

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y SEDIMENTOLÓGICA DE LAS
ARENAS DEL MIOCENO TEMPRANO COMO POTENCIAL GASÍFERO
PRESENTES EN LA CUENCA DE LA GUAJIRA, CAMPO CHUCHUPA EN EL
ÁREA DE INFLUENCIA DEL POZO “C1”**

ANGIE DANIELA ARANDIA OSPINA

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD SECCIONAL SOGAMOSO
ESCUELA DE INGENIERÍA GEOLÓGICA
SOGAMOSO, BOYACÁ
2018**

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y SEDIMENTOLÓGICA DE LAS
ARENAS DEL MIOCENO TEMPRANO COMO POTENCIAL GASÍFERO
PRESENTES EN LA CUENCA DE LA GUAJIRA, CAMPO CHUCHUPA EN EL
ÁREA DE INFLUENCIA DEL POZO “C1”**

ANGIE DANIELA ARANDIA OSPINA

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Ingeniero Geólogo

DIRECTOR:

FREDY RUBÉN GARCÍA RODRÍGUEZ

PETROPHYSICS & FORMATION EVALUATION M.Sc.
PETROFÍSICO DE EXPLORACIÓN, DEPARTAMENTO DE OPERACIONES
GEOLÓGICAS-ECOPETROL S.A

CO-DIRECTOR:

ANGELA MARÍA LEGUIZAMÓN VEGA.

GEOLOGY EARTH SCIENCE M.Sc.
DOCENTE ESCUELA DE INGENIERÍA GEOLÓGICA-UPTC

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD SECCIONAL SOGAMOSO
ESCUELA DE INGENIERÍA GEOLÓGICA
SOGAMOSO, BOYACÁ
2018**

Nota de Aceptación

Firma director del proyecto

Firma del jurado

Firma del jurado

Sogamoso _____

DEDICATORIA

A mi GEMA, Gerardo y Martha, quienes han sido luz y fortaleza en mi vida, G.A.A.V tú me dejaste una huella, marcaste un camino, decidí seguirlo y hacerlo mío, eres mi inspiración y siempre te tendré y llevaré conmigo, M.A.O, sin ti no sería quien soy ni estaría donde estoy, me has apoyado incondicionalmente y definitivamente este mérito es compartido, los amo, para ustedes este triunfo de muchos que vendrán.

A mis abuelos, Margarita Ospina por todo su esfuerzo, dedicación y cariño, por su letra cursiva y despegada, a Fideligno Arandia por el amor, por la fuerza, por querer esperar el triunfo de la “Chicharrita”, a Rosa y a Alcira que en el infinito me cuidan.

AGRADECIMIENTOS

A la vida.

A Ecopetrol S.A por brindarme la oportunidad, la información y materiales para realizar la práctica empresarial en el Departamento de Operaciones Geológicas, grupo de Petrofísica.

A Javier Sánchez por su colaboración y apoyo durante la práctica.

A Fredy García por su dedicación, apoyo, conocimiento y exigencia las cuales fueron vitales para la culminación exitosa del proyecto.

A Ángela Leguizamón por su acompañamiento y apoyo en el proyecto.

A Helga Niño por su orientación y contribución en el desarrollo del proyecto.

A los profesionales de Ecopetrol que me brindaron sus conocimientos y ayuda: Mario Suarez, Juan José Gómez, Yvonne Ramírez, Edna Hernández, Javier Vence y Carlos Mora.

A mis compañeros de práctica: Fabián Perdomo por el refuerzo dado y a Gabriel Osorio por su colaboración, ayuda y escucha a lo largo de la práctica.

A Orlando Navas por su constante voz de aliento, por estar pendiente y por todo el cariño dado desde mi niñez, mil gracias.

A Alejandro Ballén por su apoyo incondicional, compañía, fortaleza, ánimo, consejos y amor, gracias por tu presencia en mi vida.

CONTENIDO

SIGLAS	12
GLOSARIO	12
INTRODUCCIÓN	13
1. OBJETIVOS	14
1.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
2. PRESENTACIÓN DE LA EMPRESA	15
3. PLATEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
4. LOCALIZACIÓN	16
5. ESQUEMA DE TRABAJO	17
6. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	18
6.1 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS	18
6.1.1 MODELO ESTÁTICO:	19
6.2 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA	19
6.2.1 PARÁMETROS BÁSICOS	20
6.2.1.1 POROSIDAD (ϕ)	20
6.2.1.2 PERMEABILIDAD	22
6.2.1.3 SATURACIÓN DE AGUA	25
6.2.2 PARÁMETROS COMPUESTOS	26
6.2.2.1 UNIDAD DE FLUJO	26
6.2.2.2 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	26
6.2.2.3 CAPACIDAD DE FLUJO	26
6.2.2.4 INDICE DE CALIDAD DE LA ROCA/ROCK QUALITY INDEX (<i>RQI</i>)	26
6.2.2.5 INDICADOR DE ZONA DE FLUJO/FLOW ZONE INDICATOR (<i>FZI</i>)	27
6.2.2.5.1 LORENZ PLOT	27
6.3 REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZO	29
6.3.1 RAYOS GAMMA	30
6.3.2 DENSIDAD	31
6.3.3 NEUTRÓN	32
6.3.4 REGISTROS RESISTIVOS	32

6.4	CARACTERIZACIÓN SEDIMENTOLÓGICA	32
6.4.1	PROPIEDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS	33
6.4.1.1	TAMAÑO DE GRANO	33
6.4.1.2	SELECCIÓN O CALIBRADO	33
6.4.1.3	REDONDEZ Y ESFERICIDAD	34
6.4.1.4	MADUREZ	35
6.4.1.5	ARMAZÓN	35
6.4.1.6	MATRIZ	35
6.4.1.7	CEMENTO	35
6.4.1.8	POROS	35
6.4.2	CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS	35
6.4.2.1	MATERIAL TERRIGENO CLÁSTICO	36
6.4.2.2	CARBONATOS	37
6.4.2.3	EVAPORITAS	37
6.4.2.4	SEDIMENTOS VOLCANOCLÁSTICOS	37
6.4.2.5	OTROS	37
6.4.3	AMBIENTES SEDIMENTARIOS	37
6.4.4	FACIES	38
6.4.4.1	TIPOS DE FACIES	38
7.	<i>PROCESO ANALÍTICO DE LA INFORMACIÓN</i>	39
7.1	RECOPILOCIÓN BIBLIOGRÁFICA	39
7.1.1.1	AMBIENTE TECTÓNICO	40
7.1.1.2	ESTRATIGRAFÍA	40
7.1.1.2.1	FORMACIÓN CASTILLETES	40
7.1.1.2.2	FORMACIÓN JIMOL	41
7.1.1.2.3	FORMACIÓN ARENISCAS DE CHUCHUPA / FORMACIÓN UITPA	41
7.1.1.2.4	BASAMENTO	41
7.1.1.3	ESTRUCTURA	41
7.2	TRABAJO DE CAMPO Y ADQUISIÓN DE LA INFORMACIÓN	43
7.2.1	INGENIERÍA DE YACIMIENTO	43
7.3	CONTROL DE CALIDAD DE LA INFORMACIÓN	44

7.4	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	45
7.4.1	ANÁLISIS PETROFÍSICO	45
7.4.1.1	PROPIEDADES DE LA ROCA Y SATURACIÓN DE FLUIDO	45
7.4.1.1.1	POROSIDAD	45
7.4.1.1.2	MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA	50
7.4.1.1.3	PERMEABILIDAD	54
7.5	ANÁLISIS SEDIMENTOLÓGICO	56
7.5.1.1	ANÁLISIS PETROGRÁFICO	56
7.5.1.2	ANÁLISIS DEL NÚCLEO	58
7.5.1.3	LITOFACIES	64
7.5.1.4	AMBIENTE SEDIMENTARIO	66
8.	<i>INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN</i>	79
8.1	ANÁLISIS DE COMPOSICIÓN MINERALÓGICA, TEXTURAL Y COMPORTAMIENTO PRESENTADO EN EL REGISTRO DE POZO.	79
8.1.1	TAMAÑO DE GRANO, SORTING Y SUS EFECTOS EN LOS REGISTROS	81
8.1.2	LITOLOGÍA	87
8.2	RESERVOIR QUALITY INDEX	92
8.2.1	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO Y CAPACIDAD DE FLUJO.	92
8.2.2	ROCK QUALITY INDEX	92
8.2.3	INDICADOR DE ZONA DE FLUJO	93
8.2.3.1	LORENZ PLOT MODIFICADO ESTRATIGRÁFICAMENTE	93
8.2.3.2	ZONAS DE FLUJO – RELACIÓN CON PARÁMETROS TEXTURALES	100
8.2.3.3	ZONAS DE FLUJO – RELACIÓN CON LA RESISTIVIDAD.	104
8.3	CÁLCULO TEÓRICO DE PRODUCTIVIDAD.	105
9.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	108
10.	CONCLUSIONES	110
11.	RECOMENDACIONES	110
12.	BIBLIOGRAFÍA	111
13.	ANEXOS	113

LISTA DE FIGURAS

Ilustración 1. Mapa Ubicación Campo Chuchupa.....	17
Ilustración 2. Diagrama de flujo, metodología de trabajo, Workflow.....	18
Ilustración 3. Rock-Type of Archie.....	19
Ilustración 4. Esquema del medio poroso.....	20
Ilustración 5. Núcleos divididos, muestras de plugs.	21
Ilustración 6. Permeabilidad.....	23
Ilustración 7. Esquema Ley de Darcy.....	23
Ilustración 8. Klinkenberg Plot.	25
Ilustración 9. Lorenz Plot.	28
Ilustración 10 Herramientas de Adquisición de Registros Eléctricos.	30
Ilustración 11 Principales herramientas de espectrometría de rayos gamma utilizadas por las distintas compañías de servicio a la industria petrolera.	31
Ilustración 12. Escala Granulométrica.	33
Ilustración 13. Grado de selección de los sedimentos (Pettijohn). Modificado de Boggs, 1987.	34
Ilustración 14. Grados de redondeamiento y esfericidad de las partículas en las rocas sedimentarias. Modificado de Powers, 1953.....	34
Ilustración 15. Estructura Roca Sedimentaria.	35
Ilustración 16. Esquema de Clasificación de Sedimentos y Rocas Sedimentarias.....	36
Ilustración 17. Diagrama triangular para la clasificación composicional de las areniscas (Folk, 1974).	36
Ilustración 18. Medios Sedimentarios.	37
Ilustración 19 Facies, Arenisca con estratificación cruzada fm Areniscas del Socha, Corrales Boyacá.	38
Ilustración 20. Ichnofacies.	39
Ilustración 21 Estructura Anticlinal Campo Chuchupa.....	42
Ilustración 22. Columna Estratigráfica Generalizada.....	42
Ilustración 23. Navegación Pozo C1-B.	43
Ilustración 24. Equipo CMS 300.....	44
Ilustración 25. Registro del Pozo C1.....	47
Ilustración 26 Porosidad núcleo/registro.....	48
Ilustración 27. CrossPlot Porosidad Core vs Densidad y Densidad/Neutrón.....	49
Ilustración 28 Histograma Porosidad.....	49
Ilustración 29 Histograma Saturación de Agua.....	51
Ilustración 30. Resistivity of NaCl Solutions.....	52
Ilustración 31. Modelo de Saturación Pozo C1.....	53
Ilustración 32. Permeabilidad Pozo C1.....	54
Ilustración 33 Histograma Permeabilidad.....	55
Ilustración 34 Posición de las muestras en el triángulo clasificatorio de Folk. (1974).	56
Ilustración 35. Registro Pozo C1 Fase Preliminar- Análisis Propiedades Petrofísicas.	57

Ilustración 36. Estudio Petrográfico de 25 muestras de Núcleos de Perforación del Pozo Chuchupa C1.....	59
Ilustración 37. Muestra 5400.3'	60
Ilustración 38. Muestra 5528.6'	61
Ilustración 39. Muestra 5635.7'	62
Ilustración 40. Muestra 5706.7'	63
Ilustración 41. Registro Pozo C1-Distribución Unidades de las Arenas de Chuchupa Según Chevron.....	65
Ilustración 42. Registro Pozo C1-Distribución Litofacies de las Arenas de Chuchupa propuestas por la autora.	67
Ilustración 43. Representación trazas fósiles a profundidad.	68
Ilustración 44. Ophiomorphas núcleo Pozo C1.	69
Ilustración 45. Textura núcleo Pozo C1 5414'	70
Ilustración 46. Textura núcleo Pozo C1 5693'	71
Ilustración 47. Ejemplos de cada clase de medios de flujo biogénico a partir de núcleos de perforación.	72
Ilustración 48. Textura heterogénea Criptica.	73
Ilustración 49. Textura Criptica Pozo C1.	74
Ilustración 50 Comportamiento del Flujo del Fluido en Porosidad/Permeabilidad Dual.....	75
Ilustración 51 Ejemplos Posibles Porosidad/Permeabilidad Dual.....	75
Ilustración 52. Características de Medio de Flujo Biogénico fuertemente influenciados por ambientes de depositación.	76
Ilustración 53. Sección transversal de playas abiertas de arena y grava.	77
Ilustración 54. Facies Sequences and Associations.....	78
Ilustración 55. Acercamiento Zona posible “sello” de la Formación.	80
Ilustración 56 Registro D/N junto a resistividad y GR.....	82
Ilustración 57. Petrografía Convencional de Rocas Clásticas. Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos.	83
Ilustración 58. Registro Patrones Texturales.....	84
Ilustración 59. Buen Sorting vs Resistividad.	85
Ilustración 60. Moderado Sorting vs Resistividad.....	85
Ilustración 61. Pobre Sorting vs Resistividad.....	86
Ilustración 62. Bueno-Moderado Sorting vs Resistividad.....	86
Ilustración 63. Pobre - Moderado Sorting vs Resistividad.....	87
Ilustración 64. Características Litológicas vs GR y resistividad de las Arenas de Chuchupa 5718'-5650'	88
Ilustración 65. Características Litológicas vs GR y resistividad de las Arenas de Chuchupa 5650'-5551'	89
Ilustración 66. Características Litológicas vs GR y resistividad de las Arenas de Chuchupa 5551'-5467'	90
Ilustración 67. Características Litológicas vs GR y resistividad de las Arenas de Chuchupa 5467'-5384'	91
Ilustración 68. Registro Pozo C1 incluyendo análisis Sedimentológicos.....	94
Ilustración 69 Flow Zones – Facies Pozo C1.	95

Ilustración 70 Lorenz Plot Pozo C1.....	96
Ilustración 71 Flow Zones – Facies - Tamaño de Grano Pozo C1.....	97
Ilustración 72. Distribución de las FZ Pozo C1.....	98
Ilustración 73. Flow Zones Buenas y Regulares Respectivamente Asociadas a una Facies Correspondiente del Pozo C1.....	99
Ilustración 74. FZ-Tamaños de Grano.....	100
Ilustración 75. FZ-Sorting.....	101
Ilustración 76. FZ-Cementación.....	102
Ilustración 77. FZ-Bioturbación.....	103
Ilustración 78. FZ-Resistividad.....	104
Ilustración 79. Aportes de Caudal con Respecto a las ZF.....	107

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1 Porosidad de núcleo.....	20
Ecuación 2 Porosidad Total.....	20
Ecuación 3 Porosidad a partir del registro Densidad.....	22
Ecuación 4 Porosidad con corrección por efecto de Gas en función de registros Densidad y Neutrón.....	22
Ecuación 5 Ecuación de Darcy.....	23
Ecuación 6 Permeabilidad relativa.....	24
Ecuación 7 Saturación de Agua.....	25
Ecuación 8 Conductividad del Agua.....	25
Ecuación 9 Rock Quality Index.....	27
Ecuación 10 Flow Zone Indicator.....	27
Ecuación 11 Conversión de Valores de Resistividad a Conductividad.....	51
Ecuación 12 Ejemplo RQI.....	92
Ecuación 13 Ejemplo FZI.....	93
Ecuación 14 Estimación de Caudales de Producción.....	105

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Información Disponible Pozo Chuchupa C1.....	43
Tabla 2 Descripción Litofacies.....	64
Tabla 3 Distribución de Facies en el núcleo.....	66
Tabla 4 Ejemplos Contenido Mineralógico Muestras Pozo C1.....	81
Tabla 5 Valores Cálculo Teórico de Productividad.....	105
Tabla 6 % Aporte de Caudal por FZ.....	106

SIGLAS

Φ : Porosidad.
A: Área.
Ab: Arenisca bioturbada.
Abf: Arenisca bioturbada con fragmentos fósiles.
Abi: Arenisca bioturbada con intraclastos.
Abm: Arenisca bioturbada con material orgánico.
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.
API: *American Petroleum Institute* (Instituto Americano del Petróleo).
B: Bueno.
C: Conglomerados.
E: Este.
F: Fino.
FR: Fragmentos.
FZ: *Flow zone*.
FZI: *Flow Zone Indicator*.
G: Grueso.
GR: *Gamma ray* (Registro de Rayos Gamma).
K: Potasio.
LWD: *Logging while drilling*.
M: Medio (Tamaño de grano).
M: Moderado (*Sorting*).
MF: Muy fino.
MG: Muy grueso.
N: Norte.
NW: *Northwets* (Noroeste).
P: Pobre.
Q: Caudal.
Qz: Cuarzo.
R: Regular.
RQI: *Rock quality index* (índice de calidad de la roca).
 R_f : Resistividad de la formación.
 R_w : Resistividad del agua.
S: Sur.
 S_w : Saturación de agua
W: *West* (oeste).

GLOSARIO

Arenisca: Roca sedimentaria formada por cuarzo, cuyos granos pueden estar unidos por un cemento silíceo, arcilloso, calizo o ferruginoso lo que le proporciona mayor o menor dureza.
Caracterización: Determinación de atributos peculiares de algo o alguien que lo distinga de los demás.
Estratigrafía: Estudio de disposición y características de las rocas sedimentarias.
Facies: Caracterización de un sedimento con respecto al tipo de roca, contenido mineral, estructuras sedimentarias y contenido fósil.
Flow capacity: Capacidad de flujo, habilidad de un fluido de fluir en un espesor determinado.
Flow units: Unidad de roca con características específicas de flujo.
Flow zone: Zonas de flujo de la roca.
Permeabilidad: Habilidad de un fluido de fluir.
Petrofísica: Relación de la física y la petrología de la roca.
Petrografía: Descripción y clasificación sistemática de las rocas.
Porosidad: Capacidad de una roca de almacenar fluidos.
Saturación de agua: Fracción de agua de un espacio poral dado.
Sedimentología: Descripción de sistemas depositacionales, parámetros texturales y estructurales de un sedimento.
Sorting: Selección del tamaño de granos de la roca.
Speed zones: Zonas de mayor velocidad de flujo.
Storage capacity: Capacidad de almacenamiento de una roca en un espesor dado.

INTRODUCCIÓN

La presente tesis es un trabajo investigativo realizado en el marco de la práctica profesional en Ecopetrol S.A, durante julio (2017) a enero (2018), teniendo como intención aportar información de tipo sedimentológica y petrofísica en el área de influencia del pozo C1, para mejorar el proceso exploratorio del campo Chuchupa, ubicado en La Guajira, costa caribe colombiana. Los resultados del trabajo son insumos para mejorar el análisis de productividad y optimización de los recursos necesarios en el proceso de producción. La pertinencia de realizar este tipo de trabajos es la necesidad que tiene el Estado Colombiano de fortalecer su industria petrolera y seguir aumentando sus reservas, lo que le posibilita mejorar su competitividad con otros países petroleros, trayendo consigo mayores regalías para la reinversión de recursos financieros en diferentes sectores que la nación requiere para alcanzar su desarrollo económico.

Dentro del análisis se realizó un estudio sedimentológico y petrofísico para poder caracterizar las arenas del mioceno temprano en el área de influencia del pozo Chuchupa C1, de manera que al hacer la integración de la información se puedan determinar las propiedades o cualidades que hacen a las arenas del mioceno temprano en la cuenca de La Guajira para el campo Chuchupa un buen reservorio gasífero.

Este tipo de investigaciones se realizan para conocer el comportamiento petrofísico de la roca y las afectaciones causadas por los procesos sedimentarios en el reservorio, así, poder comprender y entender físicamente dichos procesos, ya que en la zona del Caribe colombiano se encuentran prospectos gasíferos y el tener un conocimiento a pequeña escala de la composición y comportamiento de las formaciones allí presentes contribuye como asociación a las zonas colindantes.

La caracterización definirá las zonas específicas de la formación que pueden contribuir de mejor manera a la extracción del hidrocarburo, así mismo se hará énfasis durante la investigación en las relaciones existentes entre parámetros sedimentológicos y petrofísicos, para observar la forma en la que están ligadas entre sí para llegar a tener un mayor conocimiento del reservorio.

En los métodos usados para realizar la investigación se hicieron análisis de registros y de núcleos existentes del pozo Chuchupa C1.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar la caracterización del yacimiento de las arenas del mioceno temprano del campo Chuchupa de la cuenca de La Guajira por medio de la integración de estudios petrofísicos y sedimentológicos de manera que se mejoren las técnicas de análisis para caracterización petrofísica de las rocas y las afectaciones causadas por los procesos sedimentológicos en el reservorio dando un entendimiento al potencial del yacimiento.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una investigación acerca de la información geológica y de ingeniería de yacimientos presente en el campo Chuchupa.
- Realizar la caracterización sedimentológica del intervalo de interés en el núcleo disponible del pozo Chuchupa C1.
- Examinar los registros de pozo disponibles para la caracterización del yacimiento.
- Correlacionar e integrar la información obtenida del análisis del núcleo y los registros para la caracterización de la roca.
- Identificar las zonas con mejor calidad de roca a través de la integración de datos sedimentológicos y petrofísicos para el pozo Chuchupa C1.

2. PRESENTACIÓN DE LA EMPRESA



Ecopetrol S.A es la empresa más grande de Colombia y es una compañía integrada del sector de petróleo y gas, que participa en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos: exploración, producción, refinación y comercialización; vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Con 66 años de historia, sus campos de extracción se encuentran ubicados en el centro, sur, oriente y norte de Colombia; cuenta con dos refinerías (Barrancabermeja y Cartagena) y tres puertos para exportación e importación de combustibles y crudos en ambas costas (Coveñas y Cartagena, en el Mar Caribe, y Tumaco, en el Océano Pacífico). También es dueña de la mayor parte de los oleoductos y poliductos del país que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.

Tienen participación en el negocio de los biocombustibles y tiene presencia en Brasil, Perú y el Golfo de México (Estados Unidos).

Para Ecopetrol S.A. las relaciones con sus trabajadores, sus contratistas, sus clientes y demás grupos de interés, parten de la base de que las actuaciones mutuas deben distinguirse por la confianza y la transparencia. Estas premisas fundamentales de conducta se establecen y consolidan conceptualmente en la política empresarial, en el Código de Buen Gobierno y en el presente Código, los cuales son las cartas de navegación.

La responsabilidad, la integridad y el respeto, son los valores corporativos.

Con el fin de dar cumplimiento al compromiso y objetivos adquiridos por la empresa con la Sociedad y la Comunidad, Ecopetrol desarrolla proyectos de inversión social que permitan manejar de manera integrada y sinérgica tanto los impactos sociales que generan sus actividades en los territorios y los riesgos que el entorno social e institucional representan para la viabilidad operativa, como la participación de la empresa en el desarrollo de los territorios y el cumplimiento de los principios de Pacto Global de Derechos Humanos. De esta forma se desarrollan proyectos de inversión social en tres líneas: educación y cultura, ciudadanía y democracia y competitividad regional.

El desarrollo del presente proyecto se realizará bajo la supervisión y apoyo de la Vicepresidencia de Exploración la cual es la encargada de incorporar, de la mano de sus socios, los recursos contingentes de Ecopetrol para que la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción los evalúe, los convierta a reservas probadas, delimite los yacimientos y los explote.

El objeto social de Ecopetrol S.A es “El desarrollo, en Colombia o en el exterior, de actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos.”¹

¹ Ecopetrol S.A (2017)

3. PLATEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente, Colombia con los últimos descubrimientos en materia de hidrocarburos se ha hecho más atractiva para el mercado mundial, debido a que las actividades *offshore* son una nueva oportunidad para la exploración y explotación de gas y petróleo. Por tal motivo existe la necesidad de fijar nuestra mirada en la costa Caribe colombiana donde el potencial del “tren geológico gasífero” que se localiza en la zona, determina las oportunidades de crecimiento que puedan cubrir las exigencias nacionales y también de comercio internacional, lo que contribuye a generar seguridad en el abastecimiento y recursos precisos para financiar el desarrollo del país.

Por tal motivo es de vital importancia la elaboración de estudios geológicos, petrofísicos, sedimentológicos y de ingeniería para un mayor conocimiento del potencial de hidrocarburos de la costa caribe colombiana. La propuesta de caracterización del yacimiento con la integración petrofísica y sedimentológica detallada servirá como base para el reconocimiento de las propiedades de la roca que se encuentren en el área, su potencial almacenador y productor.

Este estudio está definido por los análisis de registros de pozo, núcleos e información operacional y geológica para la caracterización de las arenas del mioceno temprano presentes en el Campo Chuchupa.

Las áreas de estudio de la petrofísica y la sedimentología a pesar de ser áreas afines (dado que son parte de las geociencias), se han trabajado de forma distante, en la actualidad con la búsqueda de generar conocimiento especializado del subsuelo se ha visto la necesidad de comprender todas aquellas ciencias o especialidades que tengan en relación el estudio de la tierra, con la investigación planteada se pretende dar a conocer información puntual de la costa caribe colombiana en cuanto a las características que hacen un buen reservorio a las arenas de Chuchupa en el área de influencia del pozo C1, ya que el conocimiento diferenciado de las características petrofísicas y sedimentológicas del yacimiento pueden hacer que las cualidades que tiene no afloren o se subestimen, es por esto que al realizar una integración de estas áreas con la finalidad de caracterizar el reservorio permitirá demostrar la relación directa que tienen ambas especialidades, de manera que se obtenga una recomendación acerca de cuál es la mejor zona de la formación para hacer la navegación de pozos correspondiente y realizar el proceso extracción de hidrocarburos.

4. LOCALIZACIÓN

El campo Chuchupa se encuentra en el departamento de La Guajira, en el extremo norte de Colombia, en la cuenca de la Baja Guajira que hace parte del asentamiento geológico correspondientes a la Cuenca del Caribe, donde interactúan las placas Caribe y Suramérica.

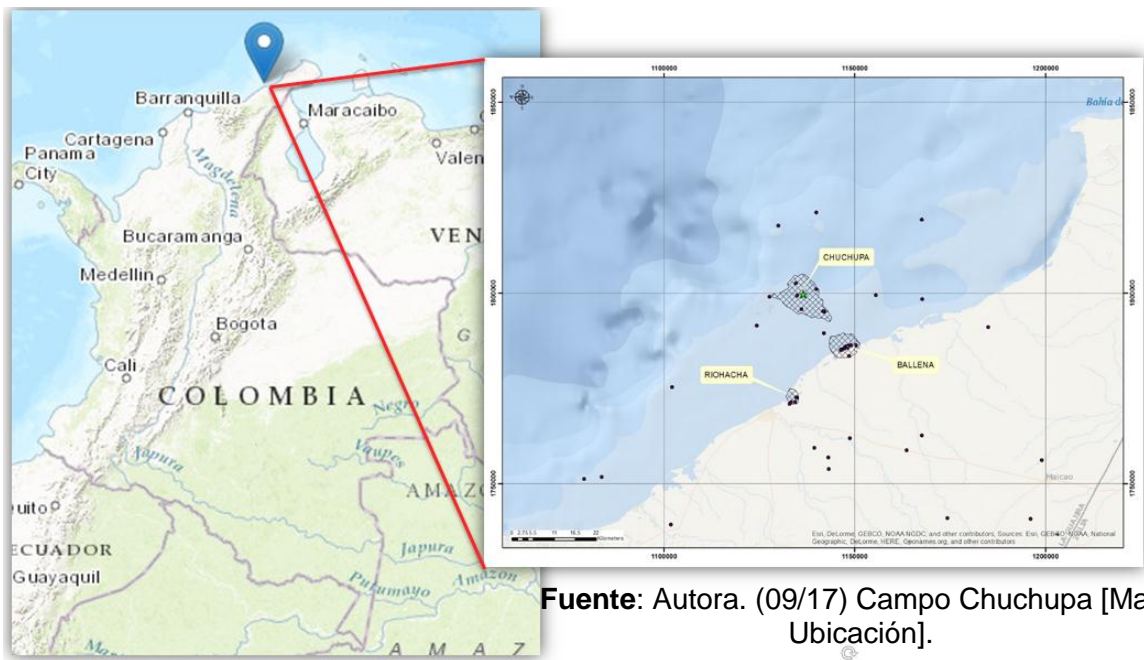
El origen de la cuenca se da por el movimiento de las fallas de rumbo de Cuiza y Oca, que a la vez representan sus límites norte y sur respectivamente (Gómez, 2001). La falla de Oca es una falla regional de tipo dextral con rumbo este – oeste, que marca el límite sur de la cuenca de la Baja Guajira y la falla de Cuiza es una falla de rumbo dextral que se extiende

150 km desde costa afuera al oeste de la península de La Guajira, hasta el oeste del Golfo de Venezuela (Cediel et al. 2012).

El campo Chuchupa tiene dos plataformas, las cuales se encuentran a lo largo de la estructura de anticlinal (correspondiente a la trampa del campo). La plataforma B está localizada a 6.85 Km al NW de la plataforma A y a 16.7 Km de la línea de costa desde el Campo Ballena. La profundidad promedio del agua en el sitio de la plataforma B es 30 m, el pozo C1 se encuentra ubicado en la plataforma B.

En el campo se encuentran 7 pozos Horizontales, 7 inclinados y un pozo vertical, siendo el último el que se trabajará para este proyecto.

Ilustración 1. Mapa Ubicación Campo Chuchupa.



Fuente: Autora. (09/17) Campo Chuchupa [Mapa Ubicación].

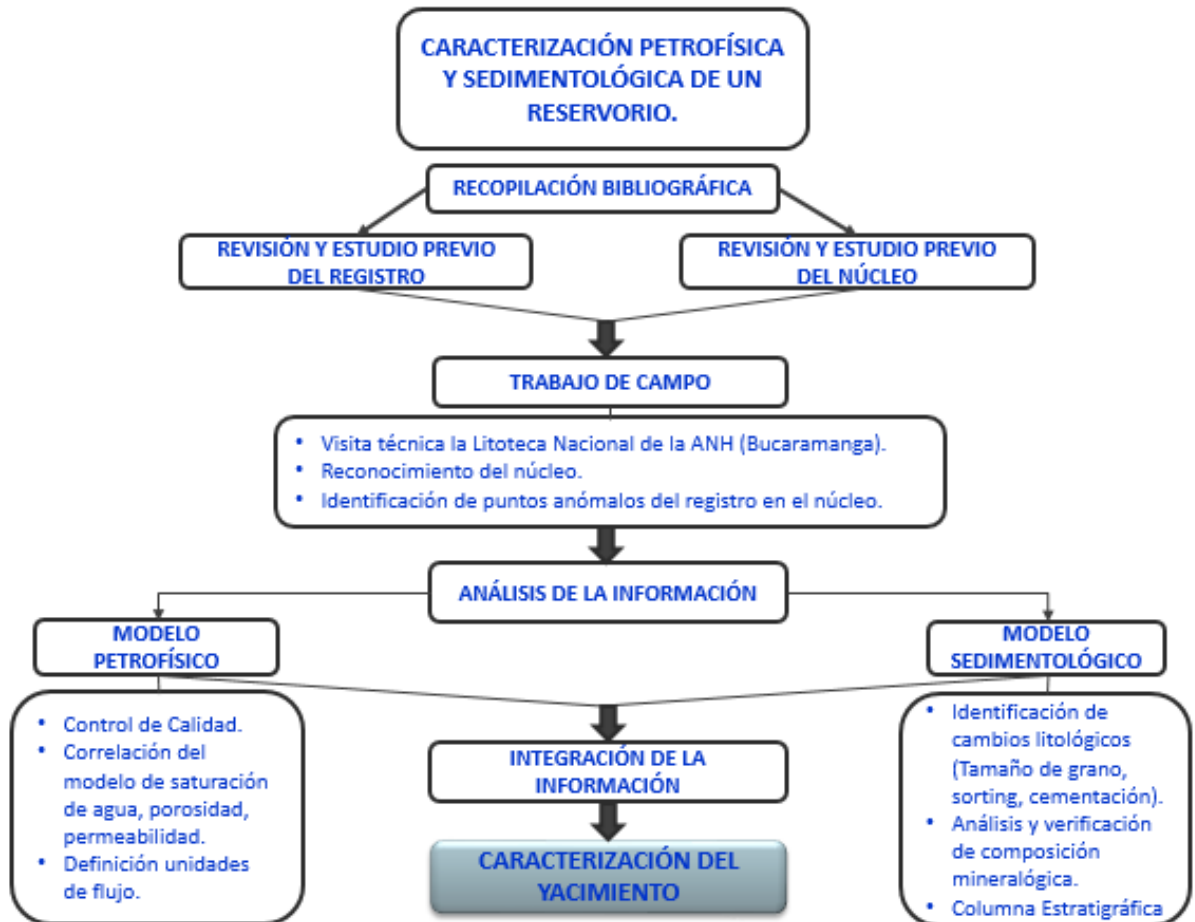
Fuente: Bnamericas (S.F). Campo Chuchupa [Mapa Ubicación] Recuperado de <https://www.bnamericas.com/project-profile/es/campo-chuchupa-campo-chuchupa>.

5. ESQUEMA DE TRABAJO

Para la caracterización petrofísica y sedimentológica del yacimiento de interés la autora propone con respecto al desarrollo de su investigación que inicialmente se haga una recopilación bibliográfica de toda la información disponible, de manera que se visualice un contexto regional de la zona a trabajar, posteriormente la revisión y estudio del registro eléctrico y del núcleo para analizar la integración roca- registro. El reconocimiento del núcleo, se realizó en la Litoteca Nacional de la ANH. Para el análisis de la información se toman por separado los parámetros petrofísicos y sedimentológicos ya que en el último paso con la integración se correlacionarán para visualizar las formas en que estos van ligados y se logre un complemento que permita caracterizar el yacimiento.

A continuación se presentará el diagrama de flujo del orden de los pasos a seguir para llegar a la caracterización de un yacimiento propuesto por la autora.

Ilustración 2. Diagrama de flujo, metodología de trabajo, *Workflow*.



FUENTE: Autora. (10/17) *Workflow* [Diagrama de Trabajo].

6. MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

6.1 CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

La caracterización de un yacimiento es un proceso multidisciplinario con base geocientífica en el que se aplica información geológica y de ingeniería, en donde se busca hacer una descripción detallada de las propiedades y características de la roca que controlan la capacidad de almacenamiento y producción de los yacimientos petrolíferos.

6.1.1 MODELO ESTÁTICO:

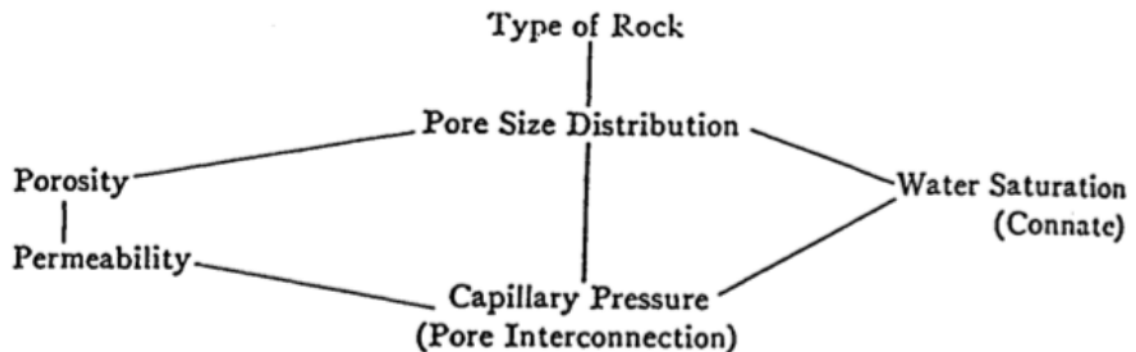
Es una descripción detallada de la roca, de los fluidos y del sistema roca-fluido contenidos en el yacimiento, representadas por la permeabilidad, porosidad, espesor y límites de formación, ambientes de sedimentación, litología; en este intervienen disciplinas como: petrofísica, geología, estratigráfica, sísmica e ingeniería de yacimientos, donde se utilizan datos de registros de pozo e información obtenida en el laboratorio por pruebas en muestras de roca y de fluidos del yacimiento. Tiene como objetivo determinar cualitativa y cuantitativamente las características y propiedades geológico-petrofísicas del sistema roca-fluido.

6.2 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

Petrofísica es el estudio de las propiedades de la roca y sus interacciones con fluidos (gases, hidrocarburo líquidos y soluciones acuosas), (Donalason and Tiab, 2004). En esta especialidad hay dos formas de realizar las mediciones, con ensayos in situ (registros) y ensayos de laboratorio por medio de análisis de corazones. Es importante integrar ambas fuentes de información para calibración de resultados.

Según Ariewijaya (2017), en 1942 *Gustave Archie* escribió en el artículo “*The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics*” formas de medición cuantitativa de los registro de pozo basado en propiedades de la roca como porosidad y saturación. En 1950 en su trabajo “*Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks*” habla de la necesidad de un término que expresara la física de la roca, que relacione la petrología como la geofísica está relacionada con la geología. El término que sugirió para esto fue “Petrofísica”, en donde parámetros como la distribución del tamaño de poros, la saturación de agua, la relación porosidad-permeabilidad y la interconexión poral son algunos de los fundamentos para comprender de qué trata la petrofísica.

Ilustración 3. *Rock-Type of Archie*



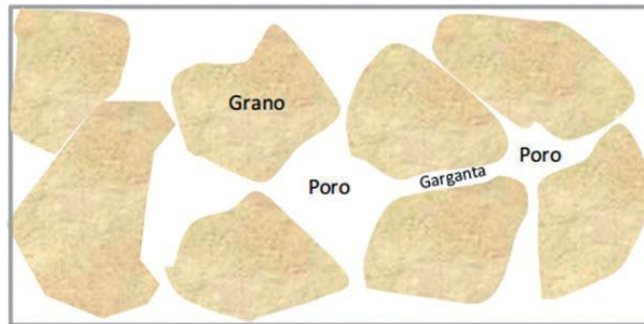
Fuente: Ariewijaya, A. 2017. *Archie's Equation – The Equation He Never Wrote. Petrophysics 101. The SPWLA Indonesia's Series.*

6.2.1 PARÁMETROS BÁSICOS

6.2.1.1 POROSIDAD (ϕ)

Se define como la capacidad de una roca para almacenar fluidos (agua, petróleo o gas), según Bidner (2001), la porosidad es la fracción de vacíos existentes en la unidad de volumen de roca. Puede ser medida de forma directa o indirecta con muestras de *core* (*plugs* en laboratorio) o registros de pozo respectivamente.

Ilustración 4. Esquema del medio poroso.



Fuente: Guerrero, Padrón, Lizcano y Buendia. (2014). Esquema del medio poroso [Gráfico]. Optimización de la Metodología para el Cálculo de Porosidad a través de Saturación de Fluidos.

El cálculo teórico que se realiza con base en la información obtenida en el laboratorio usa la siguiente formula:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

Ecuación 1 Porosidad de núcleo.

Dónde:

Φ = Porosidad

V_p = Volumen Poroso

V_t = Volumen Total

Mientras que el cálculo teórico de porosidad total realizado con base en los análisis de registros se hace teniendo en cuenta los fluidos que puede contener la roca, de esta manera la ecuación queda así:

$$\Phi_t = V_{fl} + V_{ag}$$

Ecuación 2 Porosidad Total.

Dónde:

Φ_t = Porosidad Total

V_{fl} = Volumen Fluidos libres

V_{ag} = Volumen Agua Irreducible

Siendo los fluidos:

- Fluidos Libres: Aquellos que saldrán instantáneamente de la roca una vez se ponga en producción, **no** están adheridos a las paredes del poro.
- Agua Irreducible: Agua que quedó adherida entre los granos una vez terminado su proceso de migración.

TIPOS DE POROSIDAD

Porosidad Primaria: Se origina en el momento de depositación de la roca, al pasar por procesos diagenéticos como cementación y compactación. En arenas, generalmente la porosidad que se encuentra es de este tipo.

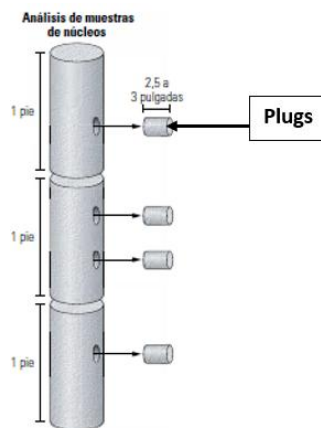
Porosidad Secundaria: Se da posterior a la depositación, debido a procesos que cambian o alteran la roca como disolución, fracturas (causados por movimientos de la corteza terrestre), cementación o recristalización. Es común ver que las porosidades que adquieren rocas carbonáticas son de este tipo.

Porosidad Total: Es aquella que tiene en cuenta el volumen poroso de la roca e involucra el almacenamiento de fluidos móviles e irreducibles.

OBTENCIÓN

El análisis de núcleos es la forma directa de cuantificar la porosidad por medio de experimentos que utilizan *plugs* en el laboratorio.

Ilustración 5. Núcleos divididos, muestras de *plugs*.



Fuente: Andersen et al. (2013). Núcleos divididos [Esquema]. Los núcleos en la evaluación cde formaciones.

Uno de los métodos de laboratorio más usados es el de la porosidad de *Boyle*, en donde el volumen poral se obtiene a partir de la diferencia existente entre el volumen aparente y el volumen de granos medido por el desplazamiento de gas (aire, nitrógeno o helio) a través del *plug*. Hay que considerar el tratamiento adecuado que se le debe dar a las muestras de roca para poder hacer esta medición ya que los *plugs* deben cortarse, limpiarse y secarse por lo que sufren una alteración de su estado inicial a profundidad y la información que se obtiene de ellos aunque es de gran ayuda debe tomarse con precaución.

Con respecto al cálculo de porosidad a partir de registros, normalmente se obtiene con los registros densidad y neutrón, para las cuales se usan las siguientes ecuaciones:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

Ecuación 3 Porosidad a partir del registro Densidad

Dónde:

ϕ_D = Porosidad Densidad
 ρ_{ma} = Densidad de la matriz
 ρ_b = Densidad del registro
 ρ_{fl} = Densidad del fluido

Corrección de porosidad por efecto de GAS

$$\phi_{ND} = \sqrt{\frac{\phi_{Ne}^2 + \phi_{De}^2}{2}}$$

Ecuación 4 Porosidad con corrección por efecto de Gas en función de registros Densidad y Neutrón

Dónde:

ϕ_{ND} = Porosidad Densidad-Neutrón
 ϕ_{Ne} = Porosidad Neutrón
 ϕ_{De} = Porosidad Densidad.

La porosidad Neutrón se toma directamente del registro.

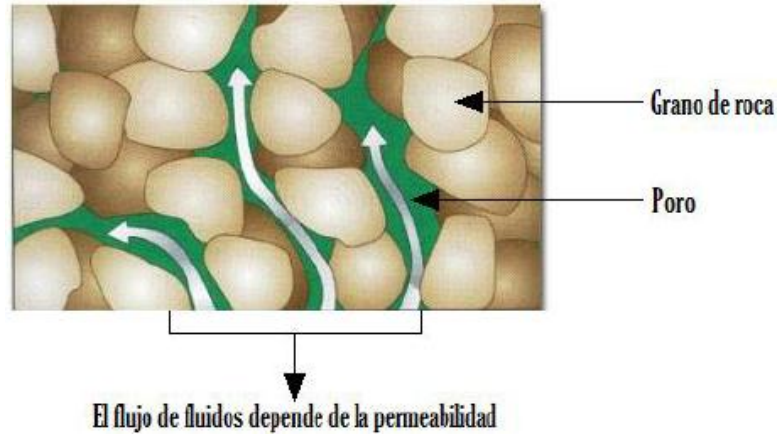
FACTORES QUE LO AFECTAN

- Nivel de compactación.
- Grado de Cementación.

6.2.1.2 PERMEABILIDAD

Característica intrínseca de la roca, habilidad para dejar pasar fluidos a través de todo su espectro poroso conectado, determina el movimiento de los fluidos dentro de la roca y es función directa del radio de la garganta del poro.

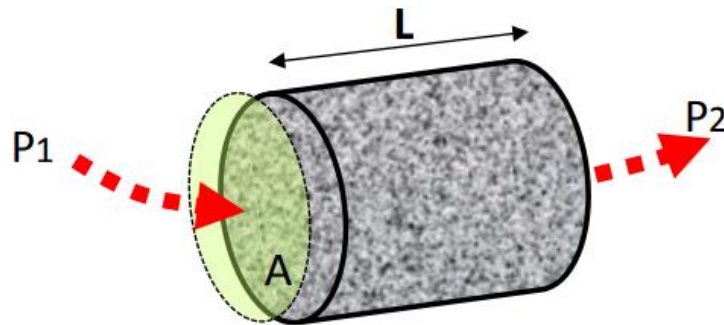
Ilustración 6. Permeabilidad.



Fuente: Meza, K (2013). Ilustración de la permeabilidad de una roca. [Gráfico] Parámetros Petrofísicos Compuestos en la Caracterización de Yacimientos.

Henry Darcy en 1856 midió el gasto de agua Q y la caída de presión ΔP , que pasa a través de una columna de arena de área transversal A .

Ilustración 7. Esquema Ley de Darcy.



Fuente: Rojas, C. (S.F) Esquema Ley de Darcy. [Gráfico] Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira.

Se establece que el caudal que atraviesa un medio poroso es proporcional al gradiente hidráulico y al área de flujo.

$$Q = \frac{K \times \Delta P \times A}{\mu \times L}$$

Ecuación 5 Ecuación de Darcy.

Dónde:

Q = Volumen de Líquido, Caudal.

K = Coeficiente de proporcionalidad de Darcy, Permeabilidad.

ΔP = Diferencia de Presión (Atm).

$A = \text{Área (m)}.$
 $\mu = \text{Viscosidad (Centipois)}.$
 $L = \text{Longitud}.$

TIPOS DE PERMEABILIDAD

- **Permeabilidad Absoluta (K_{abs}):** Paso de un solo tipo de fluido a través de la muestra.
- **Permeabilidad Efectiva (K_{efec}):** Considera los diferentes grados de saturación de los diferentes fluidos en la roca, es decir cuando hay presencia de más de un fluido en el medio poroso.
- **Permeabilidad Relativa (K_r):** Relaciona la permeabilidad absoluta y la permeabilidad efectiva. Según Escobar, F (S.F), da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso

$$K_r = \frac{K_{efec}}{K_{abs}}$$

Ecuación 6 Permeabilidad relativa.

FACTORES QUE LO AFECTAN

- Garganta del poro.
- Tamaño de grano.
- Geometría de los poros.
- Distribución de tamaño de grano.
- Empaquetamiento de los granos.
- Contenido de Arcilla.

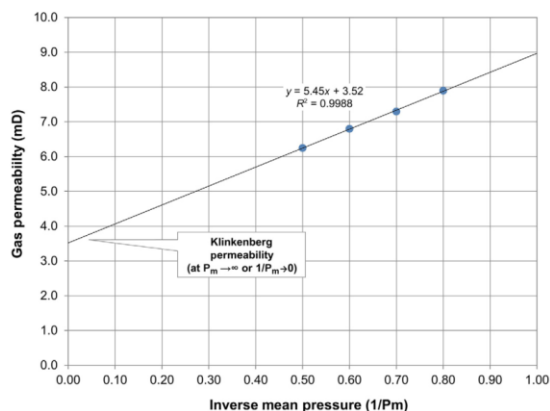
OBTENCIÓN

Para obtener un valor de este parámetro se hace una estimación cuantitativa (en laboratorio por medio de *plugs*) y cualitativa (por medio de registros). En muestras de yacimientos, al ser analizadas en laboratorio se presentan variaciones al tomar valores de presión de confinamiento menores que los del reservorio, haciendo necesaria una revisión de los valores obtenidos. *Klinkenberg* demostró que la permeabilidad al aire siempre será mayor que la permeabilidad al líquido. Según *Arie* (2017) una explicación simple es que el gas es un fluido compresible, a diferencia del agua que es incompresible; las propiedades del gas dependen de la presión que actúa sobre él. *Klinkenberg* vio discrepancias entre la permeabilidad en líquido y la permeabilidad al aire, porque en las condiciones ambiente versus las condiciones del reservorio, la presión no afectará el líquido mientras que por otra parte, el gas o el aire en condiciones de ambiente versus condiciones de reservorio son muy diferentes. *Klinkenberg* propuso un enfoque para resolver esto, planteando múltiples mediciones de permeabilidad en diferentes presiones.

El trazado de presión inversa versus la permeabilidad muestra la tendencia que al extrapolar la presión medida es igual a cero (lo que significa que la presión es igual a infinito, siendo esta una condición en el que el gas se encuentra a presiones altas)²

² *Arie, A.* (2017). Permeability - The Basic. The SPWLA Indonesia's Series, Petrophysic-101.V-005

Ilustración 8. Klinkenberg Plot.



FUENTE: *McPhie*, et al., 2015

6.2.1.3 SATURACIÓN DE AGUA

Se define como fracción de agua de un espacio poral dado, se denota como S_w , *Rojas*, C (2011), lo describe como la saturación de un medio poroso con respecto a un fluido (agua) se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

Ecuación 7 Saturación de Agua.

Dónde:

S_w = Saturación de Agua.

V_w = Volumen de agua en el volumen poroso.

V_p = Volumen poroso en el volumen total.

El modelo tradicional para calcular la saturación de agua proviene del método o modelo de *Archie*. Este modelo relaciona la resistividad del agua de formación (R_w), la porosidad (ϕ), la resistividad del agua (R_w) La resistividad de la formación (R_t) y tres factores ajustables m , n y a que se obtienen empíricamente por medio de análisis especiales (SCAL: *Special Core Analysis*) realizados a los núcleos.

La aplicación de dicho modelo se da en formaciones de rocas con bajos contenidos de arcilla, porosidad intergranular y bajos contenidos de minerales metálicos.

$$C_t = C_w \times \phi^m \times S_w^n$$

Ecuación 8 Conductividad del Agua

Dónde:

S_w = Saturación de Agua
 C_t = Conductividad de la Formación
 C_w = Conductividad del Agua.
 ϕ = Porosidad.
 n = Pendiente de la relación obtenida entre el Factor de Formación vs ϕ .
 m = Pendiente de la relación obtenida entre Índice de resistividad vs S_w .

Si bien el uso de la ecuación de Archie es ampliamente aceptada por la industria del petróleo, su uso ha sido erróneamente extendido hacia diferentes tipos de yacimientos incluyendo carbonatos y yacimiento no convencionales³. Su derivación empírica no explica físicamente el comportamiento del sistema roca-fluido, es decir, este modelo no se basa sobre principios fundamentales y es más una relación empírica derivada de un análisis gráfico utilizando información de yacimientos de arenas limpias.⁴ Sin embargo, dadas las características del yacimiento del campo Chuchupa en el pozo C1, se considera que la aplicación de este modelo es satisfactorio para el cálculo de este parámetro.

6.2.2 PARÁMETROS COMPUESTOS

6.2.2.1 UNIDAD DE FLUJO

Segmento del yacimiento que tiene características petrofísicas y geológicas que determinan condiciones de flujo específicas de los fluidos en dichas secciones. Pueden dar una idea de las posibles mejores zonas de producción del reservorio.

Una base para identificar las diferentes zonas de flujo son las unidades estratigráficas, que al ser integradas con la información petrofísica permite hacer una división más detallada.

6.2.2.2 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Resultado del producto de la porosidad y un espesor dado de la formación ($\phi * h$). Define cuantitativamente el potencial de fluidos recuperables que puede contener el yacimiento. Está directamente relacionado con la porosidad, definida como el porcentaje de volumen poroso de roca que puede contener algún fluido, Gómez, Z (2016).

6.2.2.3 CAPACIDAD DE FLUJO

Resultado del producto de la permeabilidad y un espesor dado de la formación ($k * h$). Define la capacidad que tiene un medio poroso de permitir que un fluido pase a través de sus poros interconectados.

6.2.2.4 INDICE DE CALIDAD DE LA ROCA/ROCK QUALITY INDEX (RQI)

Parámetro petrofísico relacionado con las unidades de flujo de la roca, de estas se obtienen características propias del reservorio, zonas de permeabilidades altas dan buenos

³ Conversaciones con Fredy García, director SPWLA Latinoamérica. (F, García. 12/17)

⁴ D.C Herrinck and W.D Kennedy. "Electrical Efficiency: A Pore Geometric Model for Electrical Properties of Rock.

indicativos de calidad de roca teniendo en cuenta que la capacidad de almacenamiento dado por la porosidad juega un papel importante, este es inversamente proporcional al valor de *RQI* lo que indica que a mayor valor de porosidad menor será el índice de calidad de la roca. Según *Meza Constantino (2013)*, indica con qué facilidad y en qué cantidad un fluido puede ser recuperado de una unidad. Cuando se tienen rocas relativamente homogéneas, con buenas capacidades de almacenamiento y de flujo, normalmente se puede garantizar que la calidad de ellas es excelente. Se debe resaltar que el concepto dado por *Meza* se define para rocas “relativamente homogéneas”.

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{K}{\phi}}$$

Ecuación 9 Rock Quality Index.

Dónde:

RQI = Rock Quality Index.

ϕ = Porosidad.

0.0314 = Constante considerando la permeabilidad en milidarcys.

6.2.2.5 INDICADOR DE ZONA DE FLUJO/FLOW ZONE INDICATOR (*FZI*)

Según lo mencionado por *Meza Constantino (2013)*, se puede decir que con este indicador se puede visualizar el grado impacto que tienen parámetros texturales y mineralógicos como la geometría del poro de la roca en la capacidad de flujo de la misma. Siendo directamente proporcional a los valores del *RQI* es un indicador claro para definir zonas de interés para explotación de hidrocarburos al existir saturaciones importantes en ellas. Según *O. Amaefule* es un parámetro único que incorpora los atributos petrológicos como la textura y la mineralogía discriminando las distintas facies, de manera que el resultado determina las unidades de flujo hidráulico en el reservorio.

$$FZI = \frac{RQI}{\phi}$$

Ecuación 10 Flow Zone Indicator

Dónde:

FZI = Flow Zone Indicator.

RQI = Rock Quality Index.

ϕ = Porosidad.

Los diferentes valores de *FZI* indican variaciones en la calidad y tipos de roca.

6.2.2.5.1 LORENZ PLOT

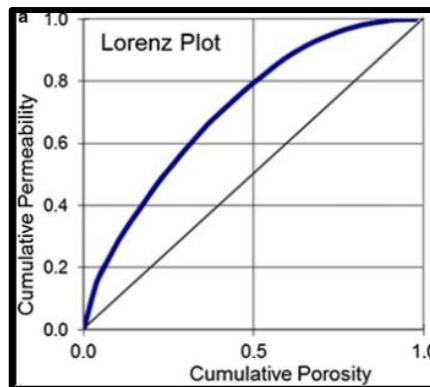
Este gráfico representa la igualdad o desigualdad entre capacidad de flujo y de almacenamiento de un reservorio en específico, dado que los dos parámetros ya

mencionados corresponden a la permeabilidad y porosidad del yacimiento respectivamente, identificamos la permeabilidad como la característica predominante para determinar las mejores zonas de flujo, al plasmar la información se tienen en cuenta los rasgos estratigráficos de la zona analizada. Según *Gunter et al. (1997)*, en el trabajo de “*Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method*” lo describe como el gráfico de la capacidad de flujo versus la capacidad de almacenamiento en el cual se preserva la información estratigráfica y diferencia las variaciones del mismo que son:

- **Lorenz Plot Modificado:** Se calcula con base en las unidades de flujo y mantiene la posición estratigráfica.
- **Lorenz Plot Modificación Estratigráfica:** Gráfico del porcentaje de capacidad de flujo versus el porcentaje de la capacidad de almacenamiento ordenado en una secuencia estratigráfica, si la información es continua, debe ser construida usando cada muestra disponible.

Los puntos de inflexión indican cambios en el flujo o en la capacidad de almacenamiento, permitiendo la evaluación del flujo del reservorio. Las pendientes más empinadas indican una tasa más rápida de flujo; tendencias horizontales indican bajo a nulo flujo. *S. K. Mahjour et al. (2015)*.

Ilustración 9. Lorenz Plot.



FUENTE: Corbett, R. (2016). *Integration of Cretaceous Morro do Chaves rock properties (NE Brazil) with the Holocene Hamelin Coquina architecture (Shark Bay, Western Australia) to model effective permeability.* [Gráfico].

La línea de tendencia de 45° de la capacidad de almacenamiento indica que esta se distribuye uniformemente por todo el depósito, Cuando las dos líneas se superponen o se trazan cerca la una de la otra, todos los poros están contribuyendo igual al flujo; la porosidad inter-partícula podría producir esta tendencia. Cuando la separación ocurre, diferentes poros contribuyen más al flujo que otras. *S. K. Mahjour et al. (2015)*.

Al hablar de porosidad y de permeabilidad acumulada se refiere a una sumatoria de los valores de manera que sumen 1 (estando en porcentaje).

6.3 REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZO

Los registros eléctricos representan una de las formas de mediciones para la determinación de características de la formación y la definición de las zonas productoras de la misma.

“Los yacimientos de petróleo y gas yacen en las profundidades de la tierra. Los geólogos e ingenieros no pueden examinar las formaciones rocosas “*in situ*”, de modo que unas herramientas denominadas sondas lo hacen por ellos. Los especialistas bajan estas herramientas en un pozo y obtienen mediciones de las propiedades del subsuelo. Los datos se muestran como una serie de mediciones que cubren un rango de profundidades en una representación que se conoce como registro de pozo. A menudo, varias herramientas se corren simultáneamente como una sarta de adquisición de registros y la combinación de los resultados resulta más informativa que cada una de las mediciones por separado.

El primer registro de pozo se obtuvo en el año de 1927 en el campo *Pechelbronn* de Alsacia, en Francia. La herramienta, inventada por *Conrad y Marcel Schlumberger*, medía la resistencia eléctrica de la Tierra. Los ingenieros registraban un punto de medición cada un metro cuando extraían del pozo la sonda que se encontraba suspendida desde un cable. El registro de datos de los cambios producidos en la resistividad permitía identificar la localización del petróleo.”⁵

- “En 1929 se introduce el registro de resistividad eléctrica usándose para correlacionar e identificar posibles estratos que contuvieran hidrocarburos.
- En 1931 la medición de potencial espontáneo es incluido junto con la curva del registro de resistividad eléctrica.
- Las herramientas de gamma ray y neutrón representan el primer uso de propiedades radioactivas en los registros de pozo, la combinación de estos registros mejora la interpretación litológica y las correlaciones estratigráficas con el pozo.
- En 1949 se empezó a tener el registro neutrón como un indicador de porosidad, aunque los primeros registros estaban muy influenciados por el ambiente del pozo.
- En 1951 la herramienta de *latelorog* se introdujo como el primer dispositivo de resistividad enfocada de investigación profunda, estos fueron adaptados para registrar capas delgadas perforadas con lodos de baja resistividad.
- En 1956 se combinó el SP (potencial espontáneo) con bobinas de inducción y surgió el registro de inducción eléctrica.
- En 1957 el probador de formaciones es introducido para recuperar una muestra de los fluidos de la formación y la presión de poros que se mide durante el proceso de muestreo.
- En 1976 los datos de registro se podían transmitir desde el campo por teléfono o vía satélite a la cabina CSU.”⁶

“El proceso de adquisición de registros provee parámetros básicos de la formación, la mayoría de las herramientas diseñadas para la evaluación de formaciones se basan en

⁵ Andersen, M. (2011). El descubrimiento de los secretos de la Tierra. Definición del concepto de Adquisición de Registros. *Oilfield Review*, Primavera de 2011: 23, no. 1.

⁶ *Schlumberger. (1989). Log Interpretation Principles/Applications. Seventh printing. Sugar Land, Texas.*

mediciones eléctricas, nucleares o acústicas. Algunas herramientas proporcionan una medición directa de una propiedad del yacimiento y otras proveen información parcial que se combina con otras mediciones para determinar la propiedad. Por otra parte, las herramientas a menudo son sensibles a una propiedad, si bien no proveen una medición de esa propiedad.”⁷ (Ver **ilustración 10**)

6.3.1 RAYOS GAMMA

Como lo describe *Bendeck Olivella* (1992), el perfil de Rayos Gamma mide la actividad natural de Rayos Gamma en las formaciones. Fue introducido al mercado en 1939 por la compañía *Well Surveys Inc.* Es importante en la detección y evaluación de minerales radioactivos como Potasio (*k*), Torio (*Th*) y Uranio (*U*).

En formaciones sedimentarias el perfil de Rayos Gamma generalmente refleja el contenido de minerales arcillosos de las formaciones. Esto es, porque los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las rocas. Las formaciones limpias (dícese de formaciones con bajos o “nulos” contenidos de minerales arcillosos) tienen normalmente un nivel bajo de radioactividad, a menos que estén contaminadas de cenizas volcánicas, rodados de graníticos radiactivos o que las aguas de formación contengan sales de Potasio disueltas.

Ilustración 10 Herramientas de Adquisición de Registros Eléctricos.

Mediciones	Resistividad	Porosidad	Litología	Mineralogía	Saturación	Geometría de los poros	Permeabilidad	Propiedades de los fluidos	Propiedades geomecánicas	Estructura geológica	Estratificación geológica
Resistividad eléctrica											
Lateroperfil	■		■		■		■			■	
Inducción	■		■		■		■			■	■
Microlateroperfil	■		■		■		■			■	
Potencial espontáneo							■			■	
Propagación electromagnética	■	■	■		■	■	■	■		■	■
Nuclear											
Rayos gamma-densidad		■	■	■				■	■	■	
Porosidad-neutrón		■	■	■				■	■	■	
Radioactividad natural			■	■						■	
Espectrometría de rayos gamma inducidos		■	■	■			■		■	■	
Resonancia magnética nuclear		■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Acústica			■	■	■	■	■	■	■	■	
Medidor de buzamiento (echado) y generación de imágenes	■	■	■	■		■		■		■	■
Pruebas y muestreo de formaciones											
Muestreo de rocas	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Muestreo de fluidos					■			■		■	■
Pruebas de presión de fluidos					■		■			■	■
Sísmica		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

La medición proporciona información directa sobre la propiedad del yacimiento.
 La medición es afectada por la propiedad del yacimiento o es sensible a ésta.
 La medición contribuye a comprender la propiedad del yacimiento.

Fuente: *Andersen, M.* (2011). El descubrimiento de los secretos de la Tierra. Definición del concepto de Adquisición de Registros. *Oilfield Review*, Primavera de 2011: 23, no. 1.

El uso del *Gamma Ray* (GR) es principalmente como indicador litológico de la roca analizada en evaluación de formaciones.

Los *Rayos Gamma* se originan por la desintegración de 3 isótopos radioactivos: potasio 40, uranio 238 y torio 232. Estos tres isótopos en su degradación hacia isótopos estables son los que originan la radioactividad natural de las formaciones, el análisis de las cantidades del contenido de *Th* y *k* en minerales arcillosos ayudan a identificar tipos de arcillas (illita,

⁷ *Andersen, M.* (2011). El descubrimiento de los secretos de la Tierra. Definición del concepto de Adquisición de Registros. *Oilfield Review*, Primavera de 2011: 23, no. 1.

montmorillonita o caolinita) y las cantidades de U puede indicar niveles con contenidos de materia orgánica (posible reconocimiento de rocas generadoras).

La herramienta tiene un detector de centelleo con un cristal de yoduro de sodio activado por talio que se encuentra contenido en una caja sellada a presión, la cual durante la toma del registro se mantiene pegada a la pared del pozo por medio de un resorte inclinado.

Aquellos rayos gamma que son emitidos por la formación casi nunca logran alcanzar el detector directamente, sino que se encuentran dispersos y van perdiendo energía. *Orrala, J y Tómalá, J (2015)*. (Ver **ilustración 11**)

6.3.2 DENSIDAD

Estos registros radioactivos muestran un indicio de la litología de la formación y se relacionan con la porosidad, una fuente (*Cesium-137*), emite *Rayos Gamma* y hace que interactúen con los electrones de la formación.

Ilustración 11 Principales herramientas de espectrometría de rayos gamma utilizadas por las distintas compañías de servicio a la industria petrolera.

Principales herramientas de espectrometría de rayos gamma												
Compañía	Herramienta	Detector	Num. de Ventanas	Num. de Carales	Rango del Espectro (MeV)	Rango (API)	Muestreo /ft	Velocidad de Logeo	Resolución Vertical (90%) en pulgadas	Profundidad de Investigación 50-90%	Precisión en % & API	Exactitud en % & API
Schlumberger	NGS	NaI(Tl)	5		0.06-3	0-2000		1800	8-12		9.5	K:0.5 Th:3.2, U:2.3
	HNGS	2(BGO)		256	0.06-3	0-2000		1800	8-12		9.5	K:0.4, Th:2, U:2
Halliburton	CSNG	NaI(Tl)		768	0.06-3	0-1500	4 o 10	600	18-36	4	11	3 5 5 5
	KUTH	BGO										
Baker-Atlas	S.	NaI(Tl)	3	256				600				

FUENTE: *Orrala, J y Tómalá, J. (2015)*. Evaluación de las Arenas “U” y “T” A partir de la Interpretación de Registros Eléctricos de Pozos para Determinar Zonas Productoras en el Centro-Oriente Ecuatoriano. [Trabajo de Grado]. La Libertad-Ecuador. Universidad Estatal Península de Santa Helena.

“El perfil de Densidad de la Formación se utiliza principalmente para la evaluación de la porosidad. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas combinado con el Neutrón; determinación de la densidad de hidrocarburos; evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas y en la determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas” (*Bendeck Olivella, 1992*, “Perfiles Eléctricos una Herramienta para la Evaluación de Formaciones” p.X-1).

En la densidad el número de choque de rayos gamma con los electrones de la formación se relacionan con el número de electrones por unidad de volumen; la densidad de electrones, correspondiente a la ρ_b densidad del registro.

6.3.3 NEUTRÓN

Los perfiles Neutrónicos se usan principalmente para determinar porosidad. Ellos responden, en primer lugar, a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petróleo, el perfil Neutrónico da el valor del espacio poral lleno de fluidos. *Bendeck Olivella, (1992)*.

El principio de medición es el bombardeo de neutrones de altas energías a las formaciones a través de fuentes radioactivas alojadas en las herramientas de neutrones, de donde se producirán diferentes tipos de interacciones entre los núcleos de los átomos con los cuales colisionan, y los neutrones en términos de unidades de porosidad neutrón. *Orrala, J y Tómalá, J (2015)*.

6.3.4 REGISTROS RESISTIVOS

Se puede hablar de dos principios de obtención de los registros resistivos, los eléctricos (envían corriente a la formación) y los inductivos (inducen una corriente eléctrica en la formación).

Los registros resistivos muestran las variaciones de las características del medio poroso y el sistema roca-fluido en su arreglo interno, contribuyendo a cuantificar estas variaciones, de manera que permita obtener el volumen de fluidos que puede tener la formación.

Las medidas de resistividad junto con la porosidad y la resistividad del agua de formación, se usan para obtener la saturación de agua.

Según *Olivella (1992)*, la definición de Resistividad es la resistencia eléctrica por unidad de volumen que presenta un cierto material al paso de la corriente eléctrica y que representa una propiedad intrínseca del mismo. Se expresa en Ω -metro. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en Ω m/metro.

Los hidrocarburos son buenos aislantes y no permiten el paso de la corriente eléctrica. El agua de formación presentará un mayor o menor grado de conductividad dependiendo de su salinidad, debido al fenómeno conocido como Conducción Electrolítica.

6.4 CARACTERIZACIÓN SEDIMENTOLÓGICA

Al caracterizar sedimentológicamente un reservorio se hace una descripción de los sistemas depositacionales y se evalúan los parámetros texturales y estructurales de los sedimentos de forma semicuantitativa de manera que se puedan estimar parámetros geométricos del reservorio, cambios de espesores estratigráficos, litología y cambios de facies.

La sedimentología se puede definir como el estudio del transporte y depositación de sedimentos (*Leeder, 1999*) y trata de estudiar la composición, estructuras internas y procesos hidrodinámicos de formación de sedimentos. Para lograr sus fines, utiliza una gran cantidad de datos procedentes de ciencias afines como la mineralogía, petrología sedimentaria, estratigrafía, dinámica de fluidos, geoquímica y oceanografía.

La sedimentología moderna surge cuando el estudio de los procesos sedimentarios actuales demostraron que los productos resultantes (facies) eran característicos de cada proceso y que estos productos variaban de acuerdo con los cambios de velocidad de las corrientes, sentido de las mismas y salinidad del agua, estos procesos naturales causan una las alteraciones y/o variaciones en las huellas (estructuras sedimentarias) que quedan marcadas en las rocas. (Arche, 2010, p. 15)

6.4.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

6.4.1.1 TAMAÑO DE GRANO

Una de las propiedades más importantes de los sedimentos que se puede determinar en primera instancia es el tamaño de los granos. Esto refleja factores como la cantidad de transporte que han tenido las partículas, las condiciones energéticas del medio a las que han sido expuestas, la distancia de la fuente de origen, etc. (Adams et al., 1997).

Actualmente se utiliza para su identificación la escala granulométrica de *Udden-Wentworth*.

Ilustración 12. Escala Granulométrica.

CLASIFICACION DE SEDIMENTOS			
Límites de Clases (milímetros)	Clases de tamaño	Término para roca	
256 16 4 2	G r a v a s	Peñascos	Conglomerado Brecha Rudita Rocas rudáceas
		Mataténas	
		Guijarros	
		Gránulos	
1 0.05 0.25 0.125 0.0625	A r e n a s	Arenas muy gruesas	Arenisca Arenita Rocas arenáceas
		Arenas gruesas	
		Arenas medianas	
		Arenas finas	
		Arenas muy finas	
0.0312 0.0156 0.0078 0.0039	L i m o s	Limo grueso	Argilita Rocas argiláceas Lodolita Rocas Lodosas Lutita
		Limo medio	
		Limo fino	
		Limo muy fino	
		Arcilla	

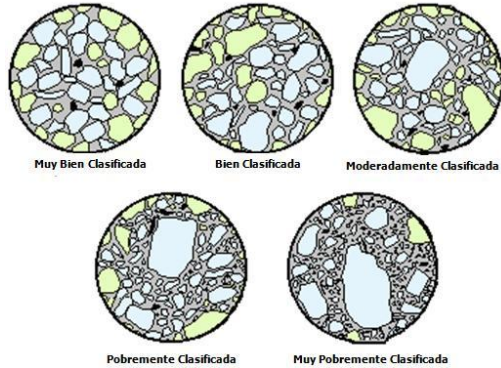
Fuente: Escala de tamaño de grano de *Udden-Wentworth*, modificado de Adams et. al, 1984. Recuperado de [Proyecto de Grado] Análisis de las Relaciones porosidad y Permeabilidad en Sedimentos No Consolidados.

6.4.1.2 SELECCIÓN O CALIBRADO

Es la propiedad que describe la variabilidad del tamaño de grano en una roca sedimentaria, permite establecer la uniformidad o variación en los tamaños de las partículas en una roca sedimentaria o en un sedimento. La selección o calibrado refleja la energía del medio y su capacidad para seleccionar los tamaños de las partículas que se transportan y se depositan (Boggs, 1987). Aquellas rocas que muestran solo una clase granulométrica bien definida, siendo el tamaño de todas las partículas similar, se dice bien seleccionadas. Por otra parte,

aquellas en que sus constituyentes presentan una gran diversidad de tamaños se denominan mal seleccionadas (Adams et al., 1997).

Ilustración 13. Grado de selección de los sedimentos (Pettijohn). Modificado de Boggs, 1987.



FUENTE: Montijo, A (S.F). Petrología de Rocas Detríticas. Sonóra, México: Universidad de Sonóra.

6.4.1.3 REDONDEZ Y ESFERICIDAD

El redondeamiento considera la presencia de bordes o aristas, o en su defecto el grado de redondeamiento o pérdida de ellas. Las partículas en muchas rocas sedimentarias tienen los bordes redondeados. Esto es debido a que originalmente sus bordes angulosos han sido redondeados por la abrasión durante el transporte. Una vez los bordes han sido redondeados, la partícula tiende a cambiar su aspecto en una forma más esférica. La esfericidad está relacionada con las diferencias existentes entre los distintos diámetros o longitudes de los ejes de una partícula (Adams et al., 1997).

Ilustración 14. Grados de redondeamiento y esfericidad de las partículas en las rocas sedimentarias. Modificado de Powers, 1953.

Muy Redondeado	Redondeado	Subredondeado	Subanguloso	Anguloso	Muy Anguloso	
						Baja Esfericidad
						Alta Esfericidad

FUENTE: Beltrán, E (2012). Estudio Sedimentológico Comparativo entre las Formaciones Mugrosa y Colorado; Y Modelamiento de los Niveles de las Arenas A2 de la Formación Colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. [Trabajo de Grado]. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

6.4.1.4 MADUREZ

La madurez hace referencia al grado de desarrollo que han alcanzado los procesos generadores de un sedimento y que conducen a sedimentos estables composicional y texturalmente homogéneos (sedimentos maduros). Habitualmente, se diferencian los conceptos de madurez textural y madurez mineralógica. La madurez mineralógica que implica la retención por la roca de sus componentes minerales químicamente más estables y físicamente más resistentes, y la madurez textural que representa el grado de desarrollo que han alcanzado los procesos de transporte y sedimentación, y si éstos han sido o no selectivos (Adams et al., 1997).

6.4.1.5 ARMAZÓN

Esqueleto de la roca, grano que la soporta, son los más abundantes y los de mayor tamaño.

6.4.1.6 MATRIZ

Material de menor tamaño que rodea los granos depositados en los intersticios que ha dejado el armazón, se distingue por un contraste visual.

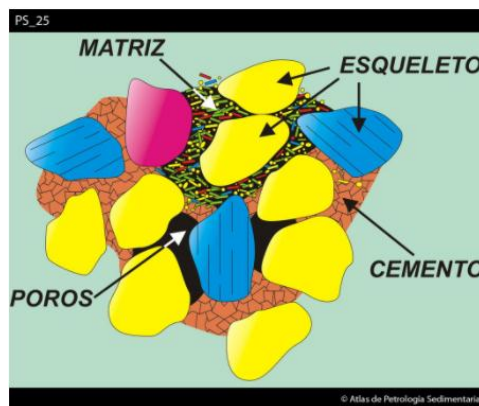
6.4.1.7 CEMENTO

Material que se ha precipitado químicamente, se cristaliza entre los fragmentos, sobre la superficie de los granos y rellena los espacios porales.

6.4.1.8 POROS

Espacio intersticial vacío de la roca, el cual puede ser ocupado por material clástico fino o por líquidos.

Ilustración 15. Estructura Roca Sedimentaria.

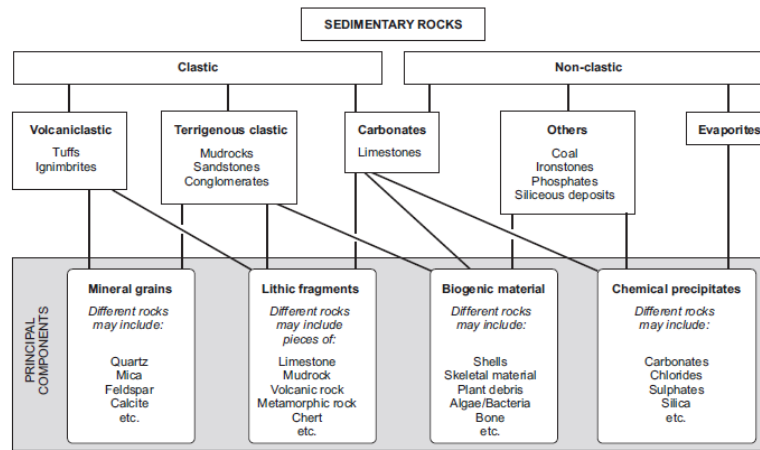


FUENTE: Arribas, M^a.E., Arribas, J., De la Peña, J.A., Estrada, R., López-Acevedo, F.J., Marfil, R., Varas, M.J. (2007-2011). Atlas de Petrología Sedimentaria. <http://www.ucm.es/info/petrosed/>. Universidad Complutense de Madrid. Madrid, España.

6.4.2 CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS

Según Gary Nichols una clasificación de todas las rocas sedimentarias se puede mostrar en el siguiente esquema:

Ilustración 16. Esquema de Clasificación de Sedimentos y Rocas Sedimentarias.



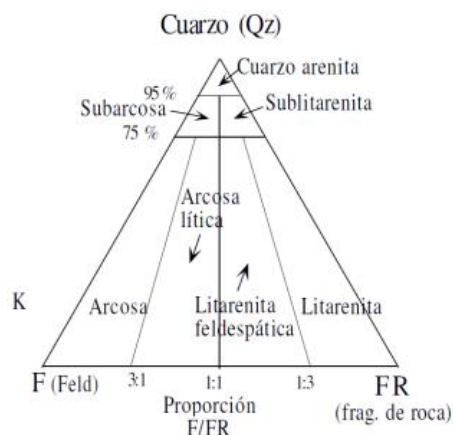
Fuente: Nichols, G (2009). Sedimentology and Stratigraphy. 2nd ed. UK: Wiley-Blackwell

6.4.2.1 MATERIAL TERRIGENO CLÁSTICO

Se compone de partículas o clastos derivados de rocas preexistentes. Los clastos son principalmente detritos erosionados de la roca madre y se componen comúnmente en gran parte de minerales de silicato. Las areniscas y los conglomerados componen el 20-25% de las rocas sedimentarias y las lodolitas son el 60% del total. (Nichols, 2009, p. 5).

Según la clasificación composicional de Folk (1974) para las areniscas, hay que hacer una determinación del contenido de Cuarzo (Qz), Feldespatos (F) y Fragmentos de Roca (FR). De manera que al hacer un recalcu a 100 solamente con estos 3 materiales se pueden clasificar estas rocas.

Ilustración 17. Diagrama triangular para la clasificación composicional de las areniscas (Folk, 1974).



FUENTE: Beltrán, E (2012). Estudio Sedimentológico Comparativo entre las Formaciones Mugrosa y Colorado; Y Modelamiento de los Niveles de las Arenas A2 de la Formación Colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. [Trabajo de Grado]. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.

6.4.2.2 CARBONATOS

Por definición, una caliza es cualquier roca sedimentaria que contenga más del 50% de carbonato de calcio ($CaCO_3$). En un ambiente natural el principal recurso es el carbonato de calcio de las partes duras de organismos, mayormente invertebrados como los moluscos. Las calizas constituyen de 10-15% de las rocas sedimentarias. (Nichols, 2009, p. 5).

6.4.2.3 EVAPORITAS

Depósitos formados por la precipitación de sales fuera del agua debido a evaporación. (Nichols, 2009, p. 6).

6.4.2.4 SEDIMENTOS VOLCANOCLÁSTICOS

Son producto de erupciones volcánicas o de resultados de descomposición de rocas volcánicas. (Nichols, 2009, p. 6).

6.4.2.5 OTROS

Otros sedimentos y rocas sedimentarias son: Sedimentos de hierro, de fosfatos, depósitos orgánicos (Carbones y pizarras bituminosas) y cherts (rocas sedimentarias silíceas). Estos son volumétricamente menos comunes que los anteriores, representan aproximadamente el 5% del total de rocas sedimentarias, algunas son de considerable importancia económica. (Nichols, 2009, p. 6).

6.4.3 AMBIENTES SEDIMENTARIOS

Un ambiente deposicional es un lugar geográfico sobre la tierra en el cual se generan las propiedades características de las rocas sedimentarias, a través de la acción combinada de los diversos procesos físicos, químicos y biológicos que componen el ciclo sedimentario. La meteorización, erosión, transporte de sedimentos, deposición y diagénesis todos dejan su impresión de alguna manera en el producto final de una roca sedimentaria. (Boggs, 2006).

Ilustración 18. Medios Sedimentarios.

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

FUENTE: Arche, A. (2010) Sedimentología Del proceso físico a la cuenca sedimentaria. Madrid, España: Consejo Superior de Investigaciones Científicas.

Según Arche (2010), para la clasificación de los medios sedimentarios se utilizan 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 biológico (tipo de fauna, flora, interacciones organismos-sedimentos) y de ahí surge la división entre medios marinos y continentales mediante la línea de costa, pero como los procesos continentales pueden extenderse a medios marinos y los marinos a medios continentales, existirán en esa frontera disputada una serie de medios de transición o mixtos. Por otra parte los medios continentales pueden ser subaéreos o subacuáticos.

6.4.4 FACIES

Moore (1949) describió las facies como “cualquier parte estrictamente restringida de una unidad estratigráfica que exhibe caracteres significativamente diferentes de los de otras partes de la unidad”. Las facies están restringidas en extensión areal, pero la misma facies puede ser encontrada en diferentes niveles dentro de la misma unidad estratigráfica, en resumen se considera el término facies simplemente como unidades estratigráficas distinguibles por sus aspectos litológicos, estructurales y orgánicos detectables en el campo, (*Sam Boggs, 2006*).

Ilustración 19 Facies, Arenisca con estratificación cruzada fm Areniscas del Socha, Corrales Boyacá.



FUENTE: Leguizamón, A (2018). Facies Sedimentarias. Sogamoso, Colombia: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.

6.4.4.1 TIPOS DE FACIES

- **LITOFACIES:** Cuerpo de roca sedimentaria con características físicas y composicionales que se pueden definir por:
 - Litología (Composición y textura).
 - Estructuras sedimentarias.
 - Geometría de las rocas.

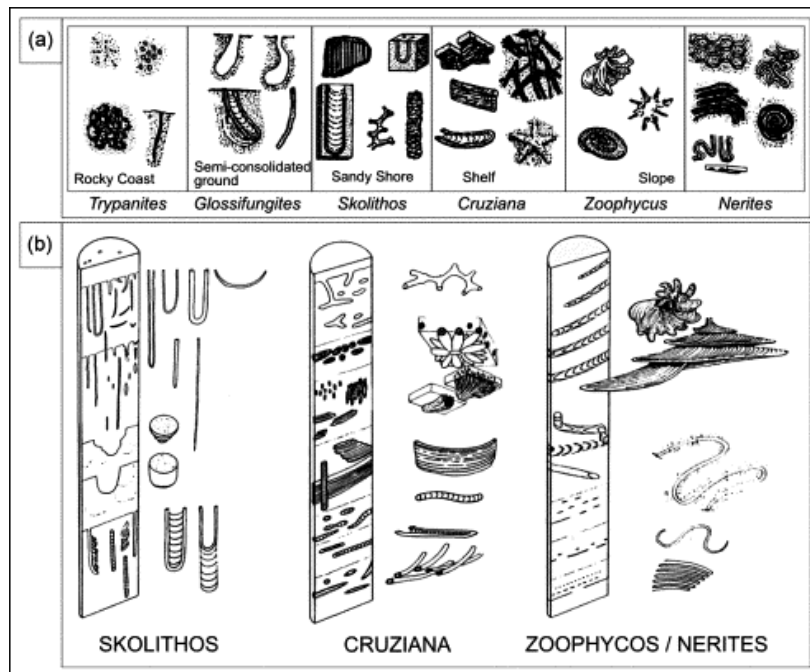
- **BIOFACIES:** Cuerpo de roca sedimentaria con características paleontológicas y condiciones biológicas que se presentan durante la depositación.

- **ICNOFACIES:** Cuerpo de roca sedimentaria con características de conjuntos de trazas fósiles, están asociadas a un ambiente determinado de formación. Reflejan el comportamiento de organismos y contribuyen a un análisis paleoecológico.

Se clasifican en tipos de estructuras:

- Estructuras de Bioturbación: Huellas, rupturas de estructuras, excavaciones dejadas por los organismos.
- Estructuras de Bioestratificación: Tapetes algales creados por organismos.
- Estructuras de Biodepositación: Restos fecales y efectos de bioerosión.
- Estructuras de Bioerosión: Perforaciones en estratos consolidados.

Ilustración 20. Ichnofacies.



FUENTE: *Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists, Geophysicists, and Engineers.* (2006)

7. PROCESO ANALÍTICO DE LA INFORMACIÓN

7.1 RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA

En esta fase del proyecto se realizó un análisis profundo respecto a toda la información disponible en cuanto a petrofísica, geología de pozo y sedimentología, los cuales fueron abordados desde sus bases de manera que se interiorizaron conceptos fundamentales para tener un entendimiento mejor y dar una óptima continuación a los siguientes pasos del plan de trabajo.

La investigación de la documentación (pública o asequible) existente acerca de los trabajos geológicos y de ingeniería de yacimientos de la zona a trabajar (Cuenca de La Guajira, Campo Chuchupa) consintió en evaluar el estado del arte que se tenía del Campo

Chuchupa, haciendo la claridad de que la zona de estudio se centra en el área de influencia del pozo “C1”. Como resultado de esta fase se obtiene información de geología regional, sedimentológica (análisis del núcleo) y de registros de pozo la principal fuente de información son los informes de Chevron y Ecopetrol S.A del campo Chuchupa pozo “C1”.

GEOLOGÍA REGIONAL

El Campo Chuchupa se encuentra localizado en la Cuenca de la Baja Guajira que hace parte del asentamiento Geológico correspondiente a la Cuenca del Caribe.⁸

7.1.1.1 AMBIENTE TECTÓNICO

La cuenca se localiza en la esquina NW de Suramérica y es producto de la interacción entre la Placa Caribe y la masa continental. El levantamiento Jurásico que aleja a Norte América y Yucatán de Sur América, cambió profundamente este límite continental y un movimiento compresional ocurrido durante el Eoceno (Terciario) cambió de nuevo las condiciones de este límite. Un fallamiento lateral durante el Mioceno al reciente produjo la actual configuración geológica.

7.1.1.2 ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía del área está compuesta, de base a tope por las siguientes unidades litológicas: Basamento; areniscas de Chuchupa (Zona productiva con las Unidades C, B2, B1 y A; Para la zona de estudio de este proyecto se encuentran las zonas C, B2, B1); formación Jimol (Unidad Progradacional y la formación Castilletes.

7.1.1.2.1 FORMACIÓN CASTILLETES

Esta formación consiste predominantemente de areniscas calcáreas intercaladas con algunas capas de calizas y arcillolitas, especialmente en su sección superior y hacia la base la arenisca se encuentra intercalada con capas de arcillolitas y algunos lentes carbonosos.

La arenisca es calcárea, cuarzosa, rica en fragmentos fósiles (conchas, corales, gasterópodos), menor lítica; de color gris medio, gris claro y menor gris oscuro, grano fino, menor muy fino, subangular a subredondeado, regular sección, cemento calcáreo, pobre porosidad, con “pecas” negras y algo de mica o piritita; localmente es friable y suelta como arena.

La caliza es de color pardo amarillento, algunas gris claro, dura, menor sublamina, wackstone biomicrita, menor grainstone, esparita, con inclusiones micáceas y glauconitas.

La arcillolita es gris medio, gris verdoso, menor gris oliva, blanda, amorfa, en parte limosa, algo soluble y no es calcárea pero presenta inclusiones carbonosas. Hacia la base se presentan también algunos niveles de limolita gris oscura, gris medio, parda oscura, firme, calcárea con inclusiones carbonosas.

El carbón es común desde la sección media y se presenta como pequeñas laminaciones o lentes de máximo dos pies de espesor; son negros, duros y piríticos.

⁸ Informe Geológico final de Chevron.

7.1.1.2.2 FORMACIÓN JIMOL

Esta formación está representada principalmente por arcillolitas y lutitas; en menor porción delgadas niveles de areniscas friables y carbón en la parte superior de la sección y ocasionalmente calizas hacia la base; de acuerdo con éstas intercalaciones podemos dividir esta Formación de tope a base en tres niveles:

- Nivel Superior: Consiste principalmente de arcillolitas con delgadas intercalaciones de areniscas friables y carbón.
- Nivel Intermedio: Es una secuencia transicional representada por arcillas y arcillolitas de color gris pardusco, gris oliva, blandas, solubles; que gradan arcillolitas lutíticas, subfísiles y lutitas sublaminares, no calcáreas a ligeramente calcáreas, moderadamente duras y limosas.
- Nivel Inferior: Corresponde a una zona arcillosa con delgadas intercalaciones de calizas en menor proporción y el tope se registra donde hace aparición las primeras calizas.

7.1.1.2.3 FORMACIÓN ARENISCAS DE CHUCHUPA / FORMACIÓN UITPA

Corresponde al objetivo principal del campo, de acuerdo con la nomenclatura estratigráfica utilizada por Chevron y a las características litológicas encontradas esta Formación se puede dividir en las siguientes Unidades:

- **Unidad A:** Se puede separar de la unidad B-1 debido a que existe una diferente respuesta del GR (bajos valores con respecto a los encontrados en el tope del B-1) y a las características litológicas diferentes de las Unidades B-1 y B-2.
- **Unidad B-1:** El tope de esta unidad se definió por el cambio litológico al pasar de arcillas a areniscas calcáreas glauconíticas. Las arenas generalmente son de color gris verdoso oscuro a gris claro, compuesta por cuarzo hialino y translúcido, grano medio, localmente grano fino, subredondeado a redondeado, con cemento calcáreo, gradando a calcarenitas, con líticos oscuros diseminados.
- **Unidad B-2:** Esta unidad presenta un mayor grado de consolidación con respecto a las areniscas de la Unidad anterior (B-1). Está conformada por areniscas calcáreas, de color gris claro, friables a moderadamente consolidadas, compuestas por cuarzo translúcido, predominantemente grano fino a medio y medio a grueso y conglomerática hacia la base, regularmente sorteada, cemento calcáreo a ligeramente calcáreo, fosilífera.
- **Unidad C:** Está conformado por intercalaciones de areniscas y conglomerados.

7.1.1.2.4 BASAMENTO

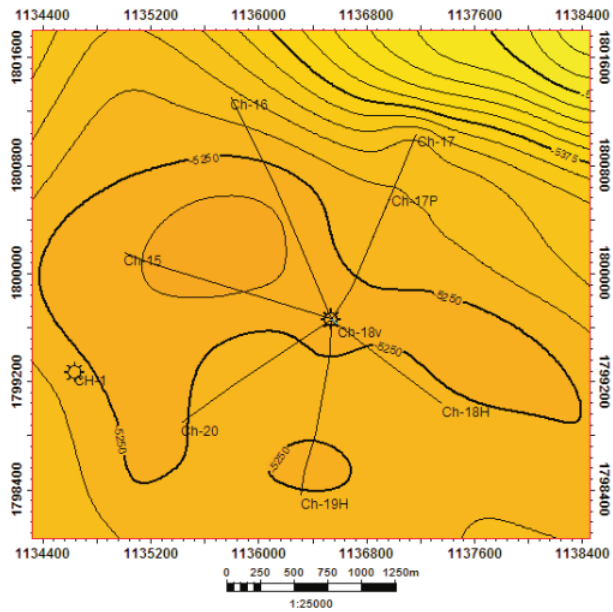
Las areniscas de Chuchupa suprayacen discordantes sobre el basamento, las filitas son de color gris oscuro, gris verdoso oscuro, marrón grisáceo, físil a lo largo de los planos de clivaje, lustre sedoso, homogénea, con micas y pequeñas inclusiones negras.

7.1.1.3 ESTRUCTURA

La geometría de la trampa del campo Chuchupa corresponde a un anticlinal con cierre en las cuatro direcciones de buzamiento desarrollado sobre un alto de basamento, con rasgos

de posibles fallas extensionales con saltos de una a varias decenas de pies los cuales podrían afectar la zona de interés.

Ilustración 21 Estructura Anticlinal Campo Chuchupa



FUENTE: Ecopetrol (2012).

Ilustración 22. Columna Estratigráfica Generalizada.

Periodo	Epoca	Fm	Unidad	Litología
TERCIARIO	cuat	Pleis	Indef	Sedimentos Fluviales de Baja Energía
		Plioceno		
	Mioceno Superior	Castilletes		Unidad Progradacional
		Mioceno Medio	Jimo	
			Mioceno Inferior	
CRETACEO	Cretáceo Superior	Areniscas de Chuchupa		Unidad A
		Unidad B1	Unidad B1s	
	Basamento	Unidad B2	Unidad C	Basamento
		Unidad C		

FUENTE: Ecopetrol (2012).

7.2 TRABAJO DE CAMPO Y ADQUISIÓN DE LA INFORMACIÓN

El área de estudio se encuentra situada en el departamento de La Guajira, Colombia pero el material de estudio (núcleos) se encuentran en la Litoteca Nacional de la ANH el cual está ubicado en Bucaramanga, Santander por lo cual el desplazamiento que se realizó fue a esta ciudad, donde se pudo hacer un reconocimiento del núcleo.

Gracias a la disposición de información que brinda Ecopetrol S.A fue posible conocer el informe sedimentológico, al igual que tener acceso a los registros que se habían tomado del pozo C1, esto como conocimiento previo a la visita a la Litoteca; se debe resaltar que esta fase se hizo con el acompañamiento total del petrofísico Fredy García y la sedimentóloga Helga Niño quienes fueron los que orientaron el trabajo de reconocimiento que fue optimizado dado el tiempo disponible para la descripción del núcleo.

Tabla 1 Información Disponible Pozo Chuchupa C1

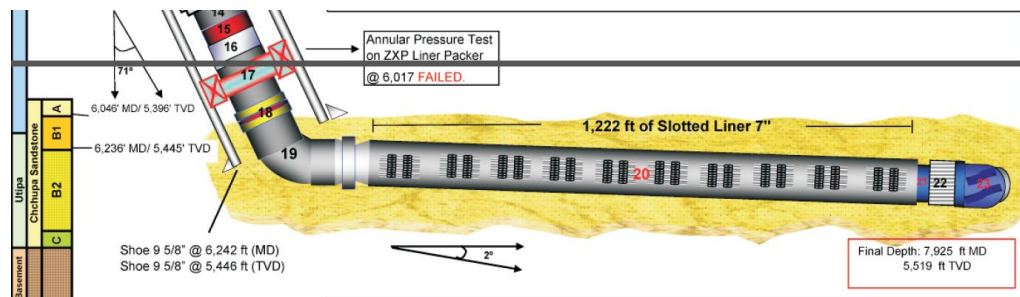
INFORMACIÓN DISPONIBLE POZO CHUCHUPA C1
<i>Formation Evaluation Log (MD)</i>
<i>Drilling Evaluation Log</i>
<i>Corelog Macroscopic Description</i>
<i>End of Well Report</i>
Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos de Perforación
Análisis de Corazones
Registro Gráfico Compuesto
Resultados Análisis Mineralógico
Propiedades Petrofísicas Básicas
<i>Sedimentological Study of the Chuchupa C1 well</i>

Fuente: Autora, (12/17)

7.2.1 INGENIERÍA DE YACIMIENTO

La información de registros y corazones que se trabajará corresponde al pozo C1 que es un pozo piloto vertical, este fue usado básicamente para conocer el yacimiento de interés y saber cómo se realizaría el proceso de extracción posterior, ya para el completamiento y la extracción se hace un pozo horizontal (Pozo C1-B) el cual a una profundidad de 5445' se horizontalizó y navegó 1222' hasta una profundidad de 5519' como se ve en la siguiente imagen.

Ilustración 23. Navegación Pozo C1-B.



FUENTE: Varela, A y Herrera, D. (2006). Estado Mecánico del Pozo Chuchupa C1. Chevron.

7.3 CONTROL DE CALIDAD DE LA INFORMACIÓN

En cuanto a la información adquirida sedimentológica, de registros y datos de laboratorio - permeabilidad (k) y porosidad (ϕ), fue necesario hacer una revisión de la forma en la que fueron adquiridos los datos y la aplicación que estos tendrían en el proyecto.

- Sedimentología: De acuerdo al informe sedimentológico existente y a la revisión realizada al núcleo se analizaron zonas de interés y se buscó una correlación de estas, de forma que algunos hallazgos hechos durante la revisión del núcleo se volvieron un insumo importante para la investigación y futuros puntos a tratar durante el proyecto.
- Registros: En el registro se realizaron las correcciones ambientales correspondientes a las curvas de *gamma ray*, datos de resistividad de LWD y *Wireline*, densidad, neutrón, sónico, porosidad y registro de Gases.

En esta etapa se revisó correspondencia entre curvas, que los cambios manifestados por uno de los registros se vieran reflejados en los demás, de manera que las anomalías fueran representadas por cada registro en su propia naturaleza, se debe mencionar que se realizó un ajuste de 7 pies del corazón con respecto a los registros de esta manera los valores de GR del corazón y de los registros tuvieron buena correspondencia.

- Datos obtenidos en Laboratorio - permeabilidad (k) y porosidad (ϕ): Con estos fue necesario revisar la forma en la que se practicaron los ensayos correspondientes para hallar los valores de porosidad (ϕ) y de permeabilidad (k) y los materiales (*plugs*) con los que los hicieron.

Para tomar los datos se utilizó el *AUTOMATED CORE MESUREMENT SYSTEM* (CMS-300) el cual utiliza Helio como gas de medida. Para calcular la porosidad el equipo utiliza la ley de *Boyle* para medir el volumen poroso de la muestra, la medida de la permeabilidad se efectúa mediante una expansión del gas helio desde un tanque de volumen conocido hasta la presión atmosférica a través de la muestra, midiendo permanentemente la caída de presión en el tanque en el tiempo calcula la permeabilidad Klinkenberg, *Mogollón, M* (2006).

Ilustración 24. Equipo CMS 300.



FUENTE: *Mogollón, M* (2006). Propiedades Petrofísicas Básicas Pozo Chuchupa C1 [Informe de Laboratorio]. Piedecuesta, Santander: Ecopetrol S.A – Instituto Colombiano del Petróleo, Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios.

- Los *plugs*: Las muestras fueron cortadas por la Empresa *Core Laboratories* usando un taladro industrial con una broca de una 1.5 pulgadas de diámetro con insertos de diamante y tungsteno. Se utilizó como fluido de refrigeración nitrógeno líquido para congelar la muestra. Posteriormente las caras del *plug* fueron cortadas en una perfiladora de tal manera que se obtuviera un cilindro regular con sus caras paralelas y fueron empacadas en mangas de teflón termoencogible para mantener su integridad. *Mogollón, M (2006)*.
- Se tomaron 21 muestras de: Permeabilidad (k) a seis diferentes presiones de confinamiento (definidas por Chevron) 800 psi, 1000 psi, 1500 psi, 2000 psi, 2500 psi y 3000 psi y Porosidad (ϕ) a 800 psi.
- Se tienen datos tomados en promedio pie a pie de porosidad (ϕ) y de permeabilidad (k) a una presión de confinamiento de 400 psi siendo valores que se deben tomar con precaución ya que se estima que esta presión no es representativa de la presión de confinamiento del reservorio.

En la **Ilustración 25** se puede observar el registro inicial del pozo C1.

De izquierda a derecha encontramos los registros de *gamma ray*, temperatura imágenes, resistividad *LWD*, resistividad *wireline*, densidad, neutrón, porosidad *core* y gases (propano, etano y propano respectivamente).

7.4 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

En esta fase del proyecto se realizó una integración de la información disponible y se aplicaron métodos matemáticos y geológicos para una satisfactoria caracterización de la formación.

La zona de interés se encuentra a una profundidad de 5384 pies (techo) y finaliza en la profundidad de 5710 pies (base) punto donde inicia el basamento (Metalimolitas) dando un espesor total de 326 pies, en los cuales se encontraran las unidades B1, B2 y C de la formación Uitpa (arenas de Chuchupa), división de unidades establecida por Chevron.

Se realizará el análisis con base en los siguientes parámetros de interés:

7.4.1 ANÁLISIS PETROFÍSICO

7.4.1.1 PROPIEDADES DE LA ROCA Y SATURACIÓN DE FLUIDO

7.4.1.1.1 POROSIDAD

La porosidad fue evaluada de acuerdo a los registros densidad y neutrón, al igual que se tomaron valores obtenidos con muestras de núcleo.

El cálculo de porosidad se hizo con base en la, **Ecuación 3** Porosidad a partir del registro Densidad y **Ecuación 4** Porosidad con corrección por efecto de Gas. Para mostrar un ejemplo del cálculo que se realizó se mostrarán las ecuaciones a una profundidad de referencia de 5525 pies.

$$\phi_{D5525'} = \frac{2.68 - 2.0327}{2.68 - 0.4} = 0.2969 = 29\%$$

Dónde:

ϕ_D = Porosidad Densidad

$\rho_{ma} = 2.68$ corresponde a la densidad de la matriz de una Arenisca Calcárea

ρ_b = Densidad del registro en la profundidad de 5525'

$\rho_{fl} = 0.4$ densidad aproximada de la mezcla de fluidos calculada por efectos de invasión

Corrección de porosidad por efecto de GAS

$$\phi_{ND5525'} = \sqrt{\frac{0.1088^2 + 0.2969^2}{2}} = 0,2236 = 22\%$$

Dónde:

ϕ_{ND} = Porosidad Densidad-Neutrón

ϕ_{Ne} = Porosidad Neutrón

ϕ_{De} = Porosidad Densidad.

Entonces al graficar los datos de estas porosidades calculadas junto con los datos de la porosidad con corrección por sobre carga del registro obtenemos que hay una correlación significativa, así se muestra en el intervalo de 5500' a 5550' donde encontramos el punto calculado anteriormente.

- • Porosidad Densidad
- • Porosidad Densidad/Neutrón
- • Porosidad Core

En la **ilustración 26** se pueden observar 2 curvas, una de ellas corresponde a la porosidad con densidad de matriz de 2,65 (valor para matriz arenosa) y la segunda corresponde a la porosidad calculada con la densidad de 2.68 la cual se asume como el valor más representativo de matriz de arenisca calcárea.

Los gráficos que se pueden observar en la parte inferior corresponden a porosidad de formación con un promedio de 0.23 es decir 23 % de porosidad en el reservorio.

Se observa una satisfactoria correlación de los valores de porosidad del núcleo con respecto a los valores obtenidos con los cálculos realizados

Ilustración 25. Registro del Pozo C1.

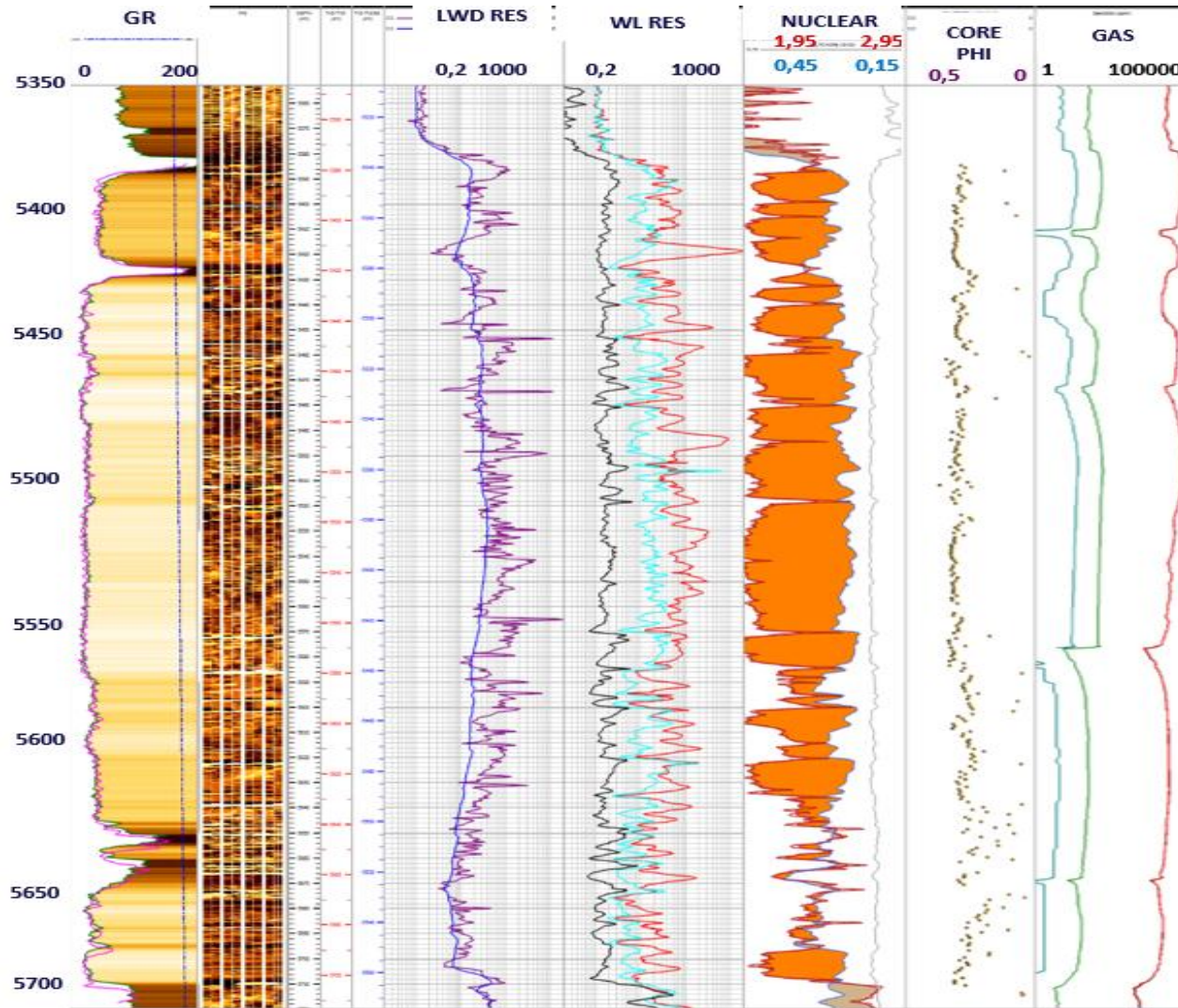
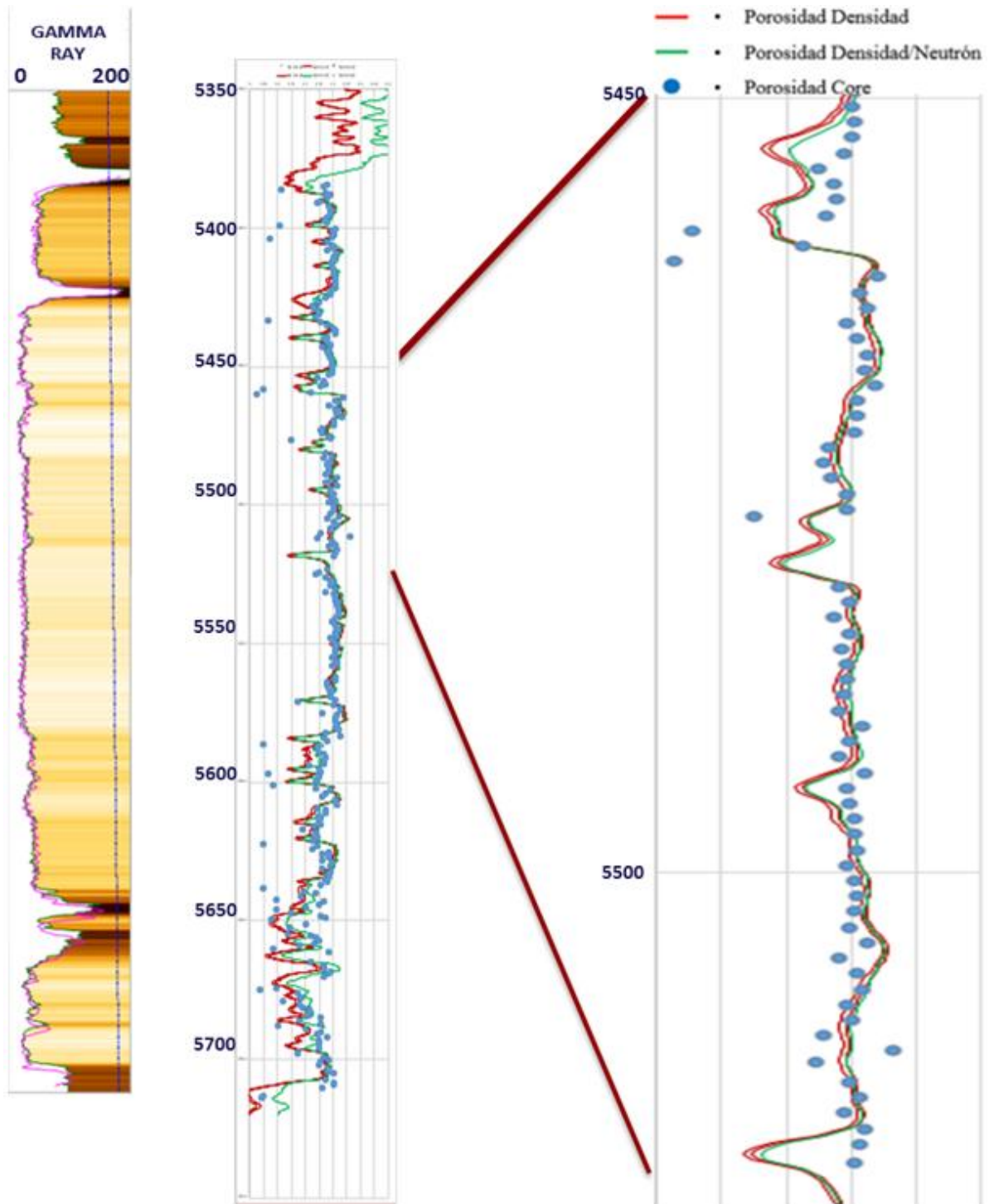


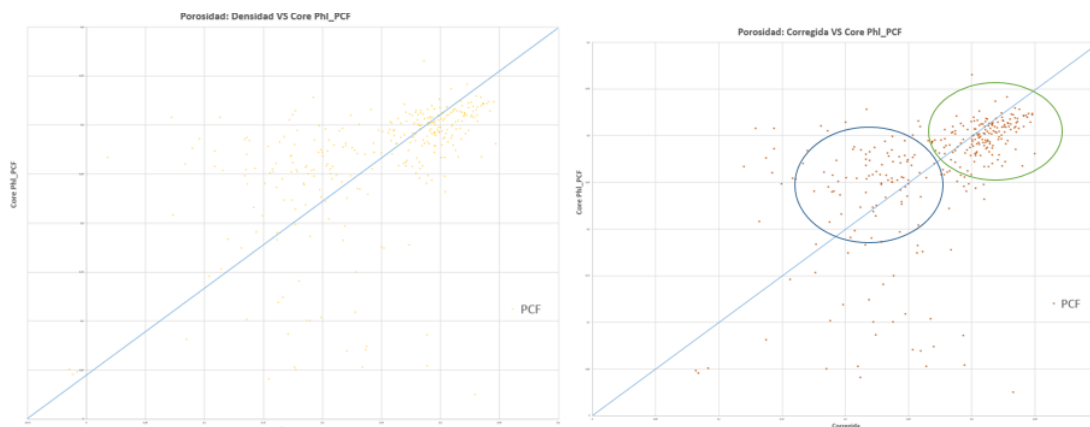
Ilustración 26 Porosidad núcleo/registro



FUENTE: Autora (10/17). Representación porosidad [Gráfico].

Para ver la relación que hay entre los valores de porosidad se realizaron *crossplot* de manera que se pueda visualizar de una forma más didáctica el grado de correlación entre ellos.

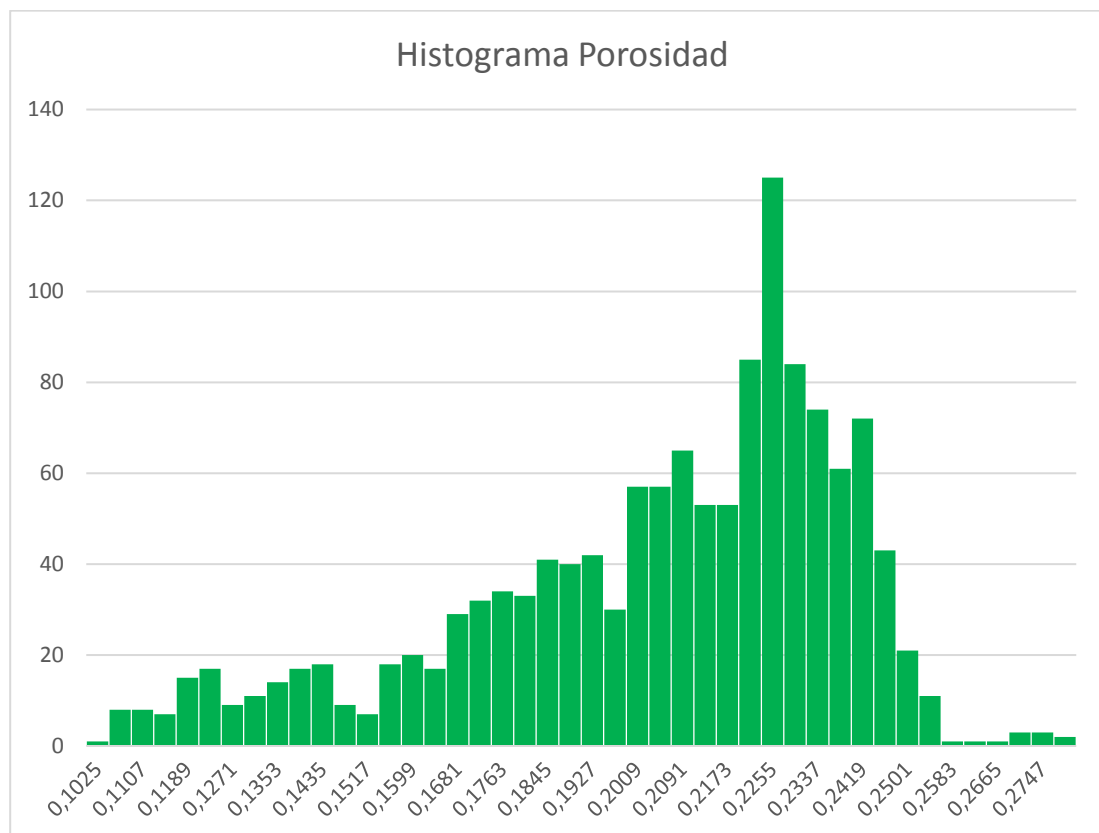
Ilustración 27. *CrossPlot* Porosidad Core vs Densidad y Densidad/Neutrón.



FUENTE: Autora (10/17). *CrossPlot* Porosidad [Gráfico].

Lo que se puede concluir con estos *crossplot* es que hay una correlación creciente, se observan dos nubes de puntos que están mostrando zonas de mejor correlación y zonas de correlación regular, más adelante se tratarán posibles causas de estas representaciones.

Ilustración 28 Histograma Porosidad



Fuente: Autora (12/17). Histograma Porosidad [Gráfico].

El valor de porosidad que predomina en el yacimiento es de 22%, presentando valores mínimos del 10% y máximos del 27%, el histograma muestra una buena representación poblacional de datos de porosidades entre 20 y 25% lo que indica una óptima capacidad de almacenamiento de fluidos de la roca.

7.4.1.1.2 MODELO DE SATURACIÓN DE AGUA

Para el modelo de saturación del reservorio utilizamos la fórmula de *Archie* porque se considera que cumple condiciones fundamentales para su uso, como son: porosidad intergranular (arenas) y bajo contenido de arcillas.

$$C_t = C_w \times \phi^m \times S_w^n$$

Dónde:

S_w = Saturación de Agua

C_t = Conductividad de la Formación

C_w = Conductividad del Agua.

ϕ = Porosidad.

n = Pendiente de la relación obtenida entre el Factor de Formación vs ϕ .

m = Pendiente de la relación obtenida entre Índice de resistividad vs S_w .

Como se ha mostrado anteriormente el ejemplo del cálculo se tomará a una profundidad de referencia de 5525’.

$$S_{w5525'}^2 = \frac{0,00788}{5,26 \times 0,2236^2} = 0,1730$$

Dónde:

S_w = Saturación de Agua.

C_t = Se tomó el valor del registro y se calculó el inverso de este. Siendo $\left(\frac{1}{R_t}\right)$

ϕ = Porosidad.

C_w = Conductividad del Agua.

n = Tomando 2 como constante .

m = Tomando 2 como constante.

Dado que no hay análisis especiales de núcleos no se tienen valores específicos de m y n para este yacimiento, en este caso se asume 2 como constante para ambos factores.

Para el parámetro de conductividad de agua fue necesario hallar los valores a partir de la gráfica de “*Resistivity of NaCl Solutions*”, se utilizan 2 valores de salinidad de agua como rangos de la salinidad de la formación (valores obtenidos de información existente del pozo) 15000-25000 ppm y con una temperatura de 151°F (temperatura tomada de los datos de registro a una profundidad media del reservorio de 5525’), como se muestra en la **ilustración 30**.

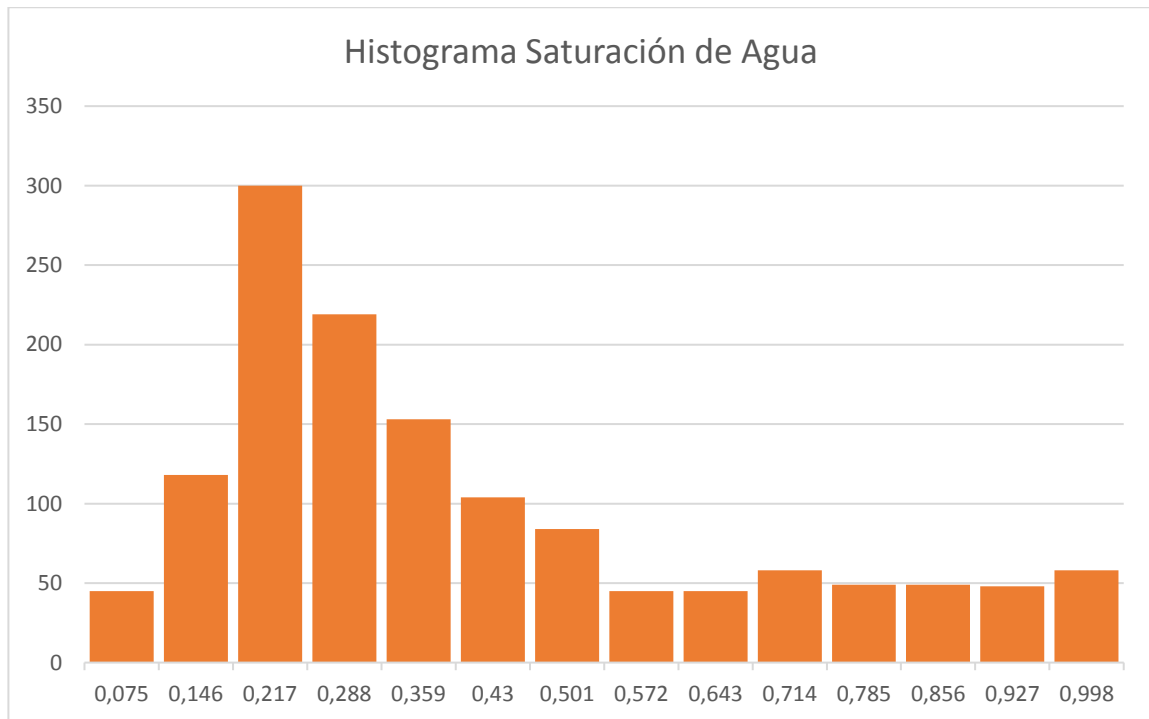
Los valores de Resistividad obtenidos fueron de 0.19 y 0.129, para uso práctico de la ecuación los pasamos a términos de conductividad:

$$\frac{1}{0,19} = 5,26 \text{ S*m}$$

$$\frac{1}{0,129} = 7,75 \text{ S*m}$$

Ecuación 11 Conversión de Valores de Resistividad a Conductividad

Ilustración 29 Histograma Saturación de Agua



Fuente: Autora (12/17). Histograma Saturación de Agua [Gráfico].

Como se puede observar en el histograma hay una heterogeneidad en los datos ya que encontramos valores desde 7% hasta 90% de saturación de agua, siendo el valor más constante de 21%, la buena representación poblacional que se tienen de estos valores indica una buena calidad de roca y una alta saturación de gas, posiblemente, ya que si el reservorio tiene el 20% de su totalidad saturado con agua deja grandes volúmenes que pueden ser ocupados por el hidrocarburo.

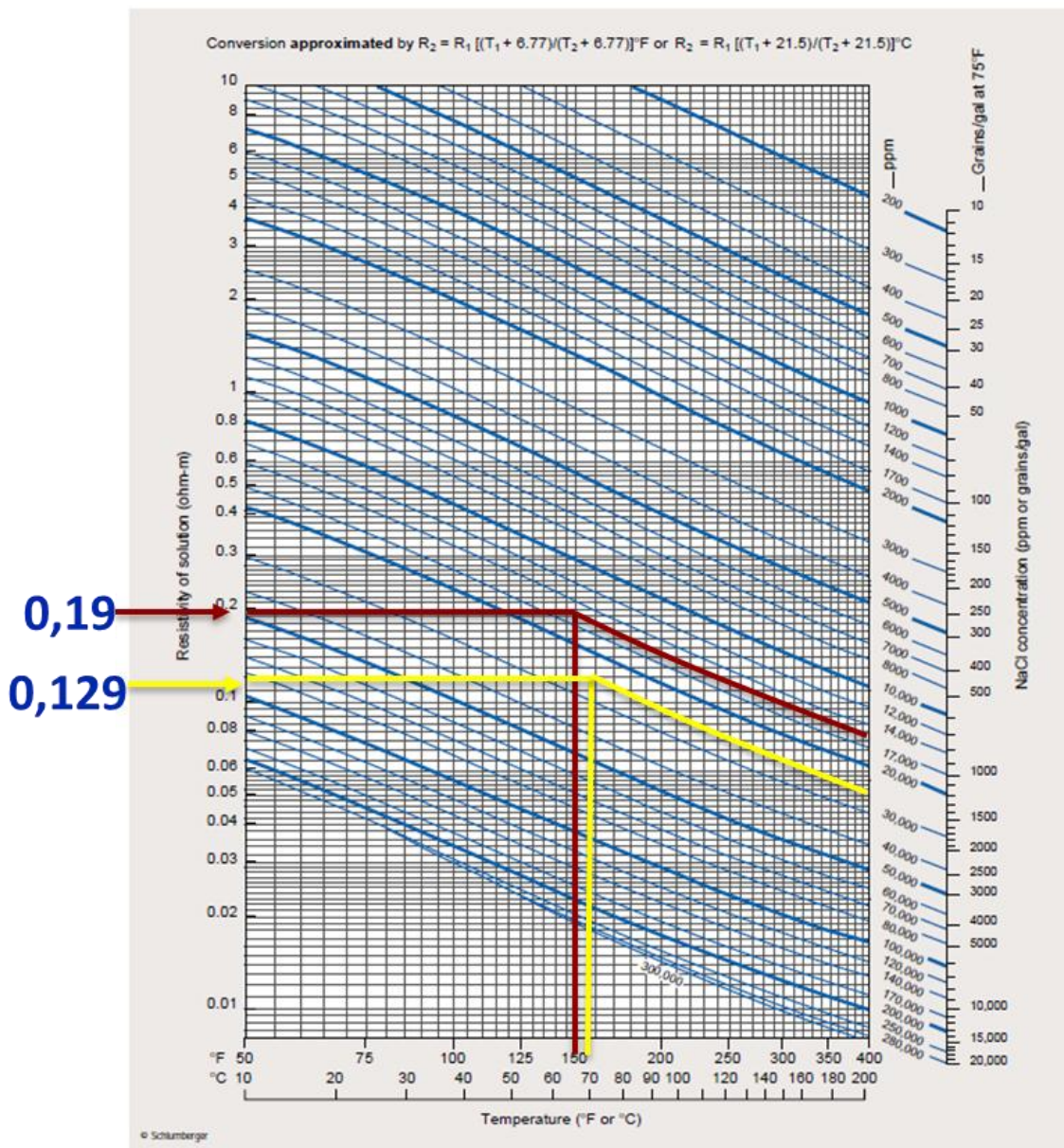
Ilustración 30. Resistivity of NaCl Solutions.

Basic Material

Schlumberger

Resistivity of NaCl Solutions

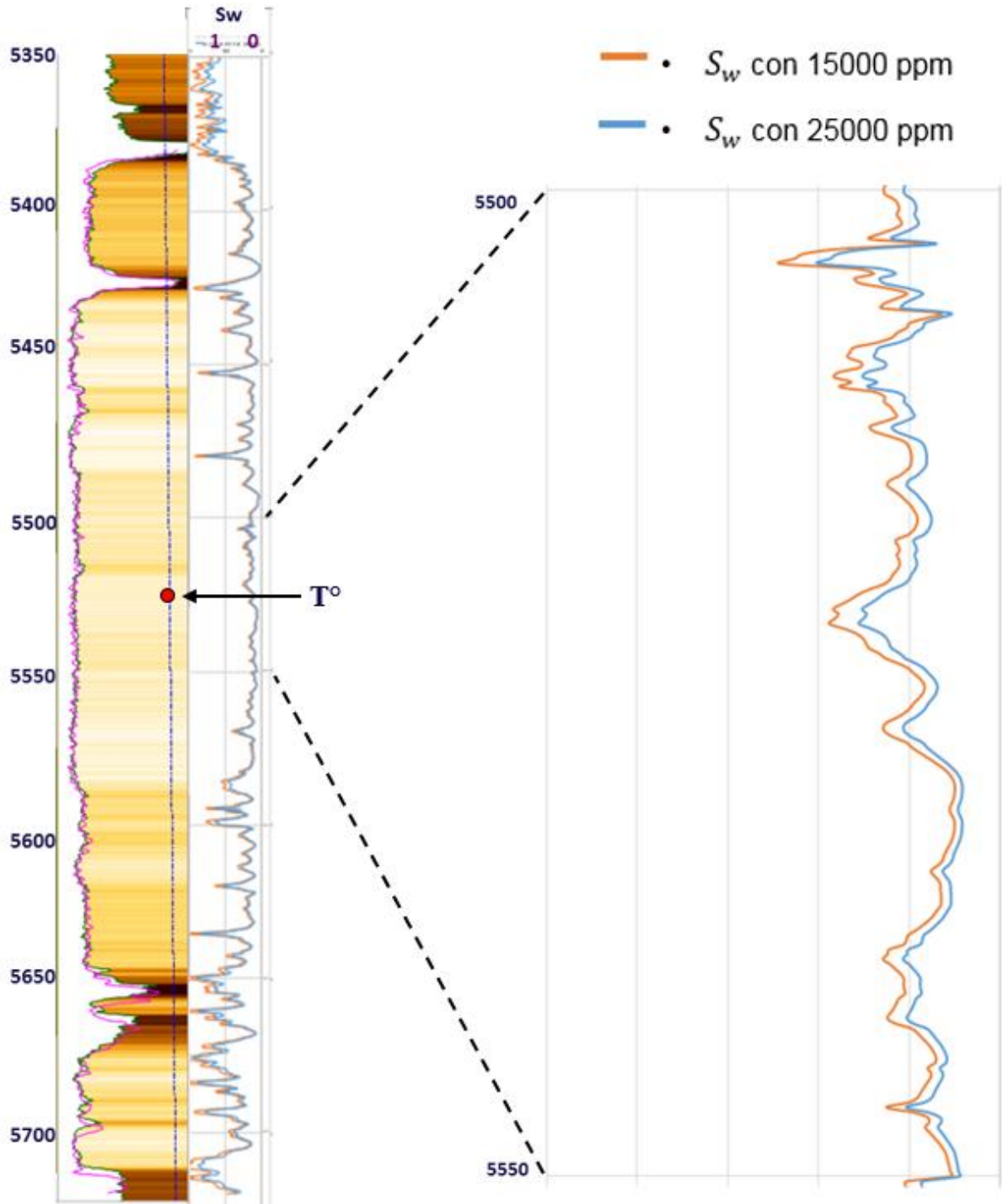
Gen-9



FUENTE: Schlumberger. (2009). *Log Interpretation Charts*. Sugar Land Texas: Schlumberger.

Obteniendo así el modelo de saturación graficado de la siguiente manera.

Ilustración 31. Modelo de Saturación Pozo C1.

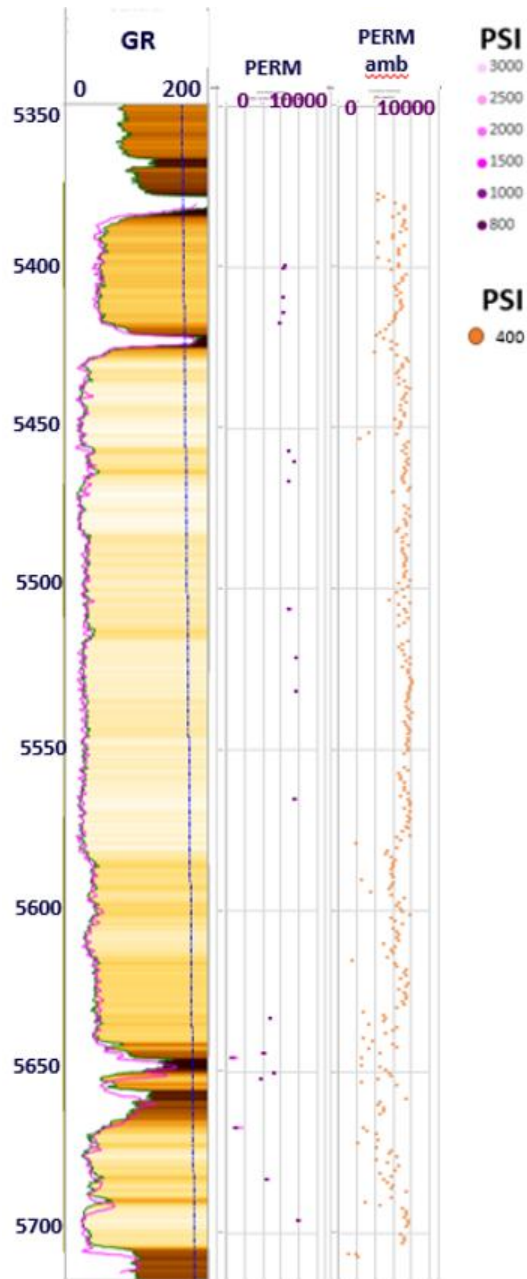


FUENTE: Autora (10/17). Modelo de Saturación [Gráfico].

7.4.1.1.3 PERMEABILIDAD

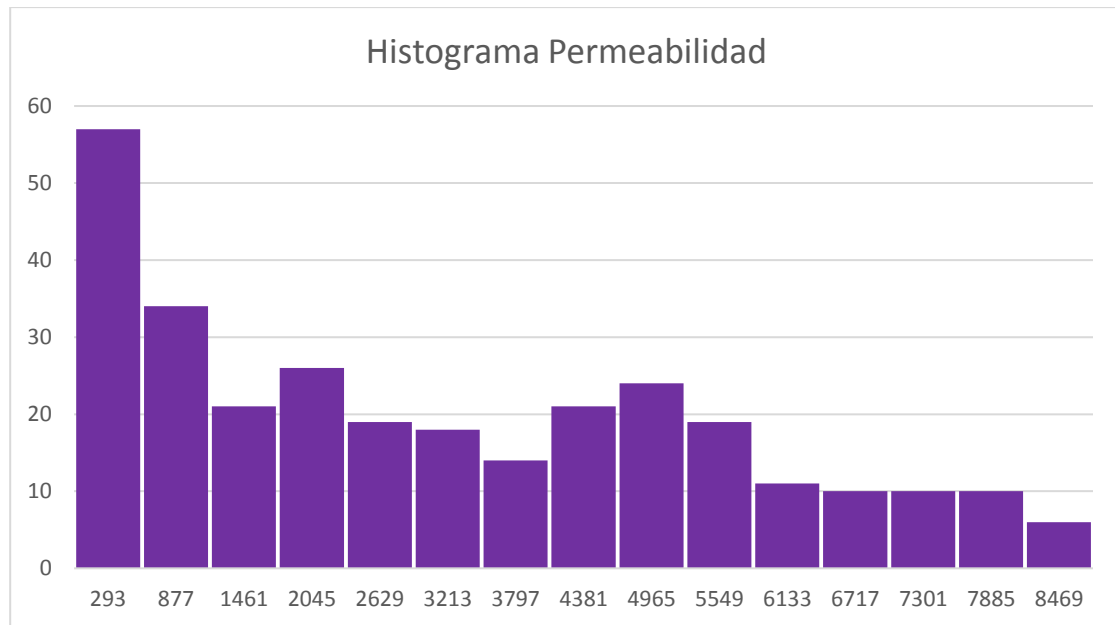
En este caso los valores a utilizar fueron tomados de las pruebas de laboratorio, se graficaron datos de permeabilidad de Klinkenberg (en miliDarcys). En el segundo *track* se encuentran los datos correspondientes a los valores obtenidos a partir de las 6 diferentes presiones de confinamiento escogidas por Chevron y en el tercer *track* se encuentran los datos de permeabilidad ambiente (amb) y obteniendo lo siguiente.

Ilustración 32. Permeabilidad Pozo C1.



FUENTE: Autora (10/17). Permeabilidad [Gráfico].

Ilustración 33 Histograma Permeabilidad



FUENTE: Autora (12/17). Histograma Permeabilidad [Gráfico].

La heterogeneidad es visible entre los datos de permeabilidad, un gran número de estos se encuentra por debajo de 1 *Darcy*, al igual encontramos, en menor cantidad, datos por encima de 3 *Darcys*, la representación poblacional es muy buena indicando calidad en la roca y buenas capacidades de flujo en el reservorio.

Teniendo estos parámetros definidos se puede visualizar el yacimiento en la **ilustración 35**

Lo que se puede observar en el registro:

- Valores de GR bajos indican zonas de buen reservorio y que en zonas específicas muestran un aumento considerable marcando posibles “sellos” en la formación.
- Valores de resistividad de tipo aserrados, marcando un comportamiento llamativo que genera interés dado que los registros litológicos muestran un comportamiento “homogéneo”, es decir estas subidas y bajadas de los picos de resistividad no se ven reflejadas en alteraciones del registro GR que podría dar a pensar diferentes intercalaciones arcillosas que causarían estas variaciones.
- Los registros de Densidad y Neutrón muestran un cruce entre ellos que normalmente se considera presencia de gas en el pozo (*Crain E.R, 1986*), se puede observar como a lo largo de todo el reservorio encontramos dicha presencia y como hay zonas donde es más prominente que otras.
- Los valores de porosidad del núcleo tienen una homogeneidad predominante en el reservorio exceptuando la zona inferior donde se ven más dispersos los datos, esto como respuesta a los conglomerados presentes en la zona basal.
- Se presentan 3 curvas de gas siendo la azul la correspondiente a valores de Gas Propano, la verde a valores de Gas Etano y la curva roja corresponde a Gas Metano,

siendo la última la que mayor presencia tiene en el reservorio (De acuerdo con los datos de las propiedades de Gas del pozo Chuchupa C1 se sabe que hay un 97% de Gas Metano lo que de acuerdo con el *U.S ENERGY Development Corporation* en el artículo “*Natural Gas: Dry vs Wet*” dice que entre mayor concentración de metano dentro del gas, más seco será este, entonces se podría considerar Chuchupa C1 como un yacimiento de Gas Seco).

- Finalmente Permeabilidad (k) muestra valores en la parte media del reservorio que aunque se ven algo “variables” marcan aumentos significativos lo cual puede dar un índice de mejores capacidades de flujo en esta zona del yacimiento, esto se puede observar en el anterior histograma.

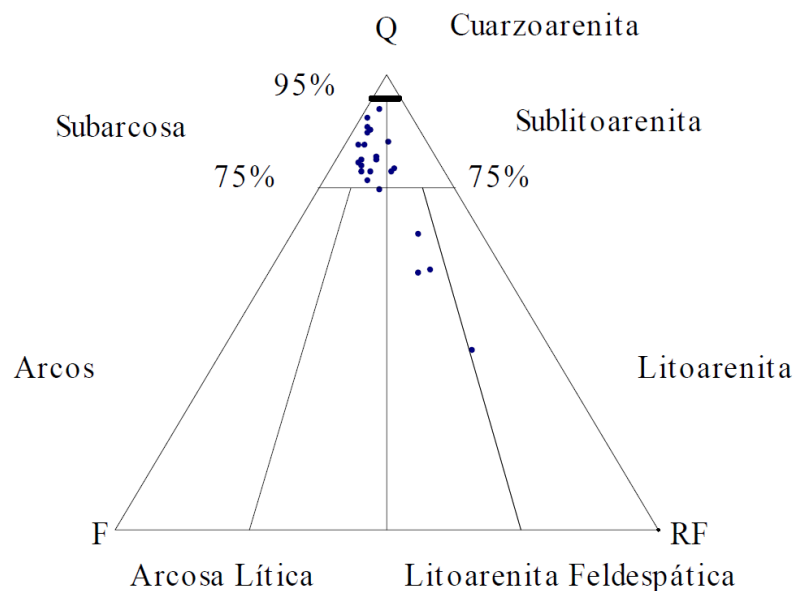
7.5 ANÁLISIS SEDIMENTOLÓGICO

7.5.1.1 ANÁLISIS PETROGRÁFICO

Para el análisis Petrográfico se contó con la información otorgada por el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) del “Estudio Petrográfico de 25 muestras de Núcleos de Perforación del Pozo Chuchupa C1” y la información adquirida durante el reconocimiento del núcleo realizada por la autora.

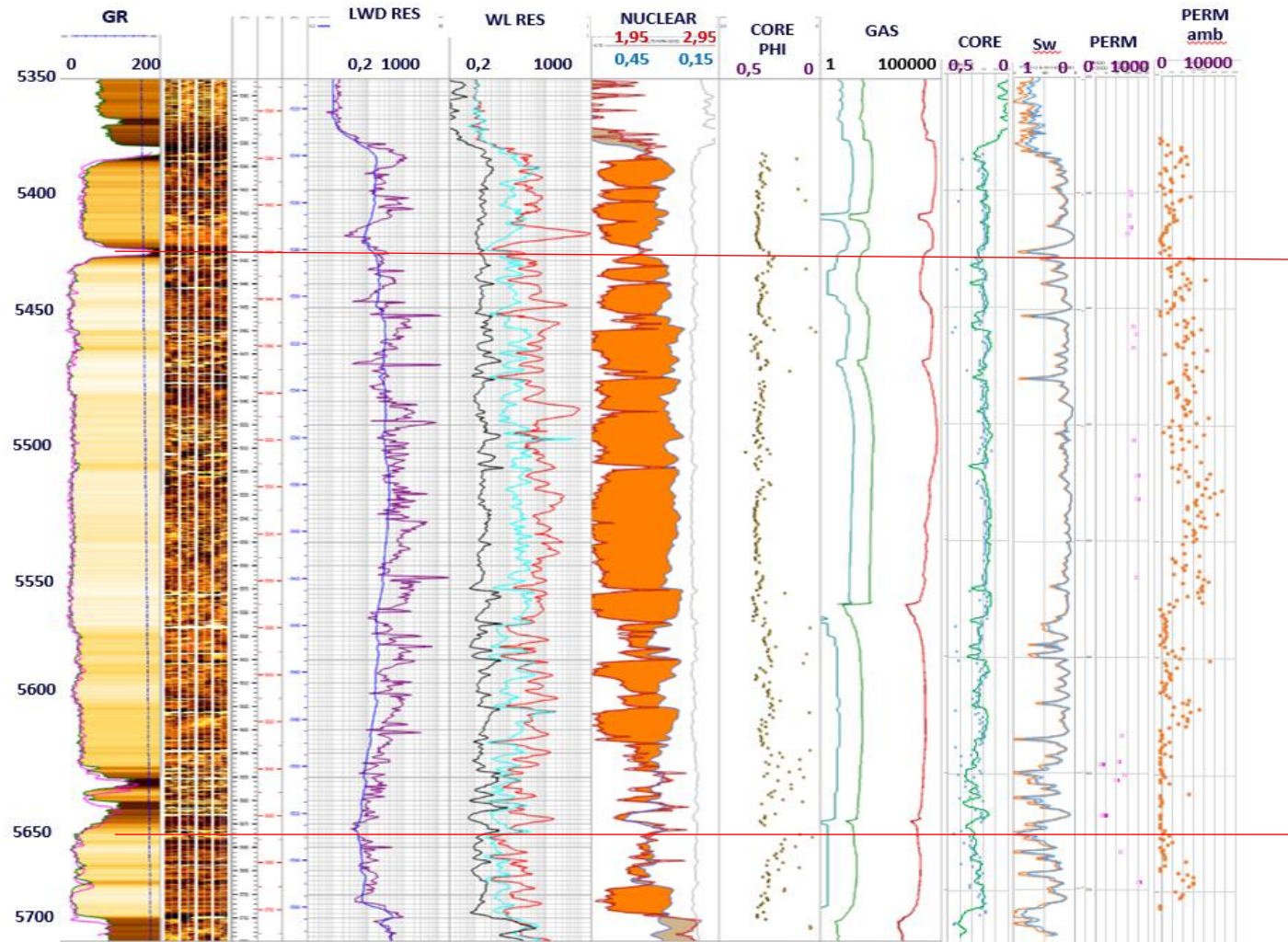
De la información plasmada en este estudio hay que resaltar la clasificación de las rocas, ya que la mayoría se encuentran como Subarcosas lo cual significa que tienen un contenido feldespático del 5 – 25% como también es de resaltar los líticos presentes en las muestras, en las zonas más profundas del reservorio varían en menor proporción de 1.6 a 1.7% y en mayor proporción de 29.4 a 48.5%. *Gómez, (2006)*. Esto se puede observar en la **ilustración 34**.

Ilustración 34 Posición de las muestras en el triángulo clasificatorio de Folk. (1974).



FUENTE: Gómez, J. (2006). Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos de Perforación del Pozo Chuchupa C1. Bogotá, Colombia: GEMS Ltda.

Ilustración 35. Registro Pozo C1 Fase Preliminar- Análisis Propiedades Petrofísicas.



FUENTE: Autora (10/17). Registro Pozo C1 Fase Preliminar- Análisis del Registro [Gráfico].

De lo analizado podemos decir que:

- En los contenidos minerales del armazón es abundante el porcentaje feldespático siendo en su mayoría potásico, aun así, este volumen del contenido presente no se considera que afecte el GR en general los valores son bajos.
- Es abundante el contenido de bioclastos como minerales accesorios, igualmente encontramos minerales pesados en esta categoría, pero en muy baja proporción.
- De los materiales que se encuentran como cemento la calcita es predominante, seguido por la micrita, en menor proporción encontramos arcilla, caolinita y óxidos como material cementante y vale la pena resaltar que en las zonas superiores hay presencia de glauconita en donde su mayor porcentaje se da en la profundidad de 5417.3’.

Continuando con el análisis petrográfico se tienen las ilustraciones de la 37 a la 40 en las cuales observamos lo siguiente:

De la **ilustración 37** se puede resaltar que se está generando una segunda porosidad debido a la disolución de plagioclasas, al igual que la presencia de feldespatos potásicos (recordando que el GR es sensible al potasio k) y el registro *gamma ray* en este punto muestra una ligera subida, lo cual puede estar influenciado por dicho contenido.

En la **ilustración 38** se resalta por un lado el contenido micritico que puede contribuir a un alto grado de cementación y por esto los bajos valores de porosidad en el registro y por otro lado un alto desacomodamiento de los granos lo que exhibe una porosidad alta, esto se pudo haber presentado dadas las condiciones y/o tratamientos prestados a la muestra de roca lo que podría generar este comportamiento “anormalmente alto” en la porosidad como lo describe Gómez en su informe.

Se debe resaltar que en la **ilustración 39** la variedad de tipos de fragmentos líticos presentes en la zona, encontrando rocas metamórficas, intrusivas y el contenido fosilífero lo cual hace muy variable esta zona, denominándola como “zona de líticos polimicticos⁹”

Finalmente, en la **ilustración 40** encontramos el basamento del yacimiento, con la presencia de metalimolitas.

7.5.1.2 ANÁLISIS DEL NÚCLEO

La información con la que se desarrolló este punto fue principalmente el reconocimiento hecho en la litoteca por la autora y las fotografías del núcleo (data perteneciente a Chevron, facilitada por Ecopetrol).

Durante el reconocimiento que se hizo del núcleo se pudo observar en general que:

- Son arenas que visiblemente en macro son poco variables en su contenido mineralógico.
- Alta presencia de líticos diseminados en todo el cuerpo rocoso.

(Continúa página 64)

⁹ Conglomerado polimíctico: Roca formada por granos redondeados de diferentes tamaños, inmersos en una matriz de partículas mucho más pequeños, estos granos presentan diferente composición (origen).
Extraído de Blog Aterrageo.

Ilustración 36. Estudio Petrográfico de 25 muestras de Núcleos de Perforación del Pozo Chuchupa C1.

PETROGRAFIA CONVENCIONAL DE ROCAS CLASTICAS
TABLA DE DATOS

POZO: **CHUCHUPA 18 V** MUESTRAS: **NÚCLEOS** CUENCA: **GUAJIRA** ANALIZO: **Juan J. Gómez - 08/2006**

MUESTRA Nº	PROFUNDIDAD	MINERALES DEL ARMAZON													CEMENTOS						POROSIDAD				CLASIFICACION Folk, 1974						
		CUARZO			FELDESPATOS			FRAG. LITICOS			M. ACCESORIOS			DUCTILES			QUIMICOS			MEC			TOTAL								
		EXTINCCION	POLICRISTAL	TOTAL	POTASISICO	PLAGIOLITICA	TOTAL	IGNEOS	METAMORFICO	SEDIMENTARIO	TOTAL	BIOLASTOS	PESADOS	TOTAL	MIGAS	INTRAORGANICA	MAT. ORGANICA	TOTAL	CALCITICA	GLAUCONITICA	OXIDADOS	ARCILLAS	CAOLINITA	PIRITITA		MX-MICRITITA	AGLUTINANT	PRIMARIA	SECUNDARIA	MICROPOROS	TOTAL
1	5399,4'	15	19	6,1	39,4	4,8	2,7	7,5	0,9	2,4	0,9	4,2	12,1	1,2	13,3	0,9		4,2	4,8	1,5	1,2	0,3			2,0	9,8	21,5	1,8	1,2	24,5	SUBARCOSA CON FÓSILES
2	5400,3'	16	24	4,3	43,6	7,9	2,6	10,5	0,3	2,3	0,3	2,9	12,8	1,3	14,1	0,7	0,3	1,0	3,3	1,6	1,0	0,7		1,6	8,2	17,0	1,6	1,0	19,6	SUBARCOSA CON FÓSILES	
3	5409,2'	17	24	6,4	47,3	6,7	1,3	8,0	0,7	2,3		3,0	6,7	0,7	7,4	1,0		1,0	3,7	5,0		2,0	0,3		11,0	19,5		2,7	22,2	SUBARCOSA	
4	5414,4'	24	23	6,1	52,7	5,4	0,3	5,7			2,0	2,0	6,8	1,0	7,8	T		0,0	3,4			3,7			7,1	18,9	0,7		19,6	SUBARCOSA	
5	5417,3'	18	22	2,8	42,6	3,0	1,3	1,3	0,3	1,3		1,6	11,2	2,0	13,2	0,3	0,7	1,0	2,0	8,9		5,0	0,3		16,2	21,1			21,1	SUBARCOSA CON FÓSILES	
6	5457,3'	17	21	11,8	49,6	5,4	2,0	7,4	1,0	0,7		1,7	4,7	1,0	5,7	0,7		0,7	13,9				0,3		14,2	20,3	0,3		20,6	SUBARCOSA CALCÁREA	
7	5460,4'	17	34	8,9	59,4	5,6	2,6	8,2	1,3	1,3	0,7	3,3	3,3	0,7	4,0	3,0	0,7	3,7	1,0	0,3		0,3	0,3	0,3	2,2	18,8		0,3	19,1	SUBARCOSA	
8	5466,3'	18	22	13,5	53,2	6,1	3,7	9,8	3,0	0,7		3,7	1,7	1,7	3,4	0,3		0,3	7,4						7,4	22,2			22,2	SUBARCOSA	
9	5506,3'	18	22	13,5	53,3	4,8	0,3	5,1	0,3	0,7		1,0	10,7	0,3	11,0	0,7	2,1	2,8	1,0				2,1	3,1	16,3	0,3	1,0	17,6	SUBARCOSA CON FÓSILES		
10	5517,4'	7,3	29	16,6	53,1	2,0	0,7	2,7	1,0			1,7	8,3	0,3	8,6	1,0		1,0	3,7			0,7		13,0	17,4	14,3	0,7	0,7	15,7	SUBARCOSA	
11	5521,4'	16	28	18,3	62,6	4,0	2,3	6,3	1,0	0,7		1,7	1,7	0,3	2,0	T		0,0	5,7					6,0	11,7	14,7	0,3	0,7	15,7	SUBARCOSA	
12	5528,6'	19	28	16,8	63,0	4,8	2,7	7,5	3,6	2,3	0,7	6,6		0,3	0,3	0,3	0,7	1,0				T	0,3		0,3	18,8	1,3		20,1	SUBARCOSA	
13	5531,6'	10	34	16,7	60,7	5,7	2,3	8,0	2,7	3,0	0,7	6,4	1,3	0,7	2,0	1,0		1,0	T						0,0	20,3	1,3	0,3	21,9	SUBARCOSA	
14	5550,3'	12	29	15,1	56,2	7,4	2,9	10,3	4,5	4,2		8,7	0,6	0,3	0,9	1,0	0,3	1,6	1,9			T			1,9	17,7	2,6		20,3	ARCOSA LITICA	
15	5565,3'	20	20	17,8	57,7	3,6	2,0	6,6	0,3	2,0	0,3	2,6	0,7	0,3	1,0	0,7	0,3	1,3	16,8			0,7	T		17,5	11,9	1,7		13,6	SUBARCOSA CALCÁREA	
16	5633,3'	14	22	10,5	46,5	3,6	4,2	7,8	3,3	1,5		4,8	7,2	0,3	7,5	2,1	0,3	2,4	6,0			2,1		10,8	18,9	8,7	2,1	1,2	12,0	SUBARCOSA	
17	5635,7'	18	24	9	50,7	7,1	2,8	9,9	2,8	2,8		5,6	4,3	0,9	5,2	1,5	0,3	1,8	8,6			0,3	0,6	6,2	15,7	9,9	0,9	1,3	12,1	SUBARCOSA	
18	5644,8'	18	24	9	50,8	3,4	2,2	5,6	2,8	4,0		6,8	12,7	0,6	13,3	1,5	0,3	0,9	2,7	1,2	2,5			11,8	15,5	6,8	0,9	3,7	11,4	SUBARCOSA CON FÓSILES	
19	5646,1'	12	9,2	10,5	31,5	5,2	2,0	7,2	2,3	14,1		16,4	14,1	0,7	14,8	2,0	0,7	2,7	8,9	2,6			0,3	7,9	19,7	2,6	5,2	7,8	LITOARENITA FELDESPATICA CON FÓSILES		
20	5650,6'	14	29	10,5	53,4	2,1	3,8	5,9	3,5	45,0		48,5	7,7	0,3	8,0	7,9	0,7	8,6		0,3		1,4	T	0,3	2,0	14,6	1,4		16,0	SUBLITOARENITA	
21	5652,3'	10	11	10,4	31,8	3,7	2,0	5,7	7,0	4,7		11,7	13,0	T	T	3,3		3,3	17,4					3,0	20,4	3,4	4,0	0,7	8,1	L.A. FELDESPATICA CALCÁREA CON FÓSILES	
22	5662,6'	11	7,1	7,1	24,8	6,1	3,2	9,3	2,6	26,8		29,4	10,3		10,3	2,3	1,3	3,6	16,5				0,3		16,8	1,0	4,2	0,8	5,8	L.A. FELDESPATICA CALCÁREA CON FÓSILES	
23	5683,3'	11	23	5,9	39,8	5,9	5,3	11,2	2,1	17,4	0,3	19,8		0,3	0,3	4,1	3,8	7,9				0,3		0,3	15,6	3,6	1,5	20,7	LITOARENITA FELDESPATICA		
24	5696,3'	18	29	20,6	68,2	2,7	2,7	5,4	1,0	5,7	0,7	7,4		0,3	0,3	0,7		0,7							0,0	15,2	2,4	0,3	17,9	ARCOSA LITICA	
25	5706,7'	1,8	29	2,7	33,0	2,3	4,1	6,4				0,0	0,5	0,5	0,5		6,8	7,3	5,0						5,0	2,7		2,7	2,7	METALIMOLITA (*)	

POLICRISTAL = CUARZO POLICRISTALINO
MEC = MECANICOS
M. ACCESORIOS = MINERALES ACCESORIOS

T = TRAZAS <1%
MIN = MINERALES
MAT. ORGANICA = MATERIA ORGANICA

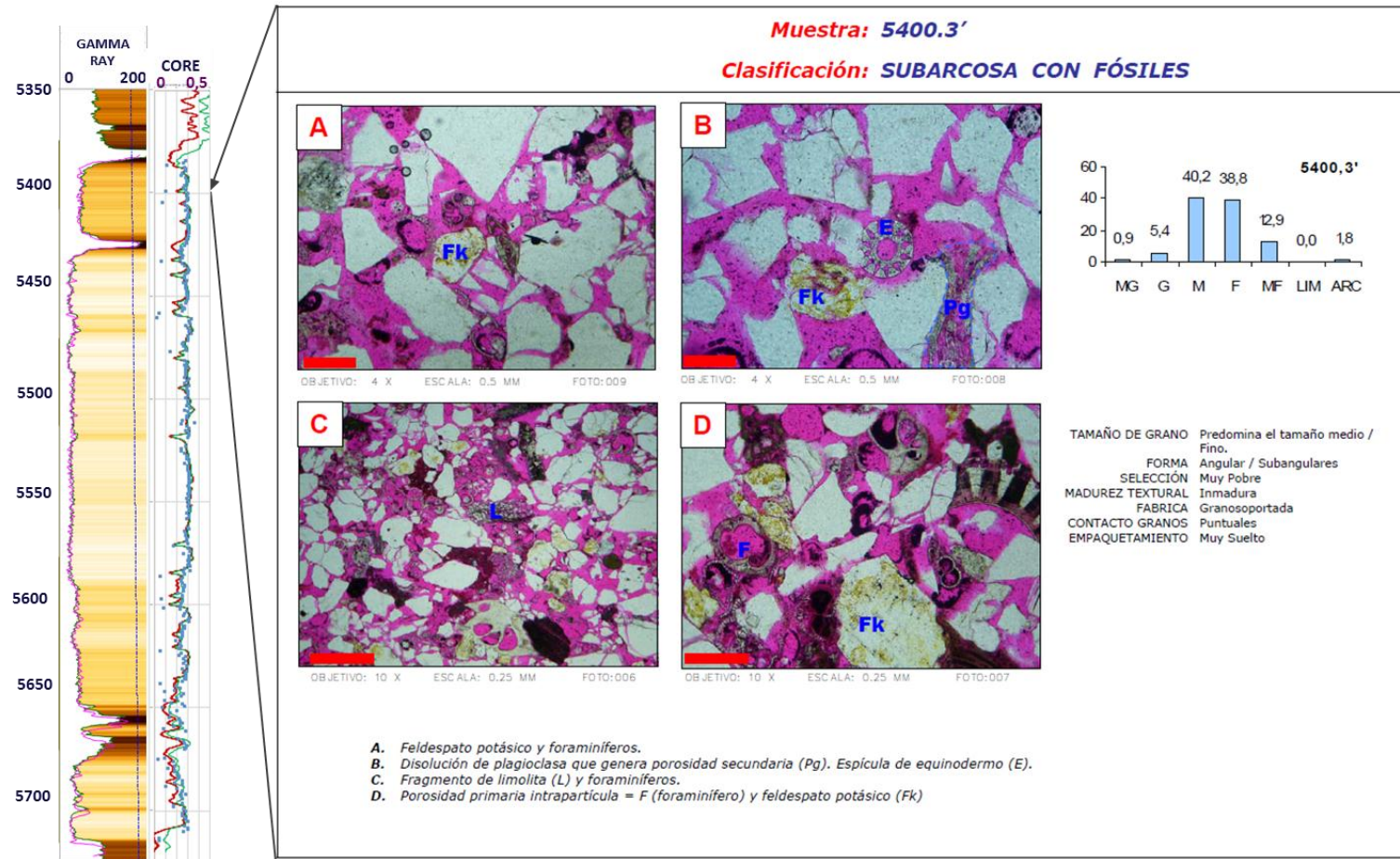
(*) Clasificación Informal
L.A. LITOARENITA

ANEXO - 1

FUENTE: Gómez, J. (2006). Petrografía Convencional de Rocas Clásticas [Tabla]. Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos de Perforación del Pozo Chuchupa C1.

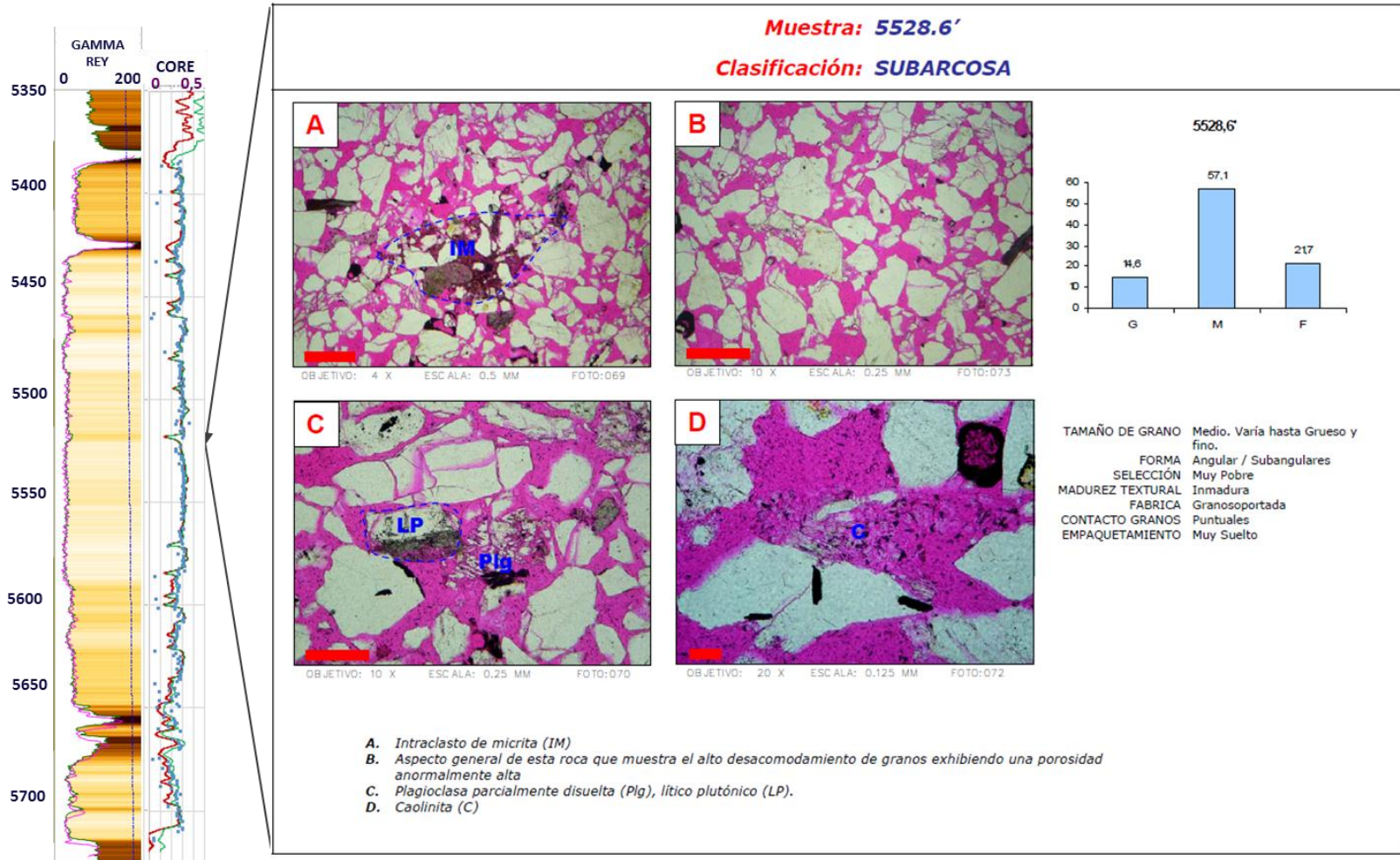
Junto con la información de la tabla anterior se tienen fotografías de las muestras, en este informe se presentarán 4 ejemplos de estas.

Ilustración 37. Muestra 5400.3'.



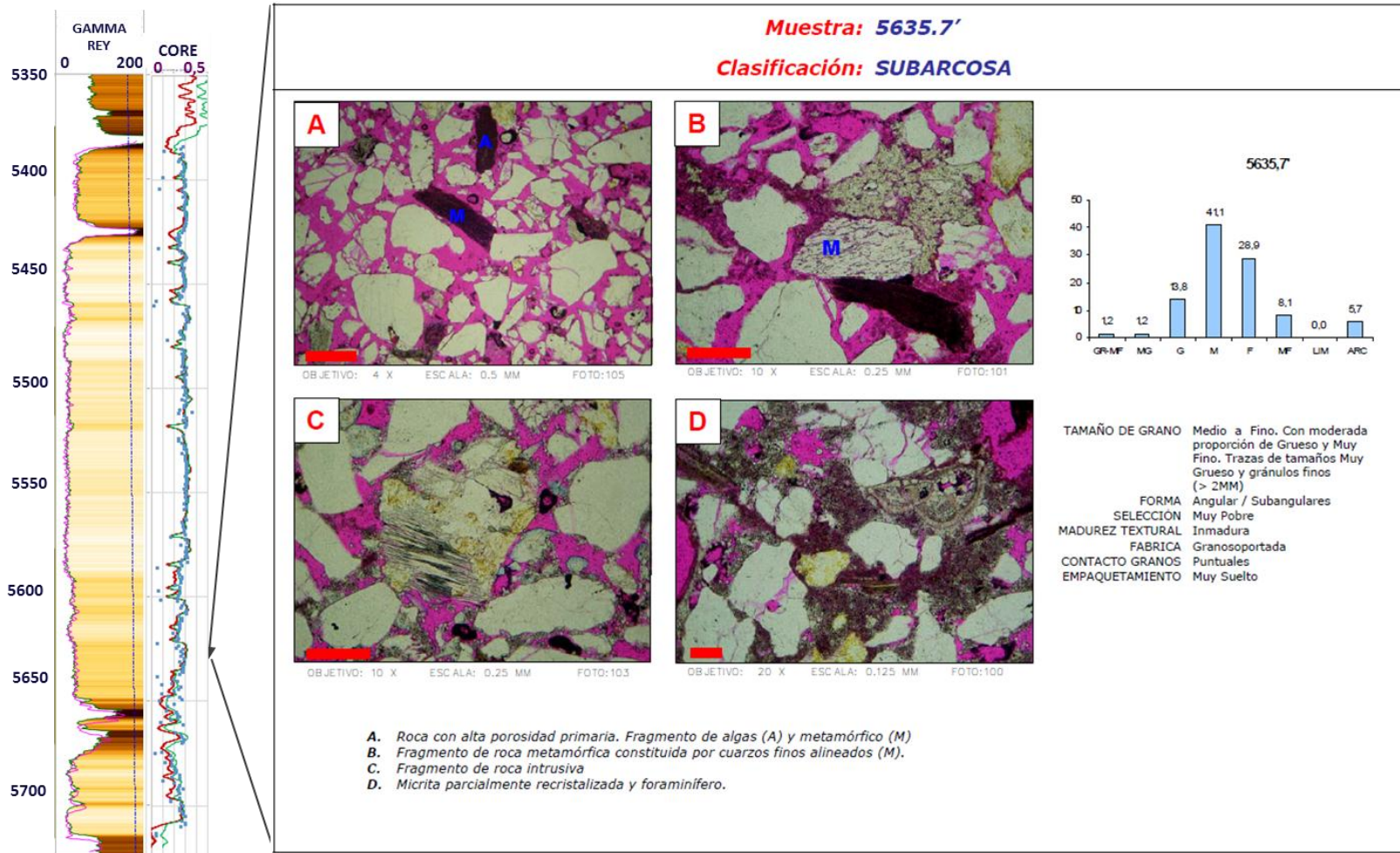
FUENTE: Gómez, J. (2006). Petrografía Convencional de Rocas Clásticas – Anexo 2 [Tabla]. Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos de Perforación del Pozo Chuchupa C1.

Ilustración 38. Muestra 5528.6'.



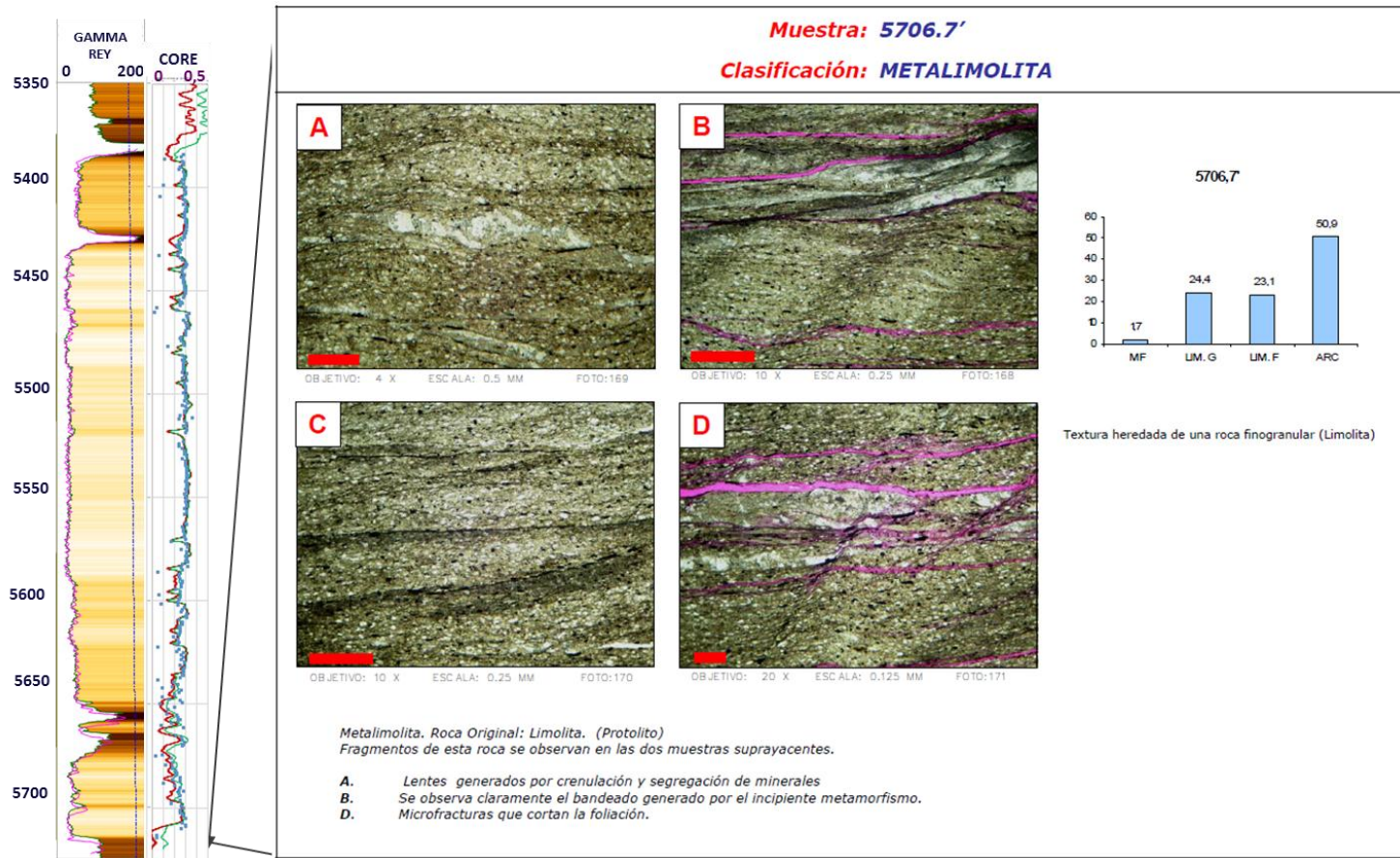
FUENTE: Gómez, J. (2006). Petrografía Convencional de Rocas Clásticas – Anexo 2 [Tabla]. Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos de Perforación del Pozo Chuchupa C1.

Ilustración 39. Muestra 5635.7'.



FUENTE: Gómez, J. (2006). Petrografía Convencional de Rocas Clásticas – Anexo 2 [Tabla]. Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos de Perforación del Pozo Chuchupa C1.

Ilustración 40. Muestra 5706.7'.



FUENTE: Gómez, J. (2006). Petrografía Convencional de Rocas Clásticas – Anexo 2 [Tabla]. Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos de Perforación del Pozo Chuchupa C1.

¹⁰ Crenulación: foliación formada por pliegues chevrón armónicos que se desarrollan en foliación preexistente. Extraído de: <http://www.cec.uchile.cl/~srebolle/node5.html>

- La presencia fosilífera es abundante, siendo los clastos de diferentes tamaños de 2 mm a 5 cm (observación macro), abundantes algas rojas y foraminíferos.
- En las partes inferiores del núcleo se encuentra una zona de conglomerados de tamaños variados, polimicticos (diferentes orígenes, en este caso ígneo, metamórfico y sedimentario posiblemente provenientes de la Cuenca de la Alta Guajira).
- La variación más marcada es el cambio del tamaño de grano.
- Los granos son predominantemente subredondeados a subangulosos.
- No hay presencia de material arcilloso de consideración exceptuando 1 pie de lodolita a los 5417' de profundidad.
- Existen **relictos** de estructuras sedimentarias más no hay marcas completas de estas.
- El grado de Bioturbación en todo el corazón es bastante alto.
- Se observaron Icnofósiles en el núcleo, principalmente *Ophiomorpas* – *Skolithos*.
- La presencia de Biotita diseminada está en todo el núcleo y se encuentra un punto de acumulación de 3 pies aproximadamente a una profundidad de 5694'.
- Presencia de material carbonoso y/o materia orgánica principalmente en zonas medias del reservorio pero en bajos porcentajes.

De acuerdo con la división hecha por Chevron de las unidades de las arenas de Chuchupa B1, B2 y C en el pozo C1 se tiene la siguiente distribución:

- **B1:** inicia en 5384' y finaliza en 5425'.
- **B2:** inicia en 5426' y finaliza en 5652'.
- **C:** inicia en 5653' y finaliza en 5710'.

Esto se representa en la **Ilustración 41**.

7.5.1.3 LITOFACIES

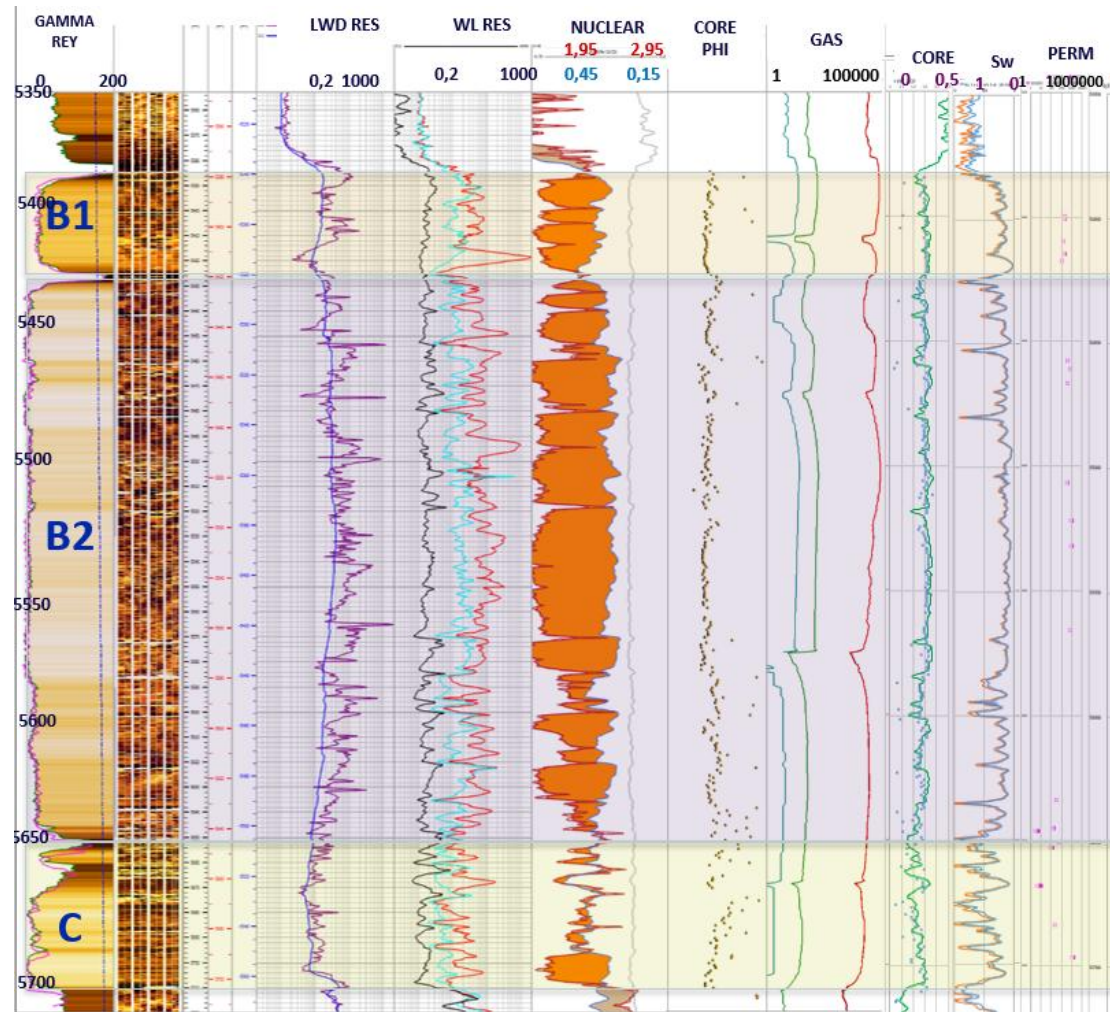
Con el análisis realizado durante la investigación se definieron 5 litofacies, esta modificación que se planteará a continuación es realizada y recomendada por la autora con base en la descripción textural y mineralógica del núcleo, dada la presencia general de bioturbación en el *core*, factor que limitó la descripción de estructuras sedimentarias, las cuales se encuentran ausentes o se encuentran en algunas partes como relictos, se vio la necesidad de tomar las variaciones más notorias en la composición y textura de la formación para determinar las siguientes litofacies:

Tabla 2 Descripción Litofacies

FACIES	DESCRIPCIÓN
Ab	Arenisca Bioturbada calcárea lítica, con presencia de fragmentos de oscuros, moscovita-biotita, oxidos, cemento calcáreo y localmente contenido fosilífero, Icnofósiles (<i>Ophiomorphas</i>).
Abf	Arenisca Bioturbada Fosilífera , calcárea, lítica, con alto contenido de fósiles, algas rojas coralinas, macroforaminíferos, fragmentos de conchas, cuarzo, cemento calcáreo, nummulites, localmente materia orgánica.
Abm	Arenisca Bioturbada con Materia Orgánica , calcárea, lítica, localmente presencia de fósiles, relictos de estratificación cruzada y mayor contenido de materia orgánica.
Abi	Arenisca Bioturbada con Intraclastos , bioturbada, cuarzosa, intraclastos redondeados ígneos, metamórficos y sedimentarios, localmente contenido fósil.
C	Conglomerado , polimíctico, matriz soportado, arenisca cuarzosa, localmente cemento calcáreo, clastos fósiles.

FUENTE: Autora (11/17). Descripción Litofacies [Tabla].

Ilustración 41. Registro Pozo C1-Distribución Unidades de las Arenas de Chuchupa Según Chevron.



FUENTE: Autora (10/17). Registro Pozo C1 Distribución Unidades de las Arenas de Chuchupa Según Chevron. [Gráfico].

La distribución de facies en el núcleo se resume en la siguiente tabla:

Tabla 3 Distribución de Facies en el núcleo.

DEPTH CORE (FT)	FACIE
5378-5419	Arenita Bioturbada
5420-5510	Arenita Bioturbada con Fragmentos Fósiles.
5511-5586	Arenita Bioturbada con Material Orgánico
5587-5640	Arenita Bioturbada con Fragmentos Fósiles.
5641-5647	Arenita bioturbada con Intraclastos.
5648-5654	Arenita Bioturbada con Fragmentos Fósiles.
5655-5658	Arena Conglomerática
5659-5663	Arenita Bioturbada con Fragmentos Fósiles.
5664-5670	Arena Conglomerática
5671-5673	Arenita Bioturbada
5674-5682	Arena Conglomerática
5683-5686	Arenita Bioturbada con Material Orgánico
5687-5688	Arena Conglomerática
5689-5703	Arenita Bioturbada con Material Orgánico
5704-5710	Metalimolita (Basamento)

FUENTE: Autora (11/17). Distribución de Facies en el núcleo [Tabla].

A partir de los 5655' se encuentra graficada una sola zona correspondiente a los conglomerados ya que si revisamos la tabla que muestra los rangos de las profundidades a las cuales se encuentran las facies podremos ver que hay secuencias de 2 pies o 5 pies que son muy finas y al graficarlas todas no permitirían una clara visualización de las mismas, entonces denominaremos la zona inferior del reservorio como "Zona Conglomerática" o "Zona de Diversas facies".

En el Anexo N° 2 se pueden observar fotografías del núcleo en orden de la distribución de facies siendo cada imagen representativa de la facies a la cual ha sido asignada.

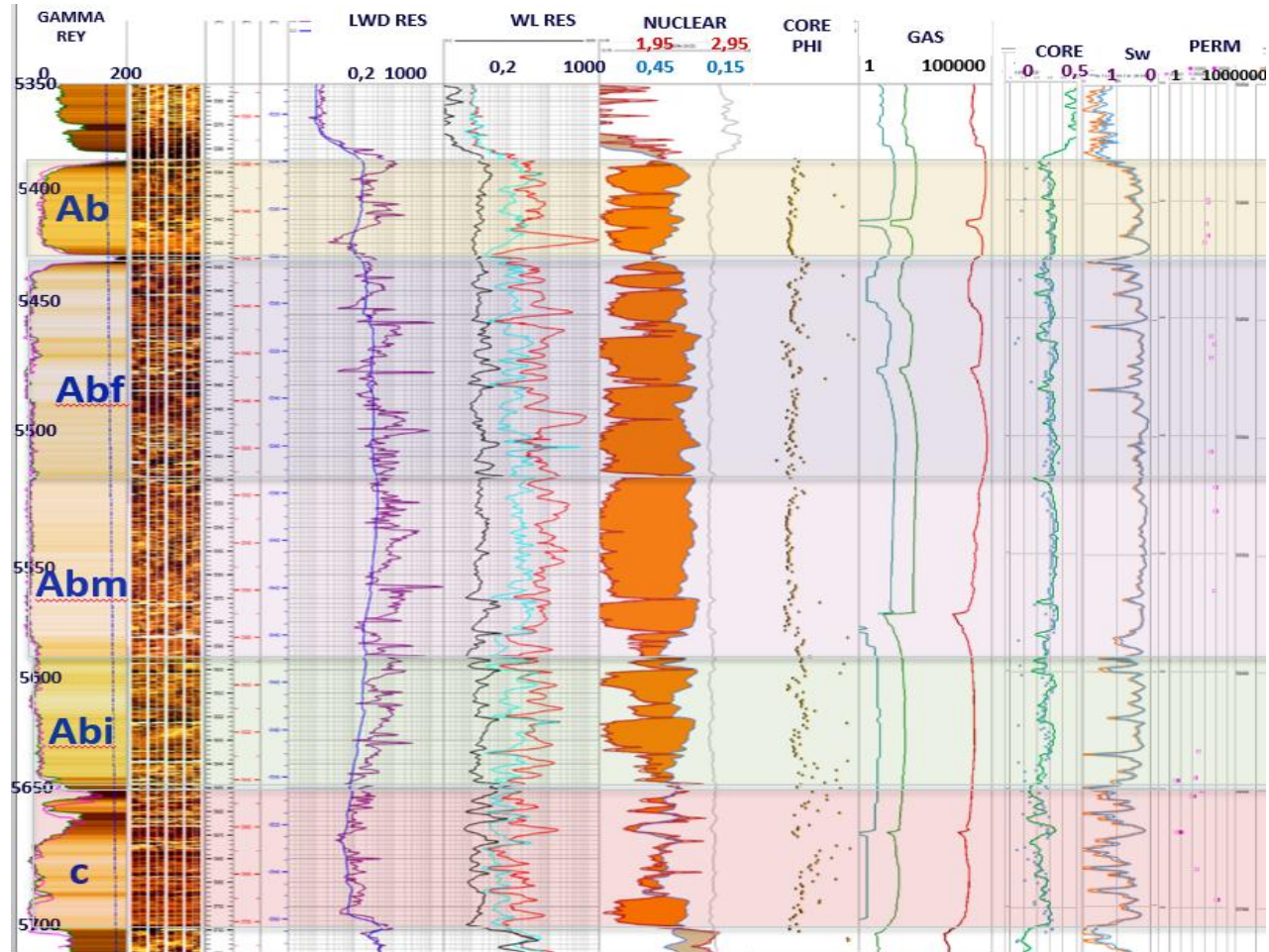
7.5.1.4 AMBIENTE SEDIMENTARIO

Con base en la descripción del núcleo, la definición de facies y la identificación de *ichnofosiles*, se interpretó un ambiente sedimentario de frente de playa (*Shoreface*).

- De acuerdo a *Boggs, S. (2006)* y el esquema de representación de la relación de características de trazas fósiles para facies sedimentarias y zonas de profundidad en el océano tenemos lo mostrado en la **Ilustración 43**.

Al ubicar en el registro la información y división de la zona con las facies se obtiene lo siguiente:

Ilustración 42. Registro Pozo C1-Distribución Litofacies de las Arenas de Chuchupa propuestas por la autora.



FUENTE: Autora (10/17). Registro Pozo C1 Distribución Litofacies de las Arenas de Chuchupa propuestas por la autora [Gráfico].

Ilustración 43. Representación trazas fósiles a profundidad.

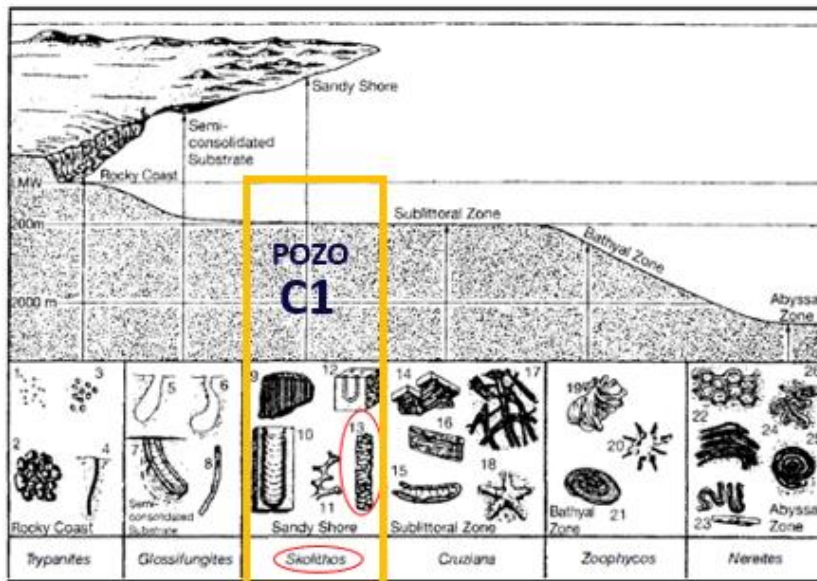


Figure 4.38
Schematic representation of the relationship of characteristic trace fossils to sedimentary facies and depth zones in the ocean. Borings of 1, *Polydora*; 2, *Entobia*; 3, echinoid borings; 4, *Typanites*; 5,6, pholadid burrows; 7, *Diplocraterion*; 8, unlined crab burrow; 9, *Skolithos*; 10, *Diplocraterion*; 11, *Thalassinoides*; 12, *Arenicolites*; 13, *Ophiomorpha*; 14, *Rhizocorallium*; 15, *Rhizocorallium*; 16, *Teichichnus*; 17, *Crossopodia*; 18, *Asteriacites*; 19,

FUENTE: Boggs, S. (2006). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*, 4th ed., Fig 4.38. p. 105. New Jersey: Pearson Prentice Hall.

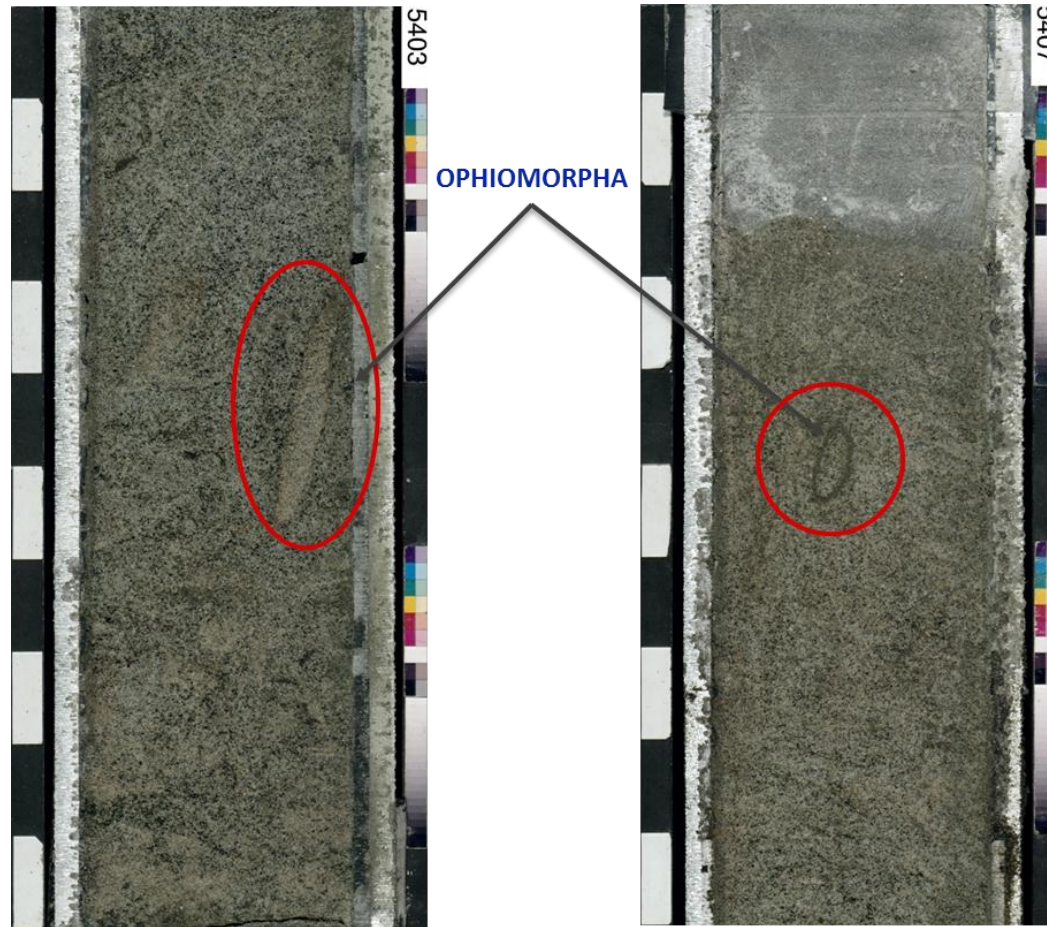
Se identificaron principalmente *ichnofósiles* de tipo *Skolithos* y *Ophiomorpha* que se observan abundantemente a lo largo de la secuencia, al ubicarlas en el esquema, los icnofósiles se encuentran en la zona sublitoral o *shoreface* de acuerdo con Boggs (2006). Según Arche, A. (2010) “en el *shoreface* se forman depósitos siliciclásticos homométricos (el tamaño de los granos es similar) con cantidades variables de restos bioclásticos y vegetales con estratificación cruzada planar y de surco”, lo cual se aplica al reservorio.

De acuerdo con Pemberton y Gingras (2005) clasificaron 5 tipos de medios de fluidos biogénicos de acuerdo a su contexto sedimentológico, Icnológico, diagenético y estratigráfico:

- Heterogeneidades discretas de superficie limitada (SCD).
- Heterogeneidades discretas no limitadas (NCD).
- Heterogeneidades ligeramente definidas.
- Heterogeneidades **cripticas**.
- Heterogeneidades Diagenéticas.

De acuerdo con lo que describen Murray, K et al. La textura heterogénea criptica se ajusta al reservorio ya que encontramos zonas que tienen el mismo patrón textural. Así se puede ver en la **ilustración 49** “Textura criptica pozo C1” del pie 5698 y como se observa en este pie se puede ver a lo largo del núcleo, teniendo en cuenta que, aunque haya 5 tipos de facies lo que tienen en común es la bioturbación y en unas de las facies conglomeráticas se puede observar que las partes arenosas se encuentran bioturbadas.

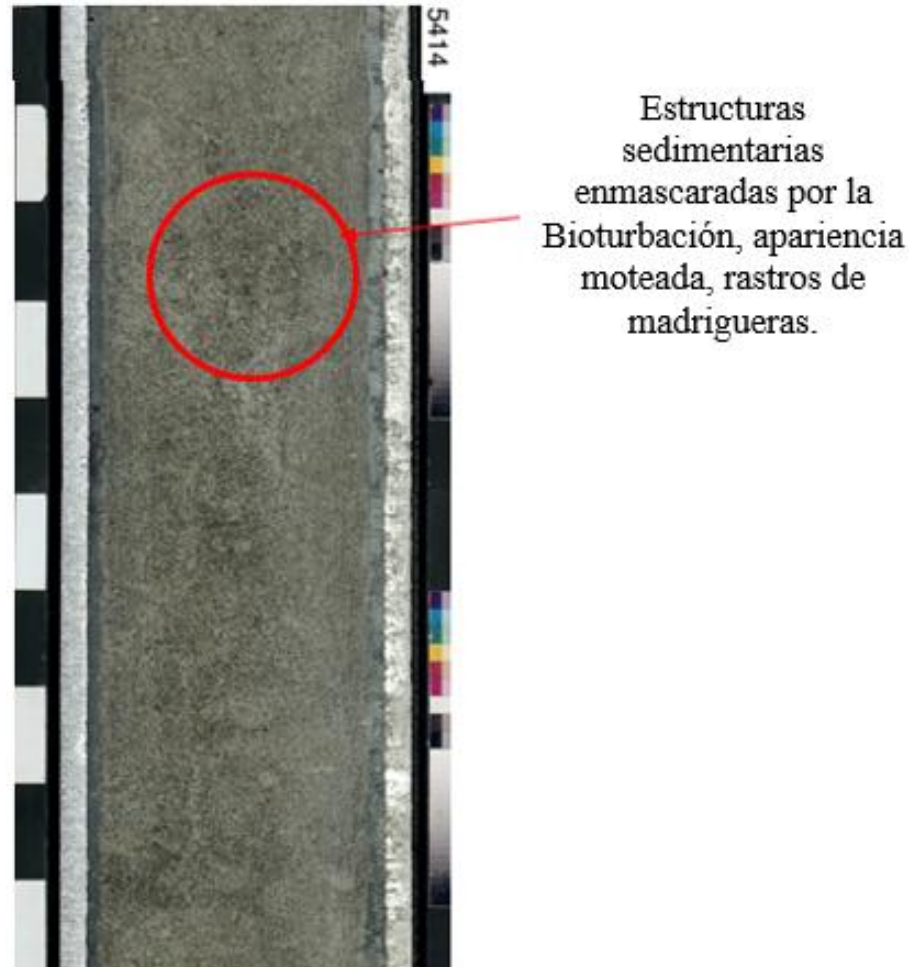
Ilustración 44. Ophiomorphas núcleo Pozo C1.



FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por al Autora (11/17).

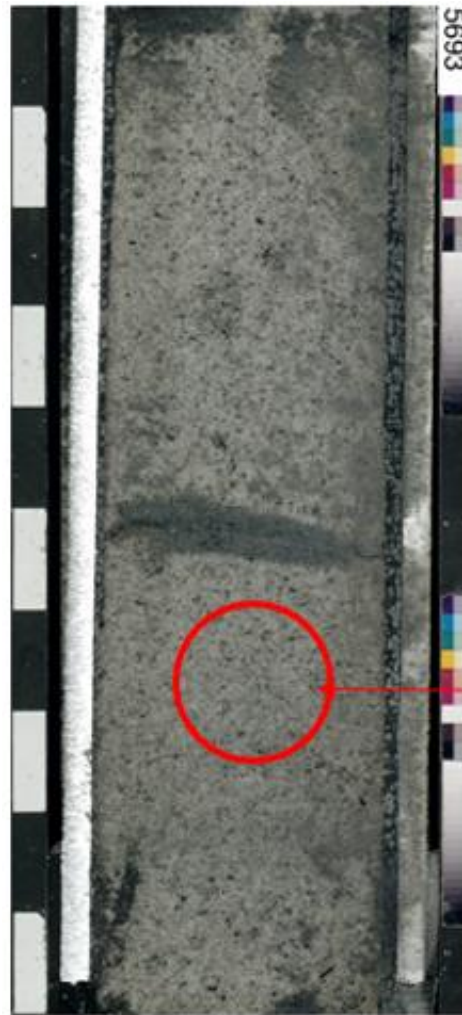
- La bioturbación presente en el núcleo en algunas secciones es tan abundante que no es claramente identificable, también es de resaltar que el patrón textural es predominante en todo el cuerpo rocoso, algunos ejemplos de esto son:

Ilustración 45. Textura núcleo Pozo C1 5414'.



FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

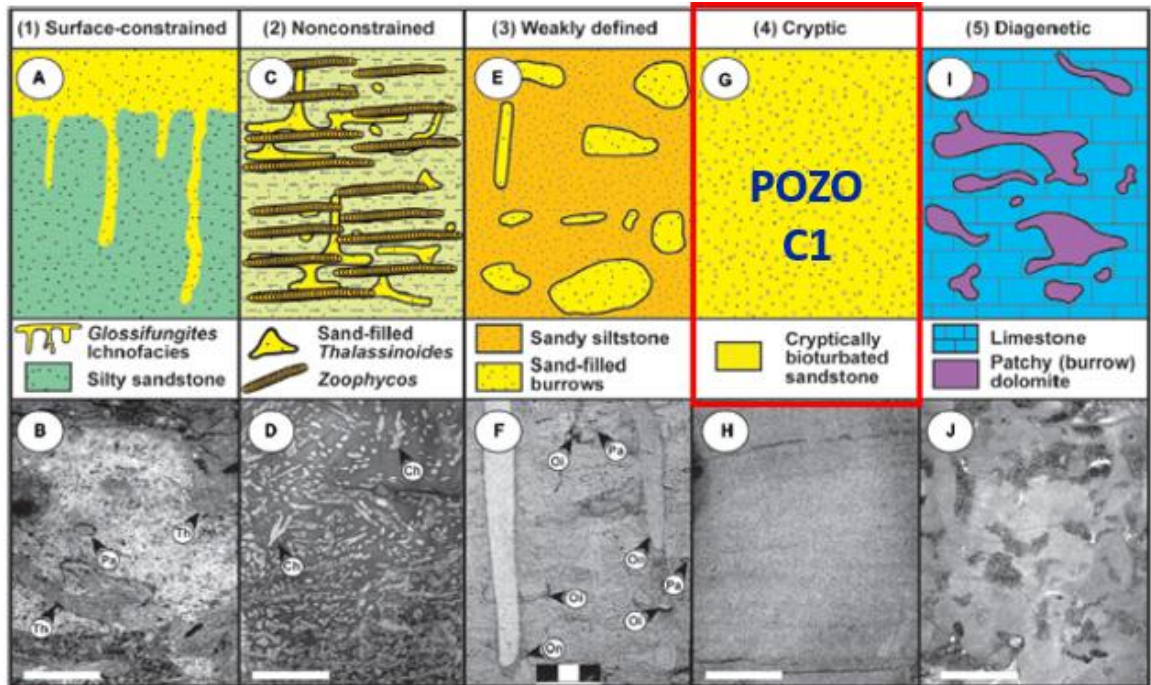
Ilustración 46. Textura núcleo Pozo C1 5693'.



Estructuras sedimentarias enmascaradas por la Bioturbación, apariencia moteada, constante en el núcleo.

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17)

Ilustración 47. Ejemplos de cada clase de medios de flujo biogénico a partir de núcleos de perforación.



Examples of each class of biogenic flow media from drill cores, which is 10 cm in diameter. (A) Surface-constrained discrete heterogeneities (SCD). (B) Example from Jurassic strata of Germany with *Thalassinoides* (Th) and *Palaeophycus* (Pa) indicated. (C) Non-constrained discrete heterogeneities (NCD). (D) Example, with *Chondrites* (Ch) indicated, from the Debolt Formation, Mississippian, Alberta. (E) Weakly defined textural heterogeneities (WDH). (F) Example from Jurassic strata, North Sea. *Ophiomorpha irregularis* (Oi), *O. nodosa* (On), and *Palaeophycus* (Pa) are indicated. (G) Cryptic biogenic heterogeneities (CBH). (H) Example from Jurassic strata, North Sea. (I) Diagenetic textural heterogeneities (DTH). (J) Example from Wabamun Formation, Devonian, Alberta (Canada).

FUENTE: Murray, K et al. (2012). *Porosity and Permeability in Bioturbated Sediments. Developments in Sedimentology, Vol64. Chapter 27. Elsevier B.V.*

En la **ilustración 49** se muestra textura críptica en el pozo C1, hay una falta de secuencias, una textura que a simple vista podría describirse como moteada, presencia alta de líticos color negro, diseminados en todo el *core*, la identificación del tipo de textura fue un proceso difuso en un comienzo dado que este término “críptico” no es ampliamente utilizado, pero observamos cómo puede tener una aplicación en este reservorio.

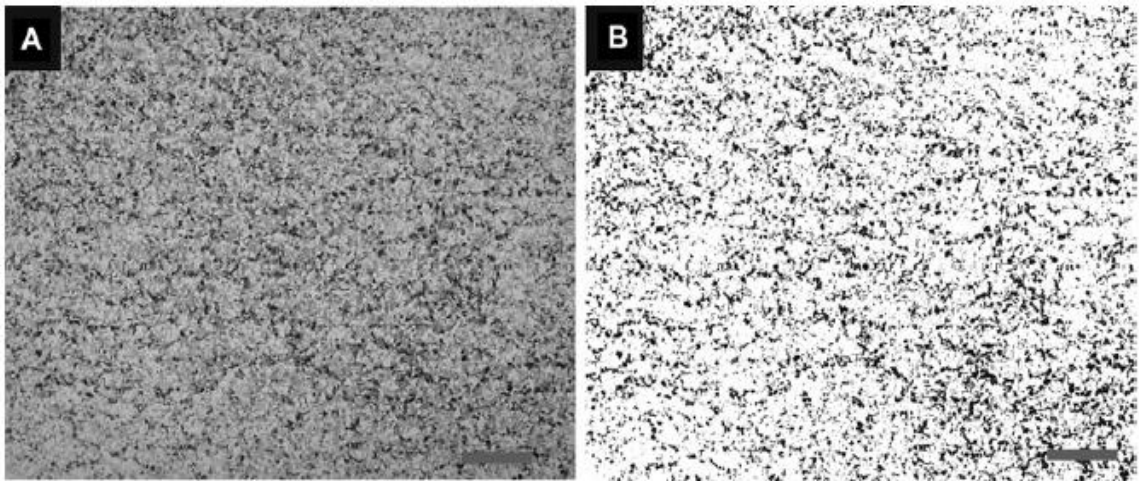
Según Murray et al. (2012); “Las heterogeneidades biogénicas crípticas (CBH) son el resultado de tres procesos:

- Meiofauna¹¹ que altera la laminación sedimentaria, que se conoce como criptobioturbación.

¹¹ Meiofauna: El componente de fauna de un lecho marino o lacustre, que comprende animales pequeños (pero no microscópicos), como pequeños gusanos y crustáceos. Extraído de: <https://www.collinsdictionary.com/es/diccionario/ingles/meiofauna>

- Algunos comportamientos *Macaronichnus*¹², que conservan los vestigios de textura sedimentaria mediante la implementación de comportamientos de alimentación de depósitos selectivos de grano.
- Erradicación de la laminación sedimentaria por animales de madriguera que rompen el sedimento.

Ilustración 48. Textura heterogénea Criptica.



(A) *Macaronichnus*-burrowed sand. (B) The same field of view showing image-enhanced burrow structures. The burrow halo is defined by dark grains, and the white area is the burrow fill (scale bar = 0.5 cm).

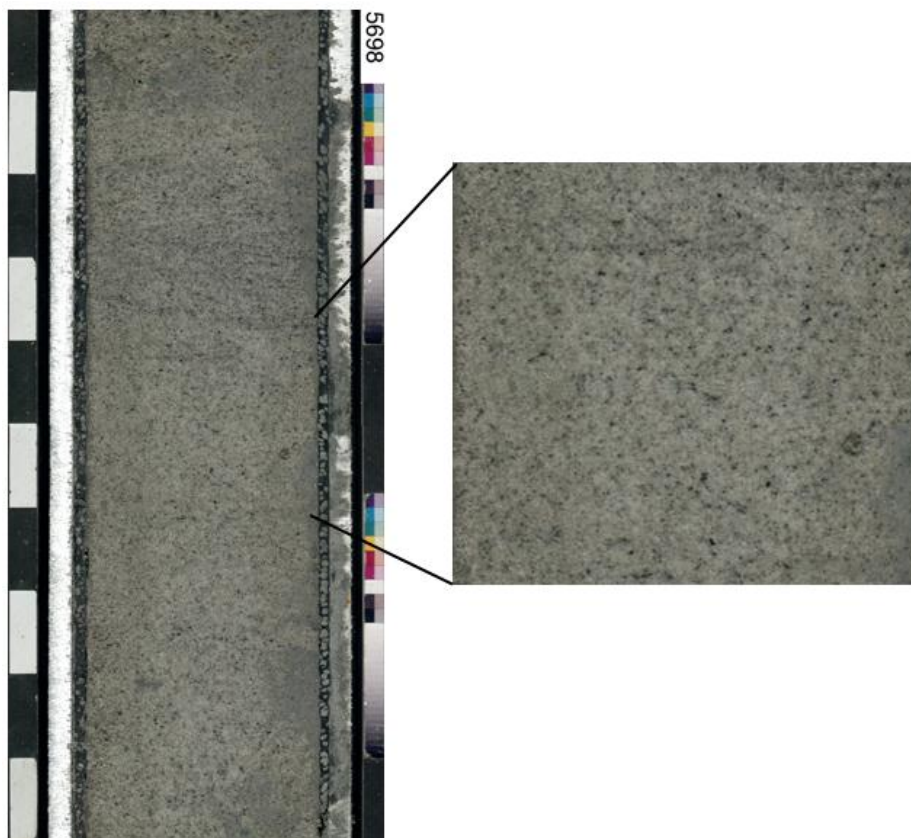
FUENTE: Murray, K et al. (2012). *Porosity and Permeability in Bioturbated Sediments. Developments in Sedimentology, Vol64. Chapter 27. Elsevier B.V.*

Aunque la roca criptobioturbada parecen homogéneas, *Gingras et al. (2002)* y *Gordon et al (2010)* demuestran que la madriguera se llena con respecto a la no surcada, la matriz comúnmente ofrece un medio de flujo de “doble porosidad” Se ha demostrado que las arenas dominadas crípticamente bioturbadas y dominadas por *Macaronichnus* producen unidades de flujo isotrópicas comparables que pueden ser susceptibles a la producción de hidrocarburos (*Gordon et al., 2010; Pemberton y Gingras, 2005; Tonkin et al., 2010*).

De acuerdo al artículo, “*Porosity and Permeability in Bioturbated Sediments. Developments in Sedimentology*”, se habla de las heterogeneidades de un yacimiento y como las trazas fósiles pueden influenciar la distribución de porosidad y permeabilidad en una roca sedimentaria ya que estos cambian físicamente la distribución de gargantas de poro y actúan como catalizadores de procesos de cementación y disolución durante etapas iniciales y finales de la diagénesis.

¹² *Macaronichnus*: Es un tubo de madriguera horizontal, con relleno activo, sin revestimiento, hecho por un alimentador de depósito, en el cual el relleno es idéntico a la matriz circundante. Extraído de: http://www.sjvgeology.org/geology/trace_fossils_macaronichnus.html

Ilustración 49. Textura Criptica Pozo C1.



FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

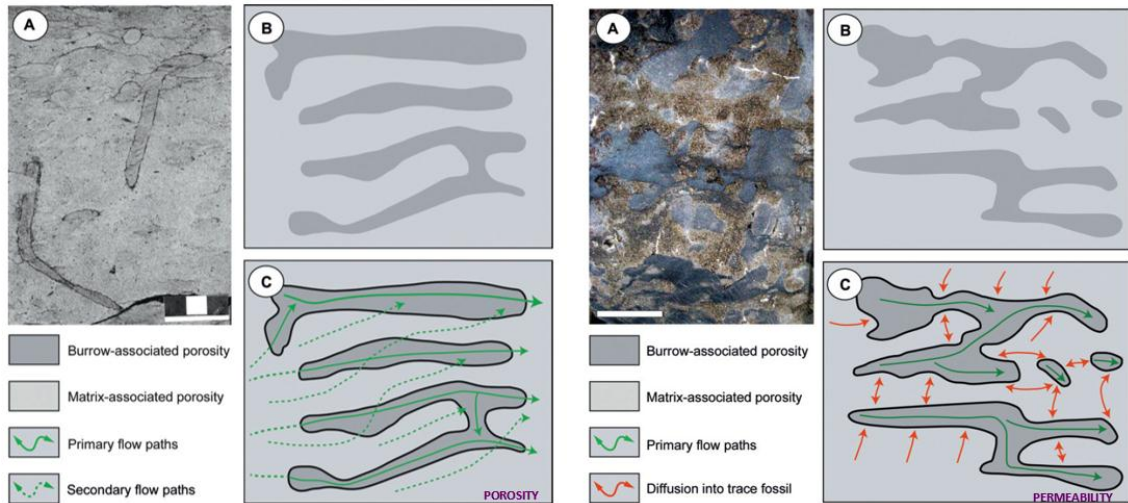
La modificación de la permeabilidad y la porosidad asociada a madrigueras puede tener entre severas reducciones y notables aumentos de la permeabilidad, se tienen un cambio en los sistemas de porosidad/permeabilidad.

- Sistema de doble porosidad:
 - Gran parte del volumen de roca es usado para conducir el flujo, aunque un alto porcentaje del flujo ocurre a través de las zonas de alta permeabilidad.
 - Interacciones de flujo entre las madrigueras y la matriz son extensas.
 - Este sistema es creado por animales moviéndose a través del sedimento o que viven en la arena comiendo y re-trabajando sedimentos.

Se puede observar en la **ilustración 50**.

- Sistema de doble permeabilidad:
 - Es el resultado de madrigueras abiertas llenas de granos más gruesos o diagénesis asociada a madrigueras en carbonatos, únicamente las zonas de alta permeabilidad de la roca contribuyen al flujo.
 - La permeabilidad dual puede construir un buen reservorio de gas; el gas fluye más fácilmente a través de estas redes que los líquidos y el gas puede ser almacenado en la matriz y liberado por las vetas de permeabilidad.

Ilustración 50 Comportamiento del Flujo del Fluido en Porosidad/Permeabilidad Dual



FUENTE: Murray, K et al. (2012). *Porosity and Permeability in Bioturbated Sediments. Developments in Sedimentology, Vol64. Chapter 27. Elsevier B.V.*

Ilustración 51 Ejemplos Posibles Porosidad/Permeabilidad Dual.



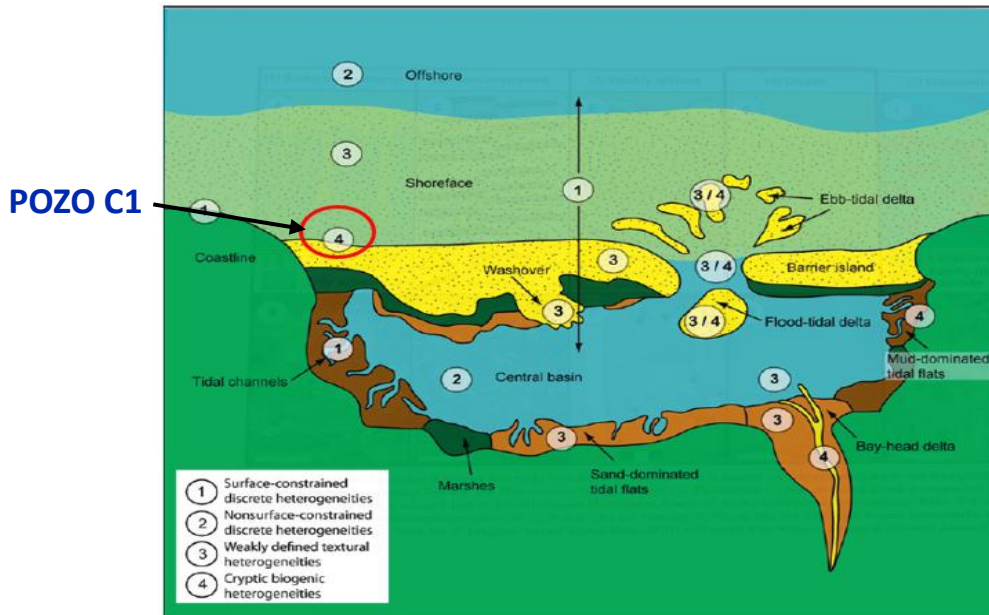
FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (12/17).

Lo que se puede concluir es que en este caso la presencia de bioturbación puede que genere este sistema dual como lo plantea *Gingras, M et al. (2012)*, En los núcleos se observan formas muy similares a las que describen en el artículo, la autora aclara que lo planteado solo se trata como posibilidad de una contribución a la porosidad y permeabilidad del yacimiento, sin dejar de lado parámetros como el tamaño de grano, el

sorting y la cementación como factores claves en el aumento o disminución de la porosidad y permeabilidad.

La bioturbación críptica (en areniscas) es común en estuarios y distribuciones clásticas de canales así como en depósitos de *upper shoreface*, lo cual refuerza la interpretación ambiental dada en este trabajo.

Ilustración 52. Características de Medio de Flujo Biogénico fuertemente influenciados por ambientes de depositación.



Biogenic flow-medium characteristics are strongly influenced by the environment of deposition. Biogenic dual-permeability flow media are associated with (1) surface-constrained discrete heterogeneities, and (2) non-constrained discrete heterogeneities. Dual porosity is strongly associated with (3) weakly defined textural heterogeneities, and (4) cryptic biogenic heterogeneities. Lagoonal and offshore settings are dominated by dual permeability and shoreface associations tend toward dual porosity.

FUENTE: Murray, K et al. (2012). *Porosity and Permeability in Bioturbated Sediments. Developments in Sedimentology, Vol64. Chapter 27. Elsevier B.V.*

Se interpreta una bioturbación de tipo críptica a lo largo de la secuencia del pozo C1, la cual enmascara las estructuras, esto hizo que se dificultara la determinación de facies, dada la existencia de relictos de estructuras y con esto no es posible dar una definición con certeza. Razón por la cual se definieron Litofacies.

Los parámetros anteriormente mencionados ubican el pozo C1 en el *shoreface* y menciona Arche, A. (2010) en el capítulo que habla del *shoreface* o zona sublitoral dice que:

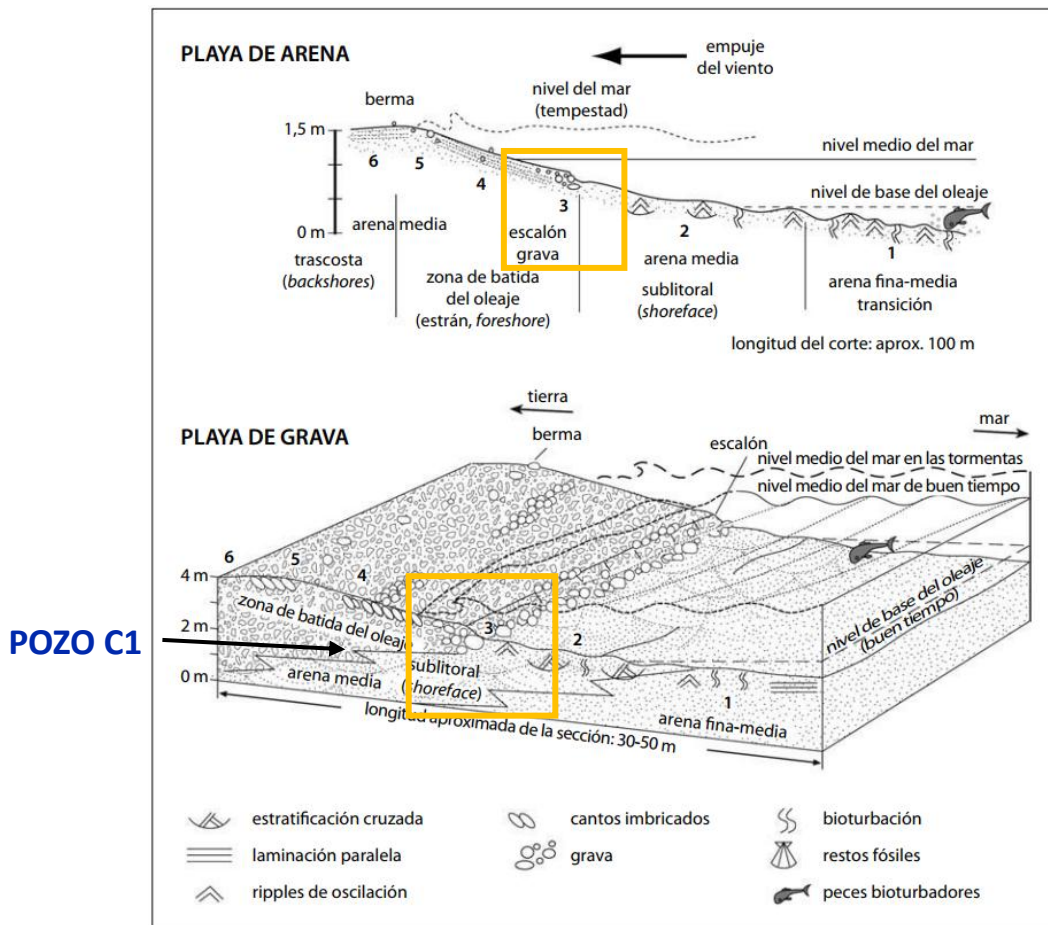
Es la parte más distal y profunda de la playa y pasa gradualmente a la plataforma interna (*offshore*). El sedimento es arena fina a limo con laminación paralela y bioturbación variable que ocasionalmente llega a borrar la estructura interna original.

Esto da explicación al gran paquete existente de arenas bioturbadas que tenemos pero en la zona inferior del reservorio encontramos arenas con intraclastos y zonas conglomeráticas, una explicación para esto es que el *foreshore* o zona de batida que se

encuentra en el límite con la zona sublitoral (*upper shoreface*) la cual forma un “escalón en la parte baja donde se acumulan los mayores tamaños tanto de granos como de restos de organismos (valvas y caparazones).” Arche, A (2010).

En el diagrama presentado por Arche se puede visualizar mejor la distribución de los tamaños de grano en las zonas de *foreshore* y *shoreface*:

Ilustración 53. Sección transversal de playas abiertas de arena y grava.



FUENTE: Arche, A (2010) Sedimentología Del proceso físico a la cuenca sedimentaria. Madrid, España: Consejo Superior de Investigaciones Científicas.

En el estudio “*Sedimentological Study Of The Chuchupa C1 Well*” realizado por Salazar, se plantea un ambiente de *offshore*, *offshore*-transicional y *shoreface* en la parte profunda del núcleo, teniendo en cuenta que puede haber una interpretación diferente la autora de este proyecto propone de acuerdo con las observaciones del núcleo, que en los inicios de la depositación se dieron en un ambiente de *foreshore* que luego pasó a un *shoreface*, en el cual se encuentra la mayoría de la secuencia estudiada.

La propuesta que da la autora en este proyecto del ambiente sedimentario se da para el análisis único de la zona de influencia de las arenas del mioceno temprano del pozo C1 teniendo en cuenta que el estudio ya mencionado pudo tener como insumo información

sedimentológica de más de un pozo y se habrá podido observar de forma macro la depositación que tuvo la Formación Areniscas de Chuchupa.

Ilustración 54. *Facies Sequences and Associations.*

No. Core	FACIES CODE	FACIES SEQUENCIES	DEPOSITIONAL ENVIROMENT	
1	Sb Sm Sb		<i>Upper Offshore (Inner Shelf)</i>	
	Mm		<i>Lower Offshore (Outer Shelf)</i>	
2	Sb Sb, ±Sbh Sxptb Shb		Offshore - Transition	
	L		<i>Lower Offshore (Outer Shelf)</i>	
	Sb-f Sb Sbh Shb		Offshore - Transition	
	Sb Sxptb	5	Offshore - Transition	
Shb Sbh Sxptwb	4			
Sbi Shb	3			
Sb	2			
5	Shb Sb Sbh Shb Sh	1		
	Shb Sbh Sh-f Shb			Lower Shoreface
	Sgm Sghb Gms Gms-f	5		Upper Shoreface
	Sghb-f Gmsm Gcs Gms	4		
	Shb Sgb Gmsm	3		
6	Gcs-f Gms-f	2		Lower Shoreface
	Sgm Gms Gcs	1		
	Sub, ±Sh Gcs	3		
	Sub Gcs	2		
	Sb Gmsm+moc	1	Offshore - Transition	
	Sb, ± Sh Sb			
	MB			

FUENTE: Salazar, A. (08/06). *Facies Sequences and Associations* [Tabla]. *Sedimentological Study of the Chuchupa.*

8. INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN

En esta fase del proyecto relacionaremos la información adquirida sedimentológica como petrofísica de forma que llegaremos a dar respuesta a las variaciones del perfil geométrico de los registros y de otros comportamientos llamativos que se observaron durante el análisis de la información, lo principal será entender como el sistema roca-fluido funciona en el reservorio estudiado y así establecer las zonas con mejores capacidades de flujo y almacenamiento que determinen características de buen reservorio.

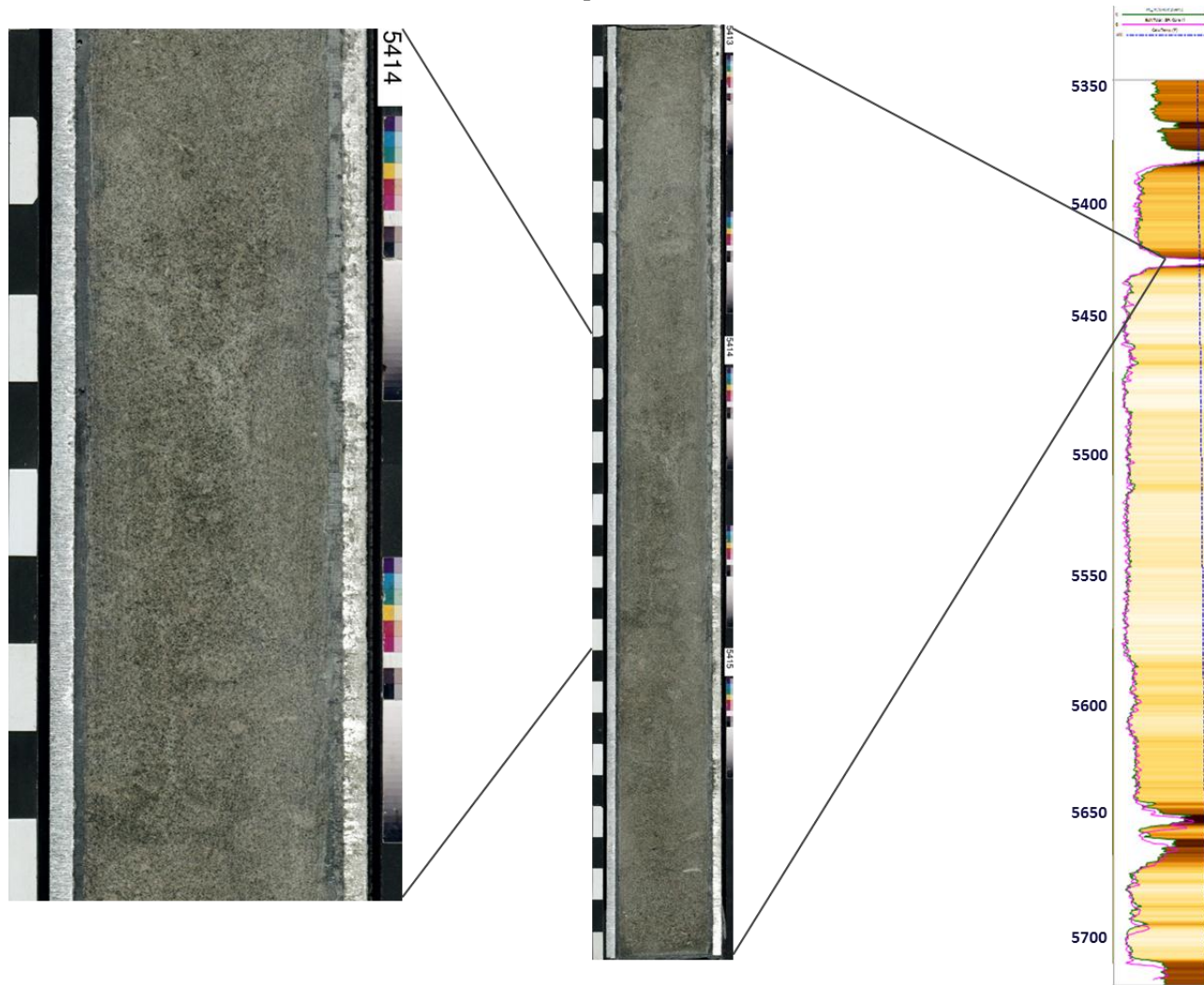
8.1 ANÁLISIS DE COMPOSICIÓN MINERALÓGICA, TEXTURAL Y COMPORTAMIENTO PRESENTADO EN EL REGISTRO DE POZO.

Durante el análisis de la información anteriormente realizado, en varios ítems tratados se dio como sugerencia que los cambios mineralógicos y texturales podrían estar definiendo los comportamientos de las curvas, como el registro de resistividad muestra una variabilidad continua (mencionado anteriormente como aserramiento) y como el registro GR presenta un comportamiento “continuo” pero que no da una respuesta directa al comportamiento resistivo, lo que indica que deben existir patrones específicos que alteren los registros, lo cual será analizado en este capítulo.

Uno de los puntos de interés en el análisis del registro fue la zona de profundidad de 5421’ a 5428’ que indica un posible sello (arcilla) por el valor elevado que marca el registro GR (183 GAPI), al observar la litología presente (descripción hecha durante el reconocimiento realizado en la litoteca) y comprobando con las fotografías, se puede ver que no hay arcillas en estos pies, son arenas calcáreas, menos friables que los pies que suprayacen e infrayacen, tienen un grado de compactación moderado a bueno, existe un contenido glauconítico considerable que presenta oxidación, en las muestras se podían observar granos diseminados de glauconita verde oscura (signo de oxidación, ya que el color de la glauconita en su estado no alterado es un verde claro). De esto se puede resaltar que la glauconita tiene un alto contenido potásico (mineral radioactivo al cual es sensible el registro GR). Esta puede ser una de las posibles explicaciones al valor anómalo que fue registrado, también da claridad de que en la zona no se presenta un sello si no es dicho cambio mineralógico el responsable del comportamiento del GR en esta zona. En la **ilustración 56** se puede observar lo tratado.

Continuando con el análisis integrado, otro de los puntos a resaltar anómalos es el comportamiento aserrado del registro de resistividad, se verificó la tabla de datos de la “Petrografía Convencional de Rocas Clásticas”, la cual dio unos indicios muy importantes ya que se ve un patrón en las 25 muestras en donde al tener un contenido feldespático mayor que el contenido calcáreo (hablando de bioclastos, y cementos tipo calcita o micrita) los valores de resistividad sufren caídas, mientras que si se tiene el escenario contrario donde hay mayor contenido calcáreo con respecto al feldespático la resistividad presenta “subidas” en sus valores, también observamos un insumo para el punto anteriormente mencionado, que en la muestra Número 5 correspondiente al pie 5417 (Profundidad del núcleo, con el ajuste de 7 pies sería la profundidad de 5424’) se encuentra que hay un porcentaje considerable de 8,9 de Glauconita como Cemento, lo que da más fundamentos para decir que es el contenido glauconítico el causante del valor elevado del GR.

Ilustración 55. Acercamiento Zona posible “sello” de la Formación.



FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

En la **ilustración 57** están sombreadas muestras como ejemplo de los hallazgos ya mencionados, para mayor visualización se presenta una tabla que resume lo graficado en la imagen.

Tabla 4 Ejemplos Contenido Mineralógico Muestras Pozo C1.

MUESTRA	DEPTH	% FELDESPATOS	% BIOCLASTO	% CEMENTOS	GR (GAPI)	RESISTIVIDAD
4	5414	5.7	6.8	7.1	51.3	121.93
5	5417	1.3	11.2	10.9	83.3	6.69
11	5521	6.3	1.7	11.7	27.9	77.5
12	5528	7.5	0	0	21.5	160.2
16	5633	7.8	6	16.8	44.4	121.4
23	5683	11.2	0	0	49.8	21.04
24	5696	5.4	0	0	23.3	45.12

Fuente: Gómez, J. (2006). Petrografía Convencional de Rocas Clásticas [Tabla]. Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos. Modificada por la Autora (12/17).

En el registro densidad/neutrón se pueden apreciar separaciones entre curvas que son indicadoras de presencia de gas, también podemos ver zonas donde la separación se cierra, que coincide con puntos como en el pie 5425 con el valor más alto de *gamma ray* y zonas donde la resistividad tiene un comportamiento más “aserrado”, el cruce de las curvas densidad/neutrón se ve menos prolongado; al remitirnos a los análisis hechos durante el reconocimiento del núcleo se pueden observar que las zonas donde se “cierran” las curvas densidad/neutrón son zonas más “apretadas” es decir la compactación es mayor o el grado de cementación es de moderado a alto, en la zona inferior, la zona conglomerática, es la que muestra los comportamientos más llamativos en cuestión de los registros, litológicamente hablando hay un contenido muy variado de tamaños de grano al igual que los tipos de líticas presentes (recordando lo mencionado anteriormente los conglomerados del yacimiento son de tipo polimictico), esta variabilidad textural es la respuesta a las representaciones “llamativas” de los registros, deja un interrogante en cuanto a las eficiencias eléctricas y capacidades de flujo que al parecer son limitadas en esta zona, este punto se profundizará en el momento que se traten las zonas de flujo y las *speed zones* del reservorio. (Ver **ilustración 57**).

8.1.1 TAMAÑO DE GRANO, SORTING Y SUS EFECTOS EN LOS REGISTROS

En el reconocimiento hecho en campo fueron pocos los cambios litológicos registrados en el núcleo, lo que más se pudo percibir fue una variación entre tamaños de grano y cambios de *sorting* (calibrado), tendencias texturales que tal vez estuvieran influenciando la respuesta del registro resistivo para mostrarse de forma aserrada; Por esta premisa se decidió graficar en el registro las variaciones texturales ya mencionadas, para esto fue necesario hacer una integración y complementación de la información obtenida en la litoteca junto con la descripción realizada por Chevron en el Registro Gráfico Compuesto del Pozo C1, de esto obtuvimos las gráficas de la **Ilustración 58**.

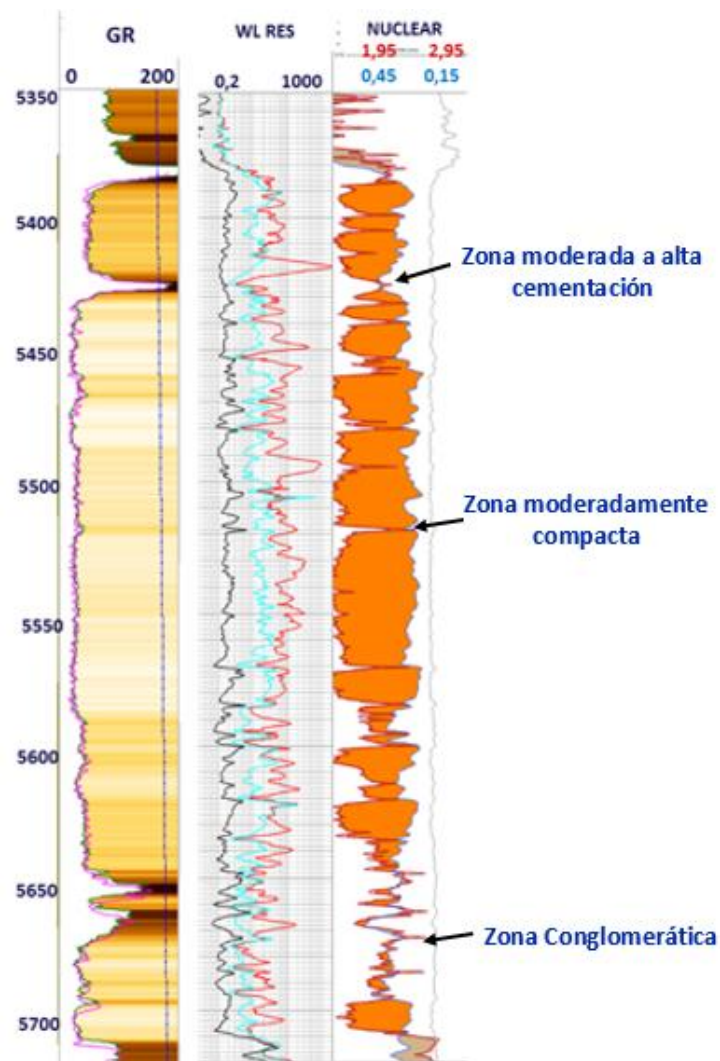
En la **Ilustración 58** encontraremos de izquierda a derecha el *track* de *sorting* con los parámetros *P*, *M* y *B* correspondientes a selección pobre, moderada y buena respectivamente, seguido del *track* tamaño de grano y los parámetros *MG*, *G*, *M*, *F* y *MF* correspondientes a los tamaños muy grueso, grueso, medio, fino y muy fino

respectivamente, luego está el *track* de resistividad y finalmente se encuentra el registro GR.

Hay un patrón con respecto a la combinación de varios tamaños de grano y la afectación en la resistividad, es decir cuando se encuentra menor combinación de tamaños de grano presentes en la zona los valores de resistividad tienen un mejoramiento y en zonas donde hay una mayor combinación de grano los valores tienden a bajar como sucede en la zona conglomerática del núcleo.

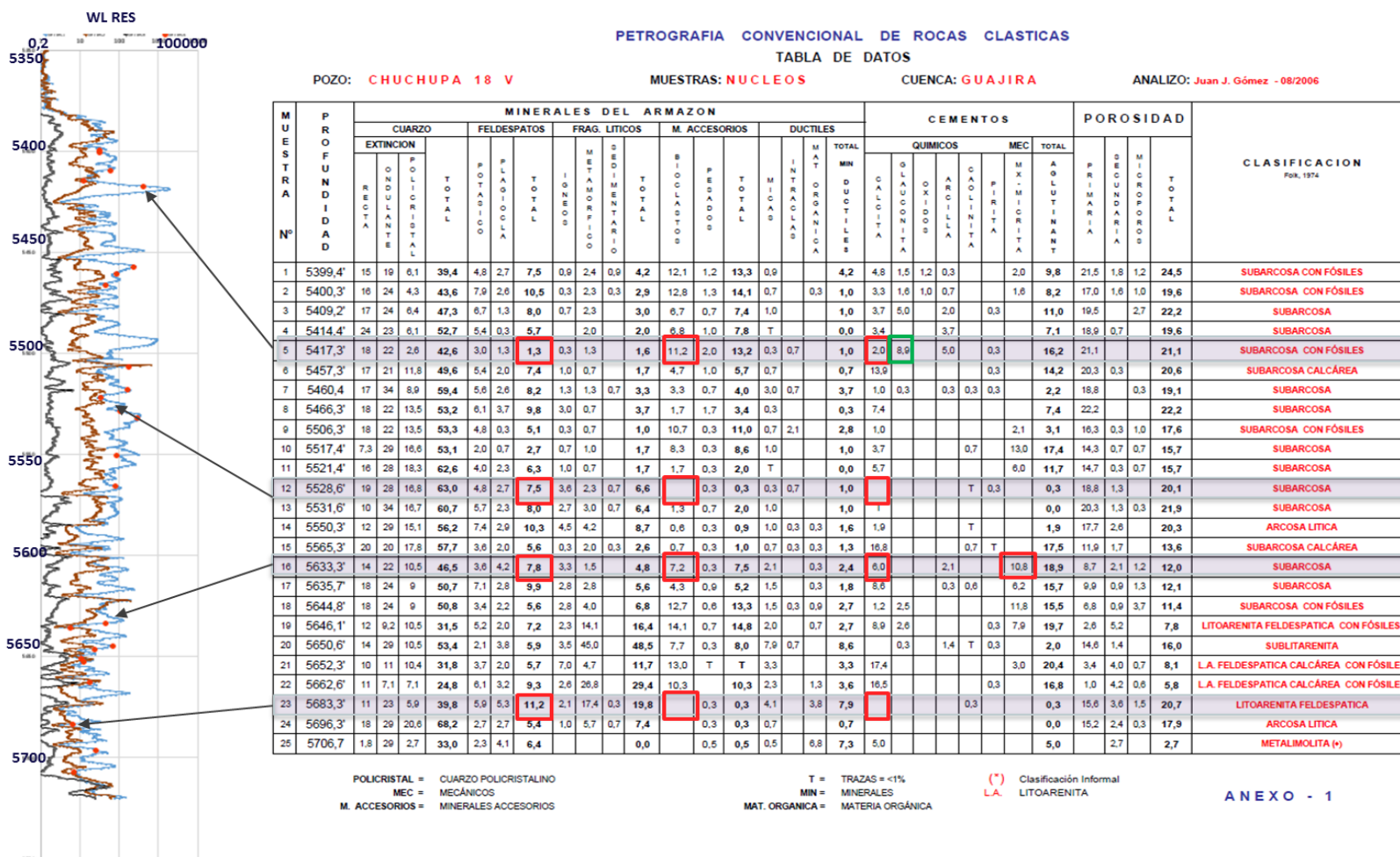
Como se muestra en la gráfica se puede hablar de que hay un *sorting* moderado predominante a lo largo del reservorio, no se tienen zonas donde se presente un mejoramiento directamente proporcional entre un buen *sorting* y picos altos de resistividad, para tener una mejor visualización de este parámetro se realizaron *crossplot* de *sorting* vs resistividad y de las combinaciones de *sorting* para evaluar la respuesta.

Ilustración 56 Registro D/N junto a resistividad y GR



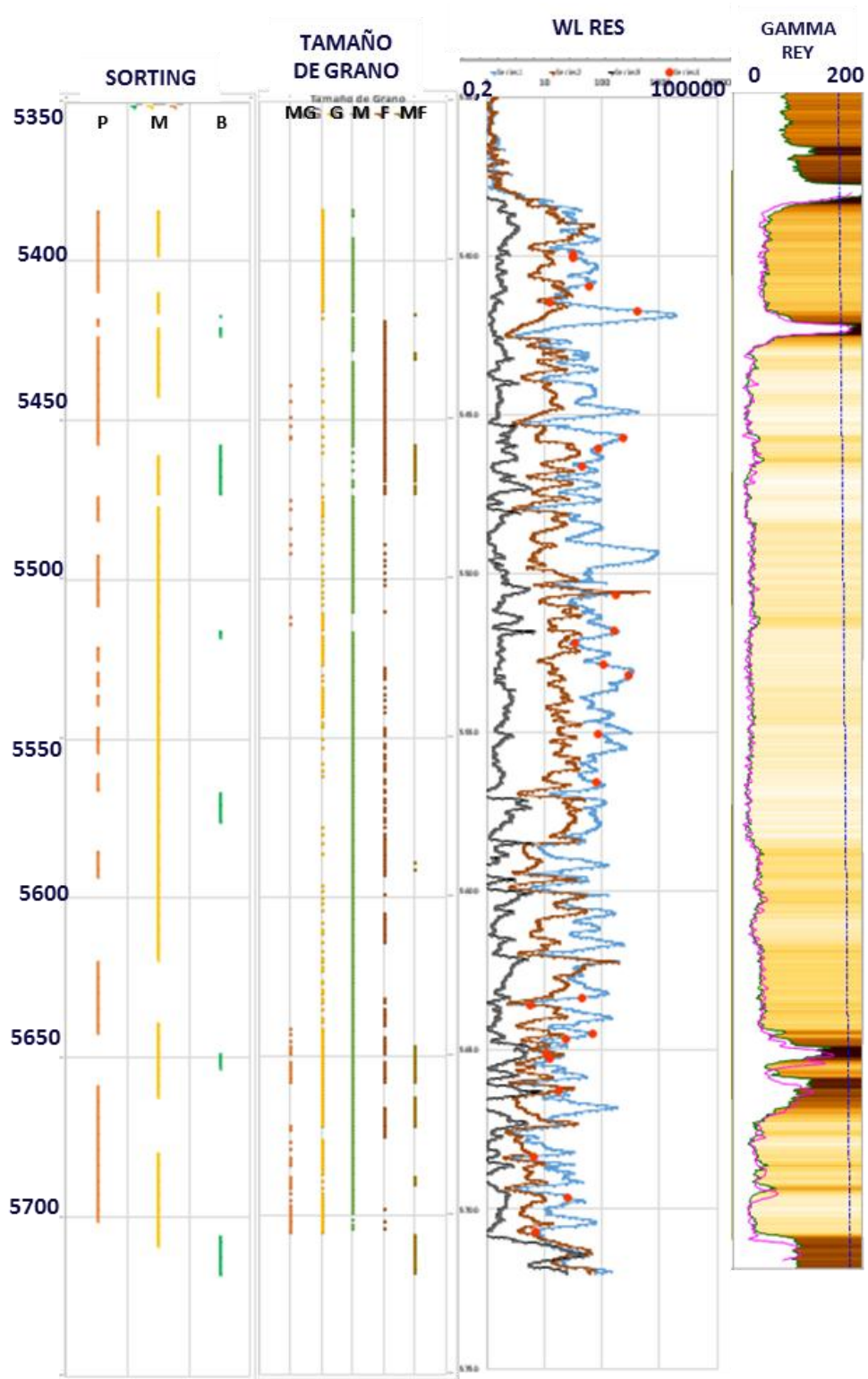
FUENTE: Autora (12/17). Registro D/N junto a resistividad y GR [Gráfico].

Ilustración 57. Petrografía Convencional de Rocas Clásticas. Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos.



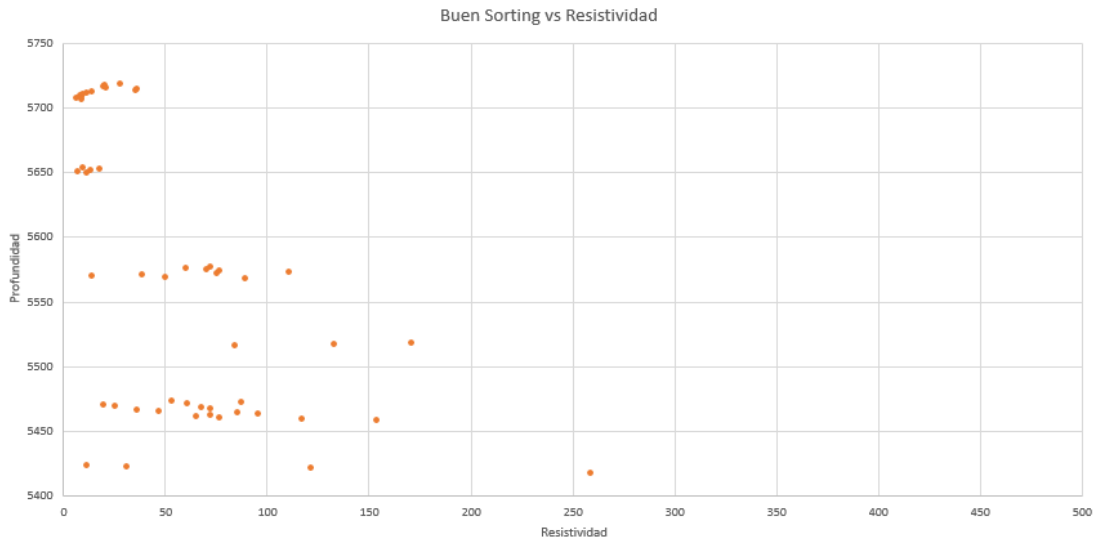
FUENTE: Gómez, J. (2006). Petrografía Convencional de Rocas Clásticas [Tabla]. Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos de Perforación del Pozo Chuchupa C1. Modificado por la Autora (11/17).

Ilustración 58. Registro Patrones Texturales.



FUENTE: Arandia, A (10/17). Registro Patrones Texturales de las Arenas de Chuchupa [Gráfico].

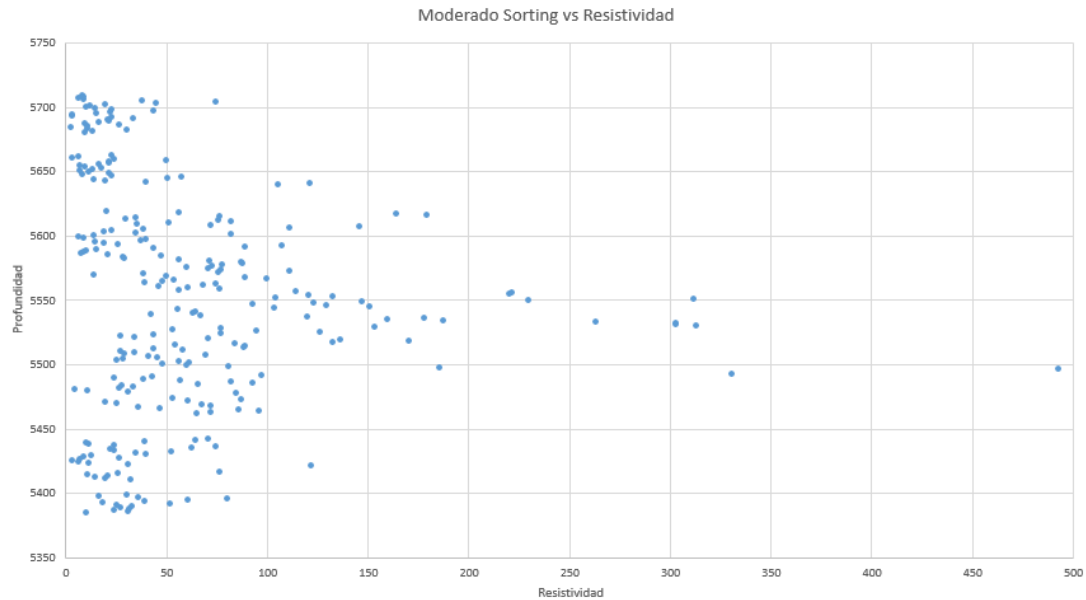
Ilustración 59. Buen *Sorting* vs Resistividad.



FUENTE: Arandia, A (10/17) Buen *Sorting* vs Resistividad [Gráfico] *Crossplot*.

En el *crossplot* de buen *sorting* vs resistividad se puede ver que hay baja cantidad de datos, no hay una correlación “positiva” donde se vea que al aumentar los valores de resistividad, los valores de buen *sorting* tiendan a acumularse.

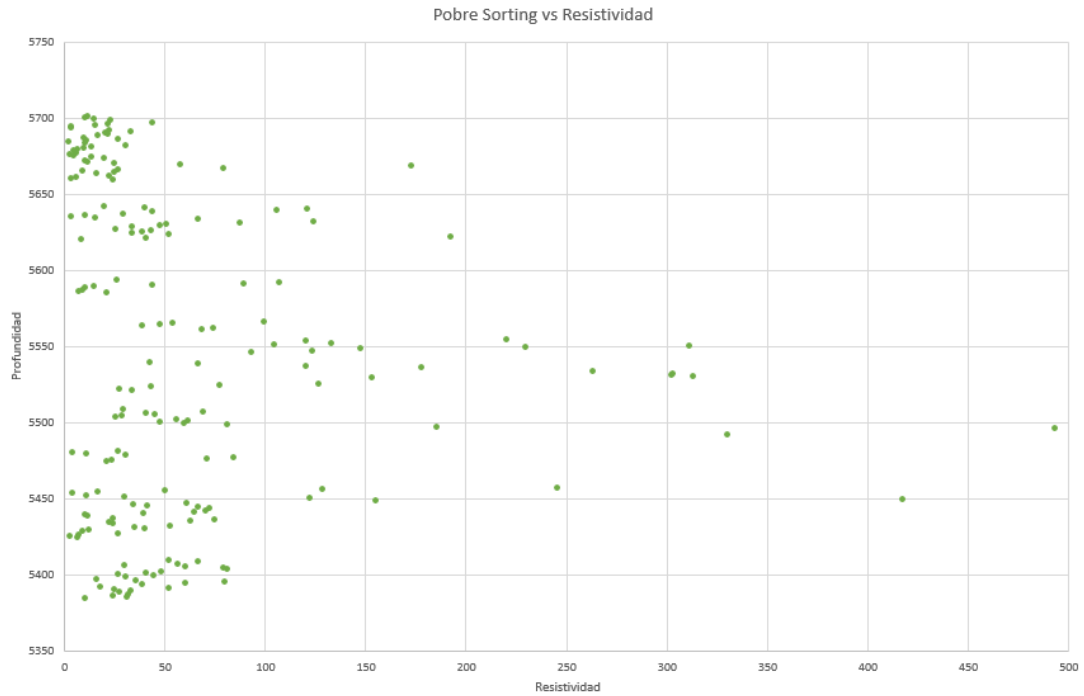
Ilustración 60. Moderado *Sorting* vs Resistividad.



FUENTE: Arandia, A (10/17) Moderado *Sorting* vs Resistividad [Gráfico] *Crossplot*.

Se resalta claramente una nube de puntos de los valores de moderado *sorting* con valores de resistividad bajos, hay una ligera mejor correspondencia hacia la parte media del reservorio en donde se encuentran puntos aislados pero con los valores más altos de resistividad.

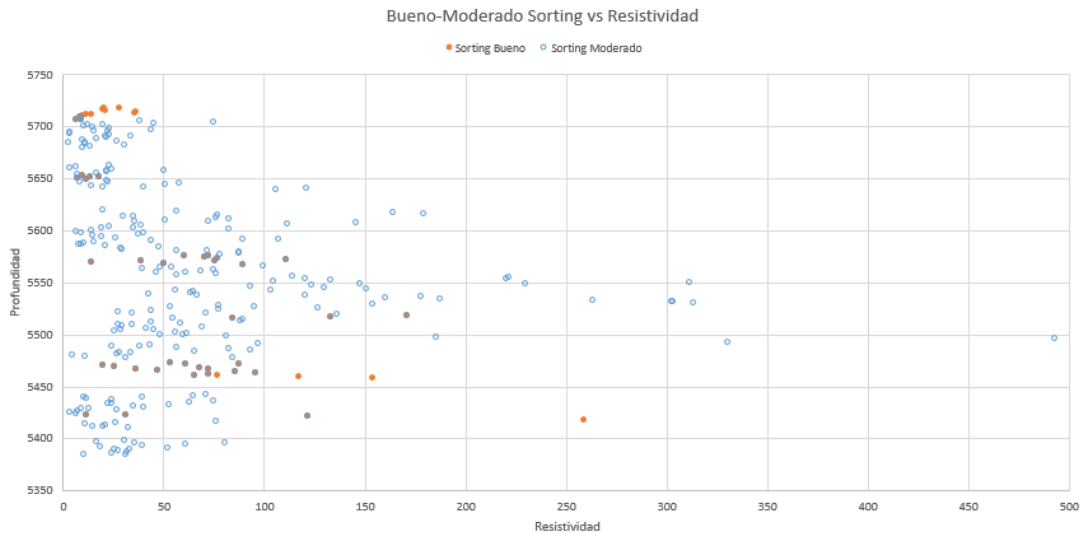
Ilustración 61. Pobre *Sorting* vs Resistividad.



FUENTE: Arandia, A (10/17) Pobre *Sorting* vs Resistividad [Gráfico] *Crossplot*.

Al igual que con el *plot* anterior los datos se encuentran agrupados en zonas de bajas resistividades y se ven puntos aislados que marcan mejores resistividades hacia la parte media del reservorio, la diferencia entre el moderado y el pobre *sorting* con respecto a la resistividad es la densidad de datos.

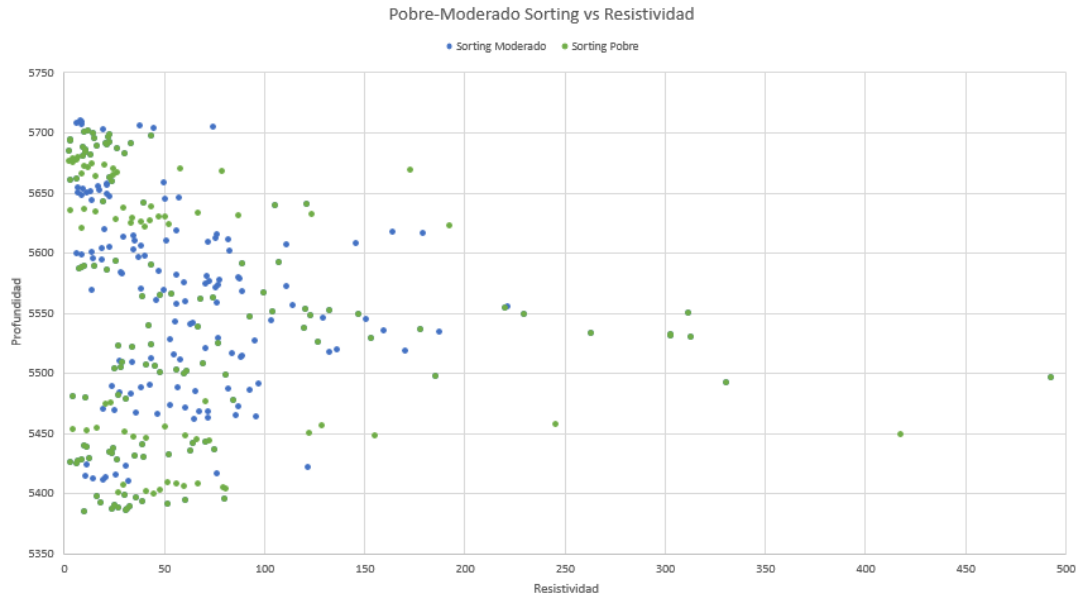
Ilustración 62. Bueno-Moderado *Sorting* vs Resistividad.



FUENTE: Arandia, A (10/17) Bueno-Moderado *Sorting* vs Resistividad [Gráfico] *Crossplot*.

El ver la relación que tienen parámetros de buen y moderado *sorting* con respecto a la resistividad se hizo con el fin de ver el nivel de correlación entre ellos dada la baja densidad de datos de buen *sorting* se puede decir que la correlación es baja.

Ilustración 63. Pobre - Moderado *Sorting* vs Resistividad.



FUENTE: Arandia, A (10/17) Pobre-Moderado *Sorting* vs Resistividad [Gráfico] *Crossplot*.

Al analizar los *crossplot* tenemos que:

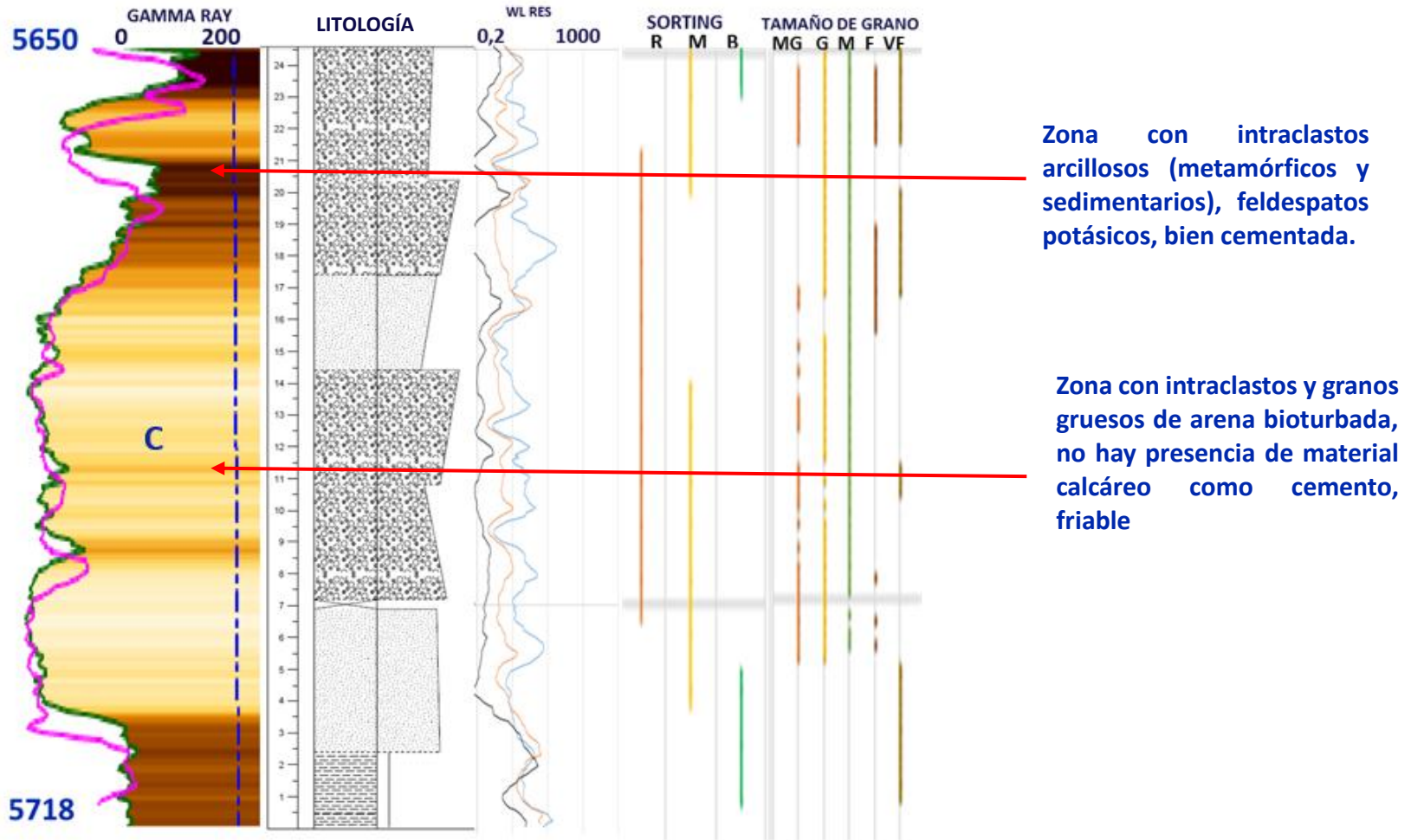
- La tendencia del reservorio es de un Moderado *Sorting*.
- En las zonas medias se presentan mejores resistividades con *Sorting* Pobre y Moderado.
- La relación no es concluyente con respecto al *Sorting* como característica para definir calidad de roca.

8.1.2 LITOLOGÍA

En esta sección se hace una revisión general de zonas en que los cambios litológicos y texturales muestren un cambio en el registro GR y en el de resistividad, como se ha mencionado, se busca una relación directa entre estos parámetros, para esto se analizarán las **ilustraciones 64-65-66-67** que muestran de base a techo información del registro GR, litología, resistividad, *sorting* y tamaño de grano.

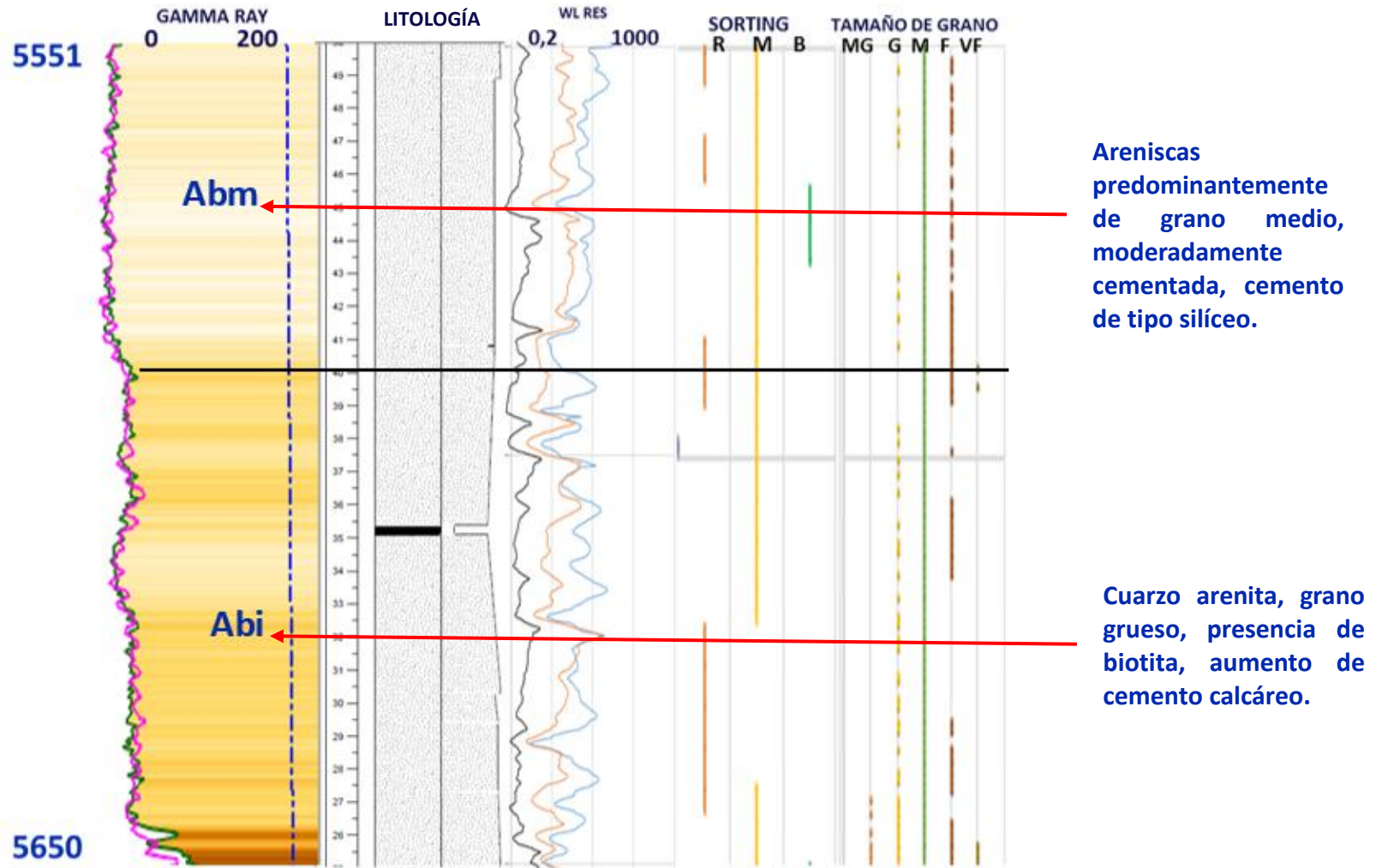
También se debe resaltar que en el registro GR se hace la marcación de la facies a la cual pertenece el estrato a analizar recordando que la descripción de las facies se hizo anteriormente y se encuentran en las tablas 2 y 3.

Ilustración 64. Características Litológicas vs GR y resistividad de las Arenas de Chuchupa 5718'-5650'



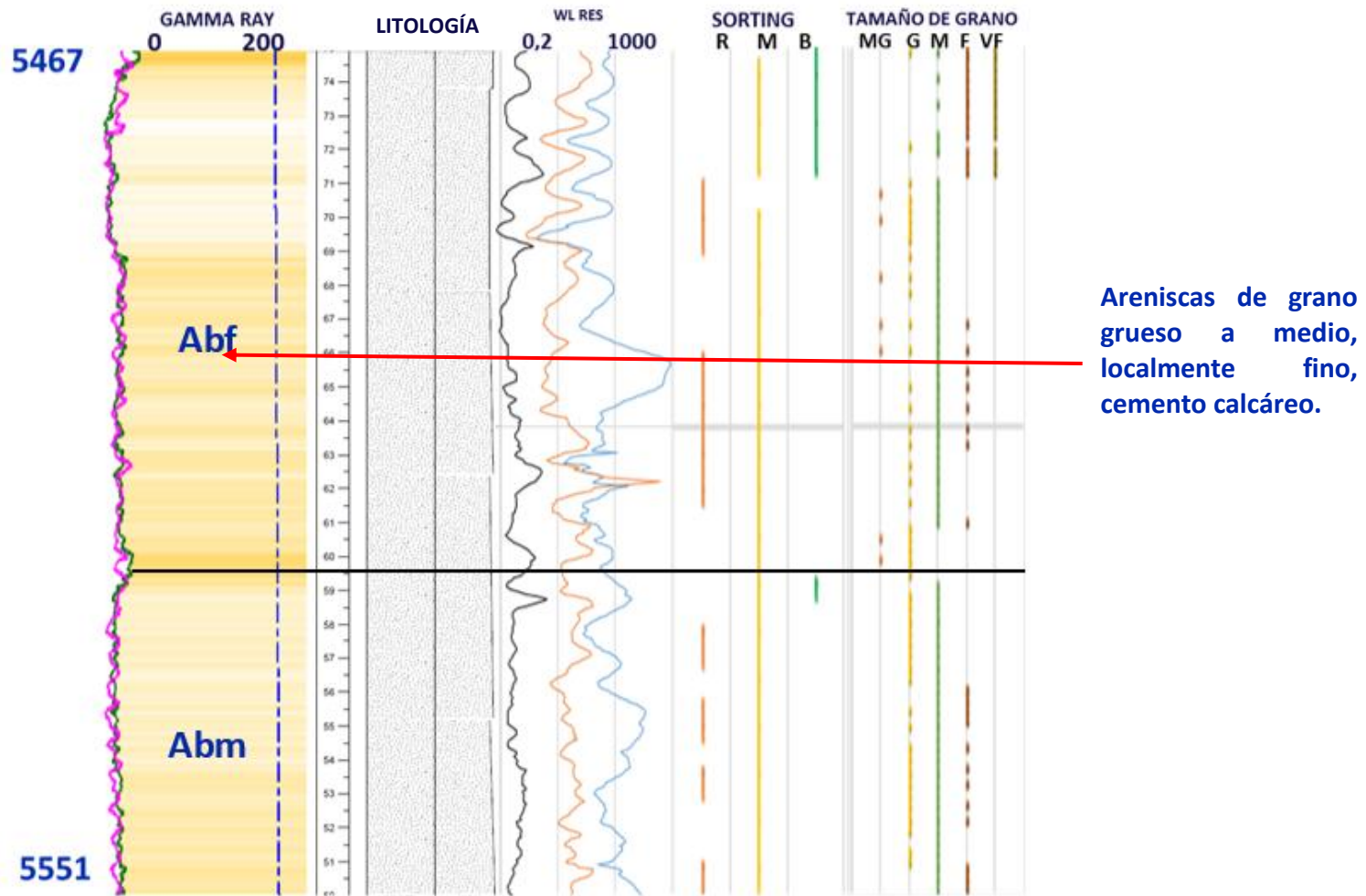
FUENTE: Autora (12/17). Litología de las Arenas de Chuchupa [Gráfico].

Ilustración 65. Características Litológicas vs GR y resistividad de las Arenas de Chuchupa 5650'-5551'



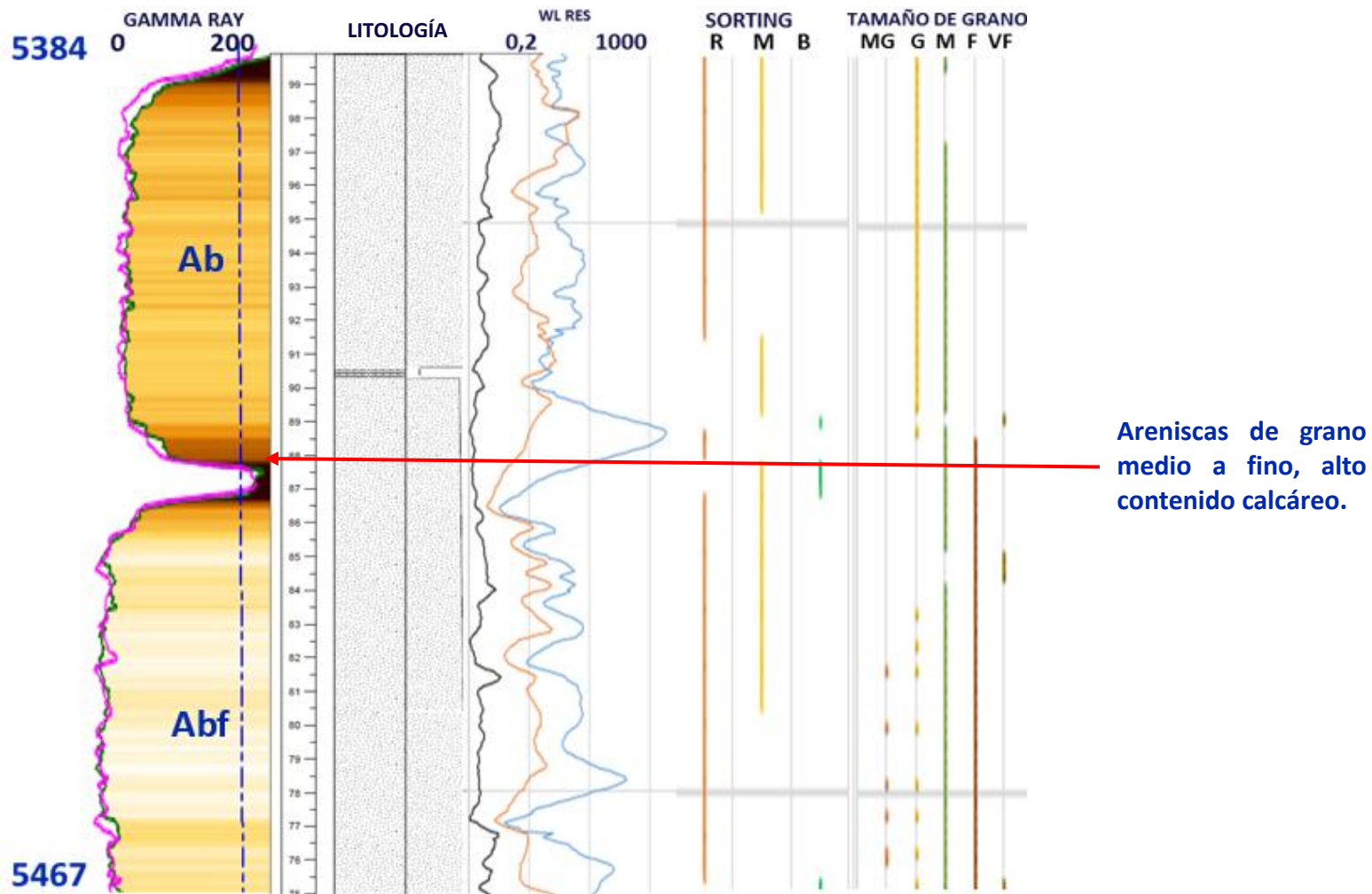
FUENTE: Autora (12/17). Litología de las Arenas de Chuchupa [Gráfico].

Ilustración 66. Características Litológicas vs GR y resistividad de las Arenas de Chuchupa 5551'-5467'



FUENTE: Autora (12/17). Litología de las Arenas de Chuchupa [Gráfico].

Ilustración 67. Características Litológicas vs GR y resistividad de las Arenas de Chuchupa 5467'-5384'



FUENTE: Autora (10/17). Litología de las Arenas de Chuchupa [Gráfico].

Con lo descrito en las ilustraciones se ve un patrón en el que el contenido de material cementante (indicador de grado de cementación) aumenta y es recíproco con la respuesta del registro resistivo (aumentando) al igual que el contenido lítico que tiene presencia de materiales arcillosos, rocas sedimentarias como limolitas o lodolitas y el registro GR presenta aumentos, uno de los puntos en que sucede este patrón al tiempo es en el pie 5660, **ilustración 64**, facies C (conglomerática) dado que hay presencia de líticos y la roca se encuentra bien cementada, en otros casos donde la roca es más friable y hay presencia de líticos de tipo arcilloso, en estos puntos el GR tiene ligeros aumentos pero la resistividad en algunas zonas tiene bajos considerables, este tipo de comportamiento se presenta a lo largo del núcleo explicación al comportamiento aserrado del registro de resistividad. Adicionando los últimos insumos al registro obtenemos la **ilustración 68**, “Registro de Pozo C1 incluyendo análisis sedimentológico”.

8.2 RESERVOIR QUALITY INDEX

Al hablar de *Rock Quality Index* o índice de calidad de roca se toca uno de los temas fundamentales de esta investigación, dado que el proceso desarrollado para llegar a concluir las mejores zonas precisa definir cuantitativamente sus capacidades de flujo y de almacenamiento (parámetros a los que nos remitiremos directamente al referirnos de la calidad de roca), dichos parámetros hacen una integración de los conceptos geológicos y petrofísicos abordados a lo largo de la tesis que hasta el momento han sido tratados como conceptos estáticos del reservorio y al integrarlos se adiciona un componente dinámico lo cual será una estimación que se podrá obtener en el proceso.

8.2.1 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO Y CAPACIDAD DE FLUJO.

Estos cálculos implican datos de porosidad, permeabilidad y un espesor dado por la distancia que hay entre punto y punto (tomado de ϕ y k). En este caso se tienen datos continuos y el espesor general será de 1 pie.

- Capacidad de almacenamiento a 5525': $(\phi * h) = (0.29 * 1) = 0.29$
- Capacidad de flujo a 5525': $(k * h) = (176 * 1) = 176$

Se repitió este proceso para las más de 300 muestras, dichos valores serán necesarios adelante para construir el *Lorenz Plot*.

8.2.2 ROCK QUALITY INDEX

Para efectos prácticos se mostrará un ejemplo del cálculo hecho a una profundidad de 5525 pies.

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{7210}{0.31}} = 4.77$$

Ecuación 12 Ejemplo RQI.

Dónde:

RQI = Rock Quality Index.

ϕ = Porosidad en la profundidad de 5525'.

k = Permeabilidad en la profundidad de 5525'.

0.0314 = Constante considerando la permeabilidad en milidarcys.

8.2.3 INDICADOR DE ZONA DE FLUJO

Se mostrará un ejemplo del cálculo a una profundidad de 5525', valores anteriormente hallados:

$$FZI = \frac{4.77}{0.29} = 15.3$$

Ecuación 13 Ejemplo FZI.

Este parámetro es uno de los más importantes a tratar durante el proyecto, el hallar las mejores zonas de flujo por medio del *Lorenz Plot* teniendo en cuenta los “*speed zones*” del reservorio darán respuesta mejores calidades de roca.

8.2.3.1 LORENZ PLOT MODIFICADO ESTRATIGRÁFICAMENTE

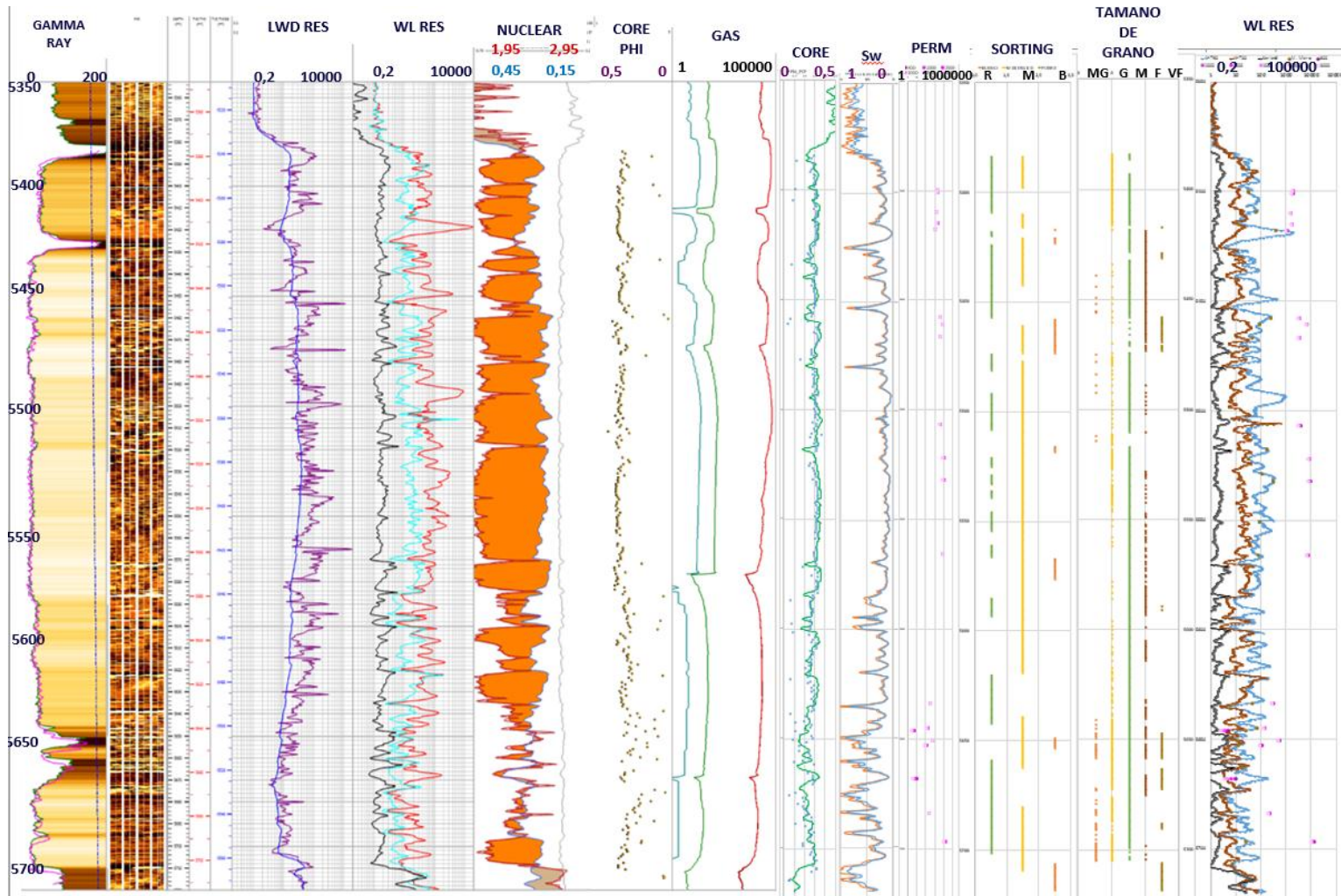
Graficando el *Lorenz plot* se encuentra la **ilustración 70** que muestra la línea resultante, tiene unos cambios a lo largo de ella mostrando dos fases amplias, constantes y partes escalonadas indicando cambios de pendiente.

Las partes con mayor pendiente tienen mejor porcentaje de capacidad de flujo comparado con la capacidad de almacenamiento, y por lo tanto, tienen una mayor velocidad de proceso y en consecuencia se conocen como zonas rápidas del reservorio. Los intervalos donde la curva presenta menor pendiente tienen baja capacidad de flujo y son conocidas como zonas apretadas. S. K. *Mahjour* et al. (2015).

Al tener los datos como porcentaje de capacidad de flujo y capacidad de almacenamiento el gráfico resultante es:

- Se obtienen 8 pendientes, se presentan en orden ascendente, siendo la primera la mejor zona; estas están definidas como:
 - FZI #1. Amarilla.
 - FZI #2. Verde.
 - FZI #3. Azul.
 - FZI #4. Rosa.
 - FZI #5. Café.
 - FZI #6. Naranja.
 - FZI #7. Amarilla Ocre.
 - FZI #8. Roja.

Ilustración 68. Registro Pozo C1 incluyendo análisis Sedimentológicos.



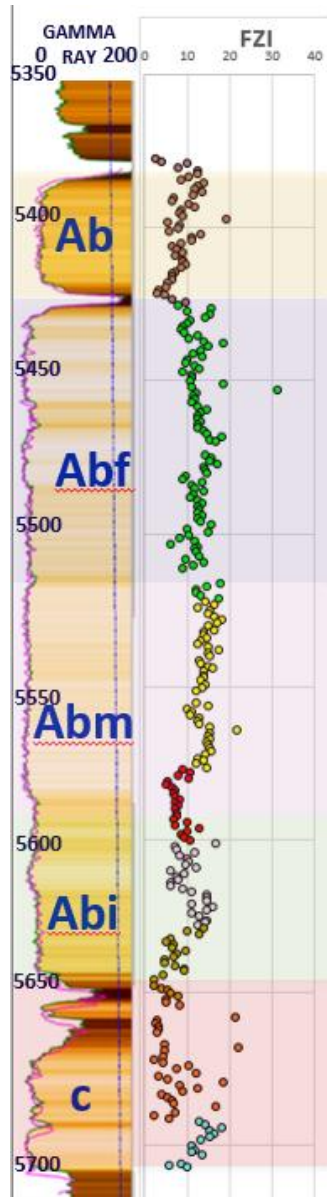
FUENTE: Autora (10/17). Registro Pozo C1 incluyendo análisis Sedimentológicos [Gráfico].

Con esto se puede decir que hay 2 zonas predominantes con buena capacidad de flujo que son las pendientes amarilla y verde, en menor proporción la pendiente de color azul las cuales se definen como las *speed zones* para el pozo C1.

Las restantes 5 pendientes presentan valores medios a regulares, también presentan un aporte que es menor a las ya nombradas *speed zones*.

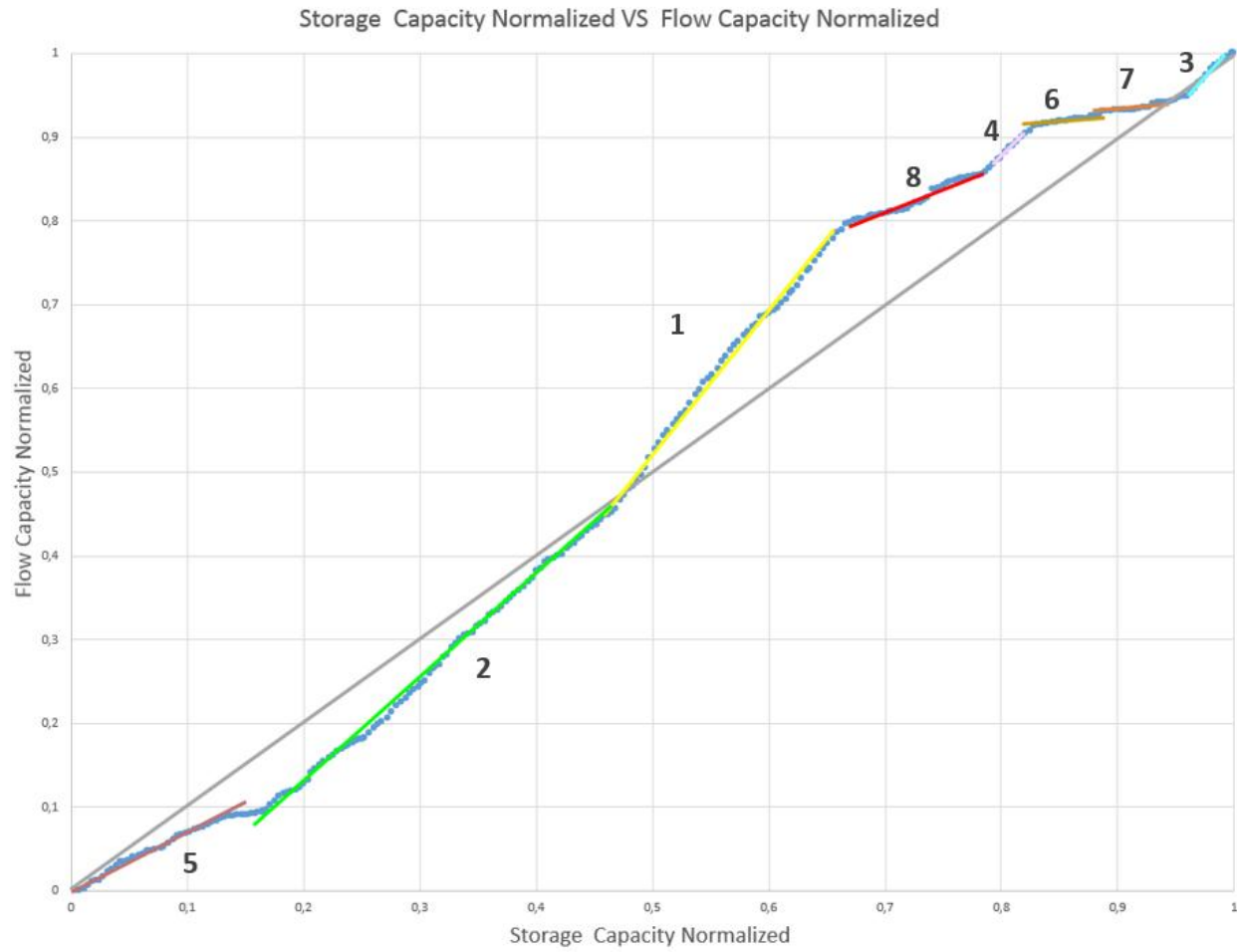
Plasmando la información de las zonas de flujo con respecto a la profundidad y relacionadas con las facies ya propuestas obtenemos la gráfica de la **ilustración 69**.

Ilustración 69 Flow Zones – Facies Pozo C1.



FUENTE: Autora (11/17). Flow Zones-Facies Pozo C1 [Gráfico].

Ilustración 70 *Lorenz Plot* Pozo C1.



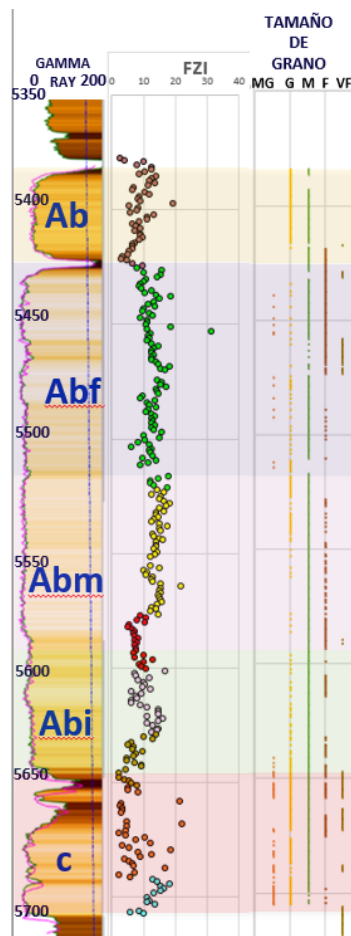
FUENTE: Autora (11/17). *Lorenz Plot* Pozo C1 [Gráfico].

Se encuentra que la mejor *speed zone* está situada en la facies de arenisca bioturbada con material orgánico al igual que la zona más regular lo cual es interesante, porque no solo las características que tiene esta facies (material orgánico) hacen que la zona tenga un mejor o regular flujo, se deben revisar otros parámetros, como por ejemplo el tamaño de grano, por esta razón se hace el análisis de las *flow zones* con respecto a los cambios de tamaño de grano en el reservorio.

Justo en la *speed zone* amarilla el tamaño de grano es grueso con presencia de tamaño medio y menormente grano fino y en la zona de flujo roja se ve lo contrario, se tiene tamaño de grano fino con presencia de tamaño medio y menormente grano grueso.

En la *speed zone* verde hay una mayor combinación de tamaños de grano pero se resalta que hay tamaños de grano muy grueso y grueso presentes.

Ilustración 71 *Flow Zones* – Facies - Tamaño de Grano Pozo C1.



FUENTE: Autora (11/17). *Flow Zones*-Facies-Tamaño de Grano Pozo C1 [Gráfico].

La zona azul está en la parte inferior del yacimiento donde se encuentra está “zona conglomerática” pero hay que ver exactamente la facies que le corresponde y hablamos de arenas bioturbadas con material orgánico pero más que eso al igual que la mejor *speed zone* (amarilla) vemos presencia de tamaños de grano grueso y muy grueso.

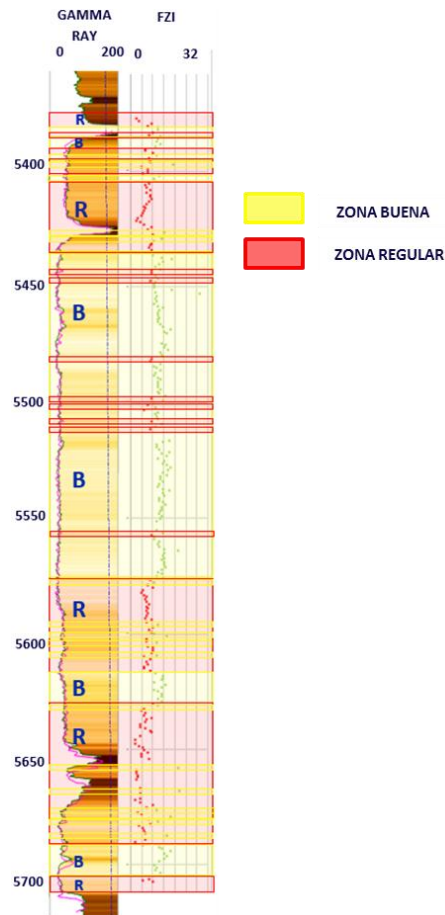
La FZ rosa se encuentra en un punto donde hay mayor cantidad de tamaño de grano medio, le sigue el fino y finalmente se encuentra tamaños gruesos pero las proporciones aunque no sean iguales entre el fino y el grueso hay una cantidad positiva de grano grueso.

En la zona café vemos tamaños de granos gruesos y medios importantes, pero el grado de compactación en esta zona tiende a ser alto y con reducción de la porosidad.

Las zonas amarillo ocre y naranja son las zonas donde se encuentran las facies de areniscas bioturbadas con intraclastos y las areniscas conglomeráticas, éstas tienen todos los tamaños de granos, son matriz soportados, las características de estas zonas son erráticas y tienen comportamientos muy variables, los espacios porales que dejan los clastos libres son fácilmente rellenos, lo cual puede impedir un buen flujo.

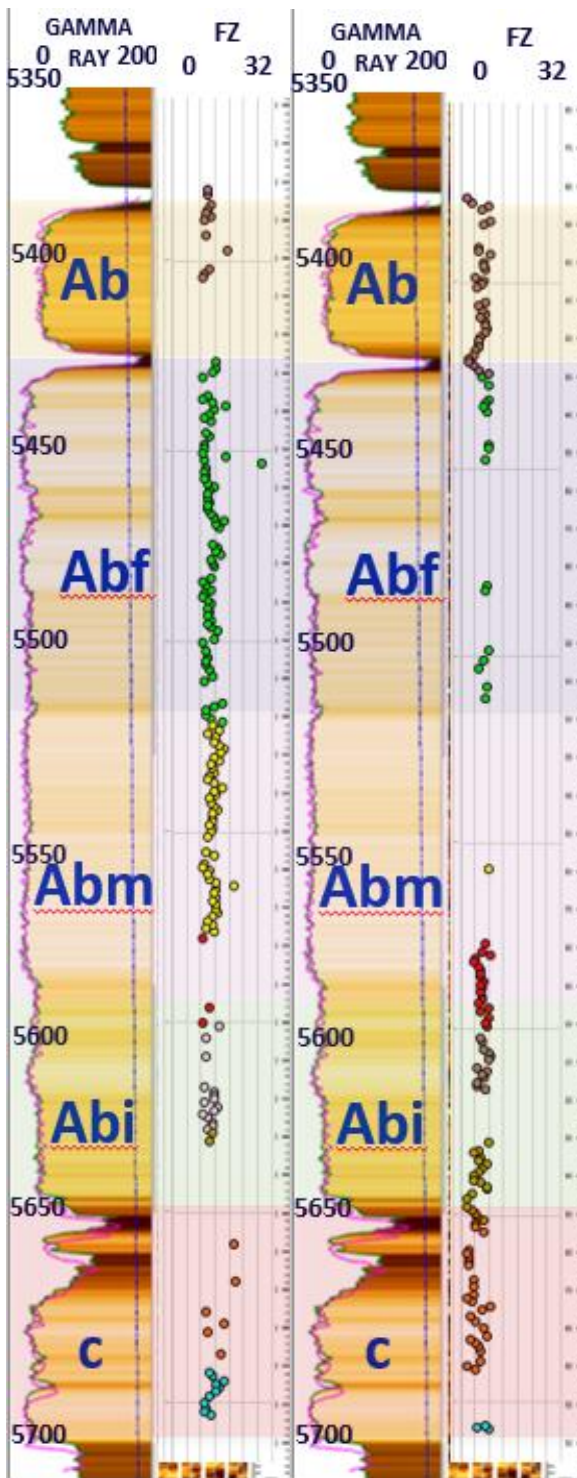
Así como se pueden observar “paquetes” de zonas de flujo se pueden discriminar zonas buenas y zonas regulares generales dentro de todo el reservorio, de manera que podemos ver como dentro de las zonas buenas hay FZ regulares y viceversa para visualizarlo se graficaron las zonas buenas en cuadros amarillos y las zonas regulares en cuadros rojos, quedando como se muestra en la **ilustración 72** donde vemos las zonas amarillas denotadas con la letra “B” como buenas y las rojas con la letra “R” como regulares.

Ilustración 72. Distribución de las FZ Pozo C1.



FUENTE: Autora (11/17). Distribución de las FZ Pozo C1 [Gráfico].

Ilustración 73. *Flow Zones* Buenas y Regulares Respectivamente Asociadas a una Facies Correspondiente del Pozo C1.

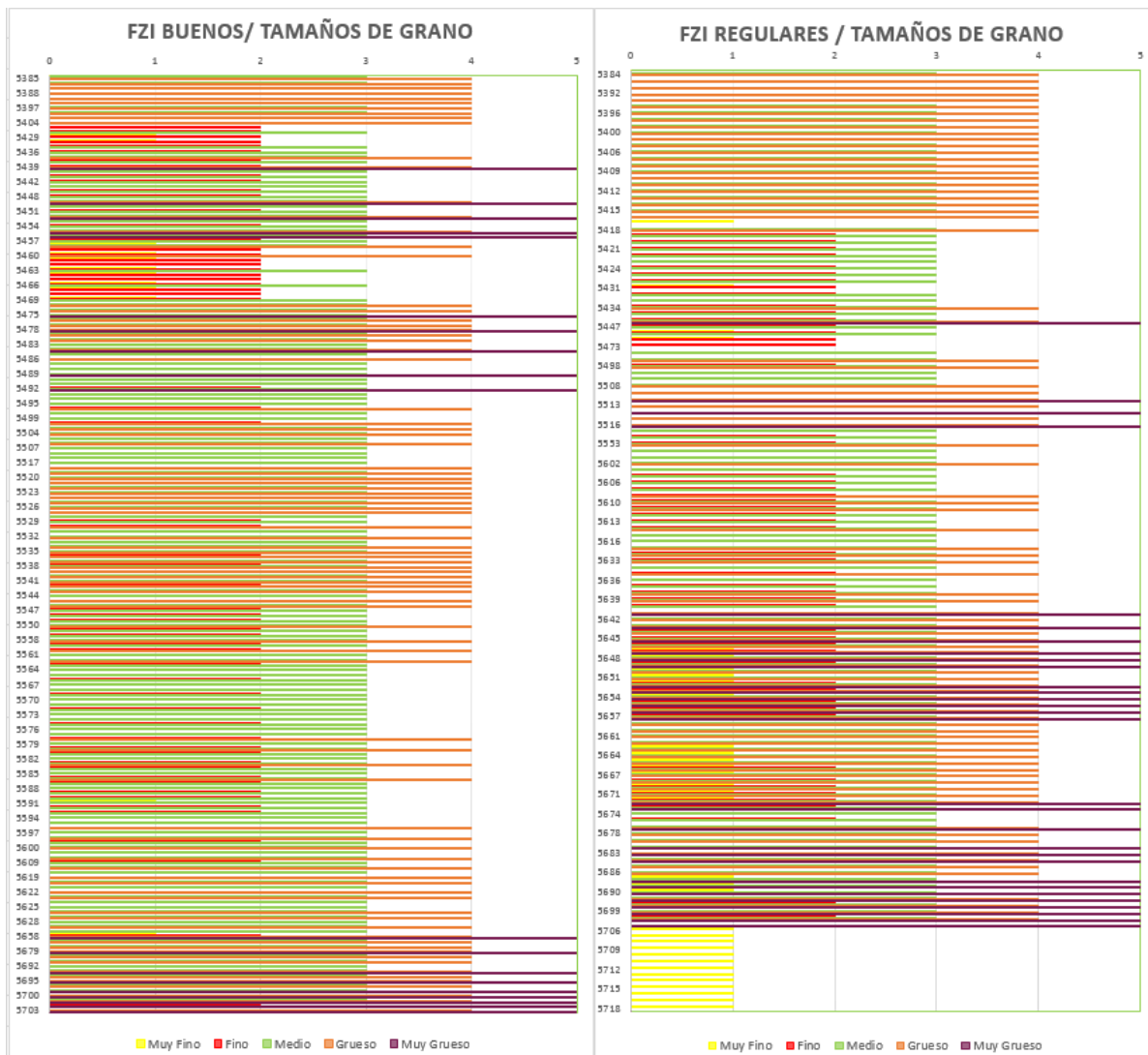


FUENTE: Autora (11/17). *Flow Zones* Buenas y Regulares Respectivamente Asociadas a una Facies Correspondiente del Pozo C1 [Gráfico].

8.2.3.2 ZONAS DE FLUJO – RELACIÓN CON PARÁMETROS TEXTURALES

Como se mencionó anteriormente, los parámetros texturales como el tamaño de grano pueden tener una relación en las zonas buenas y regulares de flujo, así como pueden influenciar otros parámetros texturales como el *sorting*, la bioturbación y la cementación. Observaremos de manera generalizada las tendencias de cada uno de estos parámetros con respecto a las zonas de flujo.

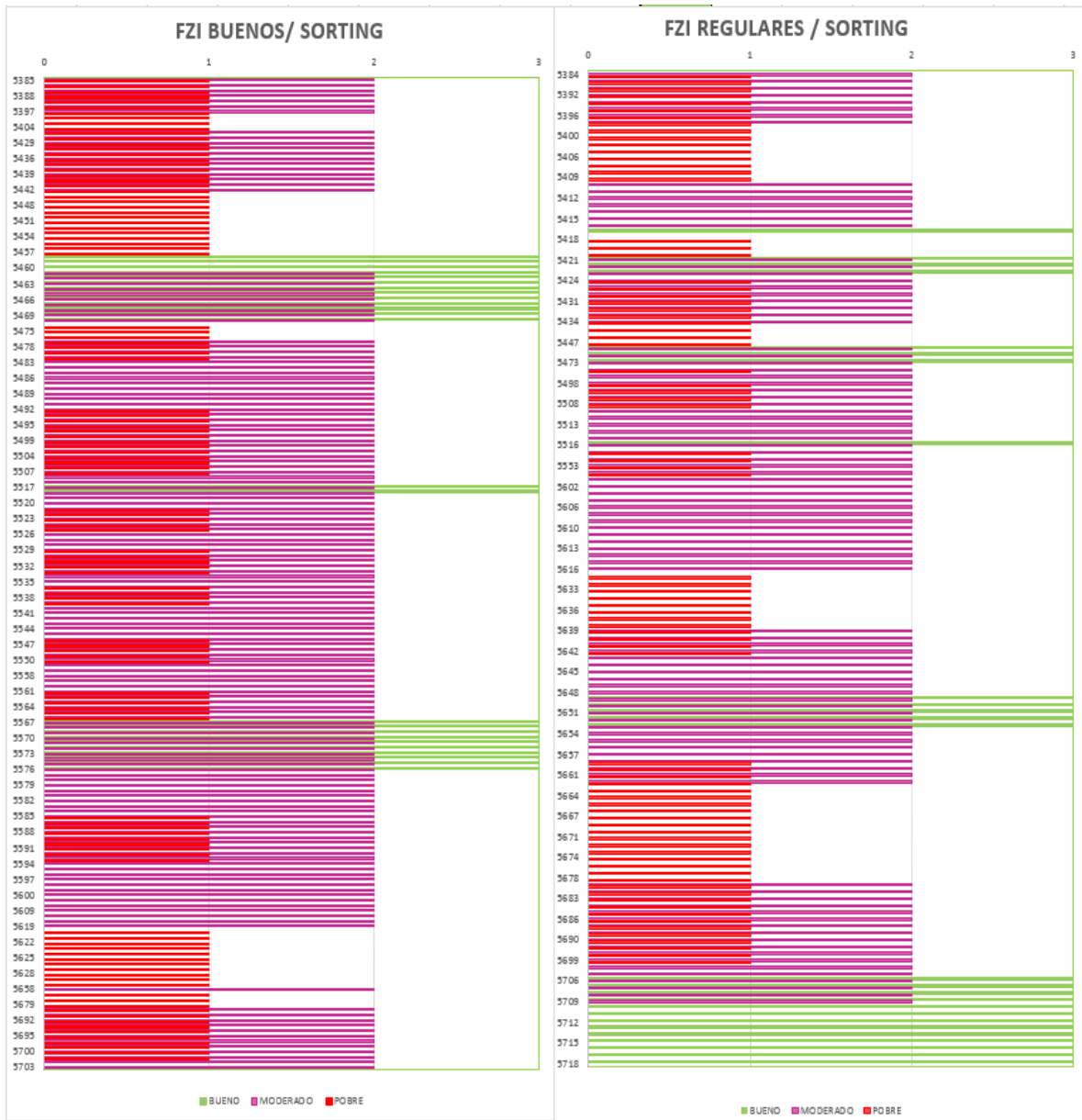
Ilustración 74. FZ-Tamaños de Grano.



FUENTE: Autora (11/17). FZ-Tamaños de Grano del Pozo C1 [Gráfico].

- No es concreto ya que en ambos se presentan combinaciones de todos los tamaños de grano pero se ve como hay menores proporciones de tamaños muy finos en las zonas de flujo buenas.

Ilustración 75. FZ-Sorting.



FUENTE: Autora (11/17). FZ- Sorting del Pozo C1 [Gráfico].

- Se observa un mayor porcentaje de *sorting* moderado en las zonas buenas, pero como se había dicho en fases anteriores el *sorting* no es concluyente como característica de mejor calidad de roca y con este gráfico se afirma nuevamente la premisa planteada.

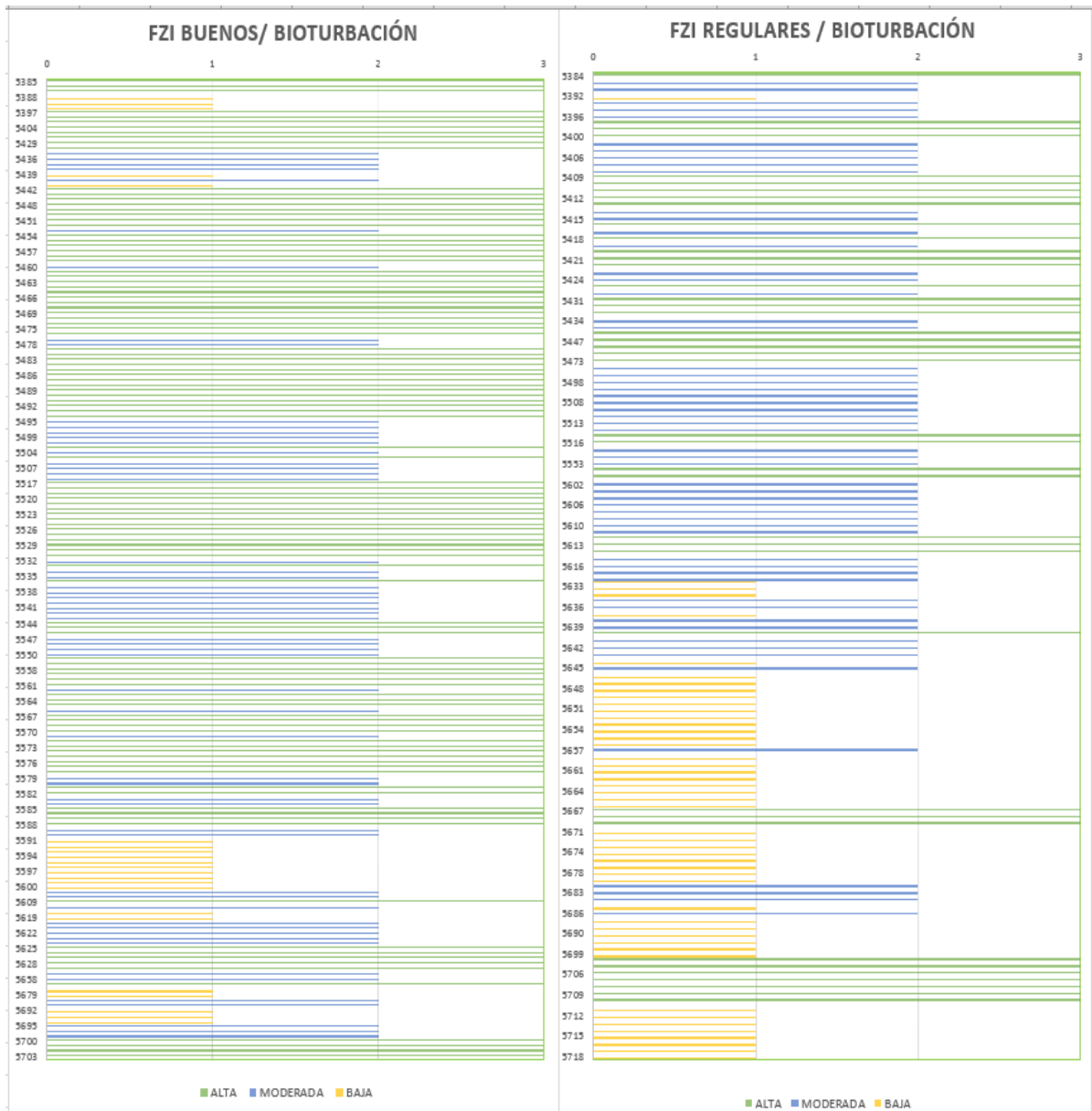
Ilustración 76. FZ-Cementación.



FUENTE: Autora (11/17). FZ- Cementación del Pozo C1 [Gráfico].

- La cementación es un parámetro muestra para identificar las *speed zones* y las zonas apretadas ya que hay una tendencia que muestra que las zonas de FZ regulares tienen una buena cementación y en las zonas buenas de FZ la tendencia es de una cementación moderada y se ven mayores zonas de cementación pobre que en la de FZ regulares.

Ilustración 77. FZ-Bioturbación.



FUENTE: Autora (11/17). FZ- Bioturbación del Pozo C1 [Gráfico].

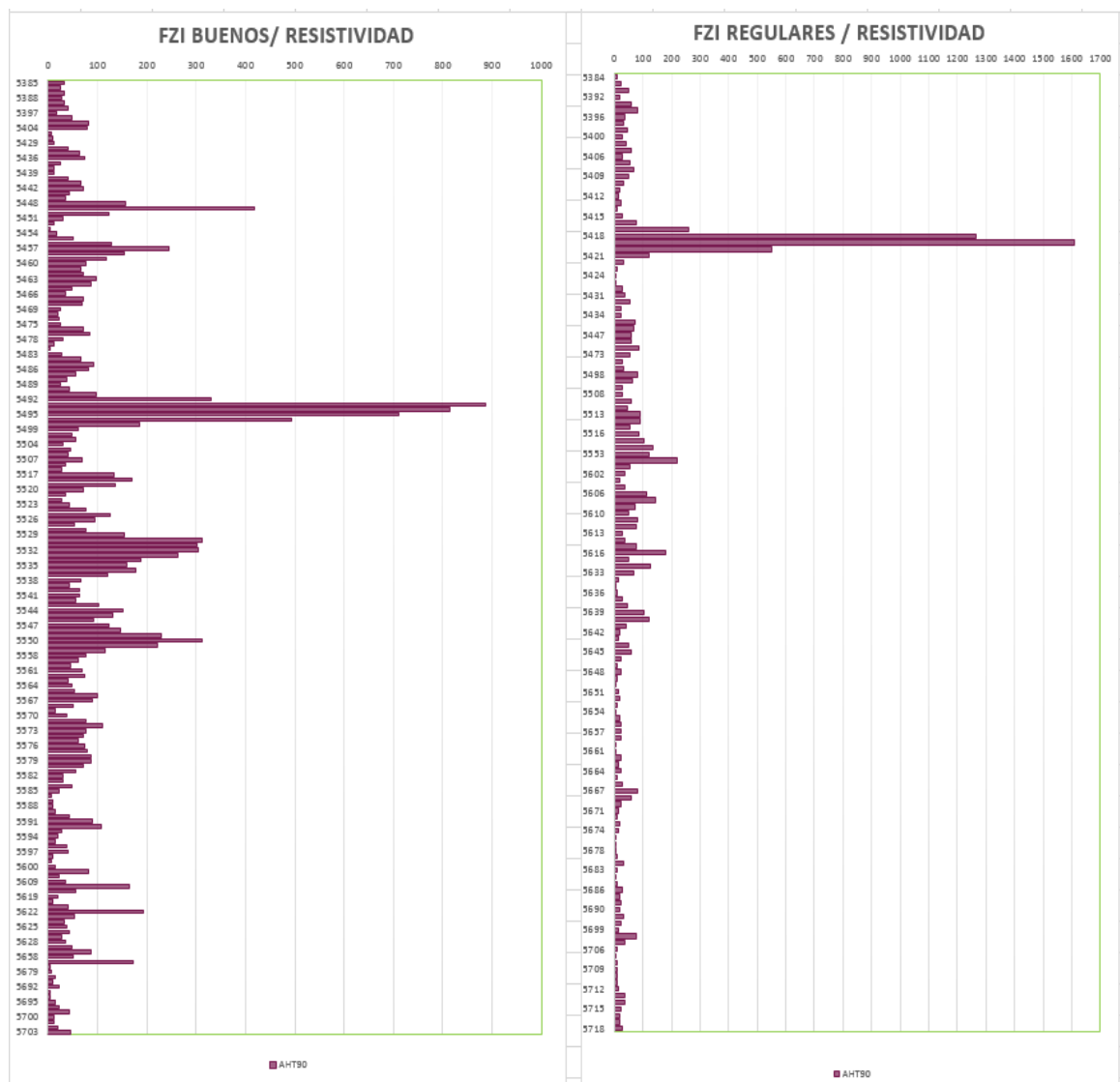
- En este punto es muy importante retomar el tema de la bioturbación criptica y la relación que puede tener con el mejoramiento o daño a la permeabilidad, dado que se ve una tendencia en donde los FZ mejoran y se presenta un aumento en el grado de bioturbación, es necesario relacionar dicha tendencia con parámetros anteriormente analizados es decir, tamaño de grano, *sorting* y cementación, de tal manera que se analice como la combinación de estos influyen en las FZ.

8.2.3.3 ZONAS DE FLUJO – RELACIÓN CON LA RESISTIVIDAD.

El graficar estos dos parámetros separándolos por los *flow zones* buenos y los *flow zones* regulares tiene como finalidad ver como es el comportamiento de la eficiencia eléctrica del reservorio representado por la respuesta del registro de resistividad y la relación directa que tiene con la capacidad de flujo del yacimiento.

Al observar en el gráfico que las FZ buenas tienen valores de resistividad más altos que los presentes en las FZ regulares podemos decir que para este reservorio hay una correspondencia entre estos parámetros.

Ilustración 78. FZ-Resistividad.



FUENTE: Autora (11/17). FZ- Resistividad del Pozo C1 [Gráfico].

8.3 CÁLCULO TEÓRICO DE PRODUCTIVIDAD.

El cálculo de productividad se hace para definir cuantitativamente las capacidades de flujo del yacimiento, de manera que se relacionan caudales con presiones de fondo.

Dentro de los alcances de este proyecto se planteó una caracterización estática del reservorio llegando a dar indicios del comportamiento dinámico que podría tener y se señaló la necesidad de llegar a estos indicios con una información más sólida que pudiera dar una muestra de lo hallado y planteado durante el desarrollo de la caracterización estática. Se realizó un cálculo teórico con base en la información de permeabilidad, porosidad y profundidades que se trabajaron en el proyecto para hallar valores de caudales en producción de la zona, de manera que se podrá visualizar si la navegación se hizo por la mejor zona o si en dado caso no fue así recomendar para futuras perforaciones la mejor zona a perforar. En este caso los valores a utilizar fueron obtenidos de informes de pruebas de presión y específicamente para la permeabilidad se tomó el 10% del total dado que los valores que se tienen continuos en el reservorio fueron tomados a una presión de 400 psi, dato que se aleja de la realidad de presión de confinamiento del interior del pozo que puede estar entre valores de 2000-3000 psi.

$$Q = \frac{0.00708 * K * h * (P_{yac} - P_{wf})}{\mu_g * \beta_g * \ln(r_e/r_w + S)}$$

Ecuación 14 Estimación de Caudales de Producción.

Utilizando los siguientes valores.

Tabla 5 Valores Cálculo Teórico de Productividad.

Presión Inicial (psi)	2394
Viscosidad gas (cp)	0,01688
Bg (RB/BN)	0,00621
rw (ft)	0,354
re (ft)	2500
skin	0
Presión de fondo fluyente (psi)	2322

Donde: ¹³

La presión inicial es el valor obtenido del yacimiento.

La viscosidad es un valor del fluido en este caso el gas presente en la formación.

¹³ Valores tomados de informe de prueba de productividad pozo C1.

B_g Corresponde al factor volumétrico del reservorio siendo una diferencia entre el volumen en reservorio y volumen en superficie del hidrocarburo.

R_w es el radio del pozo.

R_e corresponde al radio de drenaje.

Skin se refiere al daño del hueco.

Presión de fondo fluyente es una presión tomada en el fondo del reservorio cuando el fluido está fluyendo a superficie.

Ya que los valores que se tienen de permeabilidad tomados aproximadamente cada pie a lo largo del núcleo corresponden a valores tomados a una presión de confinamiento de 400 psi (valor que puede variar mucho del de las condiciones a profundidad) se hace un ajuste tomando el 10% de la permeabilidad, dividiendo los % de caudales resultantes de este proceso por las zonas de flujo ya determinadas se graficó como se ve en la **ilustración 78**.

- Los picos de mayor % de caudal se presentan en la mejor *Speed Zone*, la zona amarilla, donde también se ve un aumento considerable en el % de caudal acumulado.
- En la “zona conglomerática” se ve que el aporte es bajo pero en las arenas representadas por la zona azul se ve una leve mejora.

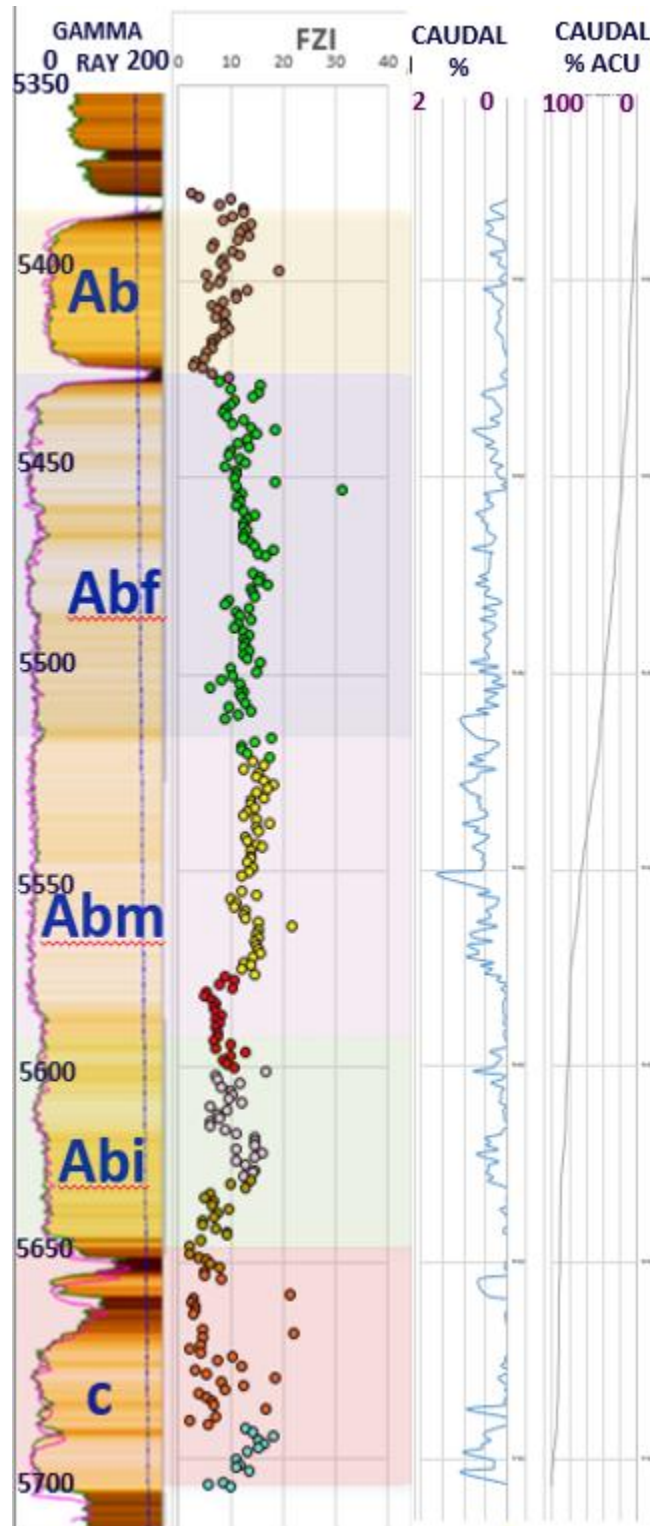
Esto es consecuente con los hallazgos que se realizaron en el proyecto, para ponerlo en cifras tenemos que cada zona tiene un aporte de:

Tabla 6 % Aporte de Caudal por FZ.

ZONA	% APORTE DE CAUDAL
AMARILLA	34,9
VERDE	38,9
AZUL	6,4
ROSA	8,1
CAFÉ	9,6
AMARILLO OCRE	1,6
NARANJA	3,7
ROJA	3,3

El aumento de la pendiente indica que es la zona con mayor potencial, es importante tener en cuenta que el aporte también va relacionado con el espesor que tiene cada zona, por esto vemos que el mayor porcentaje de aporte lo da la zona verde, la cual es la más gruesa pero esto no cambia el hecho de que la mejor zona de flujo y de aporte es la zona amarilla.

Ilustración 79. Aportes de Caudal con Respecto a las ZF.



FUENTE: Autora (11/17). Aportes de Caudal con Respecto a las ZF [Gráfico].

9. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Uno de los principales objetivos con la integración de la sedimentología y la petrofísica es resaltar el valor que tiene entender como están tan ligadas la una de la otra, mostrando como el hecho de comprender como los más pequeños detalles mineralógicos o aspectos que se dieron en el momento de la depositación pueden ser manifestados petrofísicamente, esto tiene una influencia total en el conocimiento y entendimiento del comportamiento roca-fluido del reservorio, lo cual repercute en el proceso exploratorio y de producción, en este caso los diferentes análisis realizados determinan como sugerencia las mejores zonas aptas para el proceso de producción de las arenas de Chuchupa, incrementando el aprovechamiento de la extracción del hidrocarburo.

Inicialmente con la revisión general de la información se encuentran planteadas hipótesis con respecto algunos puntos llamativos del registro como lo es una zona de altos valores de GR correspondientes a los pies de 5421 a 5428, que en un principio se toma como la existencia de un posible sello, quizá de material arcilloso, que estuviera afectando el registro y marcara dicha diferencia con respecto a las zonas superiores e inferiores, al hacer el análisis comparativo con la información sedimentológica existente y el reconocimiento hecho del *core* (revisión macro) se denota la ausencia de material arcilloso en general, resaltando la existencia de 1 pie de lodolita presente en la profundidad de 5417 el cual probablemente posee un bajo contenido de minerales arcillosos y alta presencia de cuarzo por lo cual el registro GR no lo muestra, dicho esto se tuvo que empezar a buscar diferentes alternativas para explicarlo, más allá de la premisa que se tiene comúnmente de que los valores altos de GR marcan sellos en la roca donde intervienen materiales arcillosos. Lo que la autora plantea para este punto con los análisis hechos se basan en el fundamento de la lectura del registro GR (siendo este sensible a elementos radioactivos como el Thorio, Uranio y Potasio), y el nivel de detalle de la descripción composicional del núcleo, la importancia que se le presta al hecho de que en la zona específica de 5421'- 5428' haya una cantidad considerable de glauconita (mineralógicamente es considerado un filosilicato, es decir es una mica, un mineral arcilloso) con respecto al núcleo en general lleva a revisar las características de dicho mineral en donde el hallazgo principal es el contenido potásico que este tiene, haciendo hincapié en el hecho de que los valores de GR son altos con respecto a los valores frecuentes presentados en el registro del pozo C1, dando una posible respuesta al comportamiento de la curva del registro GR.

Otro de los puntos a tratar es el análisis del comportamiento aserrado del registro de resistividad denotando que lo que pueda afectar la respuesta de la curva resistiva no tiene incidencia en el registro GR (dado que las grandes anomalías que presenta este son mencionadas en el párrafo anteriormente tratado), se debe tener en cuenta que el registro GR es puramente litológico mientras que el registro de resistividad se ve afectado por diferentes tipos de fluido, por la porosidad de la roca y arcillas presentes en el espacio poral de la roca, *Bjorlykke, K* (2010); el prestar detalladamente atención a los cambios composicionales de la roca y las afectaciones que estas generan no solo causan curiosidad

en el momento que se encuentra el detalle de la relación de la glauconita y el registro GR, sino que también es muy importante cuando al revisar la información mineralógica, de las muestras microscópicas existentes, se descubre un patrón en que el contenido feldespático y el contenido calcáreo muestran un patrón en el comportamiento aserrado del registro resistivo, donde a mayor contenido feldespático se presentan “picos” bajos de resistividad y a mayor contenido calcáreo los “picos” son altos. En el análisis de lo hallado hay que visualizar como un material feldespático (minerales de tipo arcilloso) a pequeña escala, sin generar grandes afectaciones en el flujo de la roca, generan cambios que puedan ser percibidos por la herramienta y que materiales calcáreos con la posibilidad de que aflore una de sus características que es tener un grado de sensibilidad al contacto con el agua, que produce disolución del mismo, pueda ser uno de los factores que contribuya a la capacidad de flujo que tiene la roca; es menester darle un gran valor a los pequeños detalles, que como se plantea en esta tesis pueden ser la respuesta a las grandes variaciones que desde un comienzo llamaron la atención.

Una de los principales variables notorias que se percibieron durante el reconocimiento del núcleo fue el cambio constante de tamaños de grano y las combinaciones de los mismos, parámetro que influye directamente con el *sorting* o selección de la roca, esta característica suele relacionarse directamente con permeabilidad (llegando a hablar de capacidades de flujo), suponiendo que al tener mejores selecciones de grano en la roca, existen mayores capacidades de flujo y viceversa; al ahondar el estudio de las características litológicas de las arenas de Chuchupa, como se menciona antes fue uno de los cambios notorios que suceden a lo largo de la secuencia del núcleo, por esto el graficar la información obtenida en el reconocimiento junto con la información adquirida de los análisis de la roca existentes se esperaba tener la correlación antes mencionada, lo hallado en este caso es que no se puede determinar una relación directa entre el *sorting* y la capacidad de flujo de la roca (sabiendo que este punto es directamente proporcional a calidad de roca), hay que considerar que los datos de *sorting* finalmente se obtuvieron haciendo una integración de dos fuentes diferentes (información existente e información adquirida por la autora) lo cual dada la subjetividad de cada fuente puede dar un grado de error, por esto se considera necesario para futuras investigaciones el hacer estudios detallados pie a pie de las características litológicas de la roca, haciendo énfasis en la estructura interna.

Siendo mencionados y/o tratados los parámetros texturales de la roca, se presenta también el tema de la cementación, con la cual no hay contradicciones, de que en este caso es un indicador de calidad de roca (al hablar de que la capacidad de flujo es una de las principales características consideradas para determinar si una roca es o no mejor que otra), y se presenta gráficamente en la **ilustración 76**, este parámetro influye en la porosidad y la permeabilidad de la roca dado el proceso diagenético que sufre esta, finalmente da como resultado las capacidades y habilidades que presenta hoy en día.

Para este estudio no se puede hablar de un parámetro único que esté mejorando o destruyendo las capacidades de porosidad y permeabilidad, se observa una mayor

afectación de la cementación y la bioturbación en la calidad de la roca, sin embargo, se debe hablar de una combinación de varios factores que generan los buenos o regulares comportamientos en el sistema roca-fluido del yacimiento, hablamos del tamaño de grano, cementación, *sorting* y la bioturbación (este es un factor a analizar con detalle pero para este reservorio tenemos presente que hay un grado de influencia), en este caso se define que el *sorting* no es característica directa de una buena calidad roca, recordando que se da esta premisa para el pozo Chuchupa C1.

La correlación de parámetros texturales con respecto a la información obtenida del registro como las relaciones que se hicieron de los *flow zones* con tamaño de grano, *sorting*, cementación y bioturbación fueron las que permitieron visualizar la correspondencia entre parámetros físicos y petrológicos de la roca, demostrando que no son parámetros aislados entre sí y se necesita una comprensión y estudio conjunto de los mismos para obtener mejores resultados en el tratamiento y manejo de un yacimiento en las áreas exploratorias y de producción de hidrocarburos.

10. CONCLUSIONES

- Dado el estudio sedimentológico, se plantea un ambiente sedimentario de *shoreface* predominantemente y con un cambio a la base de *foreshore*, la autora propone esto con base en icnofósiles y el contenido conglomerático de la base del reservorio.
- Los patrones texturales y litológicos ejercen un control dentro de las propiedades petrofísicas investigadas.
- Se obtuvieron 8 *Flow Zones* (FZ) como se puede observar en la **ilustración 70 - Lorenz Plot** Pozo C1, de las cuales hay 3 con pendientes considerablemente buenas y 5 que tienen un menor grado de calidad, esto logrado a partir de la integración geocientífica de las áreas de petrofísica y sedimentología.
- Las arenas de Chuchupa presentan dos zonas óptimas para la exploración y posible proceso de extracción del hidrocarburo como se ve en la **Ilustración 69. Flow Zones – Facies Pozo C1**, zona de interés pozo C1, siendo la FZ #1 Amarilla, la mejor zona, es la que tiene el segundo mejor aporte de caudal ya que el mejor aporte de caudal lo presenta la FZ#2 Verde que tiene un mayor espesor en el área de influencia del pozo C1 y presenta mejores condiciones para el aporte.

11. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio Granulométrico pie a pie del reservorio.
- Adquisición rigurosa y lo más detallada posible de los datos texturales de la roca que se puedan tomar durante la perforación de pozo, dado que en algunas ocasiones las descripciones son difíciles por los múltiples daños que puede sufrir la roca al igual que por la subjetividad con que se maneja (depende de la opinión de quien describe) es necesario tener parámetros claros para poner la información cuantitativamente como por ejemplo asignando porcentajes a los diferentes tamaños de grano observados al igual que con la información de la selección de los granos.

- La toma de *plugs* para los análisis SCAL (*Special Core Analysis*) deben hacerse de forma más continua de modo que se puedan obtener datos representativos de todo el reservorio y así se puede tener un menor grado de incertidumbre del comportamiento de la roca y mejorar el modelo de saturación al obtener parámetros m y n .
- Se da como propuesta el realizar la extracción del gas en la zona comprendida entre los 5520' a 5570' que corresponden a la mejor *speed zone*.
- Se consideran las 3 zonas de FZ resaltadas la FZ#1 (amarilla) es la mejor *speed zone* del reservorio, encontrada en los pies 5520-5570, siendo esta la que da un mayor grado de aporte en el cálculo teórico de productividad.
- La segunda FZ de interés es la verde, que corresponde a un *speed zone* menor que la amarilla pero el espesor de esta zona es mayor, por lo que también se considera como una buena posibilidad para navegar y hacer el proceso de extracción.
- La zona azul de FZ#3 tiene muy buenas características y el valor de FZ es considerable pero debido a su poco espesor en comparación con las zonas 1 y 2 no se considera como mejor opción para hacer la extracción de hidrocarburo.

12. BIBLIOGRAFÍA

- Amaefule, Altunbay, Tiab, Kersey y Keelan. (1993). Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, SPE, 26436, [205-220].
- Andersen, M. (2011). El descubrimiento de los secretos de la Tierra. Definición del concepto de Adquisición de Registros. Oilfield Review, Primavera de 2011: 23, no. 1.
- Arche, A. (2010) Sedimentología Del proceso físico a la cuenca sedimentaria. Madrid, España: Consejo Superior de Investigaciones Científicas.
- Archie, G (Octubre, 1941) The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Dallas Meeting de Shell Development Co, Dallas, Texas.
- Arie, A. (2017). Permeability - The Basic. The SPWLA Indonesia's Series, Petrophysic-101.V-005.
- Arribas, M^a.E., Arribas, J., De la Peña, J.A., Estrada, R., López-Acevedo, F.J., Marfil, R., Varas, M.J. (2007-2011). Extraído de: <http://www.ucm.es/info/petroseed/>
- Beltrán, E (2012). Estudio Sedimentológico Comparativo entre las Formaciones Mugrosa y Colorado; Y Modelamiento de los Niveles de las Arenas A2 de la Formación Colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. [Trabajo de Grado]. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander.
- Bendeck, J. (1992). Perfiles Eléctricos Una Herramienta Para la Evaluación de Formaciones. Bogotá, Colombia: Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo.
- Bidner, M. (2001). Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo. Editorial Universitaria de Buenos Aires: Argentina.
- Bjorlykke, K. (2010). Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics, Oslo, Norway. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

- Dewan, J. (1983). *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Donaldson, E. and Tiab, D. (2004) *Petrophysics – Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Gulf Professional Publishing.
- Escobar, F. (S.F). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Editorial Universidad Surcolombiana. Neiva, Huila.
- Gómez, J. (2006). *Estudio Petrográfico de 25 Muestras de Núcleos de Perforación del Pozo Chuchupa C1*. Bogotá, Colombia: GEMS Ltda.
- Gómez, Z. (2016). *Desarrollo de los modelos estático y dinámico del Yacimiento Mediante Simulación Numérica para la Formación Carbonera C7 del Campo Ubicado en el Bloque Río Meta-Cuenca de los Llanos Orientales*. [Trabajo de Grado]. Fundación Universidad América. Bogotá, Colombia.
- Guerrero, Padrón, Lizcano y Buendía. (2014). *Optimización de la Metodología para el Cálculo de Porosidad a través de Saturación de Fluidos*.
- Gunter, G. (1997) *Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method*. SPE, 38679, [1-8].
- Herrick D.C, Kennedy W.D. (1993). *Electrical efficiency: a pore geometric model for the electrical properties of rocks*. Trans SPWLA 34th Annual Logging Symposium, paper HH.
- Leguizamón, A. (2016). *Sedimentología y Estratigrafía*. Sogamoso, Colombia: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
- Leguizamón, A (2018). *Facies Sedimentarias*. Sogamoso, Colombia: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
- *McPhie. et al., 2015. Core Analysis: The Best Practice Guide*.
- Meza Constantino, K. E. (2013) *Parámetros Petrofísicos Compuestos en la Caracterización de Yacimientos*. (Trabajo de grado). Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, México.
- Mogollón, M (2006). *Propiedades Petrofísicas Básicas Pozo Chuchupa C1 [Informe de Laboratorio]*. Piedecuesta, Santander: Ecopetrol S.A – Instituto Colombiano del Petróleo, Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios.
- Montijo, A (S.F). *Petrología de Rocas Detríticas*. Sonora, México: Universidad de Sonora.
- Murray, K et al. (2012). *Porosity and Permeability in Bioturbated Sediments*. *Developments in Sedimentology*, Vol64. Chapter 27. Elsevier B.V.
- Nichols, G (2009). *Sedimentology and Stratigraphy*. 2nd ed. UK: Wiley-Blackwell
- Orrala, J y Tómalá, J. (2015). *Evaluación de las Arenas “U” y “T” A partir de la Interpretación de Registros Eléctricos de Pozos para Determinar Zonas Productoras en el Centro-Oriente Ecuatoriano*. [Trabajo de Grado]. La Libertad-Ecuador. Universidad Estatal Península de Santa Helena.
- Perdana, D. (2017). *Core Data – A Ground Truth? The SPWLA Indonesia’s Series, Petrophysic-101.V-006*.
- Pennwell Corp. (1986) *The Log Analysis Handbook: Quantitative Log Analysis Methods*. Tulsa, Okla, EE.UU.
- Schlumberger. (2009). *Log Interpretation Charts*. Sugar Land Texas: Schlumberger.

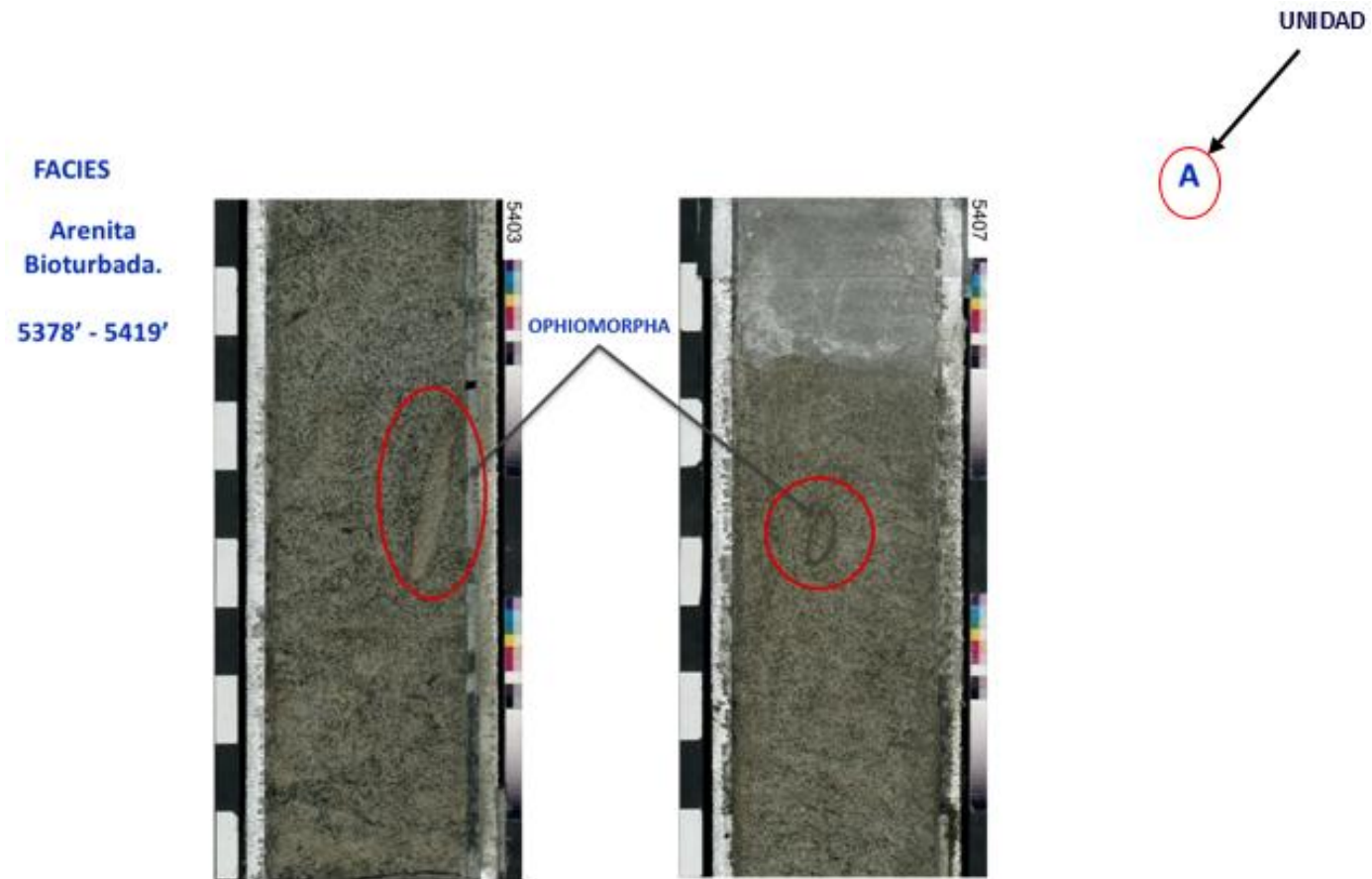
- Schlumberger. (1989). Log Interpretation Principles/Applications. Seventh printing. Sugar Land, Texas.
- S.K. Mahjour et al. (2015). Flow- units verification, using statistical zonation and application of stratigraphic Modified Lorenz Plot in Tabnak gas field. Egyptian Journal of Petroleum (2016) 25. 215-220.
- Slatt. R. (2006) Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists, Geophysicists, and Engineers. Elsevier. University of Oklahoma. Norman, Oklahoma, USA
- Smithson, T. (2012). Definición de Porosidad. Oilfield Review Otoño de 2012: Vol 24, no.3. Schlumberger
- Varela, A y Herrera, D. (2006). Estado Mecánico del Pozo Chuchupa C1. Chevron.

13. ANEXOS

1. Ilustración facies en fotografías del núcleo.
2. Columna estratigráfica.

ANEXO 1

Arena Bioturbada.



FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Bioturbada con Fragmentos Fósiles.

FACIES

**Arenita
Bioturbada
con
Fragmentos
Fósiles.**

5420' – 5510'



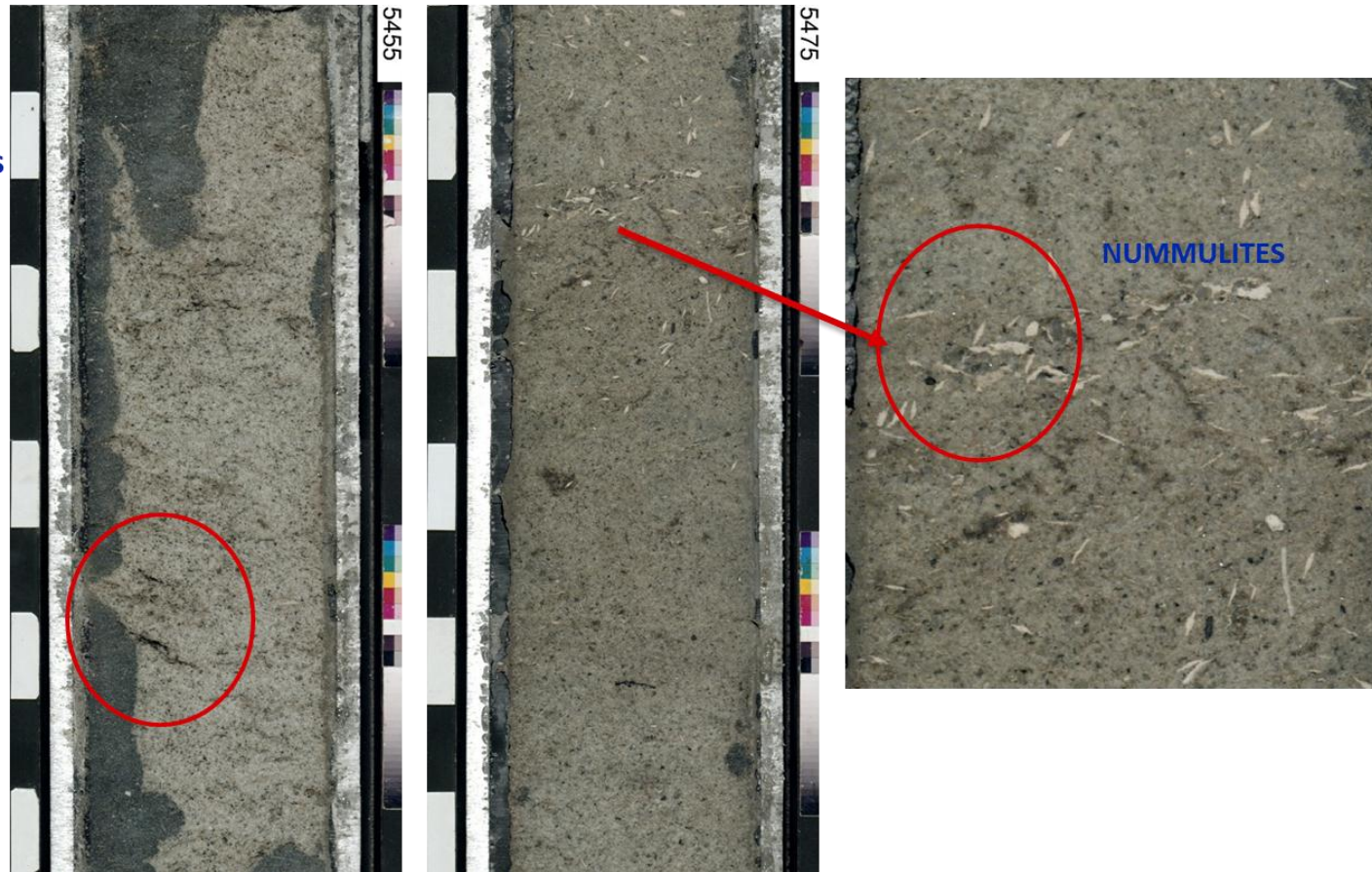
A-B

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Bioturbada con Fragmentos Fósiles.

FACIES
Arenita
Bioturbada
con
Fragmentos
Fósiles.

A-B



FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Bioturbada con Material Orgánico.

FACIES

**Arenita
Bioturbada
con Material
orgánico.**

5511' – 5586'



**Fragmentos
fósiles**



FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Bioturbada con Fragmentos fósiles.

FACIES
Arenita
Bioturbada
con
Fragmentos
Fósiles.
5587' – 5640'



**Fragmentos
fósiles**



B-C

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Bioturbada con Intraclastos.

FACIES
Arena
Bioturbada
con
Intraclastos.
5641' – 5647'



**Fragmentos
fósiles**



C

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Bioturbada con Fragmentos Fósiles.

FACIES
Arena
Bioturbada
con
Fragmentos
Fósiles.
5648' – 5654'



Fragmentos
fósiles



5651

C

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Bioturbada Conglomerática.

FACIES
Arena
Bioturbada
Conglomerática.
5655' – 5658'



C

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Bioturbada con Fragmentos Fósiles.

FACIES
Arena
Bioturbada
con
Fragmentos
Fósiles.
5659' – 5663'



C

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Conglomerática.

FACIES
Arena
Conglomerática.
5664' – 5670'



C

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Bioturbada.

FACIES
Arena
Bioturbada
5671' – 5673'



C

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Conglomerática.

FACIES
Arena
Conglomerática
5674' – 5682'



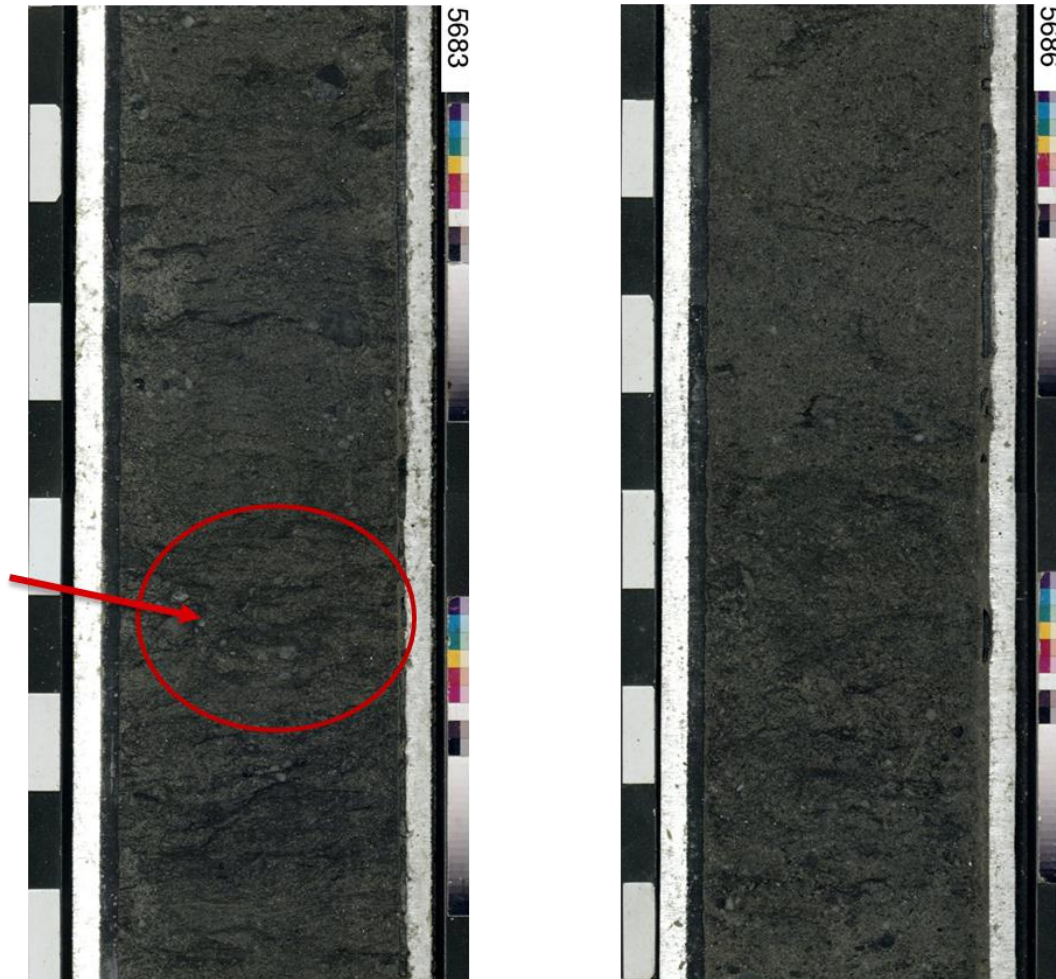
C

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Bioturbada con Materia Orgánica.

FACIES
Arena
Bioturbada con
Material
Orgánico
5683' – 5686'

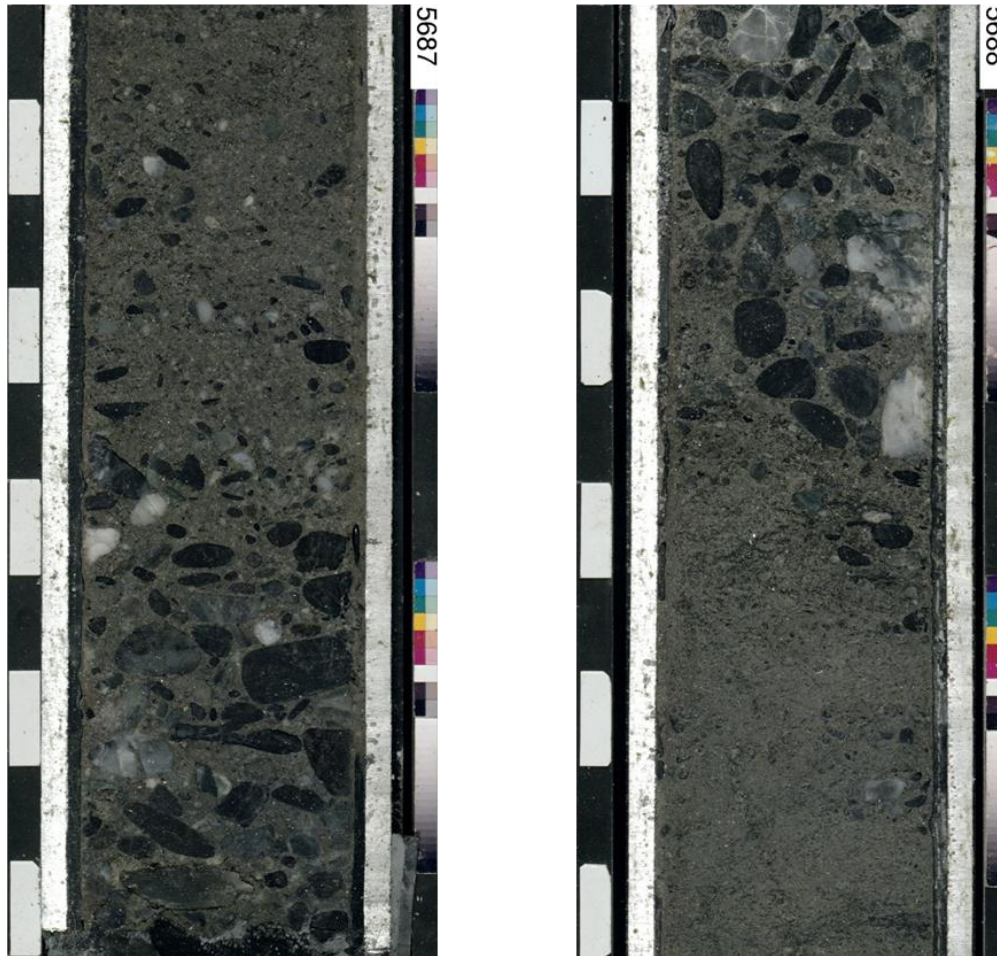
MATERIA
ORGÁNICA
(RELICTOS DE
ESTRATIFICACIÓN
CRUZADA)



FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Conglomerática.

FACIES
Arena
Conglomerática
5687' – 5788'

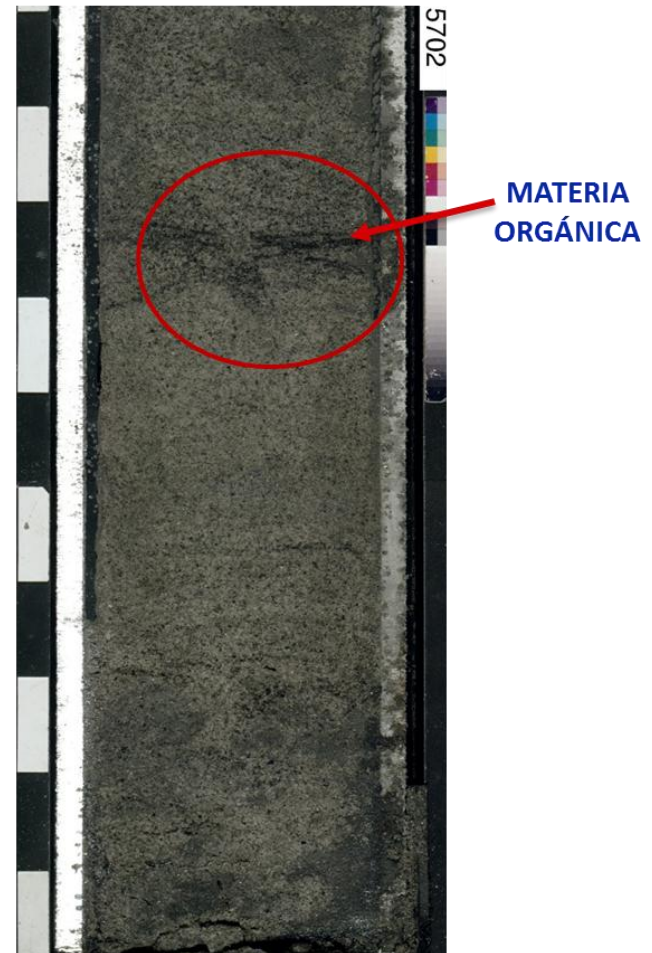
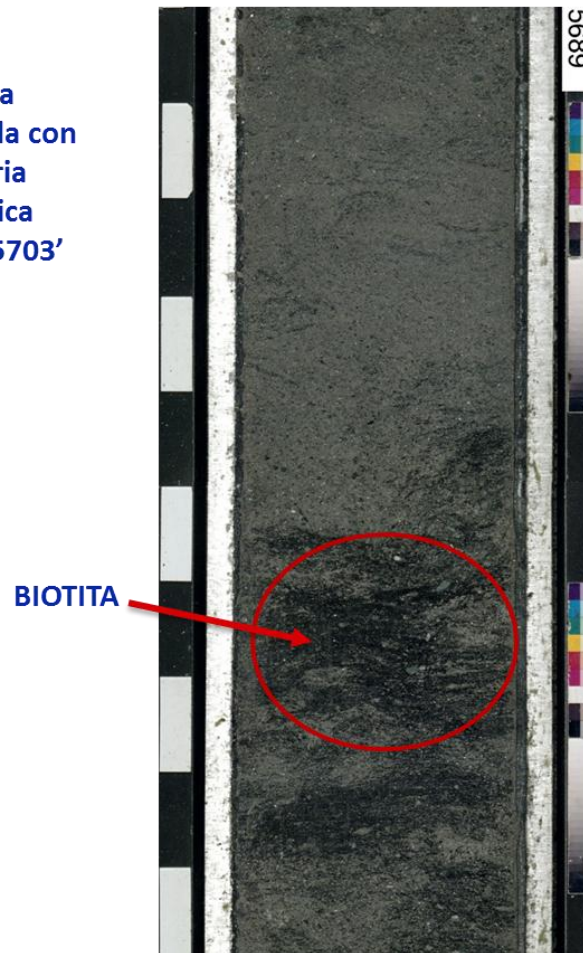


C

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Arena Bioturbada con Matera Orgánica.

FACIES
Arena
Bioturbada con
Materia
Orgánica
5689' – 5703'

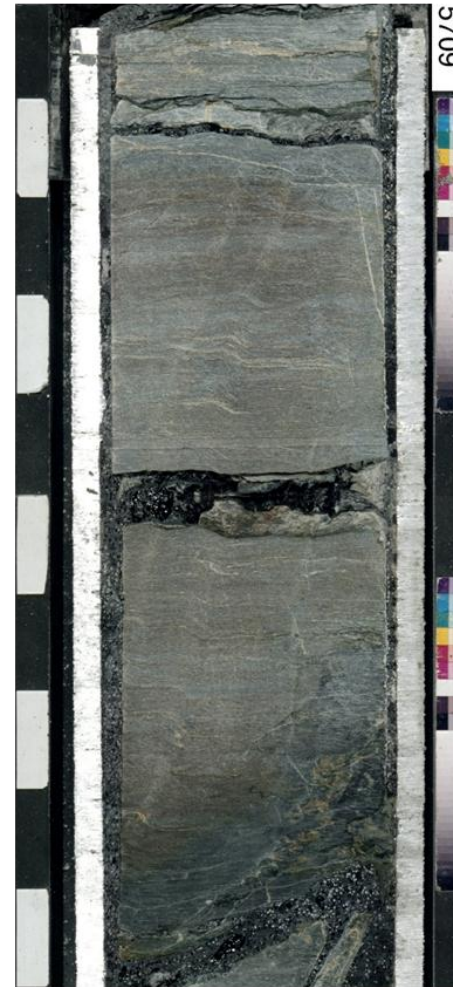


C

FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).

Metalimolita.

**Basamento
Metalimolita
5704' – 5710'**



FUENTE: Chevron. (11/03/06). Corazón [Fotografía]. Registro Fotográfico Núcleo. Modificada por la Autora (11/17).