios como turmalina, circón, rutilo, leucóxeno y pirita. Presentan bajo contenido de cemento silíceo en forma de sobrecrecimientos euhedrales de los granos de cuarzo en concentración de 3 a 11%.

El análisis de DRX para roca total, mostró que estas rocas presentan concentraciones relativas de cuarzo de 94 a 97%, con contenido de arcillas inferior al 4%, y algunas trazas de feldespatos y pirita. El análisis de la fracción menor de 2 micras mostró como mineral arcilloso predominante la caolinita en proporción de 39 a 75%, acompañado en menor proporción de cuarzo microcristalino, micas tipo illita especialmente en la muestra 8139.25' donde presenta una concentración importante del 39%, y presencia minoritaria de clorita.

Figura 69

Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 2



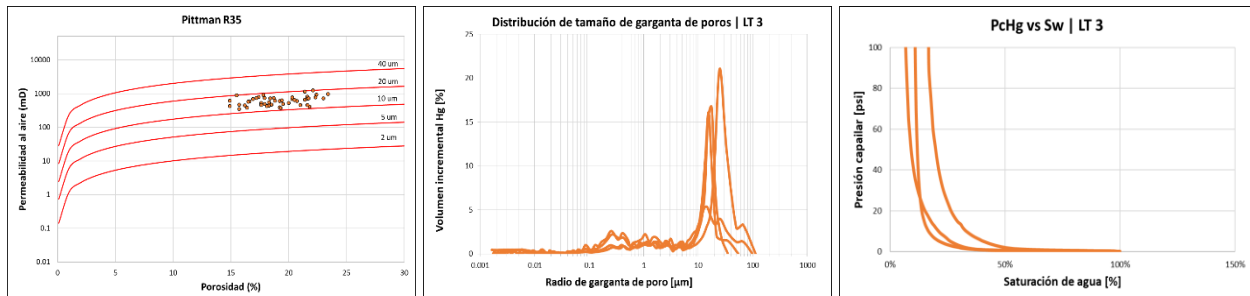
Nota. En la figura anterior se observa en la parte superior izquierda dos fotografías de núcleo, una bajo luz natural y otra bajo luz ultravioleta, del intervalo donde se encuentra la muestra 8042.29' del Pozo B y se puede apreciar la facies S-x y la impregnación de hidrocarburos. En la parte superior derecha se observan micrografías de petrología y SEM para las muestras 8037.33' del Pozo A y 8042.29' del pozo B, donde se observa con mayor detalle la disminución en el tamaño de grano. En la parte inferior, se observan gráficas porcentuales de petrografía, DRX total y DRX menor a 2 micras para las muestras pertenecientes a este litotipo.

6.3.3 Litotipo 3

En este grupo se clasificaron todas las muestras con radios de garganta de poro según Pittman R35 entre 10 y 20 micras (Ver **Figura 70**), y, corresponde aproximadamente al 13% del total de las muestras estudiadas en ambos pozos. Las muestras presentan valores promedio de porosidad efectiva del 19%, permeabilidad de 553.15 mD, radio de garganta de poro de 14.53 μm , saturación de aceite de 47%, saturación de agua de 23%, presión de desplazamiento de 2.01 psi y saturación de agua irreducible de 13%.

Figura 70

Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 3



Nota. En la figura anterior se observa de izquierda a derecha: El diagrama Pittman R35 con todas las muestras que clasificaron en el litotipo 3, la distribución de tamaño de garganta de poros en algunas de las muestras donde se observa una predominancia de los radios de garganta de poro de 15 micras, y curvas de presión capilar vs saturación de agua para algunas de las muestras que pertenecen a este grupo.

Según los análisis de geometría poral, las rocas clasificadas en este grupo presentan una porosidad óptica total (POT) de 13 a 16%, valores de λ y n menores a los encontrados para el litotipo 2, con promedios de 34.02 μm y 0.86 respectivamente, lo que significa que los poros son de menor tamaño y que posee una distribución de la porosidad menos homogénea que en los dos grupos anteriores (Ver **Tabla 15**).

Tabla 15

Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 3

Valor	Φ [%]	K [mD]	R35 [μm]	So [%]	Sw [%]	POT [%]	λ [μm]	n -	PD [psi]	Swirr [%]
Min	14.90	305.00	10.77	34.00	5.30	13.11	28.32	0.78	1.03	6.31
Prom	19.08	553.15	14.53	47.11	22.64	14.80	34.02	0.86	2.01	13.37
Max	23.40	1140.00	19.96	53.90	36.30	16.49	41.11	0.93	3.01	22.44

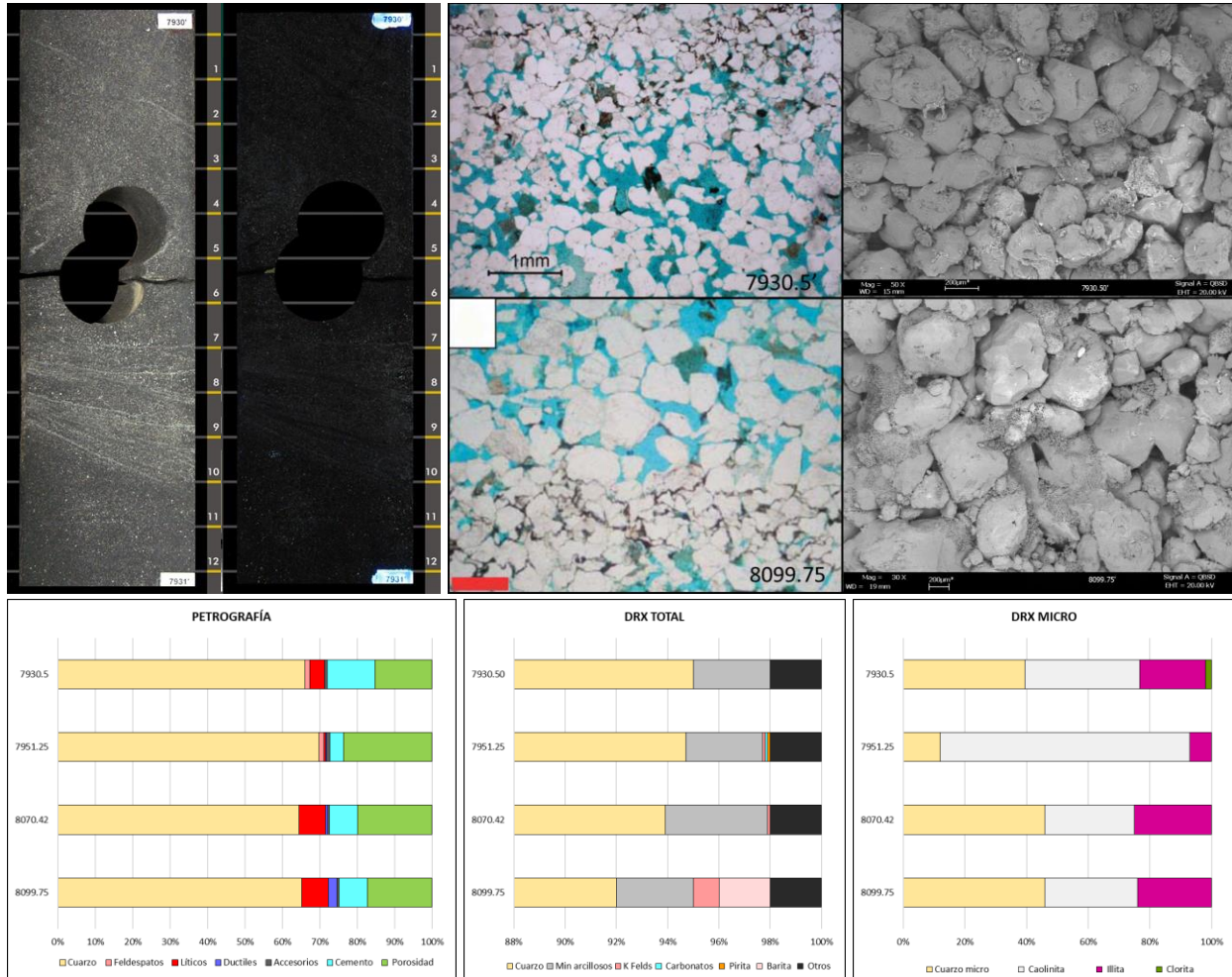
Este litotipo está asociado con las facies Areniscas con estratificación cruzada (S-x) y Areniscas masivas (S-m), con granos de tamaño medio, con formas subangulares a subredondeadas, moderadamente calibrados y con buena impregnación de hidrocarburos (Ver **Figura 71**). Presenta algunos poros obstruidos por arcilla bien cristalizada, recubriendo algunos granos y como relleno parcial. También presenta sobrecrecimientos de cuarzo como cementante.

Según los análisis petrográficos, estas rocas corresponden en su mayoría a sublitoarenitas, con líticos en proporción de 4 a 7% compuestos principalmente por ígneos efusivos, sedimentarios tipo chert y alterados, contenido de feldespatos inferior al 2%, dúctiles tipo muscovita inferiores al 2% y minerales accesorios como turmalina, circón, leucóxeno y pirita. Presentan bajo contenido de cemento silíceo, caolinítico y arcilloso proveniente de líticos alterados, en concentración de 4 a 13%.

El análisis de DRX para roca total, mostró que estas rocas presentan concentraciones relativas de cuarzo de 92 a 95%, con contenido de arcillas entre 3 y 4% y trazas de feldespatos, carbonatos y pirita, y, presencia de barita en la muestra 8099.75' en concentración del 2%. El análisis de la fracción menor de 2 micras mostró como minerales arcillosos predominantes la caolinita en proporción de 29 a 81%, el cuarzo microcristalino en proporción de 12 a 46%, y micas tipo illita de 7 a 25%.

Figura 71

Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 3



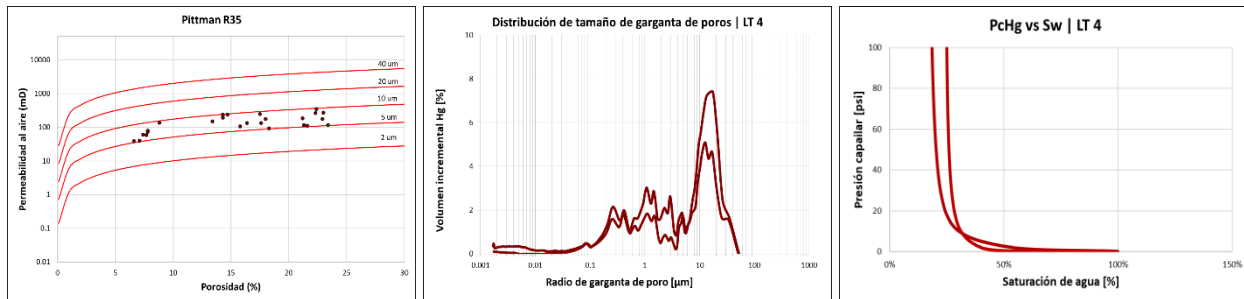
Nota. En la figura anterior se observan dos fotografías de núcleo bajo luz natural y luz ultravioleta, del intervalo donde se encuentra la muestra 7930.50' del Pozo B y se puede apreciar la facies S-x. A la derecha se observan micrografías de petrología y SEM para las muestras 7930.5' del Pozo B y 8099.75' del pozo A, donde se observan arcillas obstruyendo el sistema poral. En la parte inferior, se observan gráficas porcentuales de petrografía, DRX total y DRX menor a 2 micras para las muestras pertenecientes a este litotipo.

6.3.4 Litotipo 4

En este grupo se clasificaron todas las muestras con radios de garganta de poro según Pittman R35 entre 5 y 10 micras (Ver **Figura 72**), y, corresponde aproximadamente al 7% del total de las muestras estudiadas en ambos pozos. Las muestras presentan valores promedio de porosidad efectiva del 16%, permeabilidad de 107.31 mD, radio de garganta de poro de 7.16 μm , saturación de aceite de 47%, saturación de agua de 26%, presión de desplazamiento de 3.50 psi y saturación de agua irreducible de 17%.

Figura 72

Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 4



Nota. En la figura anterior se observa de izquierda a derecha: El diagrama Pittman R35 con todas las muestras que clasificaron en el litotipo 4, la distribución de tamaño de garganta de poros en algunas de las muestras donde se observa una predominancia de los radios de garganta de poro de 10 micras, y curvas de presión capilar vs saturación de agua para algunas de las muestras que pertenecen a este grupo.

Según los análisis de geometría poral, las rocas clasificadas en este grupo presentan una porosidad óptica total (POT) de 9 a 17%, valores de λ y n menores a los encontrados para el litotipo 3, con promedios de 28.24 y 0.74 respectivamente, lo que significa que su porosidad presenta una distribución con más heterogénea y presenta poros de menor tamaño que en los casos anteriores.

Tabla 16

Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 4

Valor	Φ [%]	K [mD]	R35 [μm]	So [%]	Sw [%]	POT [%]	λ [μm]	n -	PD [psi]	Swirr [%]
Min	6.60	36.27	5.10	34.50	6.60	8.80	18.74	0.61	2.00	6.41
Prom	15.66	107.31	7.16	46.51	25.75	12.90	28.24	0.74	3.50	17.00
Max	23.40	235.00	9.87	54.20	39.10	16.99	37.73	0.86	4.99	20.55

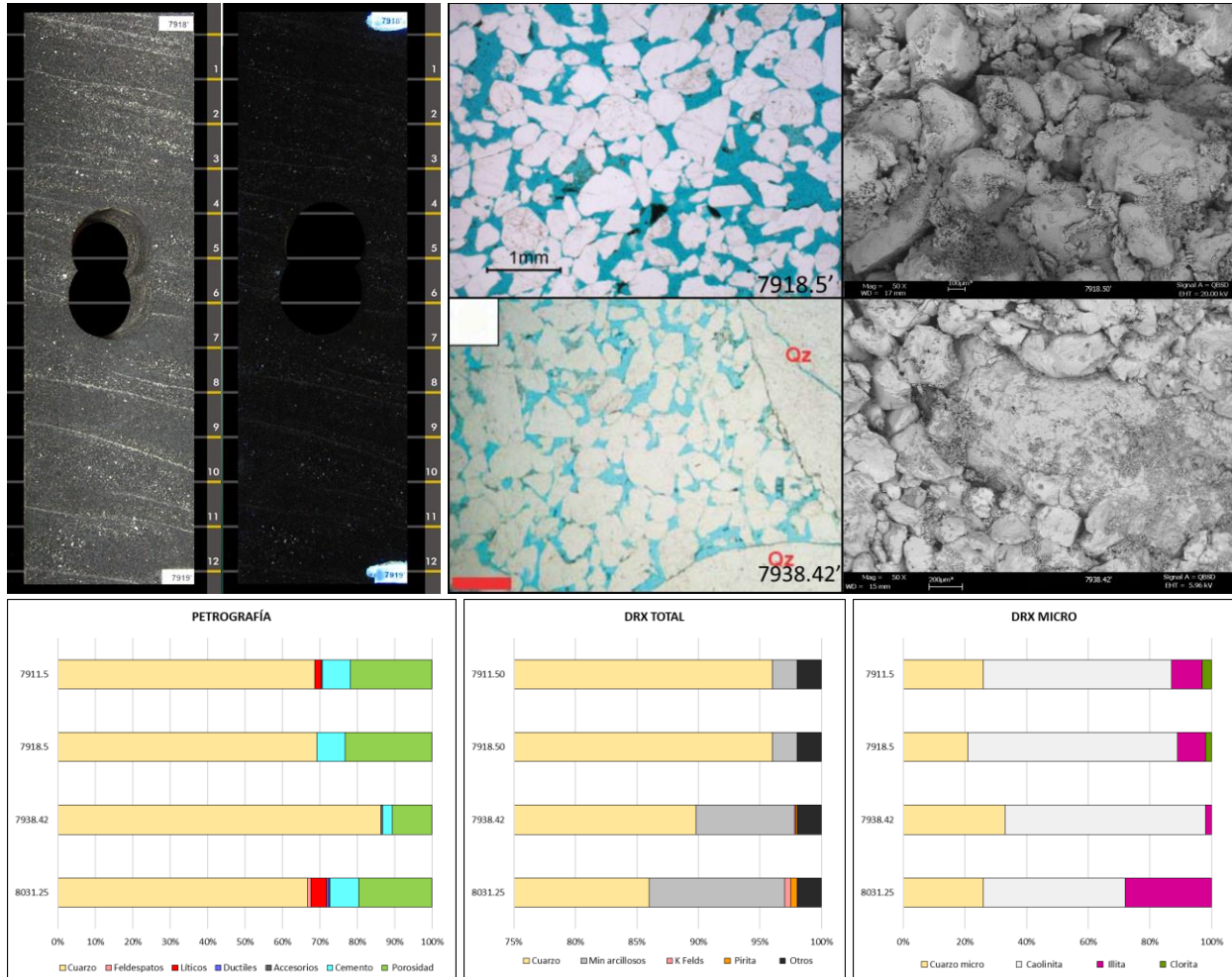
Este litotipo está asociado con las facies conglomerados matriz soportados (G), areniscas con estratificación cruzada (S-x) y areniscas con ondulitas (S-w), con granos de tamaño fino a medio en las areniscas, formas subredondeadas y selección moderada a mala, con impregnación leve a moderada. Los conglomerados y las areniscas presentan muy escasos poros despejados y abundantes arcillas como relleno parcial y como matriz (Ver **Figura 73**).

Según los análisis petrográficos, estas rocas corresponden en su mayoría a cuarzoareniscas con contenido de líticos inferior al 4%, bajo contenido de feldespatos y dúctiles tipo muscovita, y, circón como mineral accesorio. Presentan bajo contenido de cemento principalmente silíceo y caolinítico, en concentración de 3 a 8%.

El análisis de DRX para roca total, mostró que estas rocas presentan concentraciones relativas de cuarzo de 86 a 96%, con un aumento significativo de arcillas con respecto a los grupos anteriores, con contenido de 4 a 11%, y, trazas de feldespatos y pirita. El análisis de la fracción menor de 2 micras mostró como mineral arcilloso predominante la caolinita en proporción de 46 a 68%, acompañada en menor proporción de cuarzo microcristalino, micas tipo illita y presencia minoritaria de clorita.

Figura 73

Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 4



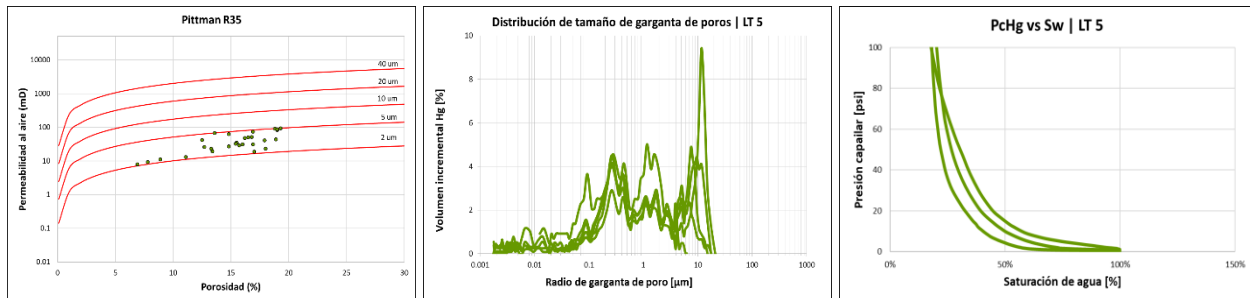
Nota. En la figura anterior se observan dos fotografías de núcleo bajo luz natural y luz ultravioleta, del intervalo donde se encuentra la muestra 7918.5' del Pozo B y se puede apreciar la facies S-x. A la derecha se observan micrografías de petrología y SEM para las areniscas de la muestra 7918.5' del Pozo B y el conglomerado de la muestra 7938.42' del pozo A. En ambos casos se observan abundantes arcillas obstruyendo el sistema poral. En la parte inferior, se observan gráficas porcentuales de petrografía, DRX total y DRX menor a 2 micras para las muestras pertenecientes a este litotipo.

6.3.5 Litotipo 5

En este grupo se clasificaron todas las muestras con radios de garganta de poro según Pittman R35 entre 2 y 5 micras (Ver **Figura 74**), y, corresponde aproximadamente al 8% del total de las muestras estudiadas en ambos pozos. Las muestras presentan valores promedio de porosidad efectiva del 15%, permeabilidad de 29.35 mD, radio de garganta de poro de 3.38 μm , saturación de aceite de 45%, saturación de agua de 30%, presión de desplazamiento de 8.37 psi y saturación de agua irreducible de 17%.

Figura 74

Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 5



Nota. En la figura anterior se observa de izquierda a derecha: El diagrama Pittman R35 con todas las muestras que clasificaron en el litotipo 5, la distribución de tamaño de garganta de poros en algunas de las muestras donde se observa una predominancia de los radios de garganta de poro de 0.2 a 10 micras, y curvas de presión capilar vs saturación de agua para algunas de las muestras que pertenecen a este grupo.

Según los análisis de geometría poral, las rocas clasificadas en este grupo presentan una porosidad óptica total (POT) de 9 a 10%, valores de λ y n menores a los encontrados para el litotipo 4, con promedios de 20.71 y 0.70 respectivamente, lo que significa que su porosidad presenta una distribución más heterogénea y que su porosidad está determinada por poros de menor tamaño que en los casos anteriores (Ver **Tabla 17**).

Tabla 17

Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 5

Valor	Φ [%]	K [mD]	R35 [μm]	So [%]	Sw [%]	POT [%]	λ [μm]	n -	PD [psi]	Swirr [%]
Min	6.90	6.97	2.12	30.90	5.10	8.95	16.85	0.68	4.99	7.41
Prom	15.13	29.35	3.38	45.07	29.64	9.60	20.71	0.70	8.37	17.25
Max	19.30	84.00	4.98	56.20	56.80	10.39	25.01	0.72	17.92	23.70

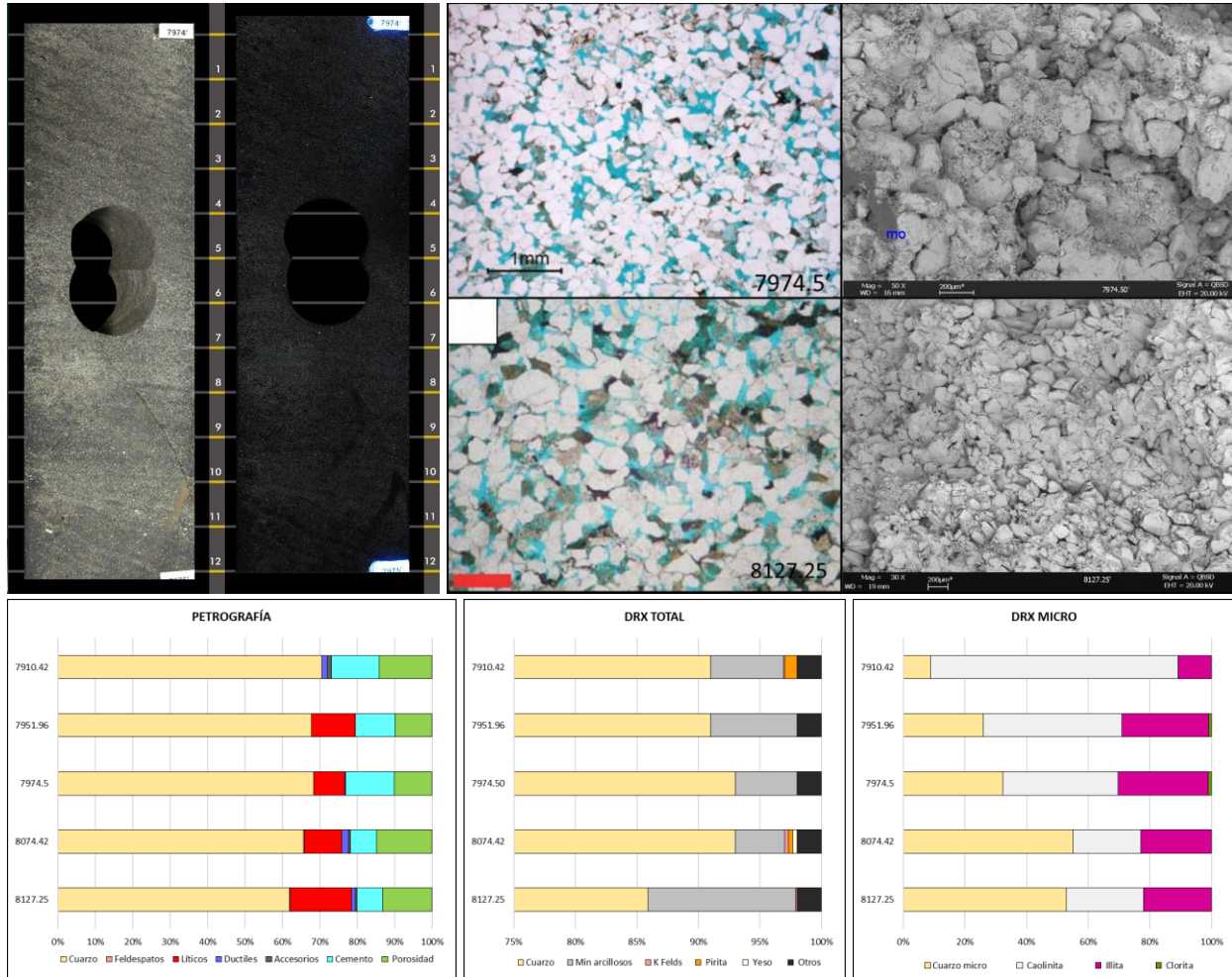
Este litotipo está asociado principalmente con las facies Areniscas con ondulitas (S-w), Areniscas bioturbadas (S-biot) y Areniscas con laminación ondulosa (S-lam), con tamaños de grano fino a medio, granos subredondeados con selección moderada a mala y abundante material arcilloso obstruyendo el sistema poral y parches de materiales cementantes (Ver **Figura 75**).

Según los análisis petrográficos, estas rocas corresponden en su mayoría a sublitoarenitas con líticos compuestos principalmente por ígneos efusivos, sedimentarios tipo chert y alterados, en proporción de 8 a 16%, dúctiles tipo muscovita inferiores al 2%, trazas de feldespatos y minerales accesorios como turmalina, rutilo, circón, limonita, leucóxeno, pirita y materia orgánica. Presentan un aumento en la concentración de cemento con respecto a los grupos anteriores, el cual se compone de sílice, caolinita y minerales arcillosos provenientes de líticos alterados, en concentración de 7 a 13%.

El análisis de DRX para roca total, mostró que estas rocas presentan concentraciones relativas de cuarzo de 86 a 93%, con contenido de arcillas entre 5 y 12% y trazas de feldespatos, pirita y yeso. El análisis de la fracción menor de 2 micras mostró como mineral arcilloso predominante la caolinita en proporción de 22 a 81%, cuarzo microcristalino de 9 a 53%, micas tipo illita de 11 a 29% y presencia minoritaria de clorita.

Figura 75

Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 5



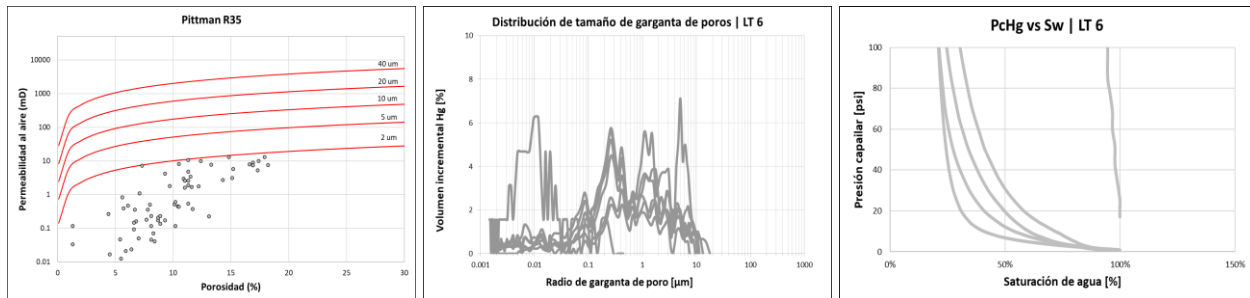
Nota. En la figura anterior se observan dos fotografías de núcleo bajo luz natural y luz ultravioleta, del intervalo donde se encuentra la muestra 7974.5' del Pozo B y se puede apreciar la facies S-x. A la derecha se observan micrografías de petrología y SEM para las muestras 7974.5' del Pozo B y 8127.25' del pozo A. En ambos casos se observan abundantes arcillas obstruyendo ampliamente el sistema poroso, y se observa materia orgánica (mo) en la muestra 7974.5'. En la parte inferior, se observan gráficas porcentuales de petrografía, DRX total y DRX menor a 2 micras para las muestras pertenecientes a este litotipo.

6.3.6 Litotipo 6

En este grupo se clasificaron todas las muestras con radios de garganta de poro según Pittman R35 menores a 2 micras (Ver **Figura 76**), y, corresponde aproximadamente al 21% del total de las muestras estudiadas en ambos pozos. Las muestras presentan valores promedio de porosidad efectiva del 9%, permeabilidad de 0.25 mD, radio de garganta de poro de 0.63 μm , saturación de aceite de 27%, saturación de agua de 55%, presión de desplazamiento de 36.83 psi y saturación de agua irreducible de 26%.

Figura 76

Gráficas de Pittman R35, distribución de tamaño de garganta de poros e histograma Gamma Ray para el litotipo 6



Nota. En la figura anterior se observa de izquierda a derecha: El diagrama Pittman R35 con todas las muestras que clasificaron en el litotipo 6, la distribución de tamaño de garganta de poros en algunas de las muestras donde se observa una predominancia de los radios de garganta de poro de 0.01 a 10 micras, y curvas de presión capilar vs saturación de agua para algunas de las muestras que pertenecen a este grupo, que incluyen areniscas de baja calidad y una lodolita.

Según los análisis de geometría poral, las rocas clasificadas en este grupo presentan los valores más bajos de porosidad óptica total (POT), en el rango de 2 a 11%. También presenta los más bajos valores de λ y valores de n similares al litotipo 5, con promedios de 15.34 y 0.71 respectivamente, lo que significa que su porosidad presenta una distribución heterogénea similar al grupo anterior y que los poros son de menor tamaño que en todos los grupos anteriores.

Tabla 18

Valores representativos de RCAL, geometría poral y SCAL para el litotipo 6

Valor	Φ [%]	K [mD]	R35 [μm]	So [%]	Sw [%]	POT [%]	λ [μm]	n -	PD [psi]	Swirr [%]
Min	0.50	0.00	0.03	0.00	13.40	1.99	7.67	0.52	5.99	12.55
Prom	9.37	0.25	0.63	27.15	55.42	6.95	15.34	0.71	36.83	26.23
Max	18.20	11.00	1.95	67.40	97.10	10.74	19.88	0.95	199.98	91.46

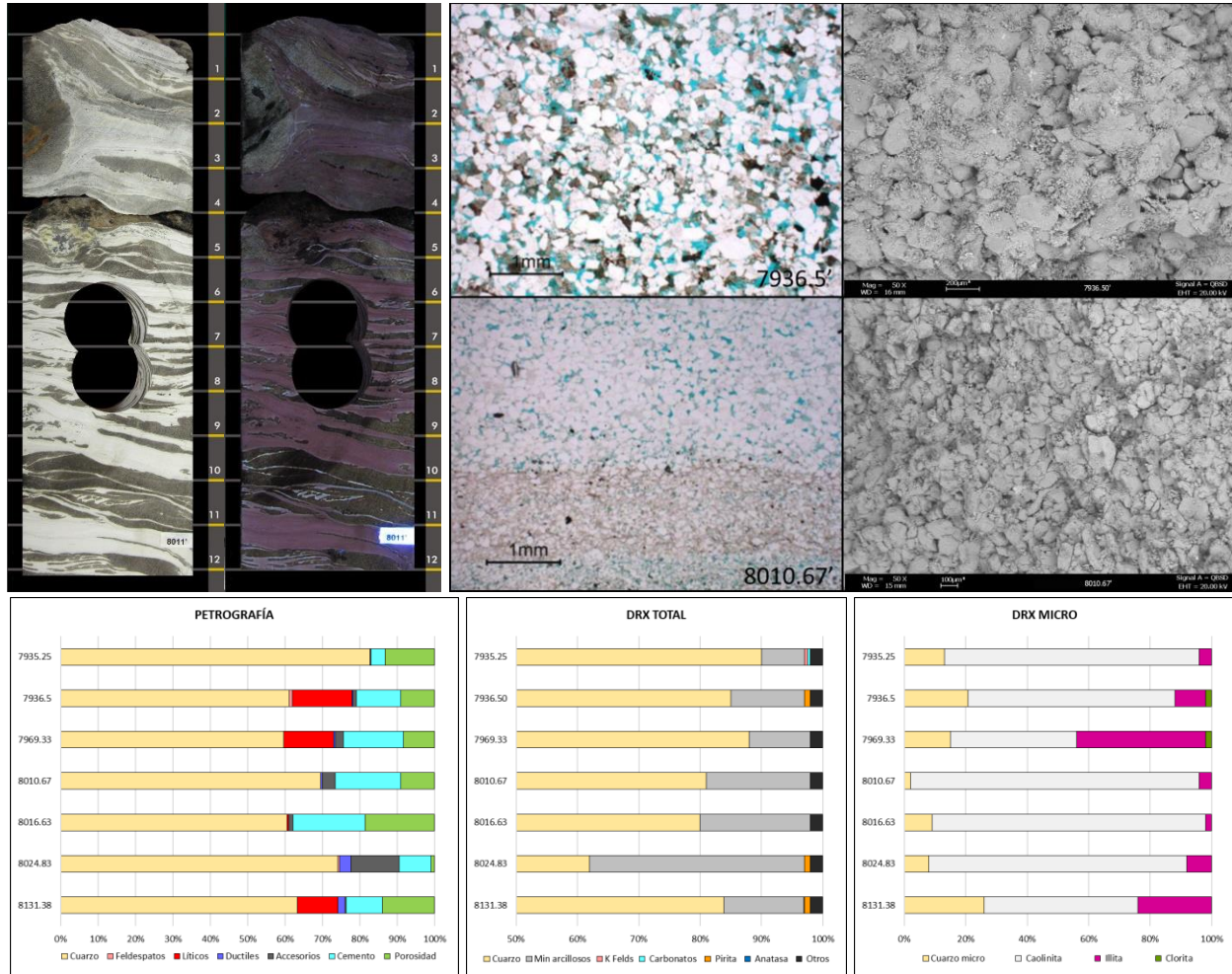
Este litotipo está asociado principalmente con las facies Lodolitas laminadas (M-lam), Heterolítica (mS/sM-w) y Areniscas limosas bioturbadas (mS-biot), con tamaño de grano muy fino, de mala selección, con abundante material arcilloso obstruyendo el sistema poral y parches de materiales cementantes (Ver **Figura 77**).

Según los análisis petrográficos, corresponden a sublitoareniscas, cuarzoareniscas y lodolitas arenosas, con líticos compuestos por ígneos efusivos, sedimentarios tipo chert y alterados, en proporción de 4 a 16%, dúctiles tipo muscovita y clorita inferiores al 3%, trazas de feldespatos y minerales accesorios como turmalina, rutilo, circón, limonita, leucóxeno, piritita y materia orgánica. Presentan las mayores concentraciones de cemento de 4 a 20% compuesto por sílice, caolinita, minerales arcillosos provenientes de líticos alterados, piritita y carbonatos.

El análisis de DRX para roca total, mostró que estas rocas presentan concentraciones relativas de cuarzo de 62 a 90%, con los mayores contenidos de arcilla entre 10 y 35%, contenido de piritita inferior a 1%, presencia de siderita en concentración de 3% en las muestras 8002.71' y 8218.92' del pozo A, y, trazas de feldespatos, carbonatos y anatasa. El análisis de la fracción menor de 2 micras mostró como mineral arcilloso predominante la caolinita en proporción de 41 a 94%, acompañadas en menor proporción por cuarzo microcristalino, micas tipo illita y presencia minoritaria de clorita.

Figura 77

Fotos de núcleo, micrografías y gráficas de composición mineralógica en muestras del litotipo 6



Nota. En la figura anterior se observan dos fotografías de núcleo bajo luz natural y luz ultravioleta, del intervalo donde se encuentra la muestra 8010.67' del Pozo B y se puede apreciar la facies mS/sM-w. A la derecha se observan micrografías de petrología y SEM para las muestras 7936.50' y 8010.67' del pozo B. En ambos casos se observan abundantes arcillas obstruyendo ampliamente el sistema poroso. En la parte inferior, se observan gráficas porcentuales de petrografía, DRX total y DRX menor a 2 micras para las muestras pertenecientes a este litotipo.

7. Análisis de resultados

Se identificaron nueve facies en la formación de estudio (Ver **Tabla 19**), predominando la facies de Areniscas con estratificación cruzada (S-x), con un 70% del total de muestras estudiadas y relacionada principalmente con los litotipos 1 y 2; seguida por la facies Lodolitas laminadas (M-lam) con 14% del total, relacionada con el litotipo 6.

Tabla 19

Resumen de facies identificadas en la formación de estudio

Facies	Nombre	Espesor	Porcentaje
S-x	Areniscas con estratificación cruzada	308	69.5%
M-lam	Lodolitas laminadas	64	14.4%
S-m	Areniscas masivas	17	3.8%
mS-biot	Areniscas limosas bioturbadas	16	3.6%
G	Conglomerados matriz soportados	12	2.7%
S-biot	Areniscas bioturbadas	9	2.0%
mS/sM-w	Heterolítica	8	1.8%
S-w	Areniscas con ondulitas	6	1.4%
S-lam	Areniscas con laminación ondulosa	3	0.7%

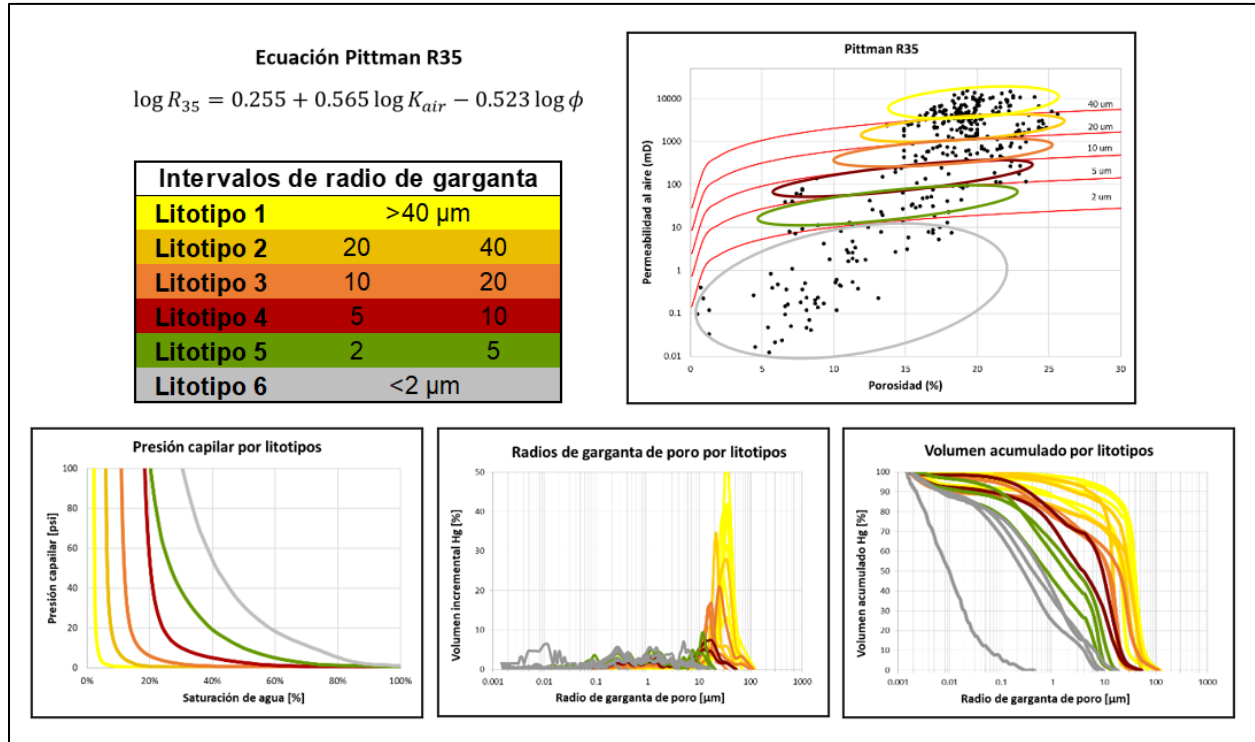
A partir de la integración y análisis de datos petrofísicos básicos y especiales, se encontró que el método más adecuado para realizar la clasificación final de litotipos en la formación de estudio está determinado por la ecuación Pittman R35, la cual, presenta mejor correlación con métodos experimentales, determinados por el radio de garganta de poro medido en la prueba de PcHg y el radio de garganta de poro pronóstico calculado por correlación lineal con las curvas de presión capilar corregidas, los cuales, solo permitirían la clasificación de 28 muestras con análisis de PcHg, mientras que la metodología Pittman R35 permite la clasificación de la totalidad de las muestras.

Adicionalmente, la clasificación según Pittman R35 es coherente con todos los análisis petrofísicos especiales (SCAL) evaluados en la mayoría de las muestras, excepto en el análisis de presión por capilar por plato poroso (PcPp), en donde los resultados obtenidos para las muestras analizadas del litotipo 1 no son representativos, ya que se obtuvieron valores de saturación de agua irreducible (S_{wirr}) no coherentes y más altos de lo esperado, y, en la prueba de permeabilidades relativas se obtuvieron valores de recobro total (N_p) ligeramente inferiores en las muestras del litotipo 1 que en las muestras del litotipo 2, a pesar de tener valores de permeabilidad superiores y comportamiento de flujo similar. Esto puede estar relacionado con canalizaciones del fluido por efectos del crudo extrapesado y de la alta permeabilidad que podría condicionar el flujo por una garganta preferencial, y, adicionalmente, con el hecho de que se hayan obtenido resultados de mojabilidad mixta preferencial al aceite en algunas de las muestras de los litotipos de mejor calidad.

Finalmente, se definieron seis litotipos (Ver **Figura 78**), siendo el de mejor calidad el litotipo 1, el cual, se relaciona directamente con la facies de areniscas con estratificación cruzada (S-x) y con el ambiente de canales fluviales trenzados, con radios de garganta de poro superiores a 40 micras y valores promedio de porosidad efectiva del 20%, permeabilidad de 6081.45 mD y radios de garganta de poro de 54.6 μm ; este litotipo comprende el 27% del total de las muestras estudiadas. Por otro lado, el litotipo con la peor calidad como reservorio de hidrocarburos es el litotipo 6, el cual, está relacionado con las facies lodolitas laminadas (M-lam), areniscas masivas (S-m), areniscas limosas bioturbadas (mS-biot), areniscas con laminación ondulosa (S-lam) y heterolíticas (mS-sM-w), y, principalmente con el ambiente de bahías interdistributarias, con radios de garganta de poro inferiores a 2 micras, y valores promedio de porosidad efectiva del 9%, permeabilidad de 0.25 mD y radio de garganta de poro de 0.63 μm ; este litotipo corresponde al 21% del total de muestras estudiadas.

Figura 78

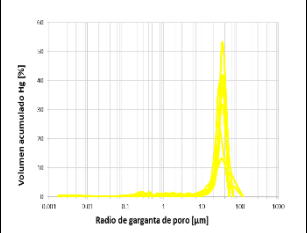
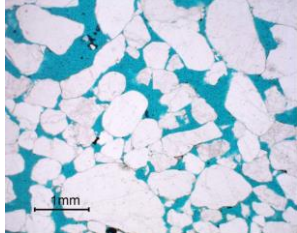
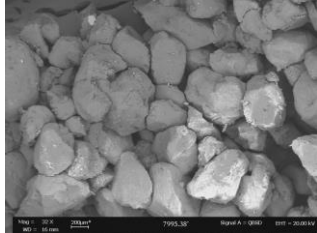
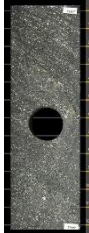

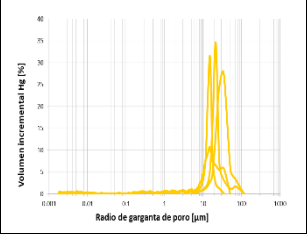
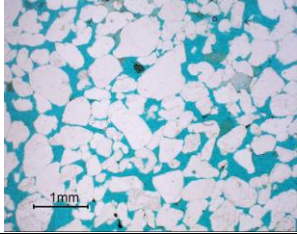
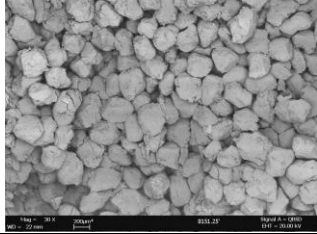


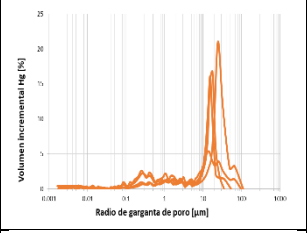
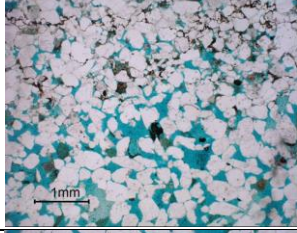
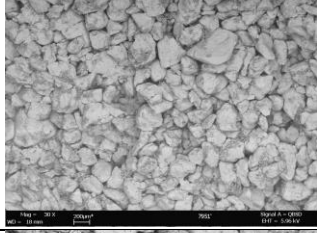



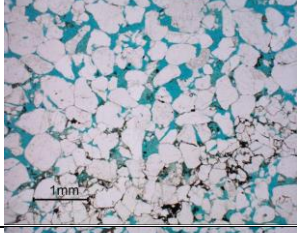
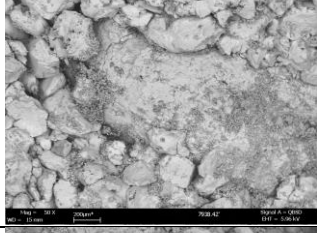


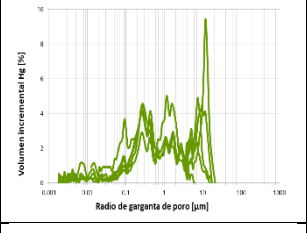
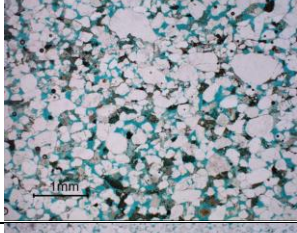
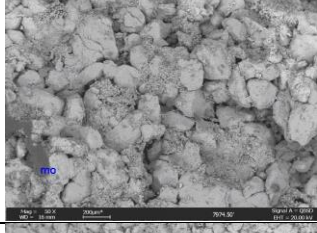


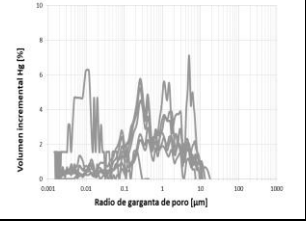
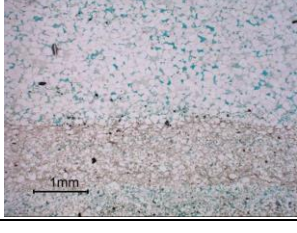
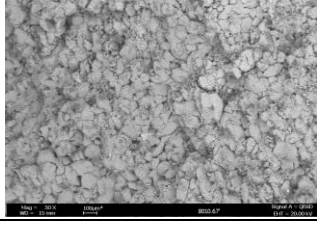

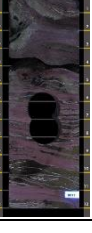
Clasificación final de litotipos según metodología Pittman R35



En general, la formación de estudio presenta excelente calidad como reservorio de hidrocarburos, pues más de la mitad del intervalo estudiado está compuesto por rocas pertenecientes a los litotipos 1 y 2, los cuales, como se pudo observar en los análisis petrofísicos, presentan comportamiento de flujo similar, con radios de garganta de poro superiores a 20 μm , porosidades en el rango de 14% a 26% y permeabilidades de 1064 a 15236 mD. En la **Figura 79** se muestra un resumen comparativo de los diferentes litotipos con gráficas de su distribución de tamaño de poros, micrografías de petrografía y SEM, y fotos de núcleo de las muestras más representativas de cada grupo bajo luz natural y luz ultravioleta.

Figura 79

Resumen comparativo de litotipos con gráficas de distribución poral, petrografía, SEM y fotos en luz natural (LN) y luz ultravioleta (UV)

LT	Garganta poral	Petrografía	SEM	Fotos	
				LN	UV
1					
2					
3					
4					
5					
6					

8. Conclusiones

- La integración de toda la información sedimentológica, como la columna estratigráfica, descripción textural e interpretación ambiental, fotos de núcleo y mineralogía, permitieron el reconocimiento de nueve facies en total, siendo la facies Areniscas con estratificación cruzada (S-x) la más predominante, con un 70% del total de muestras estudiadas; seguida por la facies Lodolitas laminadas (M-lam) con 14% del total.
- A partir de la integración de datos RCAL y SCAL, se encontró que el mejor método para clasificar los litotipos en la formación de estudio está determinado por la ecuación Pittman R35, ya que presenta una mejor correlación con los litotipos determinados por métodos experimentales. Adicionalmente, esta clasificación es coherente con todos los análisis SCAL evaluados en la mayoría de las muestras.
- La formación de estudio presenta excelente calidad como reservorio de hidrocarburos, pues más del 50% está compuesto por los litotipos 1 y 2, los cuales tienen comportamiento de flujo similar, con radios de garganta de poro superiores a 20 μm , porosidades efectivas en el rango de 14% a 26% y permeabilidades de 1064 a 15236 mD.
- El litotipo con mejor calidad como reservorio de hidrocarburos, es decir, el litotipo 1, está directamente relacionado con la facies S-x y el ambiente de canales fluviales trenzados, correspondiendo al 27% del total de las muestras estudiadas, con radios de garganta de poro superiores a 40 micras con valores promedio de porosidad efectiva del 20%, permeabilidad de 6081.45 mD además de radios de garganta de poro de 54.6 μm .

- Por otro lado, el litotipo con peor calidad, es decir, el litotipo 6, está relacionado principalmente con la facies M-lam y el ambiente bahías interdistributarias, correspondiendo al 21% del total de muestras estudiadas, con radios de garganta de poro inferiores a 2 micras, y valores promedio de porosidad efectiva del 9%, permeabilidad de 0.25 mD y radio de garganta de poro de 0.63 μm .

9. Recomendaciones

- Se recomienda complementar el catálogo de información petrográfica y fotográfica del pozo A, así como el catálogo petrofísico del pozo B para con esto lograr un mejor contraste con los datos de laboratorio.
- Se recomienda tener registro de pozos de alta resolución como el dieléctrico y la resonancia magnética nuclear para obtener una información más detallada de la arcillosidad de la Formación San Fernando y así establecer valores adecuados de resistividad y saturación de agua que no estén afectados por la mineralogía y la densidad del crudo.
- Al ser un yacimiento de crudos pesados, se recomienda realizar pruebas adicionales de presión capilar por el método de centrifuga para determinar saturaciones de agua irreducible que permitan desplazamientos más eficientes.
- Se recomienda hacer pruebas de inyección alternada de agua y gas (WAG) en las muestras de los litotipos de mejor calidad con el fin de evaluar una posible mejora en el factor de recobro, posibilitando una mayor extracción de petróleo en el yacimiento.
- Se recomienda correlacionar la información aquí presentada con información sísmica de la zona de estudio para de esta manera comprobar con certeza los modelos, visualizar continuidad del reservorio y facilitar una exploración a mayor escala, siendo todo esto una oportunidad de generar beneficios económicos para el desarrollo de nuevos proyectos exploratorios en la cuenca.

Referencias bibliográficas

- Abdallah, W., Buckley, J. S., Carnegie, A., Edwards, J., Herold, B., Fordham, E., & Graue, A. (2007). Los fundamentos de la mojabilidad. *Oilfield Review*, 48-67.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]. (2011). *Crudos Pesados*. Obtenido de ANH: <https://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Presentaciones/CRUDOS%20PESADOS.pdf>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]. (2012). *Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleos: Cuenca Llanos Orientales*.
- Ajewole, A., & Enikanselu, P. (2014). *Development Of Computer Application To Compute Archie Parameters From Well Log Data*. Reino Unido: British Journal of Earth Sciences Research.
- Alamooti, A. (2018). An Introduction to Enhanced Oil Recovery. En A. Bahadori, *Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs* (págs. 1-40). doi:10.1016/B978-0-12-813027-8.00001-1
- Anderson, W. G. (1986). Wettability Literature Survey-Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media. *Petroleum Technology*, 38(12), 1371-1378. doi:10.2118/13934-pa
- Arche, A. (2010). *Sedimentología del proceso físico a la cuenca sedimentaria*. Madrid: Consejo superior de investigaciones científicas.
- Archie, G. E. (1942). *The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some*. Dallas.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.

- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, J. (2007). *Colombian Sedimentary Basins*. Bogotá: ANH and B&M Exploration Ltda.
- Betancourth, D., Gomez, J., Tirado, L., & Mosquera, J. C. (2010). Análisis por difracción de rayos X de rocas provenientes de región esmeraldífera. *Scientia Et Technica*, 1(44), 409-413.
- Blandón Montes, A. (2002). *Principios de estratigrafía*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Castillo, A. F., Pérez Carrillo, E. R., & Mogollon, M. E. (2006). *Compresibilidad del volumen porozo en muestras de pozo*. Piedecuesta.
- Cooper, M. A., Addison, F. T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, A. B., . . . Taborda, A. (1995). Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, 79(10), 1421-1443.
- Cruz Guevara, L. E., & Caballero, V. M. (2007). Descripción y clasificación de rocas terrígenas por su textura. En *Guía de laboratorio de Sedimentología para geólogos*. Bucaramanga: Escuela de Geología, UIS.
- Dandeker, A. Y. (2013). *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties* (Segunda ed.). Boca Raton: Taylor & Francis Group.
- Dueñas, H., & Van Der Hammen, T. (2007). Significado geológico y asociaciones palinológicas de las formaciones Diablo Inferior (Mioceno Tardío) y San Fernando Superior (Mioceno Medio), Piedemonte cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. *Rev. Acad. Colomb. Cienc.*, 31(121), 481-498.
- Ebanks, W. J. (1987). Flow unit concept - integrated approach to reservoir description for engineering projects. *AAPG Bulletin*, 71(5), 551-552.

- Ecopetrol. (2014). *El petróleo y su mundo*. Obtenido de Ecopetrol: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/aafcca72-30ac-4320-9294-177abfcde944/el-petroleo-y-su-mundo-comprimido.pdf?MOD=AJPERES&attachment=false&id=1588040270272>
- Ecopetrol. (2020). *Resultados 2020 - Solidez y competitividad en un entorno sin precedentes*.
- Farrel, K. M., Burleigh, H., Mallison, D., Riggs, S., Pierson, J., Self-Trail, J. M., & Lautier, J. C. (2012). Standardizing Texture and Facies Codes for A Process-Based Classification of Clastic Sediment and Rock. *Journal of Sedimentary Research*, 82, 364–378.
- Glover, P. (2015). *Formation Evaluation*. Reino Unido: University of Aberdeen.
- Goldmann, G. A. (2018). *Determinación de la distribución de la porosidad en rocas mediante resistividad eléctrica*. Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires.
- Gomes, J., Ribeiro, M. T., Strohmenger, C., Negahban, S., & Zubaid, M. (2008). Carbonate Reservoir Rock Typing – The Link between Geology and SCAL. *Society of Petroleum Engineers*.
- Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., & Miller, J. D. (1997). Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method. *Society of Petroleum Engineers*.
- Hernandez, J. C. (2010). *Medición de la Presión Capilar en Muestras*. Mexico: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Justo, A., & Morillo, E. (1999). Técnicas de difracción de rayos x para la identificación cualitativa y cuantitativa de minerales de la arcilla.
- Kerr, P. (1977). *Mineralogía Óptica*. McGraw-Hill College.

- La comunidad petrolera. (2009). *Fundamentos de la mojabilidad*. Obtenido de <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/01/fundamentos-de-la-mojabilidad.html>
- Lopera Castro, S. H. (1996). *Permeabilidad Relativa*. Medellín.
- McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). *Core Analysis: A Best Practice Guide* (Vol. 64). Elsevier.
- Montero, H. A. (2015). *Metodología para la obtención de curvas de presión capilar a partir de información de registros de resonancia magnética nuclear (NMR) para pozos corazonados en bloques de crudo pesado, Cuenca Llanos Orientales*. Bogotá: Universidad de los Andes.
- Nayef, A. (2019). *Reservoir Rock Properties Essentials*. HBKU Press.
- Nichols, G. (2009). *Sedimentology and Stratigraphy* (2nd ed.). Chichester: Wiley-Blackwell.
- Padilla, J. D. (2020). *El Potencial de los Yacimientos No Convencionales en Colombia*. Washington, DC: Atlantic Council.
- Pérez, J. (2012). *Difracción de rayos X*. Universidad Politecnica de Cartagena.
- Perkins, D., & Henke, K. (2002). *Minerales en Lámina Delgada*. Madrid: Pearson Education.
- Raith, M., Raase, P., & Reinhardt, J. (2012). *Guía para la microscopía de minerales en lámina delgada*.
- Ruiz Jumbo, L., & Santana Torres, P. (2012). *Determinación del Diametro de las Gargantas Porales y Presiones Capilares Usando El Equipo de Presión Capilar con Picnómetro de Mercurio Para la Caracterización del Reservorio Arenisca U del Campo Auca, Mediante Pruebas de Laboratorio*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Sarmiento Rojas, L. (2011). Llanos Basin. En *Petroleum Geology of Colombia* (Vol. 9). Medellín: ANH-University EAFIT. Department of Geology.

- Sarmiento Rojas, L., Van Wess, J., & Cloetingh, S. (2006). Mesozoic rifting and cenozoic basin inversion history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes. *Journal of South American Earth Sciences*, 21, 383-411.
- Selley, R. C. (1970). Ancient Sedimentary Environments. *Geological Magazine*, 108(6), 551 - 552.
- Spearing, M., Allen, T., & McAulay, G. (2001). *Review of the winland r35 method for net pay definition and its application in low permeability sands*. AEA Technology.
- Tavakoli, V. (2018). *Geological Core Analysis Application to Reservoir Characterization*. Tehran: Springer.
- Torres, C. (2020). Evaluación de la viabilidad económica para la exploración y desarrollo de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia bajo un entorno cambiante de precios del petróleo. Bogotá.
- UPME. (2015). *Plan Energético Nacional*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero energética.
- UPME. (2018). *Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales*. Bogotá.
- Vásquez, D. J. (2020). *Análisis de la relación entre permeabilidad efectiva y permeabilidad absoluta en el reservorio Hollín del campo XI, mediante la interpretación de pruebas de presión y correlación con pruebas de núcleos*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Welton, J. E. (2020). *SEM Petrology Atlas*.
- Xu, C., Torres-Verdin, C., & Steel, R. J. (2013). Geological Attributes from Conventional Well Logs: Relating Rock Types to Depositional Facies in Deepwater Turbidite Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*.