

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO DE
SECUENCIAS CARBONÁTICAS Y SILICICLASTICAS DEL
OLIGO-MIOCENO PARA EL CAMPO LA VELA, COSTA
AFUERA VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Rojas M., Yolimar
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO DE SECUENCIAS CARBONÁTICAS Y SILICICLASTICAS DEL OLIGO-MIOCENO PARA EL CAMPO LA VELA, COSTA AFUERA VENEZUELA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ignacio Mederos
COTUTOR ACADÉMICO: Prof. María Gómez
TUTOR INDUSTRIAL: Msc., Zureisy Marín

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Rojas M., Yolimar
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico


Caracas, 2018

Caracas, 12 de Abril, 2018

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Br YOLIMAR KATHERYNE ROJAS MOLINA, titulado:

“CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO DE SECUENCIAS CARBONÁTICAS Y SILICICLASTICAS DEL OLIGO-MIOCENO PARA EL CAMPO LA VELA, COSTA AFUERA VENEZUELA”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por la autora, lo declaran APROBADO.


Prof. Ignacio Mederos
Tutor Académico


Prof. Lenin González
Jurado


Prof. Jesús González
Jurado



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE GEOLOGIA, MINAS Y GEOFISICA
DEPARTAMENTO DE GEOFISICA

ACTA DE EVALUACIÓN DEL TRABAJO ESPECIAL DE GRADO DE LA BACHILLER YOLIMAR
KATHERYNE ROJAS MOLINA DEL DEPARTAMENTO DE GEOFISICA

Los abajo firmantes, integrantes del Jurado examinador designado por el Consejo de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica para evaluar el Trabajo Especial de Grado titulado "CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO DE SECUENCIAS CARBONÁTICAS Y SILICICLASTICAS DEL OLIGO-MIOCENO PARA EL CAMPO LA VELA, COSTA AFUERA, VENEZUELA" presentado por la Br. Yolimar Kathyryne Rojas Molina, Cédula de Identidad N° 19822398 Para obtener el título de Ingeniero Geofísico en el acto de defensa pública correspondiente, considerando que:


- 1.- Esta investigación representa el esfuerzo personal de la Br. Yolimar Kathyryne Rojas Molina quien culmina así una exitosa carrera en la especialidad de Ingeniería Geofísica en esta institución
- 2.- El trabajo evaluado constituye un valioso aporte al conocimiento para la caracterización petrofísica de yacimientos en la región occidental de Venezuela, toda vez que sintetiza el estado del arte de la Geología, Geofísica y Petrofísica de la región, y propone métodos de mejoramiento en los análisis de parámetros petrofísicos en términos de las últimas tendencias en materia de interpretación integrada de datos geológicos-geofísicos.
- 3.- EL trabajo incorpora una serie de herramientas computacionales que contribuyen al realce de las propiedades petrofísicas mostradas y al fortalecimiento de los modelos de yacimientos petrolíferos propuestos.

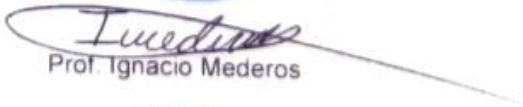
Acuerdan otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo Especial de Grado de la Br. Yolimar Kathyryne Rojas Molina

En la Ciudad Universitaria de Caracas, a los doce días del mes de abril de 2018


Prof. Jesús González
Miembro del Jurado




Prof. Lenin González
Miembro del Jurado


Prof. Ignacio Mederos
Tutor

DEDICATORIA

Dedicado a:

Mi indescriptible Dios, al amor y la vida

Mis padres y hermanos

A la memoria de mis abuelos

¡Mi amada Venezuela y sus bendecidos recursos naturales!

A la comunidad científica.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a mis padres, Paula Molina y Javier Rojas, a mis hermanos Lismary, Yoselin y Juan Carlos, a mi abuela Agripina Marín y obvio a mis ovejos, quienes son mis pilares y mi fuerza. Gracias a toda mi familia en general y a mis cuñados Ivan y Matteo.

Realmente agradecida con PDVSA-Intevep por abrirme las puertas al conocimiento práctico y contacto directo con la industria, sus instalaciones y su gente.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela y sus profesores que en conjunto constituyen la casa que vence las sombras. A Impreabogados y egresados UCV por brindarme apoyo económico desde el inicio de mi carrera.

Con todo el respeto y admiración a los que hicieron posible que se llevara a cabo esta investigación, Javier Pérez, Irenio Berrío, Gustavo Rodríguez, Solangel Ortega, y Zureisy Marín. Gracias al Ing. Carlos Márquez por estar siempre pendiente del avance del estudio.

Indiscutiblemente con todo el cariño del mundo a mi tutora industrial: Zureisy Marín que fue el ángel que Dios puso en mi camino para darme esta oportunidad soñada, por su paciencia, cariño, dedicación, calidad humana y enseñanzas.

A mis tutores académicos Ignacio Mederos y María Gómez, he tenido la gran bendición y orgullo de contar con el apoyo de ambos y sus grandes conocimientos.

Super agradecida de haber compartido con el equipo de exploración costa afuera, especialmente, Oswaldo Ramos, Javier Vásquez, Solangel Ortega, Clevis Medina, Carla Márquez, Daniela Ravelo y José Martínez.

A mis estimados colaboradores del laboratorio Jesús Carrero, al Sr. Richard Márquez, Carlos Valero, Carlos Bustamante y los tesisistas estrellas que son como 20, especialmente Rafa, Carlos y Jurianny, mi equipo de trabajo.

Mis amigos y personitas especiales Sr. Carlos Pérez, Alejandro Gonzáles, Sr Enrique Tovar y Jesús C gracias por su valiosa ayuda siempre, Sr Jorge Alviarez, Luis R,

Desiré, Marian B, Andreina V, Jesús M, Kairubi G, Carla R, Gabriela R, Marcos G, Edwin N y Nerio, hicieron mi estadía en Intevep más genial y feliz.

I mposible no agradecer a los profesores que han marcado mi vida tanto a nivel académico como personal, entre ellos: Enrique Toribio y Mariano Arnaiz gracias por todo el apoyo especialmente durante el desarrollo de este trabajo, Inírida Rodríguez, Nuris Orihuela, Alfredo Mederos, José Cavada, Carolina Machillanda, Ricardo Alezones, Fernando Marcano, Orlando Méndez, Vincenzo De Lisa, Jesús González, Antonio Ughi y en general gracias a los profesores del Departamento de Geofísica y Geología.

D iariamente doy gracias a Dios por todas las amistades que he tenido en la escuela, especialmente Carlos Corredor, Jeiker Balaguera, Marian Barbosa, Luis Díaz y Ana Sánchez, con ustedes se me hizo más fácil enamorarme de la Geofísica, gracias por soportarme incluso en la madrugada y “monologear conmigo”. Gracias Gian Carlos Z, Julio Sánchez, Naire C y Andrea L por ser tan especiales.

I nigualables amigos Celedonio M, Hellen S, mi colega Sergio C, Edgar C, Fabiano M, Manuel S, Jenilyn, Génesis M, Julio L, Juvelice A, Keijer B, Keila & Jesús, Jean R, Ángel V, el costí Antony B, Jomar B, Doménico V, Romina J, Felipe A, el pira Francisco D, las Gabrielas Bolívar y Quintana, Katherine Z, Richard Q y entre los luceritos especialmente Cesar M y Dionisio G.

O bvio agradecida con tantos amigos más, los que me ayudaron con la instalación y manejo de programas, los llevare en mi corazón y en mi computador. Gracias Sra Rosa por brindarme su hogar, gracias a los trabajadores de la empresa, en especial la sra Mirta, el jardinero y la gente del comedor.

S obre todas las cosas gracias de nuevo a aquel cuyas iniciales están en cada agradecimiento, por ti vivo, por ti respiro y eres luz en mi vida, mi tesis ha sido una de las experiencias más lindas de mi vida, una promesa divina de esas que solo tú haces posible.

Rojas M., Yolimar
CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO DE
SECUENCIAS CARBONÁTICAS Y SILICICLASTICAS DEL
OLIGO-MIOCENO PARA EL CAMPO LA VELA, COSTA
AFUERA VENEZUELA

Tutor Académico: Prof. Ignacio Mederos. Cotutor Académico: Prof. María Gómez. Tutor Industrial: Msc. Zureisy Marín. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2018, 225 p.

Palabras Claves: La Vela, siliciclásticos, carbonatos, petrofísica, porosidad.

Resumen. El campo La Vela costa afuera, Venezuela, presenta yacimientos siliciclásticos y carbonáticos, dispuestos sobre un basamento ígneo metamórfico también probado en cantidades comerciales. Esta investigación busca definir parámetros y modelos petrofísicos, describir petrofacies, analizar la calidad de la roca y ver la distribución de isopropiedades en el campo, con el fin de caracterizar el sistema poroso en depósitos de interés de edad Oligo-Mioceno. Se aplicó una evaluación petrofísica integrada, que enmarcó la interpretación de perfiles de pozos en conjunto con análisis convencionales y especiales de núcleo que se realizan mediante mediciones eléctricas y pruebas de presión capilar por inyección de mercurio, que representan un total de 80 muestras analizadas en los diferentes ensayos, todo esto considerando las unidades sedimentarias dentro de las secuencias sismoestratigráficas. Como resultado, el parámetro “m” obtenido, permitió un cálculo de saturación de hidrocarburo con menor grado de incertidumbre y su valor menor a dos (2) está asociado a porosidad por fractura y presencia de minerales autigénicos; estos indicios de porosidad secundaria también fueron evidenciados a partir de la interpretación detallada de registros, e incluso secciones finas, el microfracturamiento de partículas juega un rol importante dentro del campo ya que interconecta el sistema poral, que incluye en general porosidad, intrapartícula, interpartícula, móldica y micro vugular, aunque estas dos ultima muy localizadas. Las pruebas de presión capilar indican diversidad en facies petrofísicas que van desde nano a mega poros. Se concluye que la génesis de la roca y los procesos diagenéticos incidieron en la geometría y arquitectura del poro y es por ello que las petrofacies dominantes en conjunto con estos, demarcan e impactan la calidad de la roca.

INDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 GENERALIDADES	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.3 JUSTIFICACIÓN	4
1.4 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	5
1.5 OBJETIVOS.....	7
1.6 ANTECEDENTES.....	7
CAPÍTULO II	12
MARCO GEOLOGICO.....	12
2.1 GEOLOGIA REGIONAL.....	12
2.2 GEOLOGIA LOCAL.....	19
2.2.1 Marco estructural	19
2.2.2 Marco sismoestratigráfico.....	22
2.2.3 Marco estratigráfico	25
CAPÍTULO III.....	32
MARCO TEORICO.....	32
3.1 CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO. ACTUAL TENDENCIA DE INVESTIGACIÓN	332
3.1.1 Carbonatos Vs Siliciclásticos.....	32
3.1.2 Petrofísica.....	33
3.1.3 Técnicas de investigación en análisis de núcleos.....	34
3.1.4 Evaluación de litologías complejas	38
3.1.5 Presión capilar.....	38
3.1.6 Tipos de poros en carbonatos.....	43
CAPÍTULO IV.....	47
METODOLOGÍA	47
4.1 FASE 1: BÚSQUEDA Y RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN:.....	48
4.1.1 Validación y certificación del dato	48
4.1.2 Definición de pozos claves, control y no control.....	52
4.2 FASE 2. PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y MEDIDAS ESPECIALES DE NÚCLEO	53
4.2.1 Mediciones eléctricas	53
ETAPA EXPERIMENTAL.....	53
ETAPA ANALÍTICA	54
4.2.2 Medida de PC y radio de garganta de poro.....	58
4.3 FASE 3. INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN NÚCLEO- PERFIL.....	59

4.2.3	Definición de los modelos de: arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad mediante correlaciones núcleo- perfil.	59
4.2.4	Descripción del sistema poral y facies petrofísicas a partir de curvas de PC 75	
4.2.5	Análisis del efecto de la calidad de la roca sobre las curvas de presión capilar 79	
4.2.6	Elaboración de sumarios petrofísicos	80
CAPÍTULO V		83
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....		83
4.1	ESTIMAR EL FACTOR DE FORMACIÓN A MUESTRAS DE NÚCLEOS MEDIANTE MEDICIONES ELÉCTRICAS.	97
4.1.1	Parametros petrofísicos	97
4.2	DEFINICIÓN DE LOS MODELOS DE: ARCILLOSIDAD, POROSIDAD, SATURACIÓN DE AGUA Y PERMEABILIDAD MEDIANTE CORRELACIONES NÚCLEO- PERFIL.	111
4.2.1	Modelo de arcillosidad (Vsh).....	127
4.2.2	Modelo de Porosidad (PHI)	128
4.2.3	Modelo de saturación de agua (SWE).....	130
4.2.4	Modelo de permeabilidad (K)	131
5.3	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PORAL Y FACIES PETROFÍSICAS A PARTIR DE CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR	137
5.4	ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA CALIDAD DE LA ROCA DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR.....	150
5.5	SUMARIOS PETROFÍSICOS	167
CONCLUSIONES		172
RECOMENDACIONES		176
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		177
APÉNDICES.....		184
APÉNDICE A. bases teóricas. carbonatos vs siliciclásticos.....		185
APÉNDICE A.1. BASES TEÓRICAS. PROPIEDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS		186
APÉNDICE A.2. BASES TEÓRICAS. TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN EN ANÁLISIS DE NÚCLEOS		192
APÉNDICE A.3. BASES TEÓRICAS. PERFILES Y PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....		193
A.3.1	Perfiles petrofísicos de Pozos.....	193
A.3.2	Técnicas de “m” basadas en interpretación de registros	194
A.3.3	Exponente de saturación “n”	195
APÉNDICE A.4 BASES TEÓRICAS. PRESIÓN CAPILAR		196
APÉNDICE A.5 BASES TEÓRICAS. PROCESOS DIAGENÉTICOS QUE IMPACTAN LA CALIDAD DE LA ROCA		198

APÉNDICE B. DESCRIPCIÓN GENERAL DE PROCEDIMIENTO SEGUIDO EN LABORATORIO DE INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO PARA LAS MEDICIONES ELÉCTRICAS	201
APÉNDICE C. DESCRIPCIÓN GENERAL DE PROCEDIMIENTO SEGUIDO EN LABORATORIO DE QUIMISORCIÓN PARA LAS MEDICIONES DE PRESIÓN CAPILAR POR INYECCIÓN DE MERCURIO.....	207
APÉNDICE D. TABLA DE RESULTADOS DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS “M” Y “N” A PARTIR DEL FACTOR DE FORMACIÓN.	209

INDICE DE FIGURAS

Figura. 1 a)Corrimientos de la zona, modificado de Gorney (2007). b) distribución de pozos en la Ensenada de La Vela.	6
Figura. 2. Mapa Paleoambiental del Eoceno Tardío, construido a partir de interpretación sísmica y registro de pozo (Modificado de Carnevali <i>et al.</i> , 2000).	13
Figura. 3. Diagrama de configuración y modelo estructural en la región de Falcón Oriental y costa afuera. Eoceno-Oligoceno Pull Apart (Gorney <i>et al.</i> , 2007).	14
Figura. 4. Diagramas de configuración y modelo estructural en la región de Falcón Oriental y costa afuera. Paleoceno-Eoceno Cuenca Retro-Arco (Gorney <i>et al.</i> , 2007).	15
Figura. 5. Sistema de clinoformos progradantes en la Ensenada de La Vela, línea arbitraria cubo sísmico, dirección NE-SO cubo sísmico 3D (Toribio, 2012).	15
Figura. 6. Mapa Paleoambiental del Mioceno Superior, indicando porcentaje de arena (Modificado de Carnevali <i>et al.</i> , 2000).	16
Figura. 7. Columna estratigráfica de la cuenca de Falcón, tomado de Díaz de Gamero, 1997.	18
Figura. 8. Marco estructural a) Sistemas de fallas y b) estructuras presentes en la Ensenada de La Vela (Modificados de Rueda, 2016).	20
Figura. 9. Línea arbitraria de cubo sísmico SO-NE donde se observan estructuras definidas para la Ensenada de La Vela (Tomado de Rueda, 2016).	22
Figura. 10. Sección sísmica orientada Sur-Norte, donde se muestran las discordancias locales (Rueda, 2016).	23
Figura. 11. Sección sísmica arbitraria SE-NO donde se muestra mayor espesor de la SC2 al Norte del cubo, depresión que corresponde a la estructura tipo graben de la Cuenca de Paraguaná (Rueda, 2016).	24
Figura. 12. Columna geológica generalizada del área de la Ensenada de La Vela (Vásquez <i>et al.</i> , 2018).	26
Figura. 13. Petrofísica integrada (Modificado de Crain, 2017).	34
Figura. 14. Influencia de fracturas y vugas no conectadas en medidas de resistividad y factor “m” de Archie (Serra, 2004).	36
Figura. 15. a)Porosidad Vs Factor de formación para “m” variable, modificado del Chart Schlumberger, 2009.b) ejemplo de la evaluación de porosidades tipo vugas y fracturas de medidas de núcleos detallando las descripciones de microestructura (Kazatchenko & Mousatov, 2002)	37
Figura. 16. Relación entre curva de presión capilar, saturación característica del yacimiento. Modificado de Marín (2013).	40
Figura. 17. Ejemplo de pruebas de presión capilar en carbonatos a) alta microporosidad en carbonato, b) grado de heterogeneidad en tamaño de poro, (traducido de Kim <i>et al.</i> , 2011).	41
Figura. 18. Ecuaciones empíricas de Pittman (1992).	43
Figura. 19. Esquema de tipos de poros carbonáticos de Choquette & Pray ,1970 (Marín, 2013).	44

Figura. 20. Esquemas de clasificación de tipo de poro de Lucia, 1983 y 1995 (Modificado de Marín, 2013).	45
Figura. 21. Clasificación de porosidad de Ahr en rocas carbonáticas (Ahr <i>et al.</i> , 2005).	46
Figura. 22. Flujo de trabajo seguido para la caracterización del sistema poroso.	47
Figura. 23. Vectorización de curvas mediante el uso de NEURALOG.	48
Figura. 24. Ajuste en profundidad de los perfiles de pozos.	49
Figura. 25. Ajuste núcleo- perfil, desfase final por <i>Core Gamma</i> en pistas 2 y por Porosidad en pista 4.	50
Figura. 26. Gen-9. Schlumberger (2009).	52
Figura. 27. Flujo de trabajo seguido en laboratorio mediante mediciones eléctricas.	53
Figura. 28. Procedimiento Picket Plot.	56
Figura. 29. Nomograma de Schlumberger, 1987 para evaluación de sistemas Dual – porosity, (Adaptado de Serra, 2004).	57
Figura. 30. Definición del parámetro “n” mediante medidas eléctricas.	58
Figura. 31. Flujo de trabajo seguido en laboratorio para determinar curvas de presión capilar.	59
Figura. 32. Discretización de litología por nomogramas Schlumberger (2009). a) relación densidad versus sónico. b) gráfico M –N.	60
Figura. 33. Diagrama ternario Rhob vs. Nphi para discretizar litología.	61
Figura. 34. correspondencia visual de espesores con la sísmica.	62
Figura. 35. Aplicación de electrofacies MRGC y entrenamiento de la red.	63
Figura. 36. Pruebas empíricas para estimar sónico a partir de los registros.	64
Figura. 37. Crossplot planeado por Waxman & Smith (Clavier <i>et al.</i> , 1976).	66
Figura. 38. Crossplot Torio/ Potasio empleado y las curvas espectrales de núcleo...	69
Figura. 39. Distribución de arcilla dominante (Adaptado de Mantilla & Bueno, 2013).	69
Figura. 40. Diferentes modelos de arcillosidad corridos en el pozo y su análisis litológico. (pista 1 modelo lineal; pista 2 Stieber 1; pista 3 Stieber 2; pista 4 Stieber 3; pista 5 Clavier; pista 6 Larinov2; pista 7 por sónico; pista 8 Densidad/Neutrón).	71
Figura. 41. Diferentes modelos de saturación corridos en el pozo y sensibilidad de usar $m=2$ y $m<2$ (pista 1 litología; pista 2 Archie $m=2$; pista 3 Archie $m<2$; pista 4 Simandoux $m<2$; pista 5 Waxman& Smith $m<2$; pista 6 Doble agua $m<2$).	74
Figura. 42. Presión de desplazamiento de fluido en diferentes tipos de roca.	76
Figura. 43. Gráfico de ápice y garganta de poro dominante.	77
Figura. 44. Gráfico uno a uno de relaciones de Winland y Pittman.	78
Figura. 45. Petrofacies o tipos de roca en unidades siliciclásticas y carbonáticas por secuencias sismoestratigráficas.	79
Figura. 46. Metodología sistemática de Consentino (2001) para determinar parámetros de corte.	80
Figura. 47. Método sistemático de definición de parámetros de cortes. a) Porosidad de corte, b) Saturación de corte, c) Volumen de arcilla de corte (Metodología modificada de Consentino, 2001).	81
Figura. 48. Frecuencia acumulada para determinar de cutoff de arcillosidad.	82
Figura. 49. Distribución areal de pozos en la Ensenada de La Vela, Edo. Falcón.	83

Figura. 50. Distribución de pozos en los que se vectorizaron perfiles.....	85
Figura. 51. Pozos en los cuales se aportan nuevos datos.	86
Figura. 52. Columna geológica generalizada de la Ensenada de La Vela (Modificado de Rueda, 2016) y columna generalizada a partir de la interpretación de registros del pozo P-28.	87
Figura. 53. Pruebas de producción en la Ensenada de La Vela.	88
Figura. 54. Secuencia SEC2-1 y SEC1 pertenecientes al Miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara / Formación Cantaure y la Formación Castillo respectivamente.....	89
Figura. 55. Secuencia SEC3-2 y SEC3-1 pertenecientes a Socorro.	89
Figura. 56. Distribución de núcleos en el campo La Vela, costa afuera.	91
Figura. 57. Inventario y distribución por pies de núcleos recuperados en el Ensenada de La Vela con simbología de estrella los sometidos a pruebas especiales en este trabajo.....	93
Figura. 58. Clasificación de pozos como claves, control y no control.....	94
Figura. 59. Mapa de calidad del dato en la Ensenada de La Vela.....	95
Figura. 60. Gráfico de tipos de poros de acuerdo con el exponente de porosidad “m” para la secuencia SEC3-2 (Formación Socorro).	98
Figura. 61. Puntos de “m” obtenidos de laboratorio en su mayoría menores a 2 versus curva de “m” de Rasmus para poros tipo fractura.....	99
Figura. 62. Estimación de “m” a partir de registros mediante el uso del gráfico de Picket plot para la secuencia SEC3-2 de Socorro carbonático.	99
Figura. 63. Asociación de valores de “m” con análisis de secciones finas para la secuencia SEC3-2 perteneciente a Socorro carbonático (NP, EH 4.3mm, imágenes y descripciones tomadas de Medina, <i>et al.</i> , 2017).	100
Figura. 64. Gráfico de tipos de poros de acuerdo con el exponente de porosidad “m” para la secuencia SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure). .	102
Figura. 65. Tipos de poro a partir de los valores de “m” en la secuencia SEC2-1 (M Cauderalito Fm Agua Clara/ Fm Cantaure). a) valores $m < 1.6$ eliminados del nomograma (encerrados en óvalos). b) Asociación de valores de $m < 1.6$ con microfracturamiento observado en secciones finas (Imágenes y descripciones tomadas de Medina <i>et al.</i> , 2017).	103
Figura. 66. Estimación de “m” a partir de registros mediante el gráfico de Picket plot para la secuencia SEC2-1.....	104
Figura. 67. Muestras consolidadas de la secuencia SEC1 (Formación Castillo).	105
Figura. 68. Estimación de “m” a partir de registros mediante el gráfico de Picket plot para la secuencia SEC1 (Formación Castillo).....	106
Figura. 69. Nomograma de Schlumberger, 1987 para evaluación de sistemas Dual – porosity, para porosidad por vugas no conectadas en la zona de la derecha y porosidad por fractura en la zona izquierda (Adaptado de Serra, 2004).....	107
Figura. 70. Mediciones de resistividades en muestras secas y saturadas a diferentes frecuencias para analizar efecto de pirita.	109
Figura. 71. Núcleo #8959'10'' del pozo P-28, cuya sección fina a 8960.5' se describe como Wackestone, donde se destaca la presencia de foraminíferos (planctónicos) piritizados y glauconitizados, escasos pellets de glauconita y/o chamosita y escasos	

fragmentos de bioclastos, microfacies asociadas a ambientes de talud / borde de talud (Tomado de Medina, <i>et al.</i> , 2017).....	110
Figura. 72. Distribución general de densidad de matriz a partir de los núcleos del campo La Vela.	111
Figura. 73. Distribución de densidad de matriz a partir de los núcleos del campo La Vela. a) secuencia SEC3-2 perteneciente a Socorro, b) SEC2-1 perteneciente al miembro Cauderalito Fm Agua Clara/ Fm Cantaure, c) SEC1 o Castillo.	112
Figura. 74. Dolomitización temprana, a) registro litológico con intervalo dolomítico resaltado en azul y caliza en verde, b) grafico RHO_MAA vs U_MAA, c) Grafico M-N, d) gráfico RHOB vs NPHI, e) sección fina @ 8856,75 pies y 8904,50 pozo P-28x@ (Medina <i>et al.</i> , 2018).	113
Figura. 75. Identificación de litologías y zonas prospectivas con diagrama ternario.	114
Figura. 76. Aplicación del método MRGC de redes neuronales para discriminación litológica y validación con Masterlog del pozo P-28.....	115
Figura. 77. Aplicación del método MRGC de redes neuronales para estimar profundidad de basamento.	116
Figura. 78. Ajuste del sónico sintético a partir de la ecuación modificada de Faust y el sónico original.	117
Figura. 79. Mapa de volumen de arcilla generado comparado con mapa Paleambiental (modificado de Carnevali <i>et al.</i> , 2000) para el Mioceno superior... 118	
Figura. 80. Estimaciones de sónico por la ecuación modificada de Escamilla versus pruebas empíricas. El DT original es la curva color negro, el DT empírico por neutrón es la azul y el DT sintético por Faust es la vinotinto.	119
Figura. 81. Validación de metodología propuesta para estimar volumen de arcilla mediante medidas eléctricas.....	121
Figura. 82. Cuantificación de cada tipo de arcilla para la SEC3-2 (Formación Socorro).....	123
Figura. 83. Tipo de distribución de arcilla en la SEC3-2, E4 a nivel de Socorro. a) Pozo P-04, b) Pozo P-15.	124
Figura. 84. Tipo de distribución de arcilla en la SEC2-1, E4 a nivel del miembro Cauderalito, Fm Agua Clara / Fm Cantaure. a) Pozo P-04, b) Pozo P-15.....	125
Figura. 85. Zonas con presencia de uranio y posible presencia de fosfato como minerales radioactivos SEC2-1, pozo P-28 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure).....	126
Figura. 86. Modelos de arcillosidad definidos mediante los registros Rayos Gamma y Sonico.a) SEC3-2 (Formación Socorro), b) SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara /Fm Cantaure).....	128
Figura. 87. Modelos de porosidad para unidades carbonáticas y siliciclásticas del campo La Vela. a) SEC3-2 (Formación Socorro), b) SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) y c) SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) y SEC1(Formación Castillo) pozo P-28 (imagen SF #8960.5', ancho 1100µm, tomado de Medina <i>et al.</i> ,2017).....	129
Figura. 88. Indicios de microfracturamiento y fracturamiento de alto grado por índice de porosidad secundario (SPI).	130

Figura. 89. Modelo de saturación de agua.	131
Figura. 90. Relación porosidad permeabilidad por secuencias.	132
Figura. 91. Relación porosidad permeabilidad para grupos de tamaños de partículas en rocas carbonáticas no vulgares (Lucía, 1983).	132
Figura. 92. Relación porosidad permeabilidad controlada por el tipo de roca.	133
Figura. 93. a) Relaciones para Modelo de permeabilidad por clases petrofísicas para las secuencias SEC2-1 (mbo. Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) y SEC1 (Castillo), b) Modelo de permeabilidad Clase 1, c) Modelo de permeabilidad Clase 2, d) porosidad por microfracturas abiertas muestra m1, NP, EH 4300um, e) microfractura abierta muestra m2, NP, EH 4,3mm, f) microfractura cementada m3, NP, EH 4,3mm, g) microfractura cementada m3, NX, EH 4,3mm.	134
Figura. 94. Modelo de permeabilidad para la secuencia SEC3-2 (Formación Socorro)	135
Figura. 95. Correlación del desarrollo de la secuencia SEC3-2 (Formación Socorro) en la Ensenada de La Vela.	136
Figura. 96. a) Curvas de presión capilar a alta a alta presión, b) radio de garganta poral de las muestras graficadas a alta presión en (a) , c) Curvas de presión capilar a baja presión, d) radio de garganta poral de muestras a baja presión en (c).....	137
Figura. 97. A) gráfico de ápice con máximo desplazamiento alcanzado, b) gráfico uno a uno.	138
Figura. 98. Semi-log de Porosidad vs. Permeabilidad, a) SEC2-1(Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) y SEC1 (Formación Castillo), b) SEC3-2 (Formación Socorro).	139
Figura. 99. Distribución de petrofacies para la SEC1 (Formación Castillo).	140
Figura. 100. Distribución de petrofacies de la SEC1 (Formación Castillo); pozos a) P-04, estructura E4 y b) P-28, estructura E3 “El pilar”.	140
Figura. 101. a) Curvas de presión capilar pozo P-04- SEC1(Formación Castillo), b) Gráfico de saturación incremental de mercurio, pozo P-04- SEC1 (Formación Castillo).	141
Figura. 102. Distribución de petrofacies de la SEC1(Formación Castillo), flanco oeste de la estructura E3.....	142
Figura. 103. Datos de areniscas del pozo P-07- SEC1 (Formación Castillo), flanco oeste de la estructura E3 a) Curvas de presión capilar, b) gráficos de saturación incremental de mercurio.....	142
Figura. 104. Distribución de petrofacies para la secuencia SEC2-2 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure).	143
Figura. 105. Distribución de petrofacies de la SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure – Estructura sur E4; pozos a) P-04 y b) P-15.	144
Figura. 106. Distribución de petrofacies de la SEC2-1(Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), estructura el pilar E3 y E3-1; pozos a) P-28 –E3 y b) P-07 E3-1.	144
Figura. 107. Datos del pozo P-28- SEC2-1(Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), E3, a) Curva de presión capilar, b) Gráfico de saturación incremental de mercurio.....	145

Figura. 108. Distribución de petrofacies de la SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), estructura E2 y E3.1; pozos a) P-29ST –E2 y b) P-24- E2 y c) P-20 E3.1.....	146
Figura. 109. Datos del pozo P-29ST y P-24- SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), estructura E2 a) Curvas de presión capilar, b) gráficos de saturación incremental de mercurio.	147
Figura. 110. Distribución de petrofacies de datos del pozo P-14 SEC2-1(Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure)	147
Figura. 111. Datos del pozo P-24 y P-14- SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), estructura E2 a) Curvas de presión capilar, b) gráficos de saturación incremental de mercurio.	148
Figura. 112. Distribución de petrofacies para la SEC3-2 (Formación Socorro).....	149
Figura. 113. Datos del pozo P-04 - SEC3-2 (Formación Socorro). E4 a) Curvas de presión capilar, b) gráficos de saturación incremental de mercurio.....	149
Figura. 114. Sistema de poros dominante y relación textural en la secuencia SEC1 (Formación Castillo), descripciones sedimentológicas tomadas de Medina <i>et al.</i> , 2018.....	151
Figura. 115. a) Curvas de presión capilar, SEC1 (Formación Castillo). b) presencia de arcilla ocluyendo espacio poral, SF 11693´7 NX, EH 4300 um.	152
Figura. 116. Análisis de curvas de presión capilar por inyección de mercurio a siliciclásticos de la SEC1 (Formación Castillo), a) curva roja con alta capacidad de almacenamiento, b) Sección fina de roca arcósica de grano medio a 10970´de profundidad del pozo P-07 con porosidad de 15,2%, NP, 25X (Tomado de Phillips Biostrat, 2000).....	153
Figura. 117. Sistema de poros dominante y relación textural en la secuencia SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), descripciones sedimentológicas tomadas de Medina <i>et al.</i> , 2018.....	154
Figura. 118. Análisis de curvas de presión capilar por inyección de mercurio a carbonatos de la SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), a) Muestra de núcleo del pozo P-28 b) Dolomicritización SF 8913.33´, NP, EH 0.3mm P-28 (Medina <i>et al.</i> , 2017).	156
Figura. 119. Secciones finas a profundidad de núcleo de 8913.33´ del pozo P-28 a nicoles paralelos NP y nicoles cruzados NX.....	157
Figura. 120. Datos del pozo P-24 y P-14- SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), E2 a) Curvas de presión capilar, b) gráficos de saturación incremental de mercurio.....	159
Figura. 121. Secciones finas de muestras del pozo P-24 hacia el norte de la Ensenada de La Vela, E2 a profundidad de 7811´2´´ a nicoles paralelos, EH 4.3 mm. a) y b) contribución de porosidad por presencia de algas rojas, c) microfracturas parcialmente cementadas, d) glauconitización de bioclastos.....	160
Figura. 122. a) curvas de presión capilar de muestras del pozo P' ubicadas hacia el norte de la Ensenada de La Vela, en la estructura E2, SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure).....	161

Figura. 123. Procesos diagenéticos que impactan la roca, pozo P-29ST a) Cementación temprana de calcita @ SF 9512,83', NP, EH 4.3mm, (Ortega <i>et al.</i> , 2017), b) microfracturamiento continuo SF 9506'09'' NP, EH 4.3mm.	162
Figura. 124. Sistema de poros dominante y relación textural en la secuencia SEC3-2 (Formación Socorro), descripción sedimentológica tomado de Medina <i>et al.</i> , 2008.	163
Figura. 125. Datos del pozo P-04 - SEC3-2 (Formación Socorro). E4 a) Curvas de presión capilar, b) Datos de las muestras graficadas.....	164
Figura. 126. a) porosidad por disolución y porosidad intrapartícula en algas rojas, SF@ 6486'1'' NX, EH 4.3 mm, b) micro fracturas, sección fina SF@ 6479'3'' NP, EH 4.3 mm	165
Figura. 127. Microfracturamiento conectando microporosidad intrapartícula y microporosidad en matriz SF@ 6486'1'' NX, EH 4.3mm.	165
Figura. 128. Microfracturamiento en bioclastos conectando distintos tipos de porosidades SF@ 6486'1'' NX, EH 4.3mm.	166
Figura. 129. Mapa de distribución de arcillosidad de la SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) del campo la Ensenada de La Vela.	169
Figura. 130. Mapa de distribución de porosidad de la SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) del campo la Ensenada de La Vela.....	171

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de tipos de roca de acuerdo al tamaño de apertura del poro. (Coalson, Hartman & Thomas, 1990)	42
Tabla 2. Relación m y tipos de poro	55
Tabla 3. Relación m y grado de cementación	55
Tabla 4. Medidas de índice de resistividad	58
Tabla 5. Modelos de arcillosidad (Asquith & Krygowski, 2004)	70
Tabla 6. Modelos de Porosidad (PDVSA, 2004)	72
Tabla 7. Ecuaciones de saturación (Tomado de , PDVSA, 2004)	73
Tabla 8. Inventario de Información de pozos.....	84
Tabla 9. Inventario de pozos con núcleos	90
Tabla 10. Cantidad y distribución de muestras seleccionadas para pruebas de laboratorio	96
Tabla 11. Resultados de “m” de laboratorio por secuencias	108
Tabla 12. Ajuste DT-original vs. DT sintético.....	116
Tabla 13. Porcentaje de arcilla en núcleo, ec. Waxman & Smith, La Vela	122
Tabla 14. Parámetros de corte.....	167
Tabla 15. Tabla de isopropiedades por secuencias	167
Tabla 16. Sumarios de propiedades por pozo	168
Tabla 17. Siliciclásticos vs. Carbonato, Modificada de Ahr(2008) y Méndez (2009)	185
Tabla 18. Análisis Convencionales y especiales de núcleos.....	192
Tabla 19. Métodos de laboratorio para medir presión capilar	196
Tabla 20. Perfiles afectados por pirita y efecto en la porosidad (Clavier <i>et al.</i> , 1976)	199
Tabla 21. Validación de valores de reportes en medidas convencionales de núcleos	202
Tabla 22. Medidas convencionales de núcleos	203
Tabla 23. Parámetros de la secuencia SEC3-2 – Pozo P-04 (Formación Socorro)...	209
Tabla 24. Parámetros de la secuencia SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure).....	210

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

El campo la Ensenada de La Vela, área de interés en este estudio, se ubica en aguas territoriales al norte de la costa falconiana y hacia el este de la Península de Paraguaná, en el estado Falcón, Venezuela, abarca una superficie de 1130 km². y posee 26 pozos exploratorios (Arconada, *et al.*, 2009); de los cuales 24 fueron perforados por la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) entre 1972-1980 y 2 por *Phillips Petroleum* entre 1998-2000, obteniéndose excelentes resultados de yacimientos gasíferos y petrolíferos que van desde medianos a condensados, distribuidos en secuencias siliciclásticas y carbonáticas e incluso en el basamento, siendo factores que contribuyen al carácter de complejidad que requiere ser comprendido a nivel de detalle (CORPOVEN, 1980).

La petrofísica en el área ha sido una disciplina clave para analizar la calidad de los yacimientos y potencialidad hidrocarburífera; la distribución de áreas o zonas de mejor porosidad y propiedades petrofísicas ha sido una interrogante planteada desde 1980 por CORPOVEN. En la zona de estudio la alta complejidad litológica y estructural asociada requiere de una evaluación petrofísica cuya finalidad debería estar abocada a predecir la distribución espacial de parámetros petrofísicos de acuerdo a autores como Lucia (1983), Asquith (1985) y Granier (2003). Actualmente, PDVSA_INTEVEP replantea una evaluación petrofísica con un enfoque que busca integrar mediciones de núcleos, estudios de sedimentología, perfiles de pozos y sismoestratigrafía mediante el presente trabajo titulado “Caracterización del sistema poroso de secuencias carbonáticas y siliciclásticas del Oligo-Mioceno para el campo La Vela, costa afuera, Venezuela” a partir de la definición de 6 pozos claves, para su

análisis en el laboratorio y posterior extrapolación de propiedades a los 20 pozos restantes del campo.

El uso de conceptos que involucren los diferentes análisis convencionales y especiales a nivel de núcleo aunado a la interpretación de perfiles de pozos ayudará a la definición de modelos petrofísicos de manera exitosa, tomando en cuenta a su vez avances tecnológicos implementados a nivel mundial por los diferentes investigadores que buscan tener un mejor aprovechamiento del subsuelo, mediante “la petrofísica integrada”, tal como fue descrita por Crain (2017). Por lo tanto, este trabajo permitirá analizar la calidad de los yacimientos de La Ensenada de La Vela a nivel poral, generando una metodología de trabajo que sea aplicada como guía en campos complejos como soporte para validar el potencial de los hidrocarburos, así como también un gran aporte a la industria petrolera al generar nuevos datos.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo La Ensenada de La Vela, ubicado en el estado Falcón, es un área con gran atractivo económico y científico para el país, posee una cuantificación de reservas probadas de miles de millones de barriles de crudo, que van desde medianos a condensados, los cuales están distribuidos en secuencias carbonáticas y siliciclásticas que reposan sobre un basamento ígneo-metamórfico también probado comercialmente (CORPOVEN, 1980). El campo fue descubierto en la década de los 50, por la presencia de un amplio alto estructural interpretado en sísmica 2D.

CVP entre 1972-1980 realizó la primera campaña de perforación de pozos, resultando 7 pozos productores, 15 secos y 2 de carácter dudoso (Chigne, 1980). A mediados de la primera campaña con el fin de analizar el potencial de las acumulaciones penetradas se buscó la definición y ubicación de áreas de mejor porosidad, concluyéndose que era necesario la extensión sismoestratigráfica y análisis de detalle de núcleos, integrando petrografía y registros eléctricos (CORPOVEN,1980). Para la segunda campaña exploratoria el “Plan de desarrollo interino” sugirió incorporar

sísmica 3D a fin de evaluar la calidad y el riesgo asociado de los yacimientos; esta se realizó entre 1998-1999 por la empresa *Phillips*, perforando 2 pozos exploratorios exitosos y de cuya evaluación se definió un riesgo poco atractivo, razón por la cual el campo fue abandonado (*Phillips Petroleum*, 2000). En el año 2008 PDVSA oriente, con el fin de evaluar las oportunidades de desarrollo de los yacimientos, reactiva el estudio del campo, creando una base de datos de registros de pozos y recopilando reportes de análisis de muestras recuperadas (Aguilar *et al.*, 2008).

Para el año 2009 PDVSA oriente, división exploración costa afuera, llevó a cabo una caracterización de la calidad de roca, pero aplicando una evaluación petrofísica convencional para las unidades estratigráficas del Terciario o Paleógeno (Infante *et al.*, 2009) y para el 2010, en el proyecto generación de oportunidades, el capítulo correspondiente a Evaluación Petrofísica se enfocó en el cálculo de espesores erosionados, observándose mediante la deflexión abrupta del perfil sísmico de menores a mayores tiempo de tránsito un espesor de lutitas posiblemente sobre presurizadas (Torres, 2009). Actualmente, PDVSA-INTEVEP en el marco del proyecto de asistencia técnica especializada costa afuera, a nivel geológico verifica que las columnas estratigráficas presentan discrepancias en las unidades litoestratigráficas que conllevan a evaluaciones petrofísicas con alto grado de incertidumbre; hasta el momento se cuenta, con evaluaciones preliminares; sin embargo ninguna de ellas responden a una caracterización de facies petrofísicas que integrada con secuencias sísmicas establecidas, análisis de núcleos, estudios sedimentológicos y petrográficos contribuyan con la definición de zonas con mejores propiedades de roca a nivel de detalle, tal como había sido sugerido en 1980 por CORPOVEN.

A partir de lo anteriormente expuesto surge la necesidad de elaborar la “Caracterización del sistema poroso de secuencias carbonáticas y siliciclásticas del Oligo-Mioceno para el campo La Vela, Costa afuera, Venezuela”. La investigación a desarrollar a diferencia de una evaluación petrofísica convencional, consistirá en aplicar distintos procedimientos y métodos para estimar las propiedades petrofísicas de las zonas de interés, con un principal enfoque en describir y clasificar el sistema

poral dominante y facies petrofísicas, aplicar mediciones eléctricas a muestras de núcleos, que permitan determinar el exponente de cementación “m”, parámetro fundamental en la caracterización de las rocas carbonáticas y así no subestimar o sobreestimar las saturaciones de los volúmenes de petróleo, aunado a pruebas de presión capilar que integrada con facies sedimentológicas y considerando la fábrica de la roca y los procesos diagenéticos que intervienen delimiten la calidad de la roca, permitiendo a su vez extrapolar propiedades a pozos que posean menor información dentro de la correlación. Así mismo los nuevos resultados aportarán información de interés para la industria petrolera al proporcionar una caracterización de rocas lo suficientemente robusta para detectar intervalos prospectivos, validar el potencial hidrocarburífero y contribuir a la elaboración de diseños de perforación y completación de pozos, esto en el marco de un estudio de detalle con vista a fortalecer a futuro la comprensión de los sistemas petrolíferos presentes.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La cuenca de Falcón resulta de interés económico y científico para el país, numerosos levantamientos exploratorios a nivel de sísmica y de pozos se han llevado a cabo desde 1912 por diferentes entes, resultando áreas con alto potencial hidrocarburífero como la Ensenada de La Vela, la cual es el área de interés en este estudio.

La presente investigación pretende aportar información de importancia a nivel industrial-organizacional, siguiendo la nueva perspectiva del proyecto de asistencia técnica costa afuera PDVSA_INTEVEP, ya que replantea una evaluación petrofísica en el campo también conocido como La Vela costa afuera, a nivel de detalle del sistema poral y facies petrofísicas existentes, con un enfoque distinto a las evaluaciones previas, partiendo desde la interrogante de cuáles son las zonas de mejor porosidad que quedo imperante desde 1980 por CORPOVEN, donde además se tomarán como unidades de evaluación los depósitos dentro de las secuencias sismo-estratigráficas establecidas por Rueda (2016), reduciendo así el grado de incertidumbre.

Así mismo, el desarrollo de este estudio resultaría de gran importancia para la industria, ya que se determinarán y validarán parámetros a nivel de mediciones de laboratorio a muestras de núcleos, lo cual incluye análisis convencionales y especiales, tales como mediciones eléctricas y pruebas de presión capilar, generando nuevos datos y análisis a escala de mínima resolución.

Este estudio constituye un gran aporte para nuevas investigaciones a nivel de laboratorio en cuanto a la metodología de trabajo a implementar en el análisis de carbonatos y de alerta de algunos factores que pudiesen afectar las mediciones, así como, la determinación del potencial hidrocarburífero, definición de zonas prospectivas e idóneas para la aplicación de atributos sísmicos y como información clave para elaborar diseños de perforación y completación de pozos.

La metodología y conceptos aplicados en este trabajo compila distintas investigaciones de las geociencias que han sido exitosas a nivel mundial en yacimientos con alta heterogeneidad, por lo que servirá como una guía a futuras investigaciones geocientíficas (a nivel académico o industria petrolera).

1.4 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El campo La Vela costa afuera o la Ensenada de La Vela, área de interés en este estudio, se ubica en aguas territoriales venezolanas, limita al NE con la cuenca de Curazao, al sur con la costa falconiana y al oeste limita con los afloramientos ígneo-metamórfico de la Península de Paraguaná, en el estado Falcón (MARAVEN, 1996). Este campo abarca una superficie de 1130 km² y posee 25 pozos verticales y uno desviado, distribuidos de forma regular (Arconada *et al.*, 2009).

Geológicamente la estructura es un monoclinal con buzamiento hacia el SE, cortado por fallas normales de rumbo NE de acuerdo con MARAVEN (1996), siendo un área tectónicamente compleja ubicada al sur del frente de deformación de la placa Caribe con la placa sudamericana y al norte del corrimiento de Guadalupe (Rueda, 2016), tal como se observa en la figura 1.

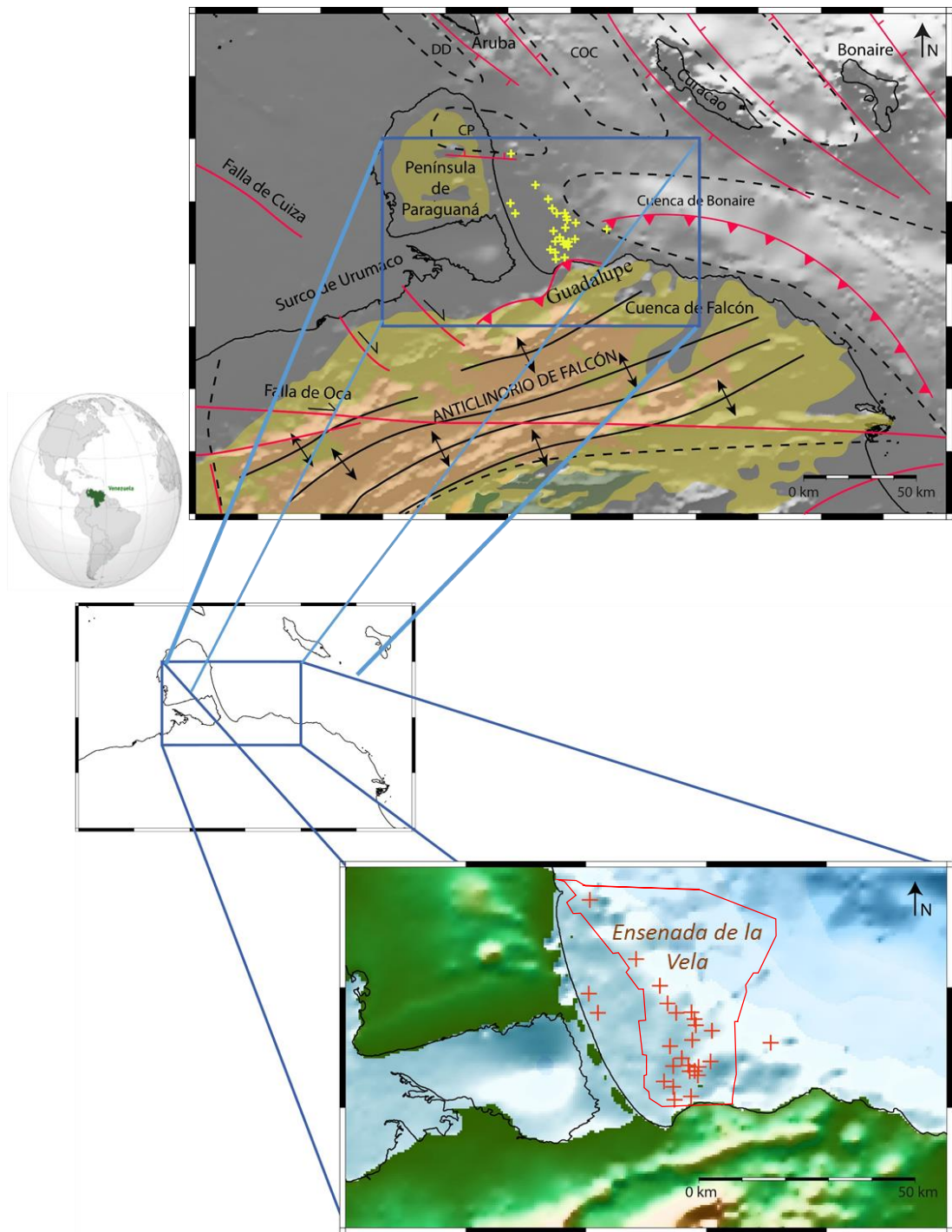


Figura. 1 a) Corrimientos de la zona, modificado de Gorney (2007). b) distribución de pozos en la Ensenada de La Vela.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1. OBJETIVO GENERAL

Caracterizar el sistema poroso de unidades carbonáticas y siliciclásticas del Oligo-Mioceno para el campo La Vela, Costa afuera, Venezuela

1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estimar el factor de formación a muestras de núcleos mediante mediciones eléctricas.
- Definir los modelos de: arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad mediante correlaciones núcleo-perfil
- Describir el sistema poral y facies petrofísicas a partir de curvas de presión capilar.
- Analizar el efecto de la calidad de la roca del comportamiento de las curvas de presión capilar.
- Elaborar sumarios petrofísicos.

1.6 ANTECEDENTES

En la cuenca de Falcón existen diversas investigaciones tanto a nivel académico como industrial; entre algunos relevantes e importantes estudios se mencionan los siguientes:

González de Juana *et al.* (1980), Muessig (1984), Audemard (1985) y Gorney *et al.* (2007) proponen eventos de extensión cortical ampliamente documentado, aunque con discrepancias en cuanto al período de ocurrencia entre el Eoceno Tardío o el Oligo-Mioceno; estos autores acotan que los eventos de extensión contribuirían a la sedimentación en la cuenca, cuyo patrón se puede evidenciar mediante el análisis de los mapas paleoambientales expuestos por Carnevali *et al.* (2000); con respecto a este evento existen dos posibles modelos extensionales; uno de ellos es denominado “*pull apart*” (Muessig, 1984 y Macellari, 1995) mientras el otro modelo es denominado “*back arc*” (Audemard, 1993, 1995, 1999; Porras, 2000).

Otras investigaciones como las de Boesi *et al.* (1991) y Audemard (1997) elaboran una evaluación tectono -estratigráfica de esta cuenca sugiriendo que su condición de borde de plataforma y colisión oblicua inciden en que la sedimentación este controlada por la tectónica y por lo tanto explica la alta heterogeneidad asociada.

Audemard (1995) establece una síntesis que abarca la estratigrafía, génesis y proceso de inversión de la cuenca; Macellari (1995), Ghosh *et al.* (1997) y más recientemente Toribio (2012) presentan un modelo de sedimentación de la cuenca a través de un estudio regional de pozos que detallan marcados eventos de la evolución tectono-estratigráfica mediante el uso de información sísmica, que incluyen datos de la Ensenada de La Vela.

En la Ensenada de La Vela existen diversas investigaciones, fundamentados en pozos exploratorios, en su mayoría informes confidenciales de PDVSA que contribuyen a ser un soporte de este trabajo y servirán para comparar la caracterización petrofísica con evaluaciones preliminares, validación de oportunidades estratigráficas y prospectividad del yacimiento; entre estos destacan:

Chigne, N (1980), presenta las consideraciones geológicas y evaluación del pilar tectónico de la Ensenada de La Vela (Informe de CORPOVEN). Mediante este estudio se realizó un análisis de los resultados obtenidos de los pozos perforados en el “*host*”, concluyendo que éste es la única estructura que probó acumulaciones

comerciales de hidrocarburos en el basamento por tener una configuración geológico-estructural muy particular en el área de La Vela, incluso se determinó la relación directa entre el tipo de mineralogía y la presencia de fracturas disponibles a ser ocupadas por petróleo.

Aguilar *et al.* (2008), informe de PDVSA que contempló la denominada “Etapa de diagnóstico de información disponible”, centrada en crear bases de datos en las plataformas *OFM*, *Openworks* y *Petrel*, cuyo objetivo principal fue ofrecer la disponibilidad de toda la documentación necesaria para la ejecución de la etapa de planificación del Proyecto de Desarrollo de Yacimientos de La Vela de Coro. En este estudio se recopila y validan datos del modelo estático y dinámico que incluye intervalos probados, reportes de propiedades de fluidos y de los ensayos PVT de muestras recuperadas en el área.

Girón *et al.* (2009), informe de PDVSA donde los autores presentaron un modelo estructural en el cual se hace énfasis en las oportunidades estratigráficas por formaciones litológicas mediante la sísmica 3D; además se hace uso de atributos sísmicos básico como análisis de frecuencia y RMS, denotando que para la Formación Socorro la poca información disponible deja un alto grado de incertidumbre en la calidad de la roca.

Infante *et al.* (2009) realizaron una caracterización de la calidad de roca aplicando una evaluación petrofísica convencional en el campo La Vela de Coro (informe de PDVSA). Para ello se utilizó registros eléctricos convencionales, análisis de núcleos y análisis físicos-químicos de agua para las unidades estratigráficas del terciario. Como resultado se determinó que la Formación Castillo presenta un comportamiento homogéneo de las propiedades petrofísicas, mientras para el miembro Cauderalito se concluye la presencia de variaciones laterales de las propiedades, indicando baja calidad de roca debido a los procesos diagenéticos y para la Formación Socorro se tiene poca información para un análisis petrofísico detallado.

Petrocelli *et al.* (2009a, 2009b), estudio de PDVSA en el que se llevaron a cabo el análisis estratigráfico y sedimentológico del campo La Vela, que consistió en

identificar e interpretar las unidades estratigráficas, ciclos de sedimentación y su extensión areal, mediante análisis sedimentológico, bioestratigráfico, perfiles de pozos, sismoestratigrafía, estratigrafía secuencial y análisis de núcleos. Para Socorro no se realizó un modelo sedimentológico, sin embargo, se infieren ambientes de tipo plataforma abierta/plataforma carbonatada. En general, se concluye que el Campo La Vela de Coro presenta gran variabilidad, en cuanto a los ambientes de depósito, interpretándose sistemas fluviales, restringidos y marinos.

Rueda (2016) este trabajo presentado ante la comisión de estudios de la Universidad Central de Venezuela para optar al título de ingeniero geólogo tuvo como objetivo realizar la interpretación estratigráfica secuencial de la sucesión sedimentaria Oligo-Mioceno en la Ensenada de La Vela sector nororiental de la Cuenca de Falcón (costa afuera), utilizando sísmica 3D e integrando datos de registros de pozos y núcleos, logrando enmarcar eventos tanto regionales como locales en el que se establecieron 6 secuencias sismoestratigráficas.

Diversas de las técnicas aplicadas en laboratorio y la metodología de trabajo empleada tienen vinculación con diferentes investigaciones a nivel mundial; entre estas investigaciones y trabajos están:

Clavier et al. (1976), esta investigación experimental titulada “*effect of pyrite on resistivity and other logging measurements*” analiza el efecto de la pirita en la lectura de los registros de pozos y su uso en la evaluación de las reservas, del cual resulta que la disminución drástica de la resistividad con el incremento de la frecuencia a nivel de mediciones de núcleo está asociado a la presencia de pirita y se concluye que la presencia de este mineral en porcentajes mayores a 8% podría afectar la lectura del registro de densidad, incidiendo en la estimación de la porosidad y en las lecturas del registro de resistividad, y se indica que por esta razón para el cálculo de saturación es recomendable el uso del registro laterolog, afectado en menor medida.

Kazatchenko & Mousatov (2002), este estudio titulado “*Primary and secondary porosity estimation of carbonate formations using total porosity and the formation factor*” propone una técnica basada en un modelo de resistividad para formaciones carbonáticas con doble porosidad a partir del análisis de datos de núcleo. De este trabajo se concluye que cuando ambos sistemas de poros son completamente saturados por el mismo fluido conductivo el factor de formación efectivo solo depende del factor de formación de la matriz y el valor de la porosidad secundaria. En este estudio se asocia diferentes tendencias de valores de “m” menores a 2 a distintos sistemas de fracturas.

Clennel *et al.* (2010), este trabajo de investigación titulado “*The influence of pyrite on rock electrical properties: case study from NW Australian Gas*” presenta un análisis experimental de mediciones de núcleos que busca cuantificar el grado de supresión de la resistividad por presencia de pirita, está muy de acuerdo con las observaciones de Clavier *et al.* (1976), presenta diferentes graficas tipo en varios casos estudiados con presencia de pirita y concluye que existe una relación entre los valores de “m” y el porcentaje de este mineral.

Marín (2013) Esta investigación titulada “Caracterización petrofísica del banco carbonatico “Perla” basado en la fábrica de la roca, Golfo de Venezuela” fue presentado ante el decanato de estudios de postgrado de la Universidad Simón Bolívar para optar al título de Magister en Ciencias de la Tierra y tuvo como objetivo realizar la caracterización petrofísica de los carbonatos del terciario de un campo ubicado al oeste de la Península de Paraguaná bajo una óptica que se basa en la textura de la roca, pruebas de presión capilar, análisis de garganta poral y se establece una correlación núcleo-perfil, del cual resulta una microporosidad dominante para el campo y de cuya metodología de trabajo se permite implementar una evaluación petrofísica integrada.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLOGICO

2.1 GEOLOGIA REGIONAL

La cuenca de Falcón está localizada en el NE de Venezuela, comprende los estados Falcón y Lara, cubriendo actualmente un área de unos 36000 km.², cuyo afloramiento de rocas abarca principalmente depósitos del Eoceno Superior al Cuaternario (Audemard, 1997); esta cuenca limita al sur por un levantamiento que se extiende paralelo a la divisoria estatal Falcón-Lara desde el oeste de Dabajuro hasta la expresión de Cerro Misión, limita al oeste por la divisoria Zulia-Falcón y al NE por el Alto de Dabajuro, Itsmo de los Médanos, adentrándose en costa afuera de Falcón oriental (González de Juana *et al.*, 1980).

Diversos autores han descrito la geología regional de esta cuenta y entre algunas publicaciones destacan: Wheeler, 1963; Chigne, 1980; González de Juana *et al.*, 1980; Muessig, 1984; Díaz de Gamero, 1985; Boesi & Goddard, 1991; Macellari, 1995; Audemard, 1995, 1997; Rey, 1996; Ghosh *et al.*, 1997 y Bezada *et al.*, 2008.

La evolución de esta cuenca según los análisis tectono-estratigráficos de la región sugieren que los depósitos se generaron bajo una tectónica muy activa por hallarse en el borde de las placas Caribe-Suramérica (Boesi & Goddard ,1991 y Audemard, 1997). A continuación, se describen tres de sus grandes eventos:

2.1.1 Colisión Oblicua

Evento que se refiere a periodos de compresión de componente dextral, aunado a colapso post-orogénico producto de la desaceleración de la placa Caribe en el margen meridional de la cuenca. Durante la fase de compresión de edad Paleoceno-eoceno inferior dicha cuenca en su parte oriental y central se generó sobre el Caribe sobrecorrido (Audemard, 1997).

Es importante señalar que estos períodos de compresión fueron seguidos por una serie de intrusiones ígneas basálticas en el centro de la cuenca (Muessig, 1984), debido a trincheras subsidentes tipo graben (Audemard, 1991) y cuya expresión magnética ha sido evidenciada para el Cerro Santa Ana, la Cuenca de Bonaire, el Golfo de Venezuela, el anticlinorio de Falcón y cercano a la Ensenada de La Vela (Díaz, 2002, citado en Sousa & Rodríguez, 2013).

2.1.2 Extensión cortical

Este es otro evento asociado a la formación de la cuenca de Falcón en tierra, ampliamente documentado, manejado para algunos autores como correspondiente al período del eoceno tardío (Muessig, 1984; Boesi & Goddard, 1991; Carnevali *et al.*, 2000; Gorney *et al.*, 2007) o al Oligoceno (Audemard *et al.*, 1985; González de Juana, 1980). Mapas paleoambientales para este período (Figura 2), muestran que la depositación yace primordialmente sobre la región de Falcón oriental teniendo depó-

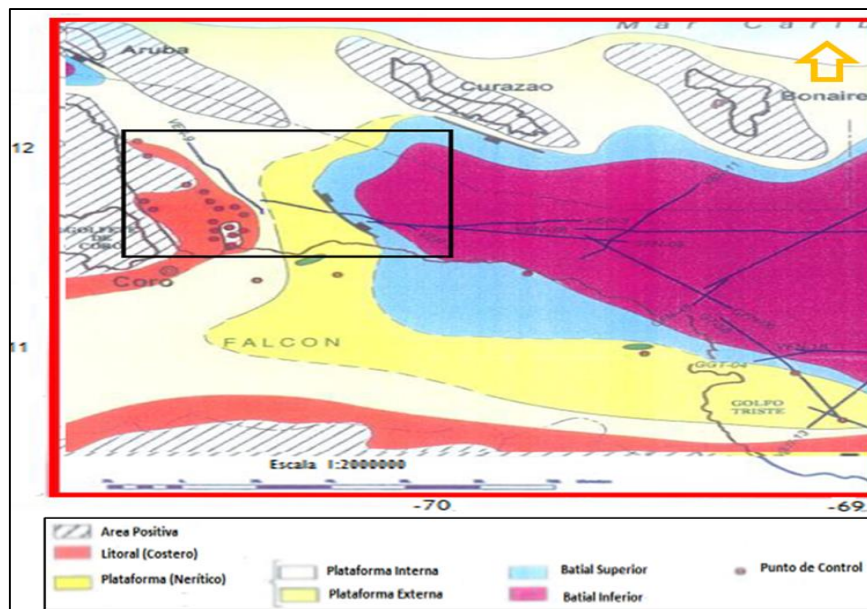


Figura. 2. Mapa Paleambiental del Eoceno Tardío, construido a partir de interpretación sísmica y registro de pozo (Modificado de Carnevali *et al.*, 2000).

sitos más continentales hacia la Ensenada de La Vela, con algunos elementos estructurales positivos (Carnevali *et al.*, 2000).

Se conocen dos posibles modelos de extensión en la cuenca:

2.1.2.1 Modelo de extensión “Pull apart”

Esta hipótesis supone cuencas en transtensión “*pull apart*” (Figura 3) la cual sugiere la presencia de fallas transcurrentes regionales cuya componente dextral explicaría los cientos de kilómetros de desplazamiento de la corteza y la generación de una fuerte subsidencia desde el Eoceno-Oligoceno para depositar rellenos cenozoicos de Falcón hacia el este (Muessig, 1984 y Macellari, 1995). Entre estas fallas están las de Oca, Boconó-San Sebastián y el Pilar (Margotta, 2010).

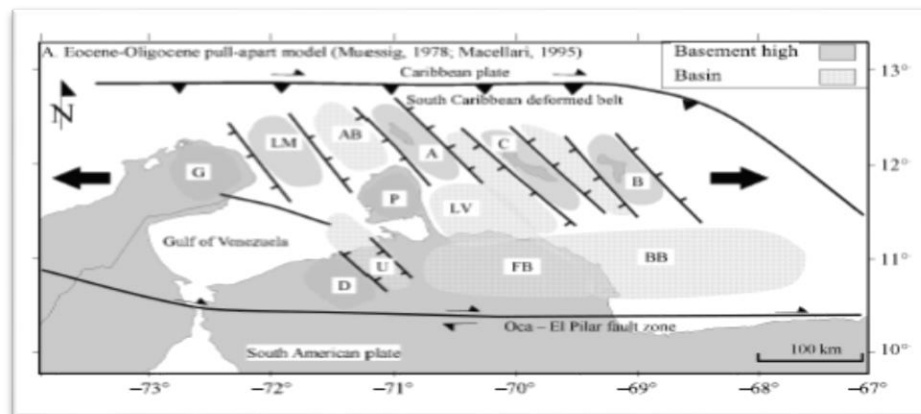


Figura. 3. Diagrama de configuración y modelo estructural en la región de Falcón Oriental y costa afuera. Eoceno-Oligoceno Pull Apart (Gorney *et al.*, 2007).

2.1.2.2 Modelo de extensión “back arc”

El otro modelo explica que la apertura extensional surge a través de cuencas tipo detrás del arco “*back arc*” (Figura 4) de orientación este-oeste en un escenario de subducción y colisión oblicua de frente de deformación (Audemard, 1993,1995, 1999 y Porras, 2000).

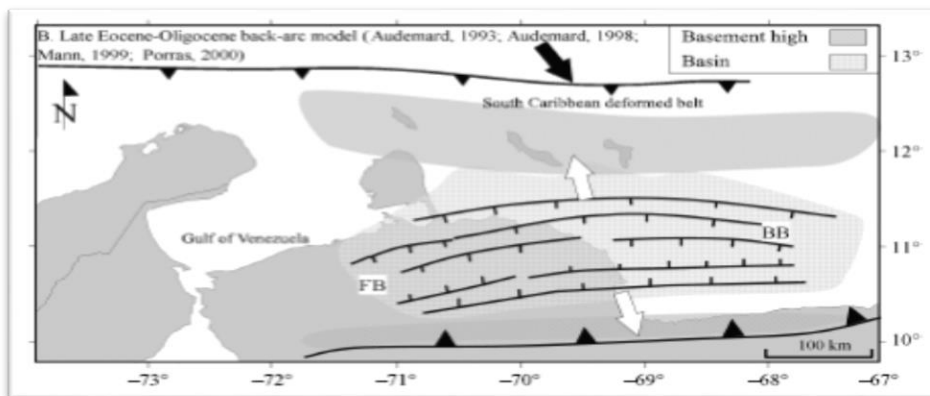


Figura. 4. Diagramas de configuración y modelo estructural en la región de Falcón Oriental y costa afuera. Paleoceno-Eoceno Cuenca Retro-Arco (Gorney *et al.*, 2007).

2.1.3 Inversión de la cuenca

Durante el Mioceno Medio y Tardío dicha cuenca fue intensamente plegada y tectónicamente invertida por una compresión en dirección NO-SE (Audemard, 1997). Hacia la Ensenada de La Vela la configuración geométrica de los clinoformos (Figura 5), evaluados sobre el levantamiento sísmico 3D mantienen una dirección deposicional aproximada NE (Toribio, 2012).

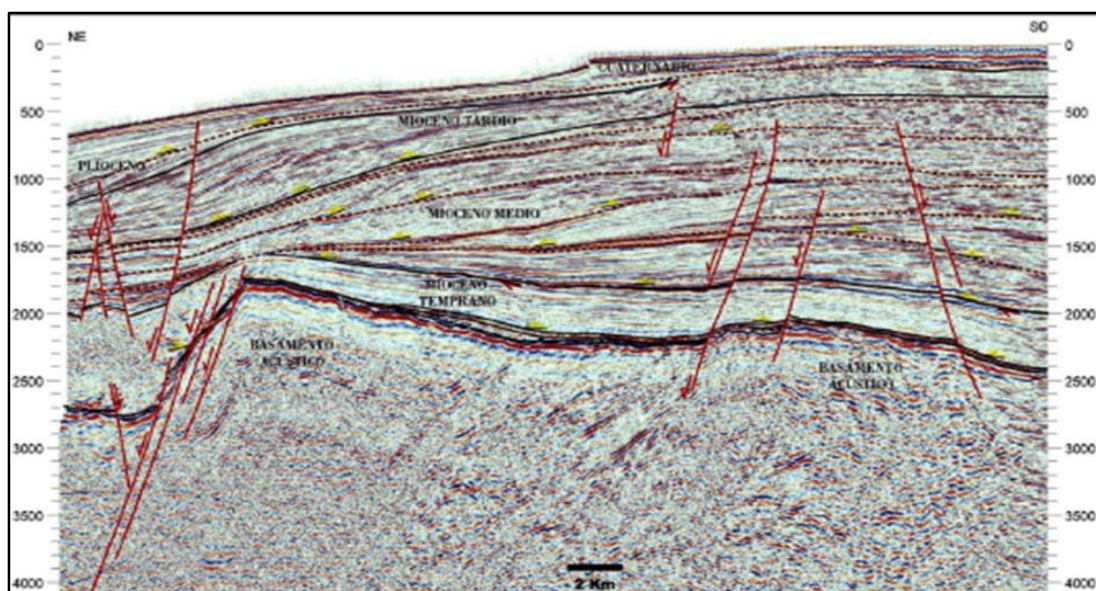


Figura. 5. Sistema de clinoformos progradantes en la Ensenada de La Vela, línea arbitraria cubo sísmico, dirección NE-SO cubo sísmico 3D (Toribio, 2012).

Este proceso de inversión a partir del Mioceno Medio se explica como efecto del levantamiento de los Andes sobre la cuenca de Falcón-Bonaire cuya dirección de inversión provoca el avance de la línea de Costa y el cierre progresivo de la cuenca en este sentido, generándose así el anticlinorio de Falcón (Porrás, 2000).

Desde el Mioceno Tardío el proceso sedimentario fue restringido casi exclusivamente al flanco norte del anticlinorio de Falcón y las secuencias sedimentarias se fueron haciendo progresivamente menos marinas y cada vez más continentales tanto vertical como lateralmente (Audemard, 1997). Los mapas paleoambientales para este período muestra que los depósitos disminuyen hacia el norte (Figura 6).

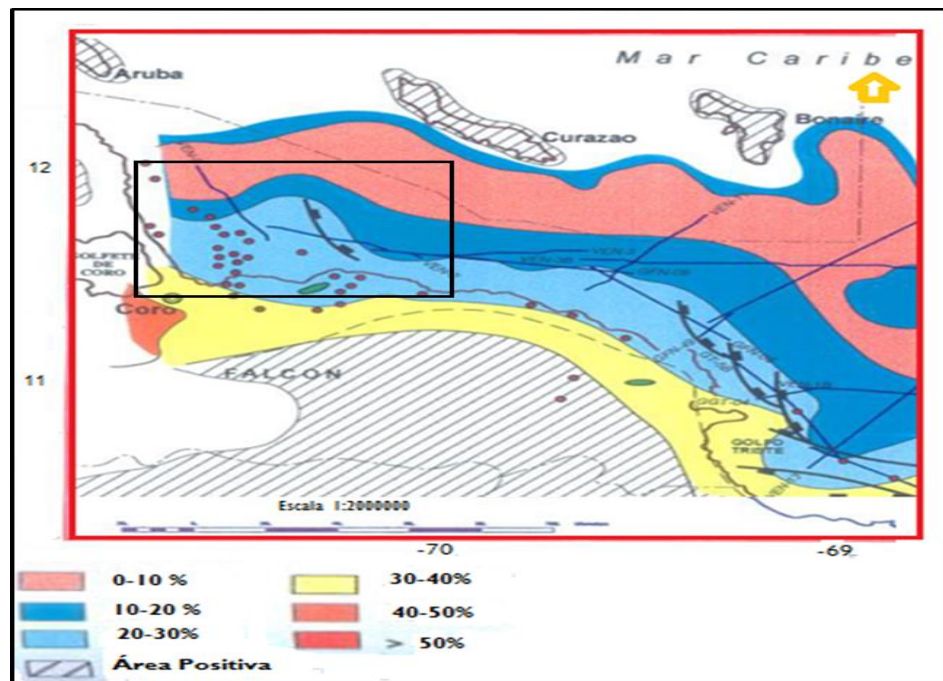


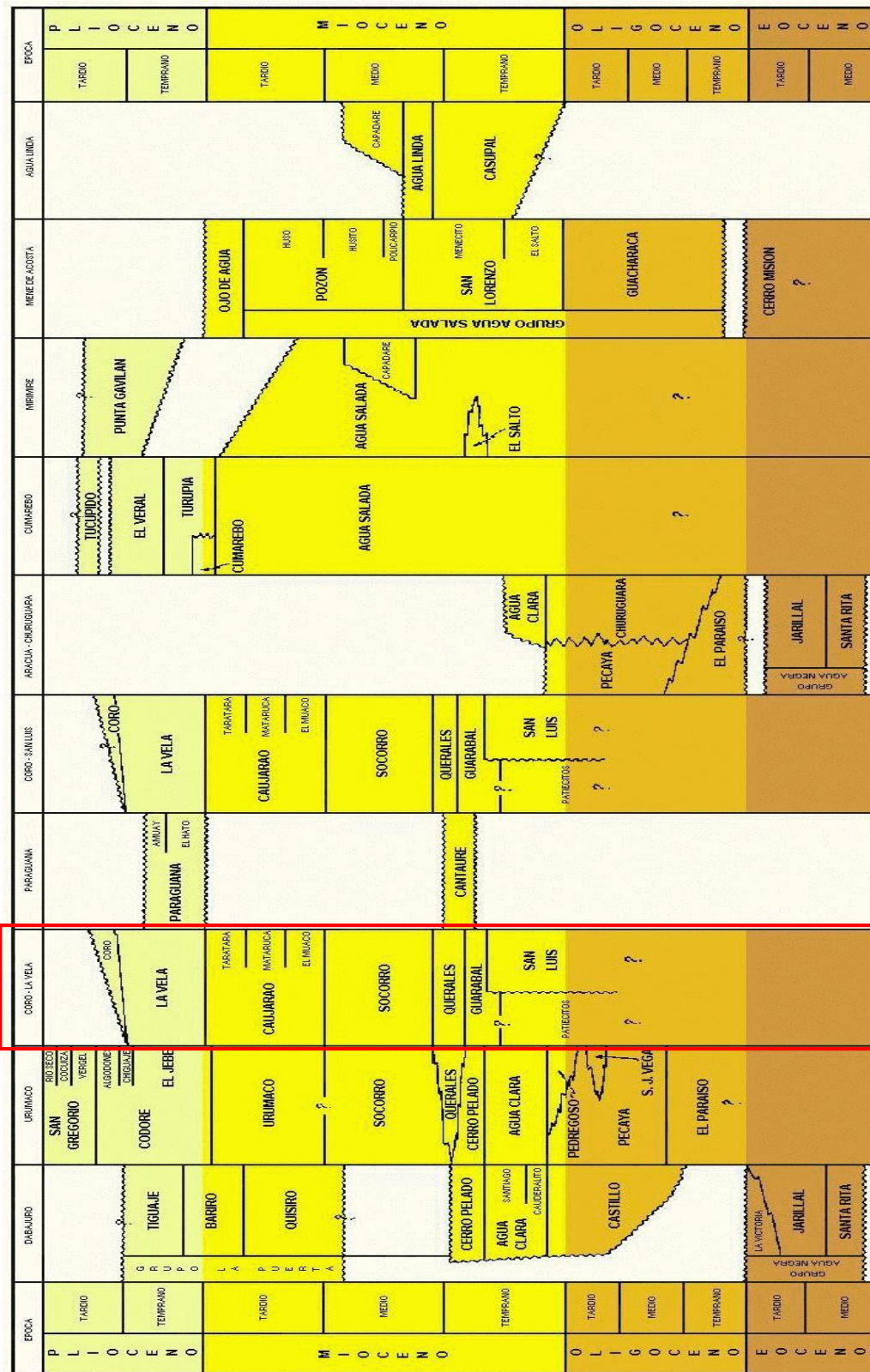
Figura. 6. Mapa Paleambiental del Mioceno Tardío, indicando porcentaje de arena (Modificado de Carnevali *et al.*, 2000).

Ampliando el marco geológico regional con respecto a las estructuras existentes en la cuenca de Falcón se presentan 5 sistemas de fallas a partir de análisis de datos microtectónicos, de acuerdo con Audemard (1997), las cuales son : 1) fallas dextrales este-oeste (Oca-ancón, Adícora), 2) fallas dextrales NO-SE (Urumaco, Rio Seco, Lagarto, La Soledad), 3) fallas normales NO-SE (Costa Oeste de Paraguaná, Cabo de

San Román, Puerto Escondido, Los Médanos), 4) fallas sinestrales norte-sur a NE-SO (Carrizal, El Hatillo), 5) fallas inversas NE- SO paralelas al plegamiento regional (Guadalupe, Araurima, Mapatapalo, Chuchure).

A partir del estado de esfuerzos que sufre la cuenca y la tectónica asociada, la configuración estratigráfica de los depósitos que rellenan la cuenca se podría describir como complejo y con fuertes variaciones de facies laterales y verticales (Carnevali *et al.*, 2000; González de Juana *et al.*, 1980). Esto origina amplias descripciones de las unidades litoestratigráficas reconocidas en afloramientos y en pozos, y en consecuencia abundantes unidades formacionales son indeterminadas (Toribio, 2012). La tectónica es el factor que mayormente controla la configuración actual de la cuenca y han sido evidenciados relieves dislocados estructuralmente, de acuerdo con Stephan (1977); Muessig, 1984; Audemard, 1995, 1997; Karolys & Bastos, 2008 (citados por Toribio, 2012) y los escenarios depositacionales según indica Toribio van desde continental a marino profundo, con presencia de secuencias marginales carbonáticas, “Toribio explica que incluso en cuanto a basamento de las cuencas de Falcón y gran porción de los sustratos costa afuera, se han podido diferenciar dos tipos de provincias tectónicas en el Golfo de Venezuela, una occidental cuya afinidad es básicamente continental, y otra oriental de composición variable visualizada en secciones costa afuera que alberga afinidad entre oceánica y continental” (comunicación personal, Septiembre de 2016).

En concordancia con lo anterior, a partir de un corte esquemático desde la plataforma de Coro al norte hasta Churuguara se observan transiciones laterales que incluyen formaciones Oligocenas hasta Pliocenas, tales como: facies carbonáticas de ambientes marinos someros como San Luis y arrecifales como Churuguara; también facies fluvio deltaicas someras tales como Casupal, Patiecitos y Guarabal durante el *highstand systems tract* (HST) o sistemas de alto nivel y progradaciones de areniscas como las formaciones Cerro Pelado y Socorro (Ghosh *et al.*, 1997). En más de la cuenca del Oligoceno al Oligo-Mioceno las complejas facies están formadas por unidades de arcillas del Mioceno Temprano (Wheeler, 1963).



© Intevep, S.A. M. L. GAMERO, 1997

Figura. 7. Columna estratigráfica de la cuenca de Falcón, tomado de Díaz de Gamero, 1997.

2.2 GEOLOGIA LOCAL

El área de la Ensenada de La Vela forma parte de la extensión costa afuera de la Cuenca de Falcón por lo que contiene similar estratigrafía, muestra una inclinación regional hacia el sur y SE de 4500 m. de estratos acumulados (Macellari, 1995). La Ensenada es una de las unidades tectonosedimentarias definidas por Ghosh *et al.*, (1997) limitada por fallas lítricas al norte y sur del área. Se consideró como el área de mayor potencial económico (Phillips, 2000) y ha sido un área de amplios estudios, con una red sísmica bastante densa que aún se conserva como información confidencial en el sur del Caribe y actualmente contiene 26 pozos exploratorios.

2.2.1 Marco estructural

En la Ensenada de La Vela, en el período correspondiente al Oligoceno- Mioceno Temprano se ha podido determinar la existencia de estructuras tipos grabens o *horst*, e incluso se han perforado pozos alineados a estructuras de este tipo en dirección preferencial NO-SE, encontrando una espesa sección de origen marino descansando discordantemente sobre basamento metamorfizado tipo Caribe (Porrás, 2000).

De acuerdo con investigaciones previas como las de CORPOVEN (1980), *Phillips* (2000), *Carnevali et al.*, 2000, *Girón et al.*, 2009 y *Rueda* (2016), se puede decir que existen un conjunto de “fallas maestras y secundarias” clasificadas en 3 sistemas principales que delimitan la presencia de 5 estructuras identificadas en el área de estudio. A modo general, el primer sistema se compone de fallas lítricas con tendencia de rumbo este-oeste ubicadas al norte y sur del cubo sísmico; un segundo sistema compuesto por un conjunto de fallas normales donde se han evidenciado rasgos de transurrencia, este conjunto de fallas delimitan estructuras tipo grabens o *horst* al centro del cubo y un tercer sistema de fallas normales secundarias con rasgos de transurrencia, cuyas direcciones predominantes son SO-NE asociadas al segundo sistema antes mencionado (Figura 8). *Girón, et al.*, 2009 asevera que la existencia de transurrencia con componente dextral se evidencia más que todo en secuencias sedimentarias someras del Mioceno Medio, denotando la presencia de esfuerzos

transtensionales ocasionados por el desplazamiento entre las placas Caribe y Suramérica.

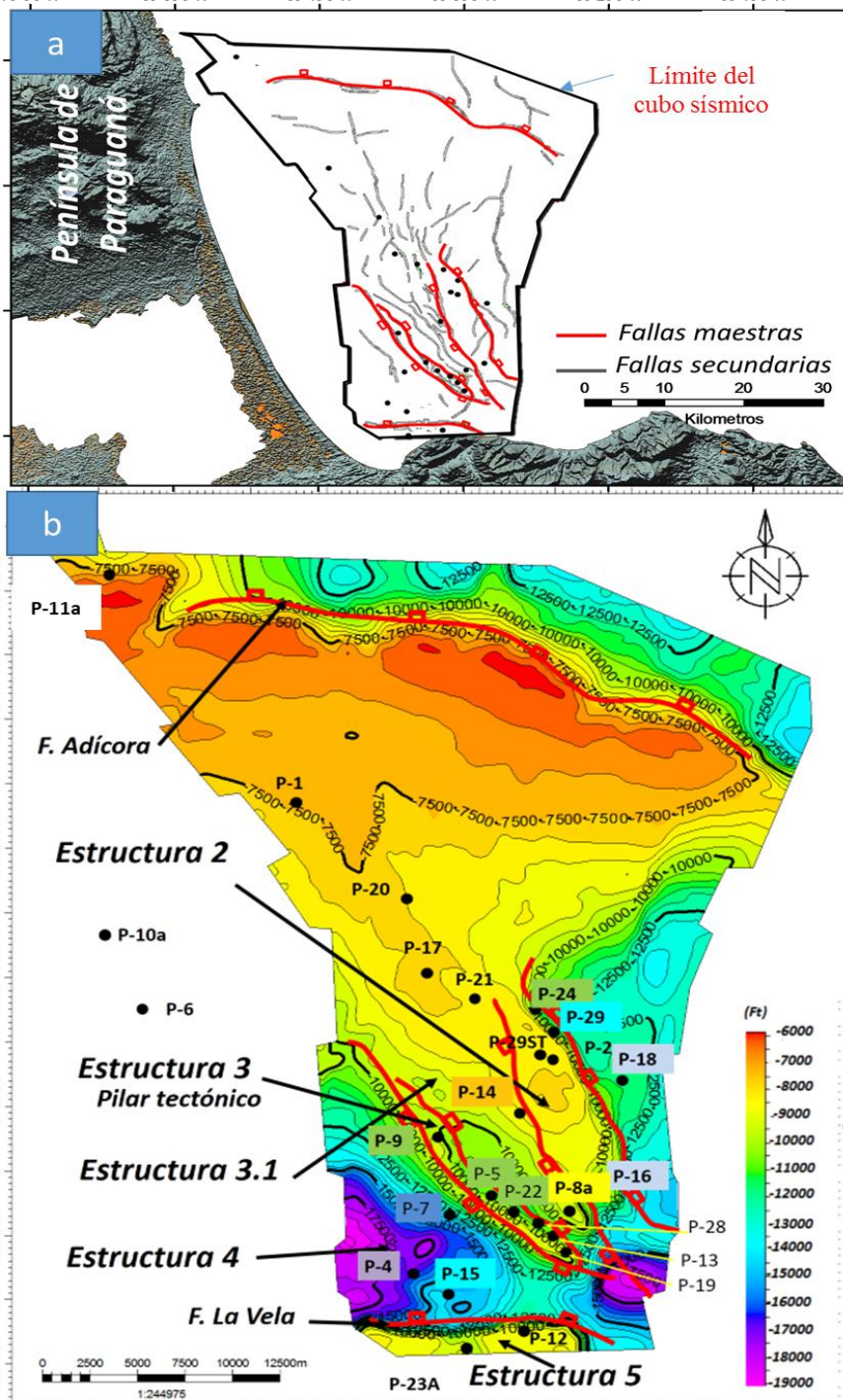


Figura. 8. Marco estructural a) Sistemas de fallas y b) estructuras presentes en la Ensenada de La Vela (Modificados de Rueda, 2016).

Las estructuras delimitadas por los sistemas de fallas mencionados, se describen a continuación desde el norte hasta el sur del área de estudio:

2.2.1.1 Estructura E2: enmarcado en un sistema de anticlinorio, ubicado en el norte del cubo, con una extensión areal de aproximadamente 42 km², delimitada al NO y este por una falla normal maestra con rasgos de transurrencia de rumbo SE-NO y con buzamiento al NE; al sur se limita por el buzamiento de dicho anticlinal hacia el sur. Dentro de este bloque se perforaron los pozos P-02, P-24, P-29 y P-29ST, este último resultando como el primer pozo productor en basamento dentro de esta estructura.

2.2.1.2 Estructura E3.1: corresponde a un bloque levantado producto del mismo tren de fallas que generó la estructura E2, pero no se observan fallas que cierren dicha estructura al norte. Dentro de este bloque se han perforado los pozos exploratorios P-01, P-17, P-20 y P-21 (Rueda, 2016).

2.2.1.3 Bloque estructural E3: Representa un alto estructural, denominado pilar tectónico, es cerrado, elongado y estrecho ubicado en el centro del cubo, de rumbo SE-NO. Se extiende sobre un área de 18 km² aproximadamente. Está delimitada al NO y SE por el relevo de un conjunto de fallas normales de rumbo SE-NO y buzamiento al NE, limita al sur por una falla normal maestra con rasgos de transurrencia, de rumbo SE-NO y buzamiento al SO. En él se han perforado los pozos P-05, P-09, P-13, P-19, P-22 y P-28, de los cuales la mayoría han sido probados en basamento.

2.2.1.4 Estructural E4: consiste en un domo ubicado en el sur de la zona de estudio, abarca un área de 6 km². Es considerado resultante del arrastre de la falla lítrica que lo limita al sur, con rasgos de transurrencia con dirección de rumbo este-oeste y buzamiento al norte, encontrándose perforados en esta los pozos P-04 y P-15.

2.2.1.5 Estructural E5: es un bloque levantado ubicado en el límite sur del cubo sísmico 3D, con una extensión mínima de al menos 18 km², ya que no se conoce su límite sur y oeste, por estar al borde del cubo, limita al norte por una falla lítrica. Dentro de esta estructura se ubican los pozos P-12 y P-23a.

En general la condición estructural aunada a los niveles eustáticos durante el desarrollo de los diferentes episodios tectónicos, determina la marcada variación de las facies y espesores de las secuencias sedimentarias presentes en el área; tanto a nivel regional, entre las diferentes estructuras (Figura 9); como a nivel local, entre pozos ubicados en una misma estructura (Girón *et al.*, 2009).

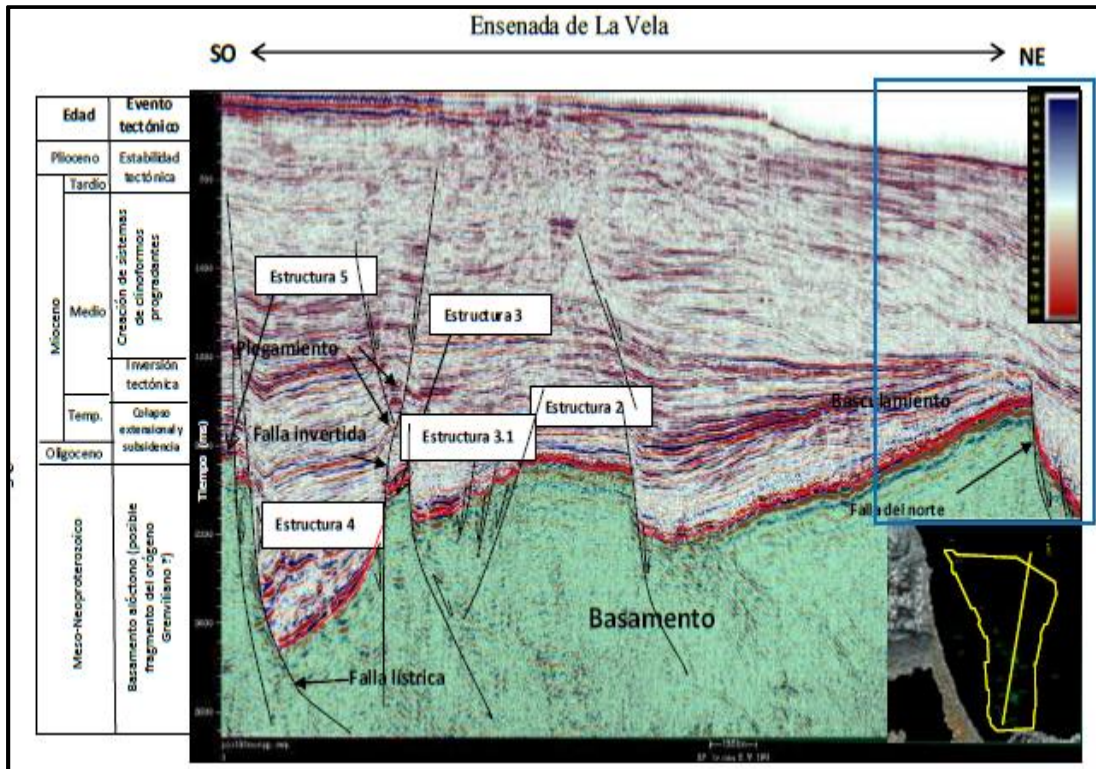


Figura. 9. Línea arbitraria de cubo sísmico SO-NE donde se observan estructuras definidas para la Ensenada de La Vela (Tomado de Rueda, 2016).

2.2.2 Marco sismoestratigráfico

En vista de la compleja estratigrafía de la Ensenada de La Vela resulta cuesta arriba realizar correlaciones estrictamente litológicas, por lo que deben ser llevadas a cabo bajo un marco cronoestratigráfico secuencial; esto de acuerdo con el estudio más reciente, donde a partir de la interpretación de terminaciones sísmicas se han definido 6 discontinuidades estratigráficas mayores seguidas en el volumen sísmico 3D (Figura 10). Estas discontinuidades marcan eventos importantes de deformación y

modificación de la cuenca, por lo que representan los límites de secuencias sismoestratigráficas de La Vela, costa afuera. De forma más local otras discontinuidades de menor magnitud definen variaciones de deposición (Rueda, 2016).

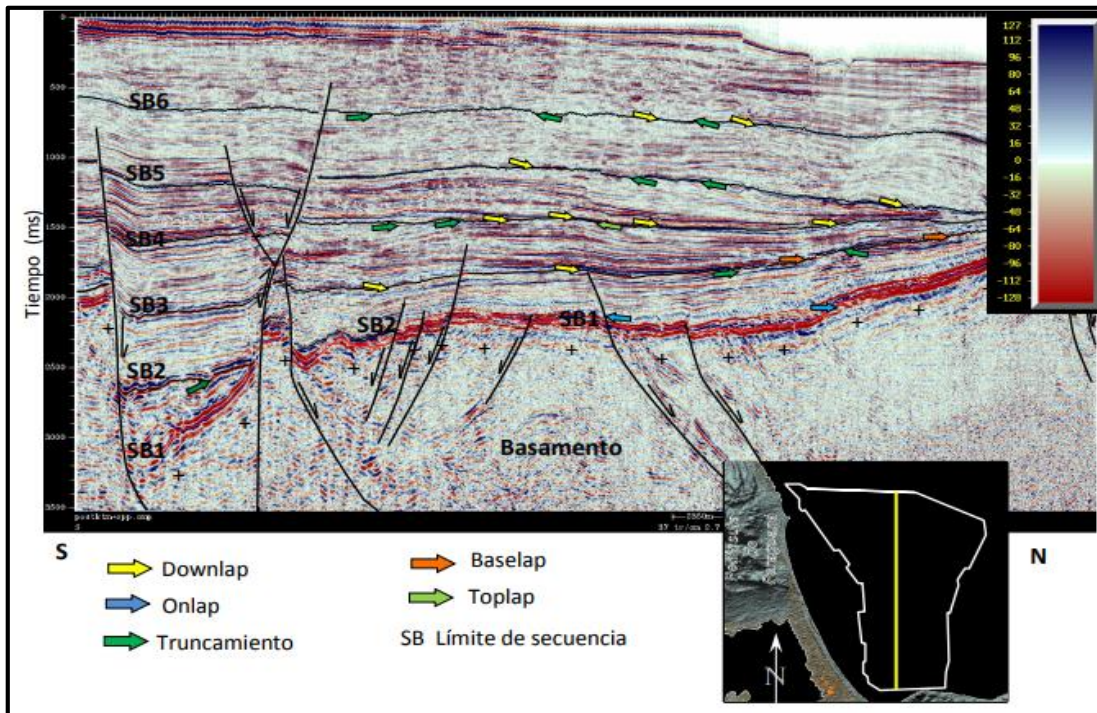


Figura. 10. Sección sísmica orientada Sur-Norte, donde se muestran las discordancias locales (Rueda, 2016).

Los límites secuenciales desde SB1 a SB5 abarcan el período Oligo-Mioceno y cuatro secuencias sismoestratigráficas, por lo cual son claves para el análisis del presente trabajo y es por ello que a continuación se describen.

2.2.2.1 Secuencia sismo-estratigráfica “1”: Su límite inferior SB1 está definido por el tope del basamento teniéndose terminaciones tipo *onlap* contra este y truncamiento erosional por debajo del límite de secuencia SB2, siendo ésta superficie su límite superior. Se acuña contra el alto de basamento hacia la zona norte correspondiente a la estructura E2, perdiendo espesor hacia el NE del cubo sísmico, hasta llegar a coincidir los dos límites de secuencia con un

mismo reflector, lo cual conlleva a que los mayores desarrollos de estos depósitos se tengan en la depresión estructural correspondiente a la zona sur, por tanto dos sistemas de fallas normales condicionaron la sedimentación de la secuencia “1” en la Ensenada de La Vela, un primer sistema con dirección este-oeste y el otro con dirección NO-SE (Rueda, 2016).

2.2.2.2 Secuencia sísmo-estratigráfica “2”: Su límite superior está definido por SB3. Las terminaciones de los reflectores son de tipo *onlap*, directamente sobre el SB2 hacia el sur o contra el SB1 en el bloque levantado al norte, zona en la cual también se presentan *toplaps* y truncamiento de bajo ángulo, indicando que la secuencia “2” se encuentra parcialmente erosionada. La secuencia se extiende a lo largo de todo el volumen sísmico, con variaciones de espesor, se observa adelgazamiento hacia las estructuras que representan alto de basamento (Figura 11). En la zona norte del área de estudio, se tiene el mayor espesor de la secuencia, controlado por la falla normal este-oeste al norte del cubo sísmico (Rueda, 2016).

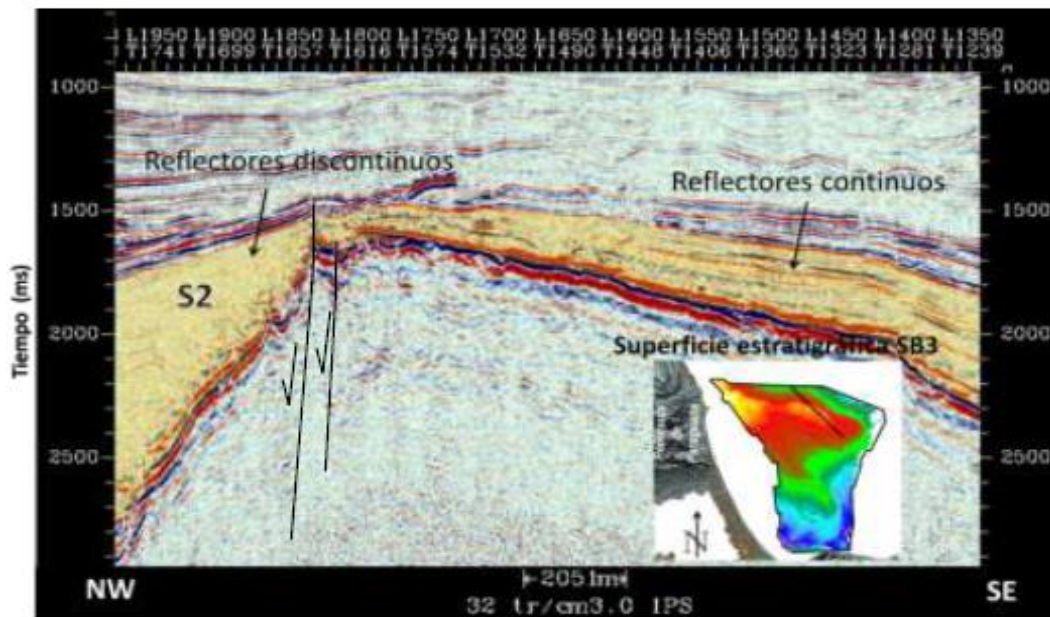


Figura. 11. Sección sísmica arbitraria SE-NO donde se muestra mayor espesor de la SC2 al Norte del cubo, depresión que corresponde a la estructura tipo graben de la Cuenca de Paraguaná (Rueda, 2016).

2.2.2.3 Secuencia sismo-estratigráfica “3”: Su límite superior SB4 lo define un fuerte reflector negativo, donde se tienen terminaciones tipo *downlap* por encima y truncamiento por debajo de este. Por su parte el límite inferior, está definido por terminaciones tipo *downlap* y hacia el norte del área terminaciones tipo *baselap* (nombre asignado por la presunción de que originalmente se depositaron tipo *downlap*, pero actualmente se muestran como *onlaps*, debido al basculamiento de la secuencia, producto de la reactivación de la falla este-oeste al norte del cubo sísmico). A modo general la secuencia 3 se extiende a lo largo de todo el cubo sísmico, y disminuye de espesor hacia el norte, también se infiere que esta secuencia marca un evento tectónico importante, que da como respuesta el comienzo de una depositación regresiva a nivel regional que posiblemente esté relacionado al levantamiento andino, responsable de la inversión de la Cuenca de Falcón (Rueda, 2016).

2.2.2.4 Secuencia sismo-estratigráfica “4”: Su límite superior lo representa el SB5, definido por terminaciones tipo *downlap* por arriba y truncamiento por debajo. Dentro de la secuencia, se muestran discontinuidades menores, caracterizadas por terminaciones tipo *downlap* y *onlap*, asociadas a los sistemas depositacionales. También se observan algunos canales y la presencia de un abanico submarino de gran dimensión al NO del cubo sísmico, caracterizado por una facies sísmica de relleno complejo.

2.2.3 Marco estratigráfico

A nivel estratigráfico actualmente, haciendo un seguimiento al proyecto de INTEVEP costa afuera se asume la presencia de las formaciones Castillo, Miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara, Formación Agua Clara, y Socorro, se analiza la presencia de la Formación Cantaure y Querales, se descarta la presencia de las rocas volcánicas y de la Formación Cerro Pelado (Figura 12) en base al análisis sedimentario micro y macroscópico, así como al análisis bioestratigráfico.

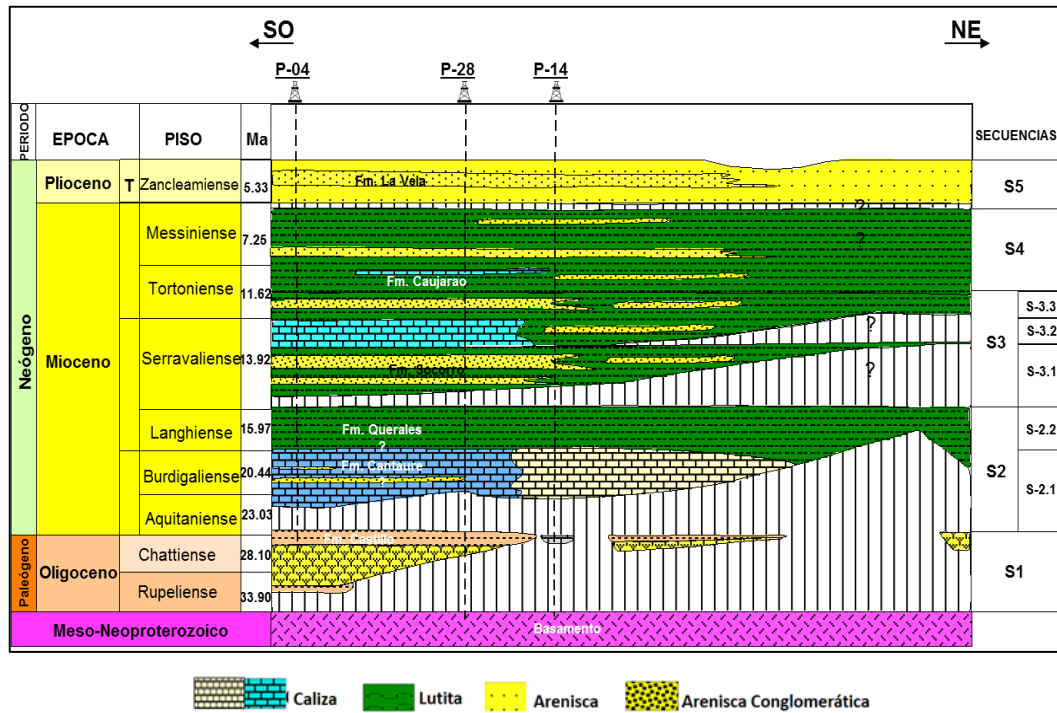


Figura. 12. Columna geológica generalizada del área de la Ensenada de La Vela (Vásquez *et al.*, 2018).

Como parte del marco estratigráfico local en la zona se resume un compendio a nivel formacional con análisis a diferentes escalas de estudio; a continuación, se describen de base a tope en las secuencias de interés.

2.2.3.1 El basamento

Alcanzado en muchos de los pozos ha sido producto de diversos estudios, consiste en gneis, filitas y rocas ígneo metamórficas datadas radiométricamente como Cretácico (González de Juana *et al.*, 1980). Adicionalmente, recientes dataciones, realizadas por Baquero *et al.*, 2010 por el método U-Pb en circones mediante LA-ICP-MS en gneises en facies de la granulita, de algunos núcleos de los pozos del área (P-11A, P-12, P-17 y P-22), arrojan que el basamento de la Ensenada de La Vela tiene una edad de 1280 Ma., mesoneoproterozoica.

De acuerdo con el reporte de Phillips en el 2000, el basamento es considerado difícil de distinguir y caracterizar por un sistema de fracturas en su distribución espacial y

vertical. Adicionalmente, de acuerdo a la síntesis geológica de la zona de estudio a nivel de núcleos de basamento se indican zonas de meteorización y fluorescencia de hidrocarburo en la parte superior por unos pocos pies, aunque de acuerdo con análisis de pozo en la zona central, la mayoría de los planos de fracturas han sido recementados y las fracturas no contribuyen al flujo, se distinguen además gneis clorítico de posible origen meta-ígneo y al norte se hace referencia a poco desarrollo del basamento y se considera de porosidad nula (Phillips, 2000).

2.2.3.2 Formación Castillo (Secuencia SEC 1):

Representa la unidad litoestratigráfica más antigua encontrada en el subsuelo de la Ensenada de La Vela, suprayace discordantemente al basamento ígneo metamórfico. Se estima que esta unidad se depositó luego del Oligoceno-Mioceno Temprano en base a las relaciones estratigráficas (González de Juana *et al.*, 1980) con *Lepidocyclina canellei*, *L. senni*, *Operculinoides bullbrooki*, *O. semmesi*, *Miogypsina hawkinsi* en el Oligoceno y con foraminíferos bénticos y moluscos del Mioceno y su espesor varía entre 800 y 1477m. según Wheeler (1963).

Se caracteriza por una secuencia litológica altamente variable, lateral y verticalmente y por la presencia de gruesas capas de areniscas y conglomerados. En el área tipo, la parte inferior de la formación muestra un predominio de limolitas y arcillas, de color gris, compactas, masivas; las lutitas son físciles, marrón oscuro, carbonáceas, con delgadas capas de carbón; las areniscas son de grano medio a grueso, con estratificación cruzada y se presentan en capas de 1 a 40 m. de espesor. La parte superior de la unidad se caracteriza por el predominio de areniscas y conglomerados. Las areniscas son similares a las de la parte inferior, pero contienen delgados lentes de conglomerados con guijarros de cuarzo blanco, cuarzo ahumado y areniscas calcáreas, cementados generalmente por óxidos de hierro; las limolitas y arcillas en esta parte de la formación son arenosas, grises, amarillas, rojas o púrpuras y localmente carbonáceas (léxico estratigráfico de Venezuela, 1999)

Esta unidad corresponde a una formación clástica con cuatro unidades litoestratigráficas sucesivas: Unidad Conglomerado Basal, Unidad Capas Rojas, Unidad Guarabal y la Unidad Castillo (Petrocelli *et al.*, 2009b). Su litología cambia progresivamente de oeste a este y va desde depósitos continentales a depósitos neríticos internos. Las areniscas se vuelven más finas y con capas más delgadas hacia el mar abierto. En base a la información de núcleos recuperados, la sedimentación se inicia en general con capas conglomeráticas que pasan progresivamente a niveles detríticos más finos, arenosos o arcillosos y en el tope capas carbonáticas.

Los análisis de pozo llevados a cabo por Chevron en los años 1997 y 1999, sugieren que en los bajos estructurales no solo aumenta el espesor, sino que también pudiese ser del Eoceno. En cuanto a la última facies de Guarabal con el pozo P-28 en la zona central se cree que es un miembro lutítico del conglomerado basal donde incluso a nivel de núcleo presentan menor calidad poral con porosidades que disminuyen de 25% a 13 % en intervalos superiores; sin embargo, mediante el pozo P-29 hacia al norte se cree que estos conglomerados pueden presentar excelentes cualidades de yacimiento e incluso en este informe se habla de mejores porosidades intergranulares primarias en arenas y brechas tanto de conglomerado basal como de Castillo (Phillips, 2000).

2.2.3.3 Miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara (Secuencia SEC2-1):

Se estima que esta unidad se depositó en el Mioceno Temprano y consiste de calizas margosas, lutitas arenosas calcáreas, lutitas, arenas y areniscas de acuerdo con el léxico estratigráfico de Venezuela (1999). Wheeler (1963) establece la subdivisión de la Formación Agua Clara en la región noroccidental del distrito Democracia y nororiental del distrito Buchivacoa (Falcón occidental), en dos miembros: Cauderalito, Temprano, y Santiago, Tardío. Se caracteriza por calizas arrecifales, muy fosilíferas, las cuales contienen corales, briozoarios, pelecípodos, gasterópodos y foraminíferos grandes (léxico estratigráfico de Venezuela, 1999).

Es una unidad principalmente carbonática que presenta un carácter bastante estratiforme, compuesto principalmente de calcarenitas e intercalaciones lutíticas a calcáreas con gran extensión (Petrocelli, *et al.*, 2009b). El Miembro Cauderalito descansa discordante sobre la formación Guarabal en la región occidental, con excepciones de posible contacto concordante entre estas formaciones a nivel local (CORPOVEN, 1980).

En los primeros estudios se determinó que el miembro inferior es de aproximadamente 100 pies de espesor en altos como la estructura E2 (P-02 y P-24) y de 400 pies de espesor en bajos (P-07, P-15, P-16 y P-18). Recientes estudios arrojan que las facies potencialmente yacimientos se concentran en la parte superior del Miembro Cauderalito y se indica que están separados por sellos de extensión local o regional que corresponden a un evento transgresivo (MFS) (Petrocelli *et al.*, 2009b).

Según estudios petrográficos en los pozos P-02 y P-24 las porosidades son favorables por la karstificación después de la depositación, debido a la exposición sub-areal de los niveles superiores de la estructura E2 (Phillips, 2000).

Actualmente PDVSA- Intevep investiga la presencia de la Formación Cantaure en esta secuencia, inclusive en informes existe una confusión entre el Miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara y la Formación Cantaure en la Ensenada de La Vela (Rueda, 2016). La primera es de edad Mioceno Temprano (zona M2, Aquitaniense Tardío-Burdigaliense), considerado el primer depósito carbonático de la Formación Agua Clara. La segunda, arcillosa y carbonática, ubicada en la zona M5, introduce la transgresión que culmina con la depositación de la Formación Querales.

2.2.3.4 Formación Agua Clara (Secuencia SEC2-2):

De acuerdo con su fauna presenta un ambiente batial: (*Alveovalvulina pozonensis*, *Ammodiscus parianus*, *Valvulina flexilis*, *V. jacuraensis*) y especies del dominio nerítico interno a medio: *Archaias* sp., *Miogypsina hawkinsi*, *M. venezolana*, *Sphaerogypsina globula*, etc. *Miogypsina hawkinsi* es una especie del Oligoceno. Según Díaz de Gamero, (1977), la edad de la formación es Mioceno Temprano

(Aquitaniense Tardío a Langhiense, zonas (M2-M5). No obstante, Gamero, (1989) atribuyó la formación a las zonas M2-M3 (Aquitaniense Tardío-Burdigaliense Medio) y establece que la parte Langhiense pertenece a las formaciones Cerro Pelado y Querales: la primera está separada de la segunda por el hiatus correspondiente a la zona M4.

Litológicamente está constituida por lutitas con intercalaciones ocasionales de arenisca y calizas, las lutitas son muy fosilíferas con macro y micro- fósiles y se encuentran pobremente estratificadas a macizas, de acuerdo con Wheeler (1963).

En la zona del pilar tectónico la base de la Formación Agua Clara descansa discordante sobre el conglomerado basal o basamento y el tope es discordante con la Formación Socorro del Mioceno Medio (CORPOVEN, 1980). Constituye el sello regional de yacimientos en conglomerado basal y Cauderalito y es considerado una roca madre potencial secundaria de hidrocarburos en las áreas más profundas de la cuenca, además se indica que este intervalo presenta baja porosidad debido a procesos diagenéticos como cementación (Phillips, 2000).

2.2.3.5 Formación Socorro (Secuencia SEC3):

Se establece una edad Serravalliense-Tortonense Temprano para la Formación Socorro. Esta formación pertenece a las zonas M8 y M9 del Serravalliense según Baquero *et al.*, 2015 y una determinación reciente (Contreras *et al.*, 2010) ha establecido la presencia de las zonas NN8-NN9 (Tortonense Temprano) en la formación a partir de un núcleo del pozo P-01, donde *Catinaster cf. coalitus* indica estas zonas (M12-M13a).

Está constituida por areniscas, lutitas, margas fosilíferas y calizas en su base y areniscas, turbas y lutitas laminadas sin elementos calcáreos en su parte superior. La sedimentación de la unidad se efectuó inicialmente en condiciones deltaicas, que pasan a marinas someras hacia la parte superior, y eventualmente, a profundidad de plataforma interna a media, hacia el tope regresan a marinas someras (Gamero, 1989).

Esta formación presenta hacia el occidente contacto discordante con la Formación Agua Clara infrayacente, mientras en la parte oriental el contacto es transicional. Hacia el tope su contacto es transicional con la Formación Caujarao (CORPOVEN ,1980).

La poca información de núcleos disponible en estos niveles y las características de los yacimientos de interés, de poco espesor y discontinuidad lateral, condujeron a la identificación de las superficies sísmicas asociadas a las secuencias que involucran a estos yacimientos sin obtener una caracterización exitosa (Girón *et al.*,2009) e incluso de acuerdo a estudios previos por esta misma razón no se permitió modelar la distribución de las propiedades petrofísicas (Infante *et al.*, 2009).

CAPÍTULO III

MARCO TEORICO

3.1 Caracterización del sistema poroso. Actual tendencia de investigación

Al evaluar las diferencias entre los yacimientos siliciclásticos y carbonáticos, se observa que la porosidad es un factor que juega un rol importante en el desarrollo de ambos. Otros factores como la textura y la diagénesis se suman cuando se trata de yacimientos carbonáticos, cuyas reservas mundiales representan un 60%, convirtiendo su evaluación en prioridad para investigadores y productores de petróleo y gas, aunque los retos que plantean estas rocas “tan heterogéneas” parecen ser infinitas de acuerdo con Mahmood, Alghamdi, Allen, Herron, Carnegie, Dutta, Olesen, Chourasiya, Logan, Stief, Netherwood, Russell & Saxena (2001), quienes además señalan como objetivo clave en la caracterización petrofísica, la identificación de los tipos de poros, incluidos micro, meso y macro poros, así como el efecto que su distribución tiene en la producción.

Otros autores como Lucia (1983), Asquith (1985) y Granier (2003) apuestan a una caracterización de roca donde la finalidad sea predecir la distribución espacial de parámetros petrofísicos a escala del campo, que concuerda con lo que detalla Consentino (2001) para el estudio integrado de yacimientos.

3.1.1 Carbonatos Vs Siliciclásticos

La mayor parte de los estudios petrofísicos desde sus inicios corresponden a los yacimientos siliciclásticos y las técnicas de evaluación que tienen éxito en estos, muchas veces fallan en los yacimientos carbonáticos, tal como lo sugieren diferentes autores, entre los que destacan Nurmi & Standen (1997), Kennedy (2002) y Ahr *et al.*, (2005). De acuerdo con Ahr (2008) la diferencia entre carbonatos y siliciclásticos radica en la manera de cómo estudiarlos. Es por ello que en la tabla 17 sección de apéndice A, se presenta un cuadro resumen con las principales diferencias.

Entre las diferentes disciplinas involucradas para la caracterización del sistema poroso de las distintas unidades litológicas, la petrofísica enmarca el contexto general.

3.1.2 Petrofísica

De acuerdo con Sheriff (2002) se define la petrofísica como la rama de la geofísica que estudia la relación entre las propiedades físicas de las rocas, específicamente, estudio de porosidad y permeabilidad. El término “petrofísica integrada” es ampliamente utilizado para sugerir que todas las formas de datos físicos de las rocas están siendo analizados (Figura 13) de una manera coherente (Crain, 2017).

Para la evaluación de depósitos carbonáticos la interpretación petrofísica requiere la integración de registros con estudios de núcleos, desarrollando así el enfoque para cuantificar geometría de poro y comprender su conexión con la permeabilidad (Ahr *et al.*, 2005). La descripción visual del espacio de poro puede jugar un rol importante en la evaluación petrofísica para describir factores que no pueden ser obtenidos de los registros y que son necesarios para calcular saturaciones y capacidad productiva de las rocas, sin embargo, diferenciar los diferentes tipos de porosidad dependen de la habilidad para interpretar la naturaleza propia de la roca, lo cual se dificulta por efecto de factores diagenéticos (Lucia, 1983).

Es por ello que un modelo petrofísico robusto no puede ser construido sin la integración de difracción de rayos X (DRX), sedimentología, geoquímica (carbono orgánico), propiedades eléctricas y mediciones de presión capilar, además de análisis convencionales de porosidad y permeabilidad de núcleo (Crain, 2017, cap. 1), permitiendo obtener una caracterización exitosa del yacimiento.

Para la caracterización de yacimientos es necesario reconocer ciertas propiedades de las rocas en núcleos y en registros de imágenes de formaciones, tal que se puedan predecir geometrías externas del yacimiento, arquitectura interna y la interacción

entre rocas y fluidos (Slatt, 2006) tal como se verá ampliado en la sección de apéndice A.1 de esta investigación.

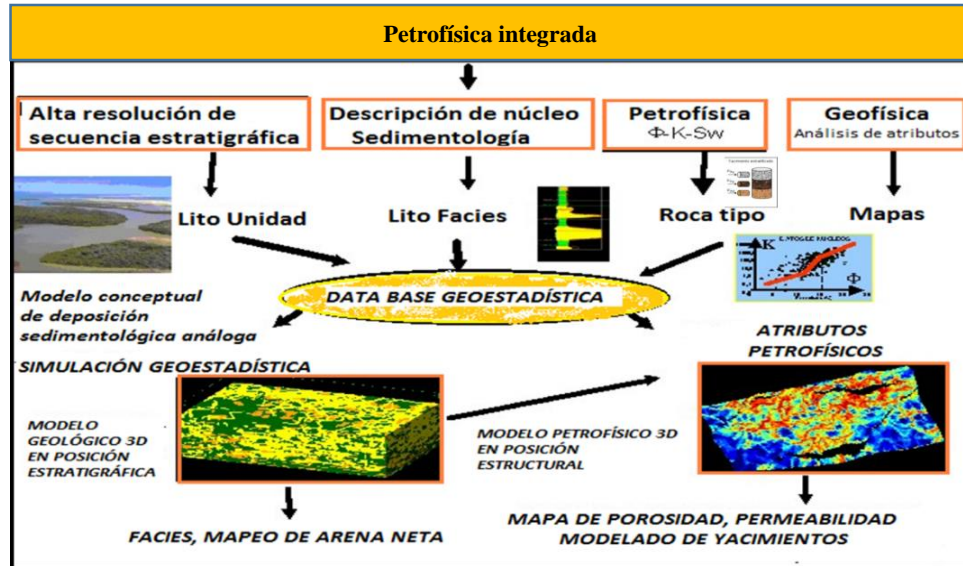


Figura. 13. Petrofísica integrada (Modificado de Crain, 2017).

3.1.3 Técnicas de investigación en análisis de núcleos.

Los análisis de detalle del presente trabajo son basados en medidas eléctricas y pruebas de presión capilar de núcleo, con un enfoque a describir el sistema poral. Motivado a esto, se presenta una breve descripción en el estudio de los mismos y la influencia de investigaciones recientes en la determinación de parámetros petrofísicos.

Los núcleos constituyen uno de los elementos más representativos de la roca yacimiento que está disponible para examinación visual o indirecta, es por ello que la calidad de un estudio petrofísico depende de una buena adquisición de estos (Mantilla & Bueno, 2013), aunado al posterior desarrollo de los diferentes ensayos y pruebas en un mismo intervalo de muestreo, facilitando la integración multidisciplinaria.

Los análisis convencionales de núcleos funcionan como soporte de los análisis especiales y son considerados el punto de partida para las decisiones geológicas y operacionales dentro de un programa de perforación propiamente dicho, lo que incide directamente en las decisiones gerenciales finales (Marín, 2013). En la tabla 18 del apéndice A.2 se muestran los principales análisis convencionales y especiales de núcleos.

3.1.3.1 Índice de resistividad

3.1.3.1.1 Medidas eléctricas

La resistividad se define como la medida de oposición al paso de la corriente eléctrica y se expresa en unidades de $\Omega \cdot m$, mientras su inverso es la conductividad (ecuación 1) que representaría la habilidad de un material en conducir electricidad y usualmente se expresa en unidades de mS/m (*milli Siemens per meter*), de acuerdo con Serra (2004).

$$Rw = \frac{1}{Cw} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde: Rw es la resistividad del agua y Cw es la conductividad del agua.

La resistividad de una roca depende mayormente de la porosidad, más precisamente de la cuantificación del agua presente en el espacio de poro y la mojabilidad de la roca (Serra, 2004). Otros factores como la concentración de sal y porcentajes litológicos como arcillas o minerales conductores como la pirita y la glauconita también afectan (Stolper, 1994), pero en menor medida ya que son poco comunes y su distribución en la roca no es contínua.

- **Exponente de porosidad “m”**

Archie observó una relación directa entre el factor de formación y la porosidad (ecuación 2) que a su vez est  asociada a un factor de cementación “m” que depende del tipo y distribución de poros (Serra, 2004). El valor de m puede ser usado para obtener indicios de vugas y fracturas (Mohamed & Nurmi, 1987).

$$FF = \phi^m$$

Ecuación 2

Donde: FF es el factor de formación, ϕ es la porosidad de la muestra y m es el exponente de cementación o porosidad.

Pruebas de laboratorio indican que el exponente de cementación varía considerablemente en formaciones carbonáticas por su complejo sistema de poros (Kazatchenko & Mousatov, 2002). La presencia de fracturas abiertas disminuye el valor de “m” y puede crear un corto circuito (Figura 14) siendo vistas como planos rectilíneos que interfieren en la conducción, consecuentemente con factor de tortuosidad próximos a 1 ya que la relación del trayecto natural del fluido y la distancia es igual (Serra, 2004).

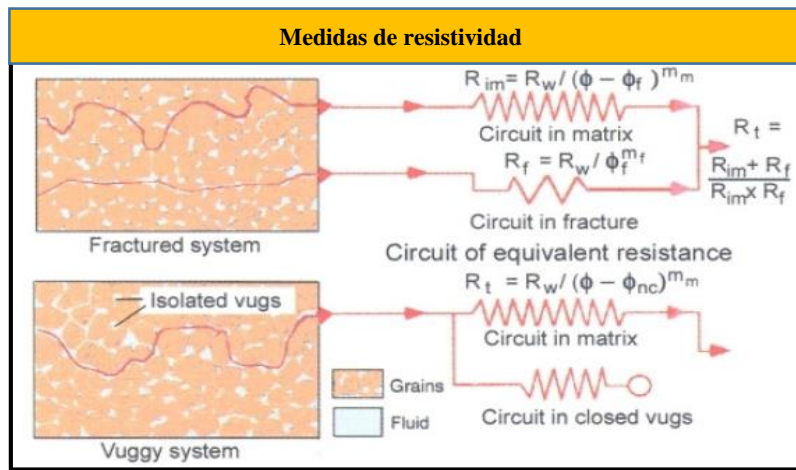


Figura. 14. Influencia de fracturas y vugas no conectadas en medidas de resistividad y factor “m” de Archie (Serra, 2004).

La relación entre el radio de vugas no conectadas y la porosidad total se le conoce como radio de porosidad de vugas, cuyo incremento también aumenta el valor de m, según indica Lucia (1983), quien de igual manera plantea que el efecto de las vugas conectadas es desconocido pero que se cree que disminuye el valor de m por lo predicho en la porosidad interpartícula, donde hay una interconexión de dichas partículas y m es igual a 2.

La compañía Schlumberger (2009) propuso un gráfico con la relación típica entre el factor de formación y la porosidad, la cual asocia valores de “m” a diferentes tipos de porosidades (Figura 15a), principalmente tipo fracturas menores a 2 y tipo vugas o poros esféricos mayores a 2.

Haciendo uso del principio de este gráfico Kazatchenko & Mousatov (2002) muestran la integración metodológica de núcleo con la determinación de componentes de un sistema de porosidad bimodal (Figura 15b); estos autores para determinar la relación entre el factor de formación de la matriz y la porosidad primaria realizan un análisis estadístico de 1500 medidas de núcleo para formaciones carbonáticas de México, del cual resultó que la mejor aproximación del exponente de cementación para la matriz de acuerdo con la ley de Archie es igual a 2.

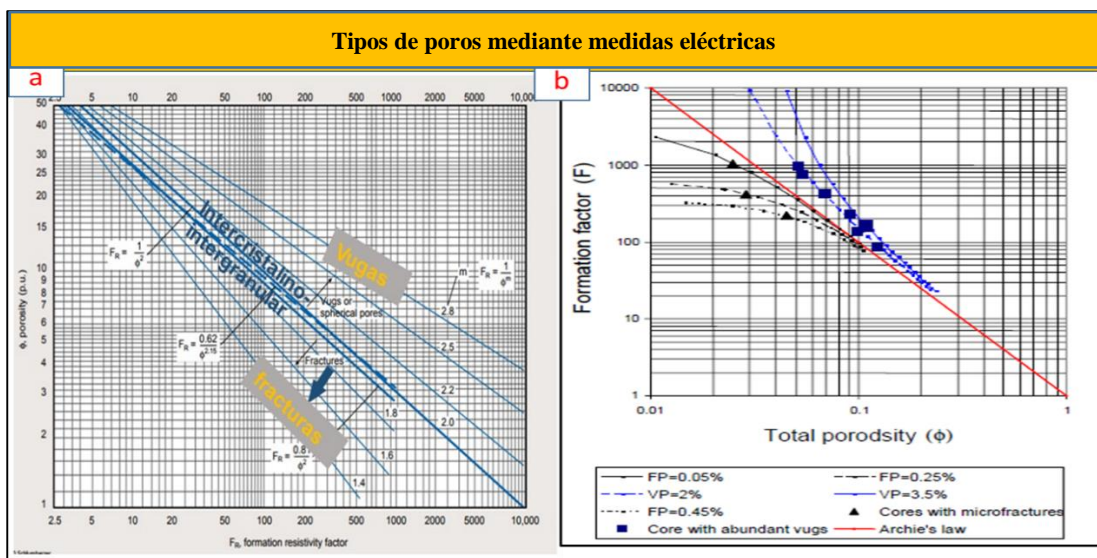


Figura. 15. a) Porosidad Vs Factor de formación para “m” variable, modificado del Chart Schlumberger, 2009. b) ejemplo de la evaluación de porosidades tipo vugas y fracturas de medidas de núcleos detallando las descripciones de microestructura (Kazatchenko & Mousatov, 2002)

El valor de “m” es muy sensible para el cálculo de saturaciones de agua, por lo que se podría estar subestimando o sobreestimando la presencia de volúmenes de hidrocarburo y es por ello que el uso del gráfico Picket plot a nivel de registro de

pozos validaría los resultados de laboratorio. Otras técnicas basadas en interpretación de registros serán ampliadas en la sección de apéndice A.3 al igual que información del parámetro petrofísico “n” y los principales registros de pozos usados en esta investigación.

3.1.4 Evaluación de litologías complejas

Actualmente, para la discretización litológica son aplicados programas computarizados o herramientas que se basan en métodos de inteligencia artificial o redes neuronales. Las redes neuronales se definen como redes interconectadas que procesan información por medio de su estado dinámico como respuesta a entradas externas (Barbosa, 2017).

El método de redes neuronales o electrofacies *Multi Resolution Graph- Based Clustering* (MRGC) es un método no paramétrico y de representación gráfica del dato que reconoce patrones de puntos multidimensional. La estructura del dato es analizada y se forman grupos de datos que tienen densidades diferentes, tamaños, formas y relación. En el caso de usar esta metodología para discretizar litología el intérprete determina el número óptimo de *clúster* y asocia la respuesta con la descripción sedimentológica, por lo cual es una interpretación supervisada.

3.1.5 Presión capilar

Universalmente los yacimientos que producen petróleo contienen más de una fase fluida y debido a esto existen fuerzas interfaciales y presiones que influyen en los estados de equilibrio estático y dinámico, las cuales están asociados con la curvatura de superficies interfaciales y en medios porosos los radios de curvatura de las interfaces fluidas tienen un orden de magnitud comparable con el radio del poro (Bustamante, 1998).

Esta situación de capilaridad es muy parecida a la que existe en un yacimiento si se consideran los canales porosos como tubos capilares de diferentes diámetros,

distribuidos irregularmente a través del yacimiento y conteniendo tres fluidos inmiscibles: agua, petróleo y gas (Bustamante, 1998).

La presión capilar en tubo capilar varía con la saturación de los fluidos, la tensión interfacial entre ellos y la curvatura de la interfaz, esta propiedad a su vez depende de la estructura y geometría del espacio poroso y la mojabilidad de la superficie. La relación es expresada mediante la siguiente ecuación:

$$P_C = \frac{2\gamma \cos \theta}{R} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde: γ es la tensión interfacial entre dos fluidos (mN/m). θ es el ángulo de contacto medido a través de la fase más densa ($^\circ$) y R el radio del tubo capilar (m).

Esta ecuación es conocida como la ecuación de Young o Laplace, la cual es un caso especial de una relación más general, que constituye la ecuación básica de la capilaridad y fue deducida independientemente por ambos autores (Bustamante, 1998).

Esta ecuación general va de acuerdo con la definición de presión capilar en los medios porosos como la diferencia de presión que existe entre la interface que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la roca. Se expresa como la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante, representado por la siguiente expresión matemática (Craig, 1982).

$$P_C = P_{f_{nm}} - P_{f_m} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde: P_C : es la presión capilar, $P_{f_{nm}}$: es la presión de la fase no mojante, P_{f_m} : es la presión de la fase mojante, P_{f_m} .

Entre los factores que afectan la presión capilar, se tiene que: el tamaño de la garganta de poro influencia la presión de desplazamiento, la interconexión del volumen de los poros afecta la saturación de agua residual y la geometría de poro y su conectividad afectan la forma de la curva de presión capilar (Leverett, 1941, citado por Kim *et al.*, 2011). La cantidad de porosidad interpartícula tiene algún efecto en la

presión, pero tiene mayor efecto en la forma de la curva (Lucia, 1983). En el apéndice A.4 se resumen en la tabla 19 los tres métodos a nivel de laboratorio más usados para medir presión capilar y las características de las curvas de presión capilar.

3.1.5.1 Efecto del tamaño y distribución de poros sobre la presión capilar

La presión capilar es inversamente proporcional al tamaño de los poros. En tipos de rocas idealizados AE (Figura 16), se puede observar que la S_w a 50 pies por encima del nivel de agua libre FWL es 18% para la roca A y 95% para la roca E.

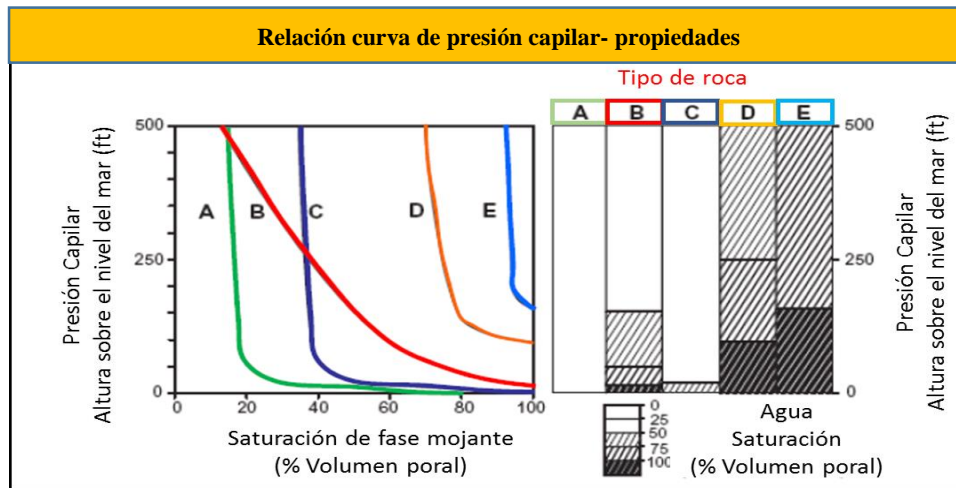


Figura. 16. Relación entre curva de presión capilar, saturación característica del yacimiento. Modificado de Marín (2013).

El pobre escogimiento de los tamaños de garganta de poros es reflejado por la amplia pendiente de la curva para el tipo de roca B. La presión de desplazamiento es mayor si dominan gargantas de poros pequeñas, esto contribuye a una mayor saturación de agua irreducible en el medio (Marín, 2013).

Kim *et al.*, 2011 en su artículo explica que las curvas de presión capilar de rocas carbonáticas pueden ser expresadas en diferentes formas, afirma que en el caso de siliciclásticos o casos ideales (Figura 16) hay pequeñas porciones volumétricas de microporosidad asociada y la curva de presión capilar es suavizada, mientras en casos de alta heterogeneidad como en los carbonatos, donde hay grandes volúmenes de

micro poros pueden resultar diferentes características en la curva de presión capilar (Figura 17), comparado con las arenas o casos ideales.

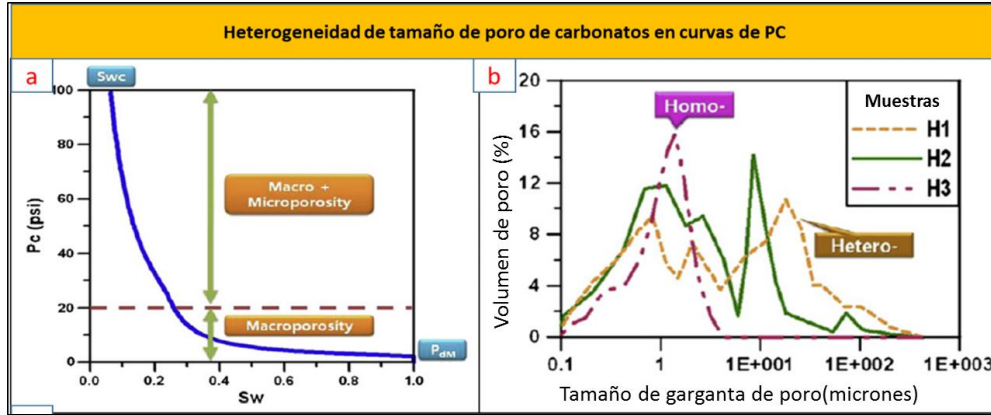


Figura. 17. Ejemplo de pruebas de presión capilar en carbonatos a) alta microporosidad en carbonato, b) grado de heterogeneidad en tamaño de poro, (traducido de Kim *et al.*, 2011).

3.1.5.2 Clasificación de la geometría de poros

Hartman, Coalson y Thomas (1990) mediante la implementación y análisis de pruebas de presión capilar por inyección de mercurio propusieron una clasificación de la geometría de poros, basada en el tamaño de las gargantas porales.

El radio de las gargantas de los poros es un factor determinante, que controla la permeabilidad y las características de flujo de los yacimientos. Los diferentes tipos de perfiles de gargantas de poros pueden ser semicuantitativamente relacionados a varias características de los yacimientos, útiles en la evaluación de formaciones, tales como relación permeabilidad-porosidad, saturación de agua inmóvil, tasa de producción inicial, y un perfil de presión capilar o curva tipo de garganta de poro (Hartman & Coalson, 1990; Pittman, 1992).

La relación entre porosidad, los tipos de espacio de poro y permeabilidad son débilmente correlacionales en carbonatos por lo que estimaciones petrográficas y parámetros petrofísicos como técnica para determinar tipos de roca han sido las más cercanamente precisas (Granier, 2003).

En la siguiente tabla se muestra la clasificación de los tipos de roca o petrofacies basada en el tamaño de la garganta poral.

Tabla 1. Clasificación de tipos de roca de acuerdo al tamaño de apertura del poro. (Coalson, Hartman & Thomas, 1990)	
Petrofacies	Tamaño de garganta de poro (micrones)
Megaporoso	> 10
Macroporoso	2.5-10
Mesoporoso	0.5-2.5
Microporoso	0.1-0.5
Nanoporoso	<0.1

3.1.5.3 Radio de garganta de poros

A partir de datos de porosidad y permeabilidad obtenidos de análisis convencionales de núcleos el tamaño de los poros puede ser estimado, para ello existen ecuaciones empíricas implementadas y reconocidas como la de Winland (1972), cuya relación utiliza análisis de regresión lineal múltiple entre porosidad, permeabilidad y apertura del poro, correspondiente a una saturación de mercurio de 35 % (R35), esta ecuación no es recomendable en yacimientos de baja permeabilidad (Mantilla & Bueno, 2013).

La ecuación de Winland es:

$$\text{Log}(R35) = 0.732 + 0.588 \log(Kaire) - 0.864 \text{Log}(\emptyset) \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde R35 es el radio de apertura del poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio de 35 %, Kaire es la permeabilidad al aire no corregida (mD), y \emptyset es la porosidad en porcentaje.

El radio de la garganta de poro R35 es una función del tamaño de la apertura y el escogimiento de las gargantas de los poros, y es considerada una buena medida de las gargantas de poros conectadas más grandes que existen en una roca con porosidad intergranular (Hartman & Coalson 1990).

Las otras ecuaciones empíricas son las de Pittman (1992), quien partiendo del concepto de Winland estableció 14 correlaciones empíricas para radios de apertura de poro correspondientes a saturaciones de mercurio de 10 a 75 %, aplicando un método similar a un conjunto de datos de 202 muestras de arenisca con un rango de edades del Ordovícico al Terciario (Marín, 2013).

Las ecuaciones de Pittman, para determinar radio de garganta de poros correspondiente a varios porcentajes de saturación de mercurio son las siguientes:

Ecuaciones empíricas de Pittman	
$Log(R10)$	$= 0.459 + 0.500 \log(Kaire) - 0.385 Log(\emptyset)$
$Log(R15)$	$= 0.333 + 0.509 \log(Kaire) - 0.344 Log(\emptyset)$
$Log(R20)$	$= 0.218 + 0.519 \log(Kaire) - 0.303 Log(\emptyset)$
$Log(R25)$	$= 0.204 + 0.531 \log(Kaire) - 0.350 Log(\emptyset)$
$Log(R30)$	$= 0.215 + 0.547 \log(Kaire) - 0.420 Log(\emptyset)$
$Log(R35)$	$= 0.255 + 0.565 \log(Kaire) - 0.523 Log(\emptyset)$
$Log(R40)$	$= 0.360 + 0.582 \log(Kaire) - 0.680 Log(\emptyset)$
$Log(R45)$	$= 0.609 + 0.608 \log(Kaire) - 0.974 Log(\emptyset)$
$Log(R50)$	$= 0.778 + 0.626 \log(Kaire) - 1.205 Log(\emptyset)$
$Log(R55)$	$= 0.948 + 0.632 \log(Kaire) - 1.426 Log(\emptyset)$
$Log(R60)$	$= 1.096 + 0.648 \log(Kaire) - 1.666 Log(\emptyset)$
$Log(R65)$	$= 1.372 + 0.643 \log(Kaire) - 1.979 Log(\emptyset)$
$Log(R70)$	$= 1.644 + 0.627 \log(Kaire) - 2.314 Log(\emptyset)$
$Log(R75)$	$= 1.880 + 0.609 \log(Kaire) - 2.626 Log(\emptyset)$

Figura. 18. Ecuaciones empíricas de Pittman (1992).

Los sistemas de poros por encima de R35 no contribuyen al flujo sino solo al almacenamiento (Mantilla & Bueno, 2013).

3.1.6 Tipos de poros en carbonatos

En las rocas carbonáticas el sistema poroso es notablemente complejo, tanto desde el punto de vista físico como genético. La complejidad física indicada se asocia a la geometría de los poros, lo que es consecuencia, fundamentalmente de su génesis, cuya historia es considerada larga y complicada, debido a la movilidad química de sus minerales. Así, la porosidad de estas rocas es característicamente poligénica, resultando tanto de las distintas etapas en que pueden desarrollarse los poros, como

de los diversos procesos implicados en su formación (Marín, 2013). Entre los diferentes esquemas de clasificación, se describen los más usados:

3.1.6.1 Clasificación de Choquette & Pray (1970)

Está estrechamente relacionado a la fábrica sedimentológica de la roca y los tipos de poros pueden ser una extensión para predecir la evolución depositacional y diagenética, importante en la fase exploratoria de un campo (Lonoy, 2006). Este esquema es una extensión de la clasificación de Archie (1952), donde se categorizan principalmente en sus componentes de fábrica selectiva y no selectiva (Figura 19).


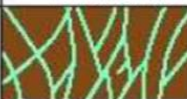













Clasificación de poros Choquette & Pray ,1970					
Fábrica selectiva		Fábrica no-selectiva		Fábrica selectiva o no	
	Interpartícula BP		Fractura FR		Brecha BR
	Intrapartícula WP				
	Intercristal BC		Canal CH		Boring BO
	Móldica MO		Vugular VUG		Madrigueras BU
	Fenestral FE				
	Shelter SH		Caverna* CV		Grietas de deseccación SK
	Red de crecimiento GF	* Caverna aplica a los poros grandes de formas de canales o vugas			

Figura. 19. Esquema de tipos de poros carbonáticos de Choquette & Pray ,1970 (Marín, 2013).

3.1.6.2 Clasificación de Lucia

Esta clasificación está más directamente relacionada con las propiedades de flujo y geometría del poro, por lo que es considerada como una mejor contribución para

comprender la relación porosidad y permeabilidad en carbonatos, analizando presión de desplazamiento inferida de las curvas de presión capilar y el tamaño de partícula.

En la clasificación de Lucia de 1983 la distribución del tamaño de poros en rocas carbonáticas, sin porosidad vugular, puede ser descrito por el tamaño de partícula, escogimiento y porosidad interpartícula (Figura 20a).

En 1995 su clasificación incorpora información textural y tamaño de partícula siendo uno de los mejores aportes en la industria del petróleo (Lonoy, 2006). Este esquema incluye texturas depositacionales y diagenéticas, por esta razón él subdividió las fábricas en: dominadas por granos y dominadas por lodo y discretiza el caso de las dolomitas. Según este esquema la presencia de espacio poroso vugular en el espacio poroso interpartícula altera las características petrofísicas, según la manera de cómo estén conectados (Figura 20b).

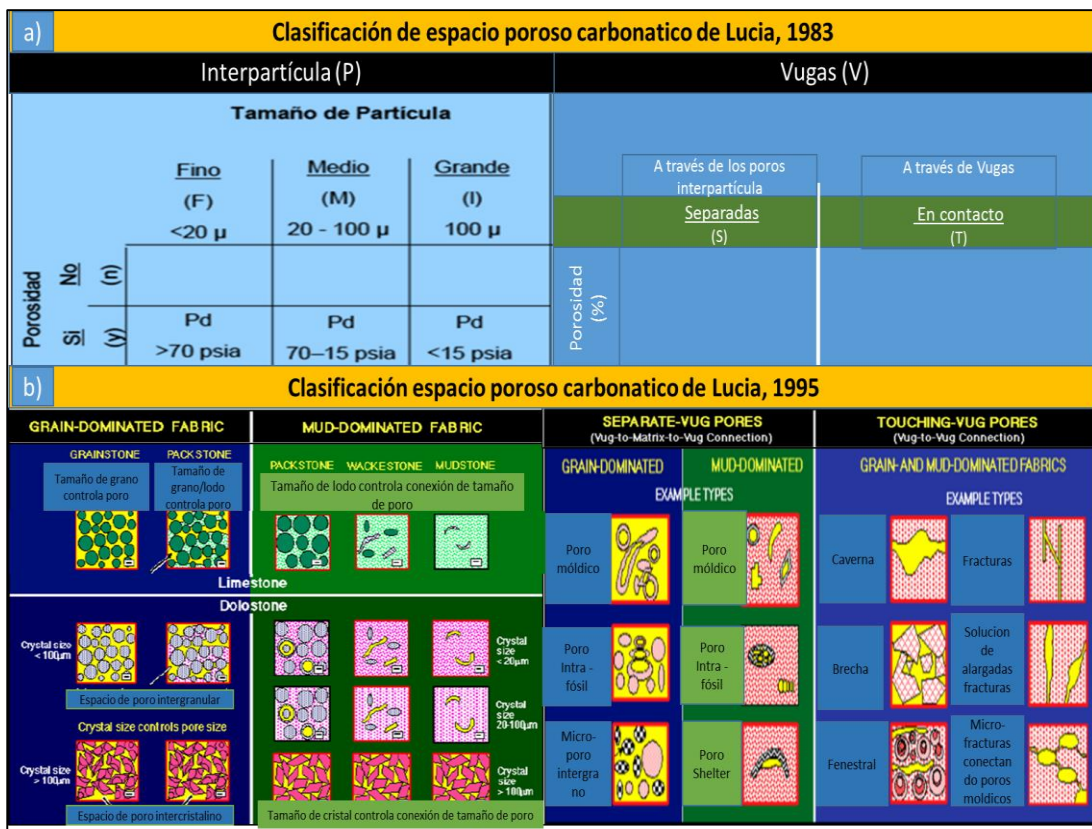


Figura. 20. Esquemas de clasificación de tipo de poro de Lucia, 1983 y 1995 (Modificado de Marín, 2013).

3.1.6.3 Clasificación de Ahr (2008)

Esta clasificación distingue el tipo de porosidad de acuerdo con el impacto que ha experimentado por factores determinantes tales como la deposición, la fractura mecánica asociada y la diagénesis y tipifica sus variaciones o combinaciones como porosidades híbridas (Figura 21).

Procesos depositacionales son aquellos mediante los cuales los constituyentes sedimentarios se acumulan para formar las rocas. Entre estos constituyentes se incluyen: granos detríticos, precipitados cristalinos, y el material biogénico como componentes esqueléticos y microbiolitos. Los tipos básicos de los poros dentro de éste proceso son: intergranulares, intragranulares, fenestrales, de resguardo y arrecifales. La diagénesis es uno de los factores que altera la porosidad depositacional influyendo en la calidad de la roca.

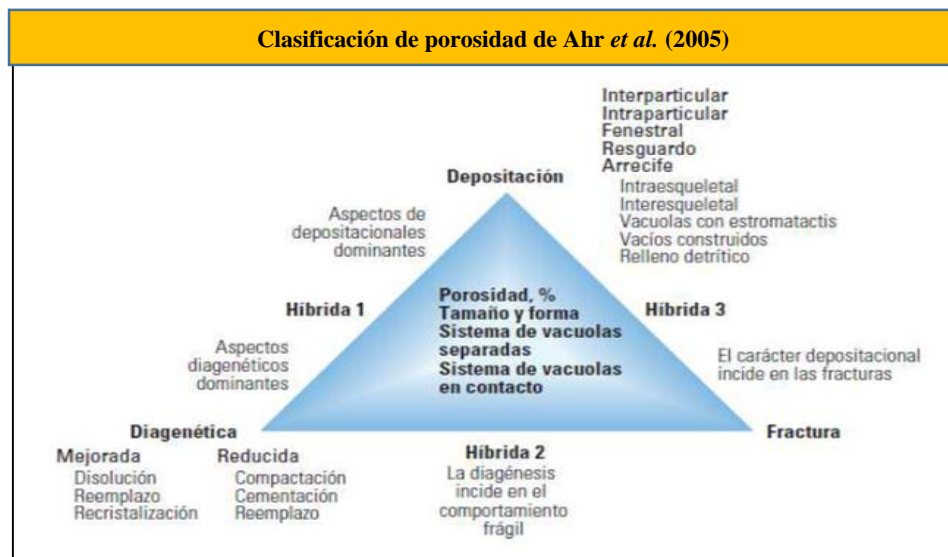


Figura. 21. Clasificación de porosidad de Ahr en rocas carbonáticas (Ahr et al., 2005).

Los procesos diagenéticos que impactan la calidad de la roca será ampliado en la sección de apéndice A.5 de esta investigación, donde se consideran procesos de neomorfismo como la piritización.

CAPÍTULO IV METODOLOGÍA

El flujo de trabajo para la caracterización del sistema poroso en las unidades carbonáticas y siliciclásticas de La Ensenada de La Vela consta de 3 fases principalmente (Figura 22).

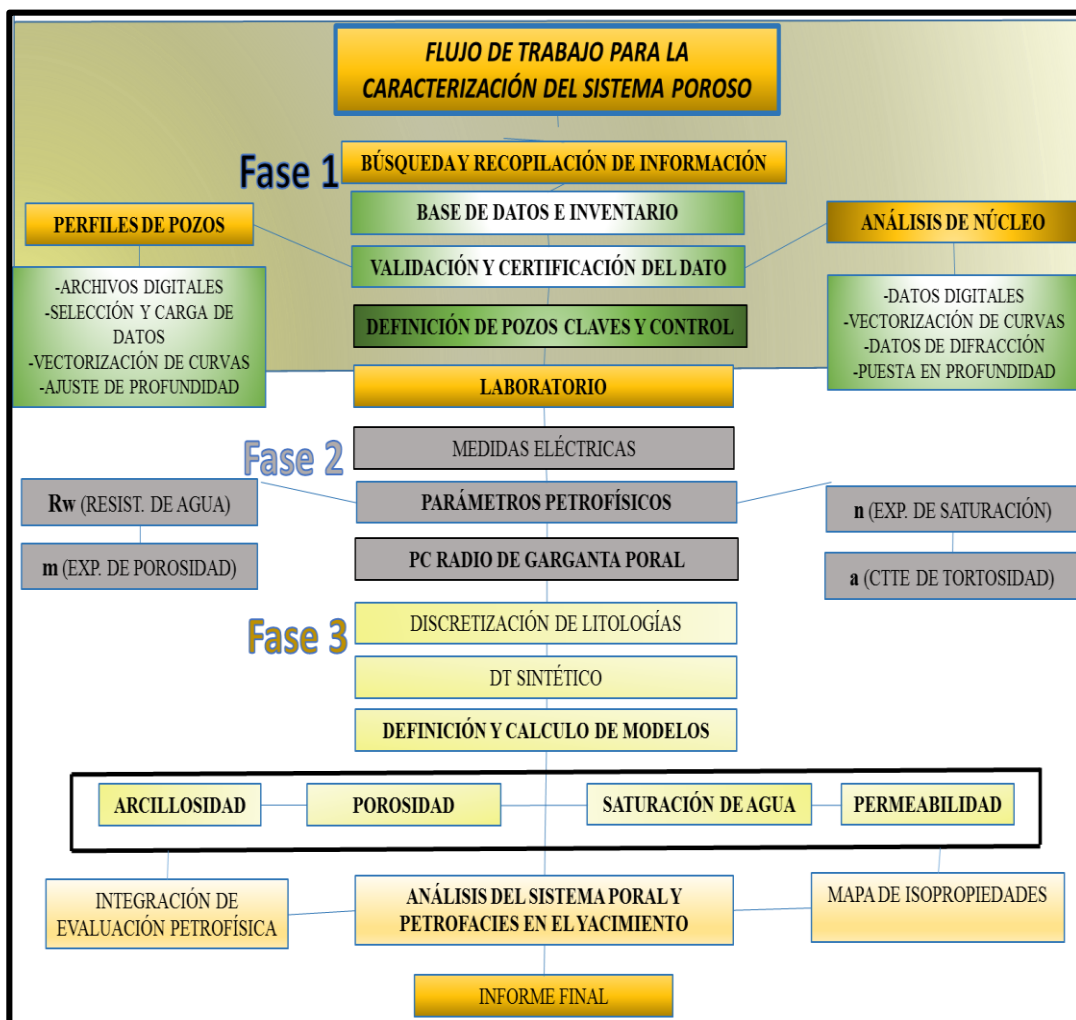


Figura. 22. Flujo de trabajo seguido para la caracterización del sistema poroso.

4.1 Fase 1: Búsqueda y recopilación de la información:

La base de datos a implementar son principalmente registros de pozos, información sedimentológica, estratigráfica, geológica y pruebas de núcleos, incluidos análisis físico-químicos de agua de formación e historias de producción dentro de las carpetas de los pozos, suministrada por la Dirección de Exploración de PDVSA-INTEVEP. Se recopila toda la información disponible tanto en digital como en papel mediante la elaboración de inventarios o tablas, sirviendo de insumo o siendo el producto en la sub-fase de la validación y certificación del dato.

4.1.1 Validación y certificación del dato

Se realiza la validación de la información recopilada, mediante el siguiente procedimiento sistemático:

*Mediante el programa NEURALOG se comparan los archivos. LAS y a partir de la imagen tiff se vectorizan intervalos faltantes de registros de pozos reportados (Marín, 2015), obteniendo archivos. LAS (Figura 23), seguidamente, se elabora un inventario con los nuevos datos aportados.

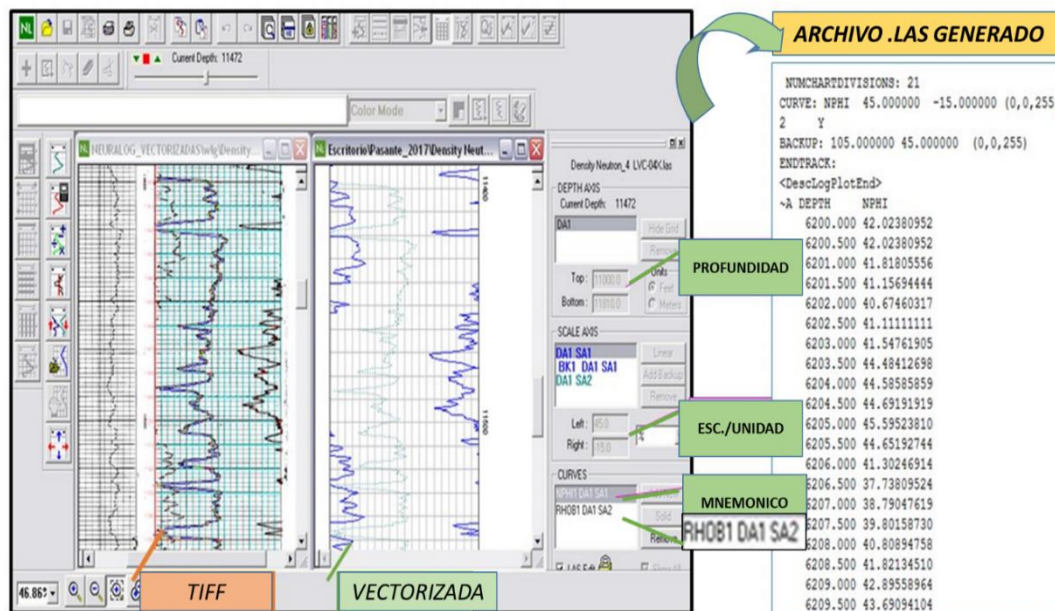


Figura. 23. Vectorización de curvas mediante el uso de NEURALOG.

*Mediante el programa Geolog-Paradigm se realiza la edición y empalme de los perfiles colocándoles el mnemónico correspondiente.

* Se lleva a cabo un ajuste en profundidad de los perfiles, el cual consiste en verificar a una profundidad arbitraria la respuesta de cada uno de los registros en picos característicos de alta resistividad profunda (curva patrón), de manera que todos se alineen y arrojen información coherente (Figura 24).

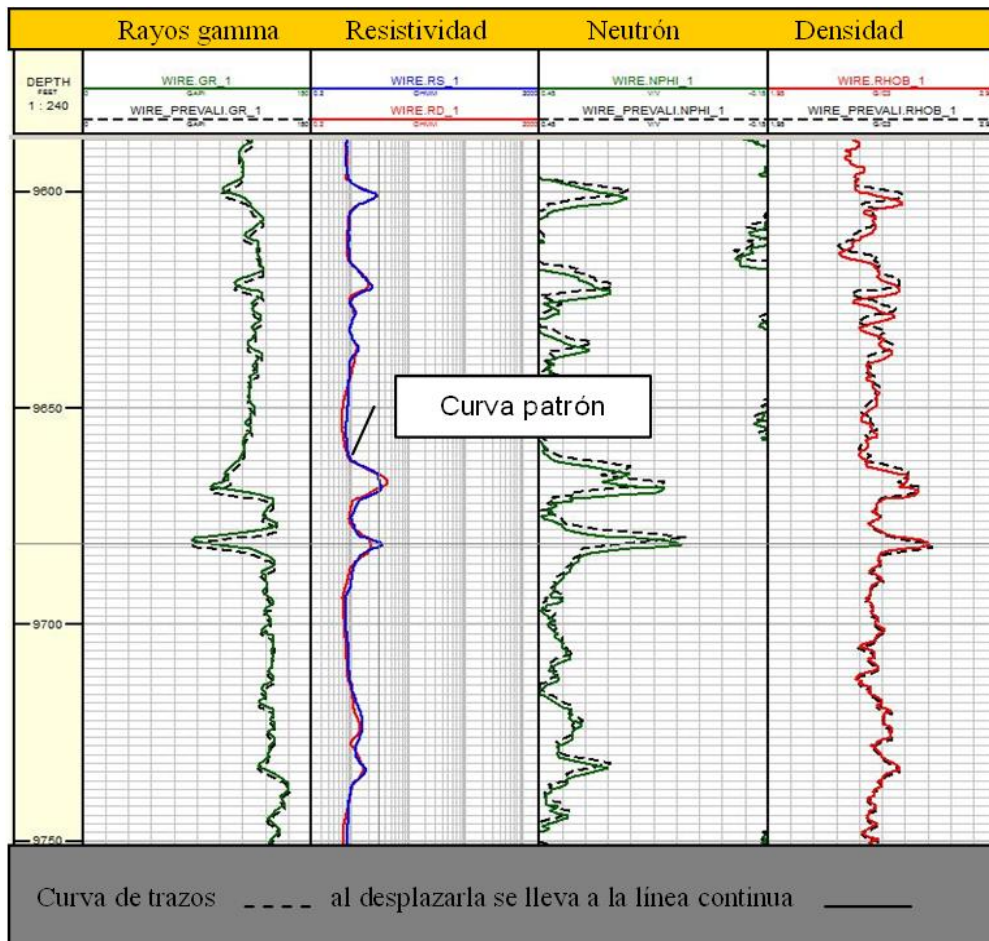


Figura. 24. Ajuste en profundidad de los perfiles de pozos.

*Se elaboran inventarios de registros de pozos disponibles mediante el uso de histogramas, donde cada registro es identificado por un color, facilitando visualizar vacíos de información.

* Para la fase experimental de este trabajo, se crea un inventario con la base de datos de tapones de núcleo en el área, dentro de las formaciones de interés, resaltando con un símbolo de estrella los analizados en esta investigación. Posteriormente, se realizan diferentes inventarios control y se seleccionan las muestras a analizar en laboratorio en función de los mejores valores de porosidad y permeabilidad, de acuerdo con análisis convencionales de núcleos, así como aquellas con estudios sedimentológicos disponibles para poder integrar información.

* Se hace ajuste en profundidad del núcleo, ejecutando el desfase núcleo-perfil por pozo, de acuerdo al procedimiento que se detalla a continuación:

El registro de Rayos Gamma medido directamente sobre el núcleo o “*Core Gamma*”, es ajustado en profundidad con respecto a la curva de rayos gamma corridas en el pozo, haciendo coincidir picos característicos como se puede ver en la pista 1 y 2 (Figura 25). Cuando no se dispone de un *Core Gamma* continuo y se dificulta calibrarlo; otra alternativa aplicada consiste en calcular el desfase de núcleo con las medidas de porosidad (esta alternativa requiere el modelo de la arcillosidad, debido a que la curva de porosidad usa como parámetro el Vsh calculado) (Figura 25).

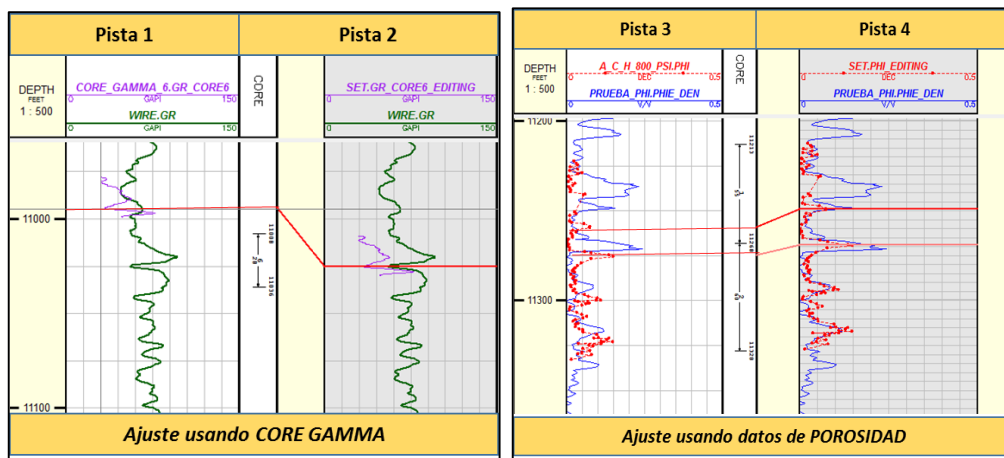


Figura. 25. Ajuste núcleo- perfil, desfase final por Core Gamma en pistas 2 y por Porosidad en pista 4.

*Se validan datos de cuantificación de arcilla de núcleo, para la posterior calibración de arcillosidad en la zona, mediante los siguientes procedimientos:

Para la unidad siliciclástica de las secuencias SEC2-1 y SEC1 se analiza los datos de proporción de arcilla por petrografía (Reporte de pozo)

Para las unidades carbonáticas de las secuencias SEC2-1 y SEC1 los datos de DRX inicialmente expresados en sus componentes de roca total y unidades de % en peso son convertidos a porcentaje (%) decimal, de acuerdo con la ecuación propuesta por Ellis D. y Sinjer J., 2007 (citados por Marín, 2013), resumiendo los valores en una tabla. Esta ecuación es la siguiente:

$$Vcl(dec) = Wcl * (1 - \emptyset) * (\rho_{ma}) / (\rho_{cl}) \quad \text{Ecuación 6}$$

Dónde: Vcl es el volumen de arcilla en porcentaje en volumen (dec); Wcl es el porcentaje en peso de la arcilla. (dec); \emptyset es la porosidad (dec); ρ_{ma} es la densidad de la matriz (g/cm³); ρ_{cl} es la densidad de la arcilla (g/cm³).

* Se valida los análisis físicos/ químicos del agua de formación para definir, además, los parámetros iniciales de los ensayos de laboratorio. Se toman las pruebas de resistividad de agua de acuerdo con reportes de análisis físico- químicos que resultan concluyente, se emplea luego el gráfico Gen-9, Schlumberger (2009) para validación de R_w (Figura 26); procediendo primero a definir en el eje inferior la salinidad reportada en partes por millón (ppm) y hacer una línea paralela a las isolíneas inclinadas del nomograma hasta que corten la línea horizontal que se traza en la temperatura reportada (°C o °F) para la medición y cuyo punto de corte es proyectado en vertical hasta el eje superior, obteniendo la resistividad de la formación (ohm.m).

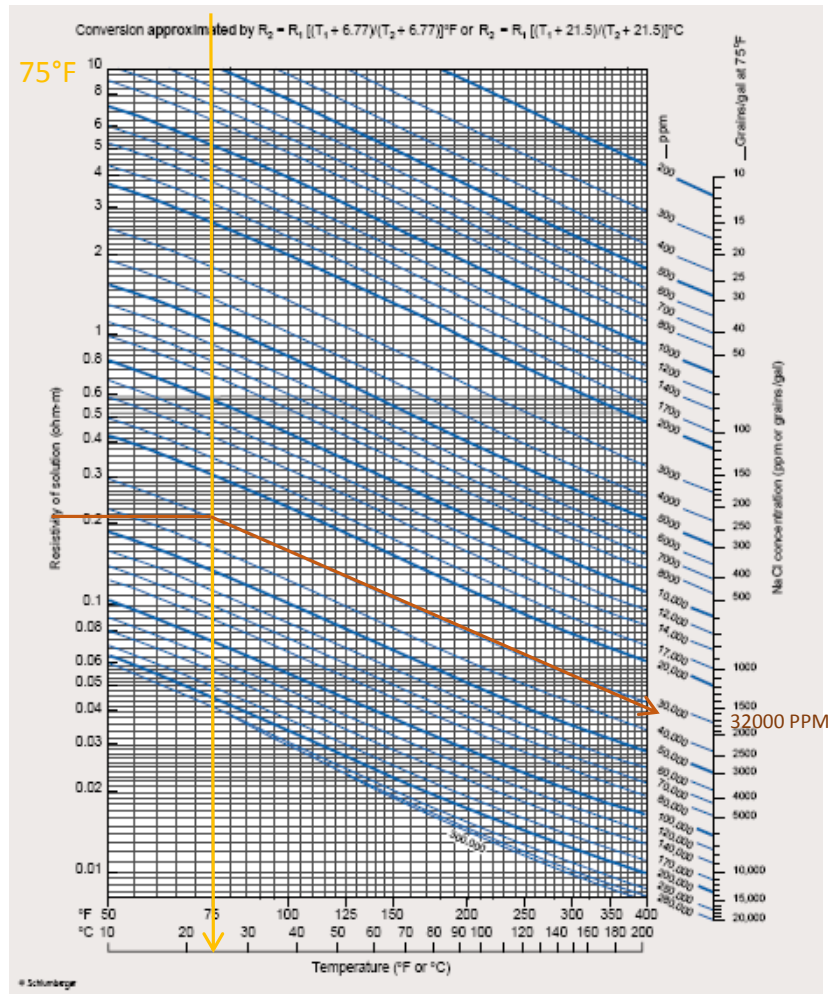


Figura. 26. Gen-9. Schlumberger (2009).

4.1.2 Definición de pozos claves, control y no control

Una vez recopilada la información del campo se hace una clasificación de los pozos, de acuerdo a los siguientes lineamientos: Pozos claves (color verde) son aquellos pozos que tienen además de análisis de núcleos una cantidad de información lo suficientemente robusta para integrar con otras disciplinas, entre los cuales son resaltados de color azul aquellos cuyos núcleos serán analizados en el desarrollo de este trabajo y los pozos control (color amarillo) algunos tienen análisis y descripción de núcleos pero disponen de menor cantidad de información y los pozos no control no poseen núcleos o no existe información de ellos.

4.2 Fase 2. Parámetros petrofísicos y medidas especiales de núcleo

4.2.1 Mediciones eléctricas

En la figura 27 se muestra el flujo de trabajo en el laboratorio de interacción roca-fluido para la determinación de parámetros petrofísicos.

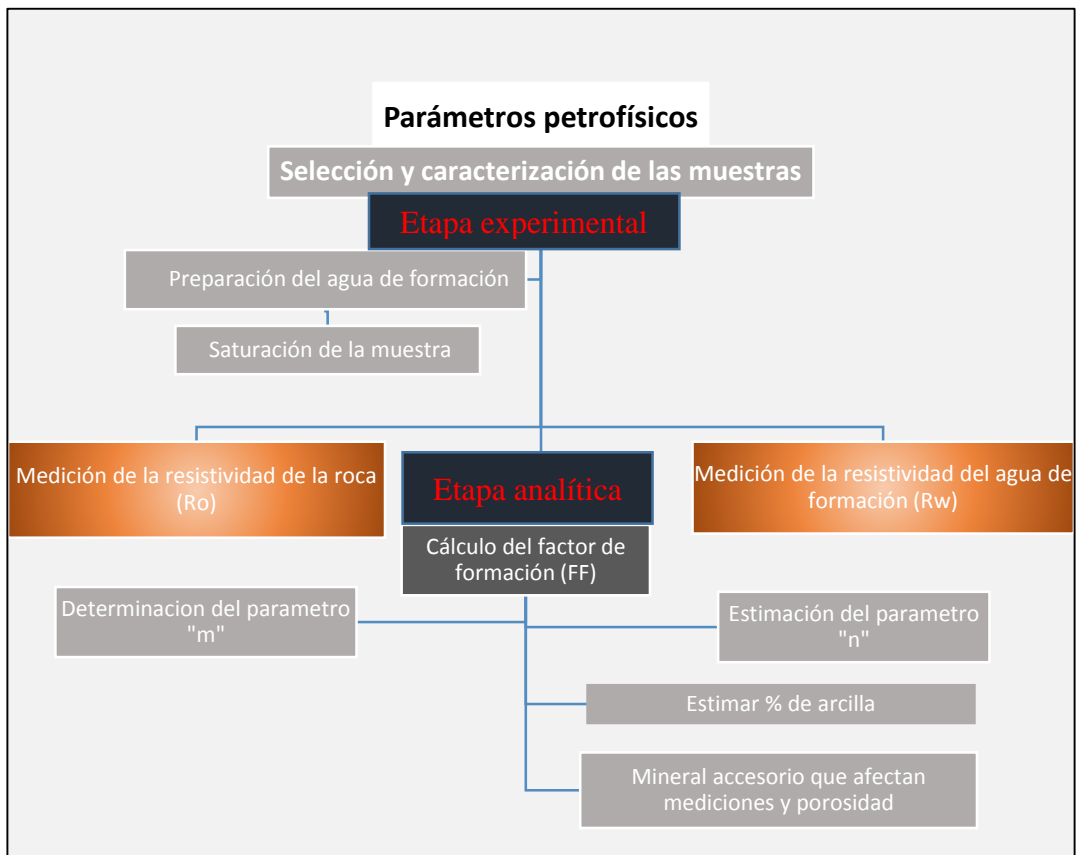


Figura. 27. Flujo de trabajo seguido en laboratorio mediante mediciones eléctricas.

- Etapa experimental

Se realiza a un total de 39 muestras de los pozos P-04, P-07, P-14, P-24, P-28 y P-29ST; ensayos entre caracterización convencional y medidas eléctricas siendo posteriormente inventariados en una tabla por secuencias. Para confirmar los análisis convencionales de núcleos reportados de los pozos P-04, P-07 y P-29ST, son

seleccionadas 5 muestras arbitrarias de los mismos (Apéndice B, tabla 21). Las muestras a las que se le realizó medidas convencionales aportando nuevos datos al caso se pueden ver en la tabla 22 del apéndice B y en general las consideraciones para las mediciones de núcleo y agua de formación seguido en laboratorio son ampliadas en la sección de apéndice B de este trabajo.

- Etapa analítica

Esta fase corresponde a la determinación de los parámetros petrofísicos, así como otras mediciones de interés necesarias para la posterior correlación núcleo-perfil

4.2.1.1 Estimación del factor de formación a muestras de núcleos mediante mediciones eléctricas.

El factor de formación para una muestra de roca, se determina mediante la relación entre la resistividad de la muestra 100% saturada con agua de formación (R_o) y la resistividad del agua de formación (R_w) (Ver Ecuación 10 del apéndice A.3), adicionalmente, se asocia con la porosidad a través de la ecuación de Archie (ver ecuación 2) y la ecuación de Humble (ver ecuación 7), donde el coeficiente de tortuosidad “a” se asume para estos estudios como valor constante 1.

4.2.1.1.1 Determinación del exponente de cementación “m” a partir del factor de formación.

El análisis descrito a continuación se lleva a cabo por secuencia sísmo-estratigráfica.

- ✓ Para la obtención del valor de “m” se usa la ecuación de Humble generalizada, la cual es la siguiente:

$$FF = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{Ecuación 7}$$

Dónde: FF es el factor de formación, a es la tortuosidad y ϕ es la porosidad.

- ✓ Se generan tablas de resultados por secuencias con cada uno de los tapones.
- ✓ Posteriormente se analiza la relación factor de formación versus porosidad

A nivel de medidas de laboratorio se aplica la metodología validada para siliciclásticos, la cual consiste en graficar factor de formación versus porosidad en escala log-log, realizando un ajuste por mínimos cuadrados y así obtener el “m” representativo o dominante para la formación. En esta fase la aplicación del nomograma de Schlumberger 2009 es crucial en el estudio de carbonatos. De acuerdo con este gráfico, el valor “m” es asociado con tipos de poros, tal como se tipifica en la siguiente tabla 2.

Tabla 2. Relación m y tipos de poro	
Tipo de poro	Valor de m
Intergranular	2
Fracturas	< 2
Vugas	>2
Moldes	>3

En el caso de los siliciclásticos el valor de “m” es asociado con el grado de cementación de la roca (Obando, 2005) tal como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3. Relación m y grado de cementación	
Cementación	Valor de m
Roca Cementada	2
Moderadamente cementada	1.8-1.9
Ligeramente cementadas	1.6-1.7
Escasamente cementadas	1.4-1.5
Rocas no cementadas	1.3

- ✓ Seguidamente, se genera una curva teórica de m para comparar el dato medido en el núcleo, dependiendo del caso tal como se especifica a continuación: si la mayoría de los valores son menores a 2, se reproduce la curva de Rasmus (1983) y si la mayoría de los valores son mayores o cercanos a 2 la curva de Nugent (1984).

- ✓ Adicionalmente, como metodología para validar esta estimación lineal a nivel de registros se aplica Picket plot en un intervalo cuya prueba de producción haya resultado 100% agua o donde se interprete agua a partir de los perfiles.

El procedimiento se muestra en la siguiente figura 28, haciendo sensibilidad mediante este método con $m=2$ y n obtenido en laboratorio.

- ✓ Se integra los resultados de m con análisis de secciones finas.

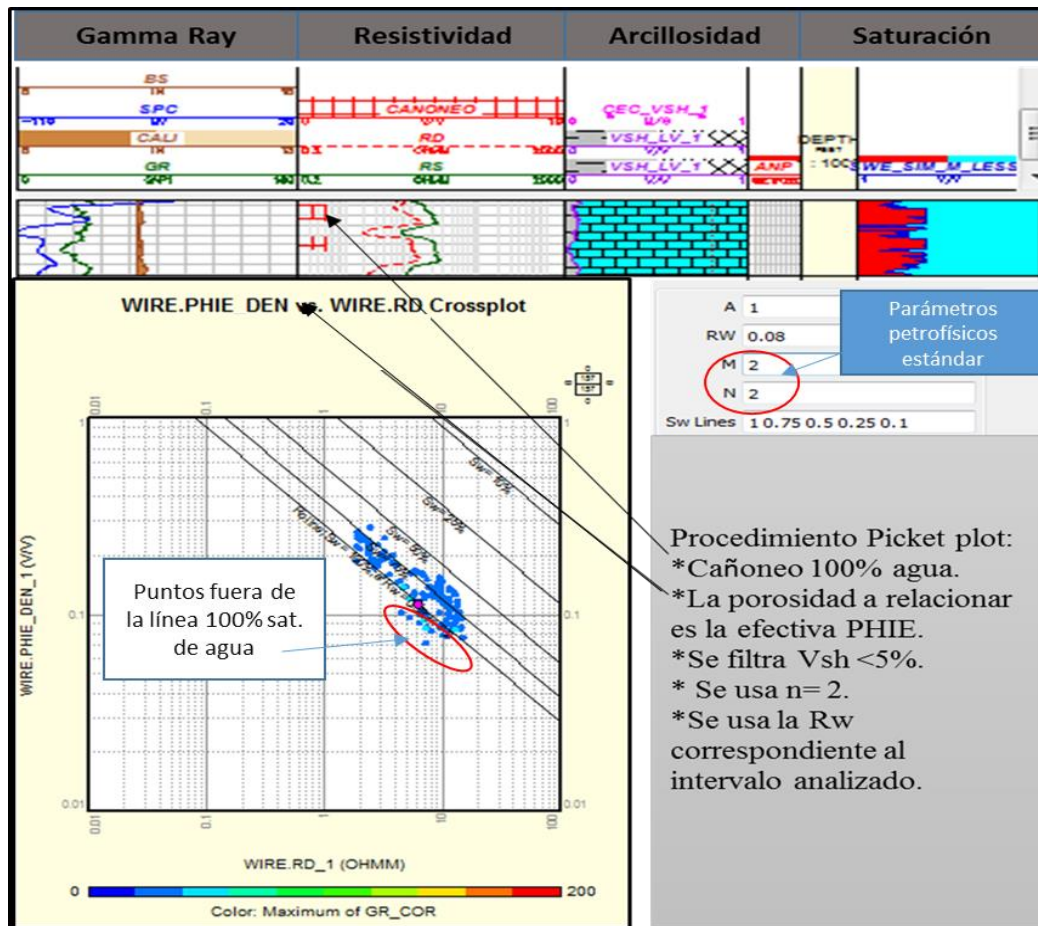


Figura. 28. Procedimiento Picket Plot.

Finalmente, una vez analizadas todas las secuencias se estudia qué tanto las medidas de porosidad se encuentran aislados como tipos moldes o fracturas para el campo La Vela, mediante el nomograma de Schlumberger, 1987 (Figura 29).

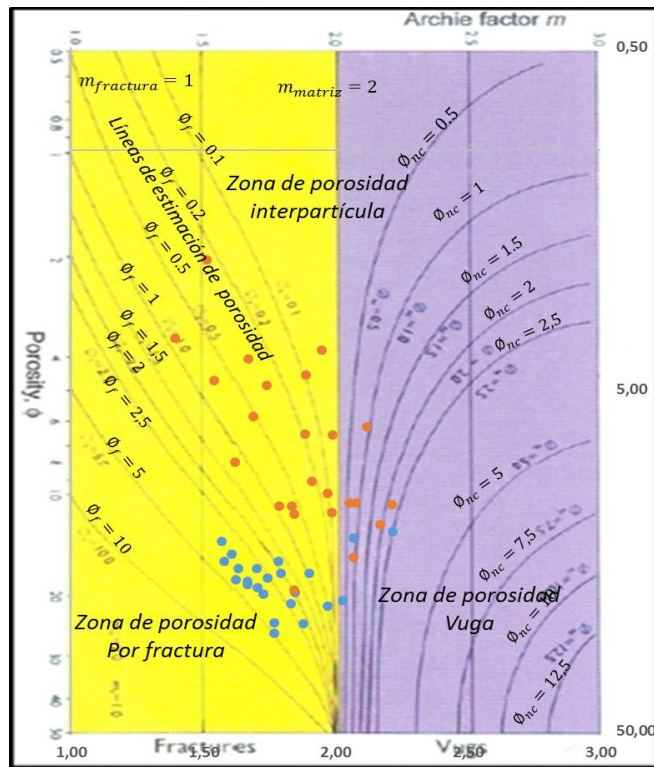


Figura. 29. Nomograma de Schlumberger, 1987 para evaluación de sistemas Dual –porosity, (Adaptado de Serra, 2004).

4.2.1.1.2 Valor del exponente de saturación “n”

A nivel de laboratorio se utiliza el método del plato poroso y de la centrifuga para determinar la resistencia eléctrica de las muestras a diferentes saturaciones de la roca en función de la saturación del agua de formación. Ambos métodos, así como el principio de funcionamiento de los equipos usados es ampliado en la sección de apéndice B punto 6 de este trabajo. Con ambos métodos una vez desplazado el fluido, se grafica en escala log-log el índice de resistividad versus la saturación de agua y se realiza un ajuste por mínimos cuadrados de cuya pendiente de la recta producto se obtiene el valor de n (Figura 30).

Tabla 4. Medidas de índice de resistividad	
Muestra l (%Sw)	Índice de Resistividad (I)
100,00	1
70,35	2,29
56,44	6,22
44,53	12,52
36,32	33,43



Figura. 30. Definición del parámetro “n” mediante medidas eléctricas.

El valor “n” es muy sensible a la humectabilidad de la roca, parámetro que no se ha medido a nivel de laboratorio dificultando la validación de los mismos, por esta razón estos resultados se presentan en la sección de apéndice D de esta investigación.

4.2.1.1.3 Presencia de mineral accesorio pirita mediante medidas eléctricas

De acuerdo con lo estipulado por Clavier *et al.*, 1976, se estudia el comportamiento de la resistividad de la roca seca, así como 100% saturada con agua de formación salina cuando se mide a diferentes frecuencias, para detectar la presencia de minerales accesorios y conductivos como la pirita, comparando a su vez con el comportamiento de las gráficas sugeridas por Clennel *et al.* (2010) cuando se tienen diferentes proporciones de este mineral (ver base teórica, apéndice A.5).

4.2.2 Medida de PC y radio de garganta de poro

El flujo de trabajo para las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio se ilustra en la figura 31 y algunas consideraciones en el procedimiento de mediciones aplicado a las muestras en el laboratorio de quimisorción-Intevp será ampliado en la sección de apéndice de esta investigación (Apéndice C); mientras el enfoque principal que corresponde a la metodología llevada a cabo para la etapa analítica se presenta en la fase 3 de este estudio.

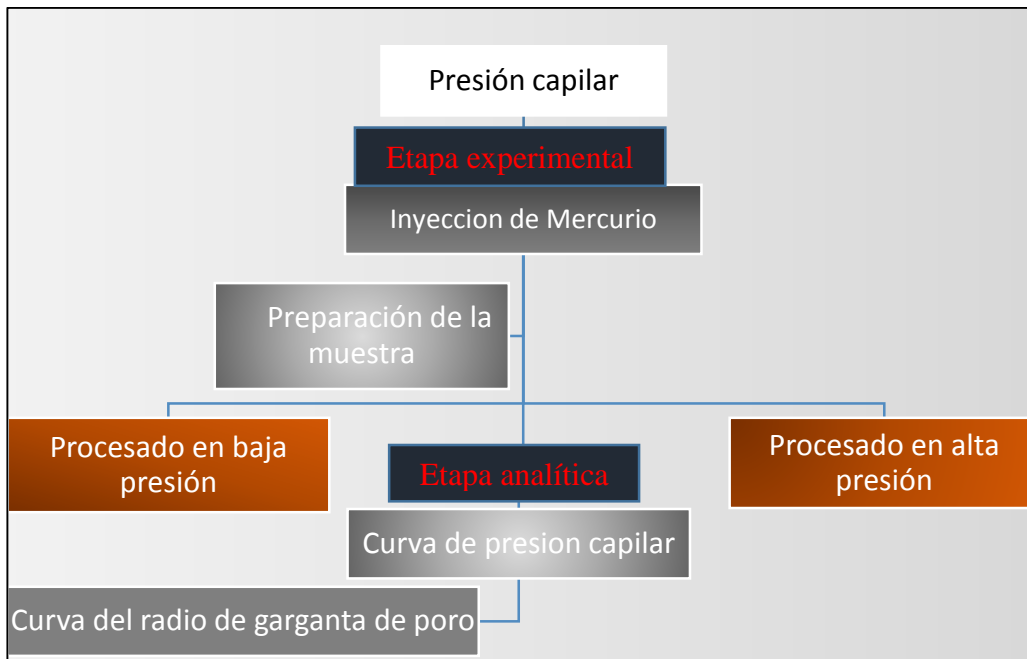


Figura. 31. Flujo de trabajo seguido en laboratorio para determinar curvas de presión capilar.

4.3 Fase 3. Integración de información núcleo- perfil

4.2.3 Definición de los modelos de: arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad mediante correlaciones núcleo- perfil.

4.2.3.1 Discretización de litologías, DT sintético y análisis previos a definición de modelos petrofísicos.

4.2.3.1.1 Densidad de matriz (ρ_{ma})

Se realizan histogramas de frecuencia con los valores de ρ_{ma} para toda la columna del campo en estudio y por secuencias sismoestratigráficas. Del análisis de dichos histogramas, se determina el valor más representativo de este parámetro para la unidad sedimentaria dominante dentro de cada secuencia. En algunos depósitos, de acuerdo a la descripción sedimentológica se toman los valores de ρ_{ma} teóricos existentes para cada tipo de litología, los cuales son 2.7 para caliza y 2.65 para arenas.

4.2.3.1.2 Análisis de litología compleja a partir de perfiles de pozos

Para la evaluación de litologías complejas en principio se usaron diferentes nomogramas (Schlumberger, 2009), entre ellos el de la relación densidad versus sónico (Figura 32a) y el de la relación mineralógica M-N (Figura 32b).

De acuerdo con Hung (2007), las variables implícitas en el gráfico M –N son los siguientes:

En el grafico M-N se define:

$$M = \left[\frac{(\Delta t_f - \Delta t)}{(\rho_b - \rho_f)} \right] * 0.01 \quad \text{Ecuación 8}$$

$$N = \frac{(\phi_{Nf} - \phi_N)}{(\rho_b - \rho_f)} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde $\Delta t, \Delta_b, \phi_N$ son las lecturas de los registros respectivos y Δ_{tf}, ρ_f y ϕ_{Nf} son los correspondientes valores de los fluidos porales, los cuales son $\Delta_{tf} = 189, \rho_f = 1$ y $\phi_{Nf} = 1$.

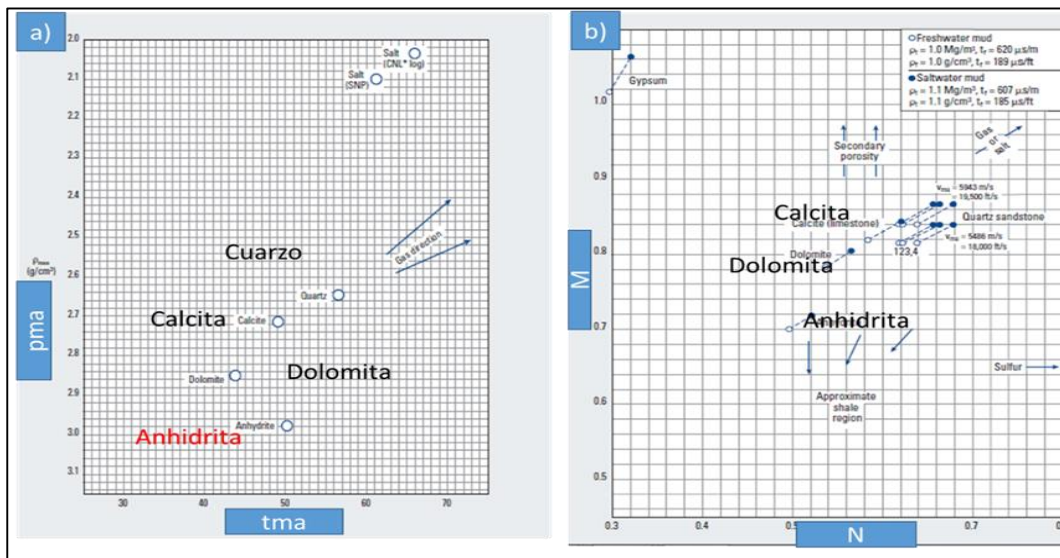


Figura. 32. Discretización de litología por nomogramas Schlumberger (2009). a) relación densidad versus sónico. b) gráfico M –N.

Adicionalmente se emplea el diagrama ternario, el cual consiste en establecer la relación densidad (RHOB) vs. Neutrón (NPHI), para identificar zonas de matriz caliza, dolomita, arenas y zonas de gas (Figura 33).

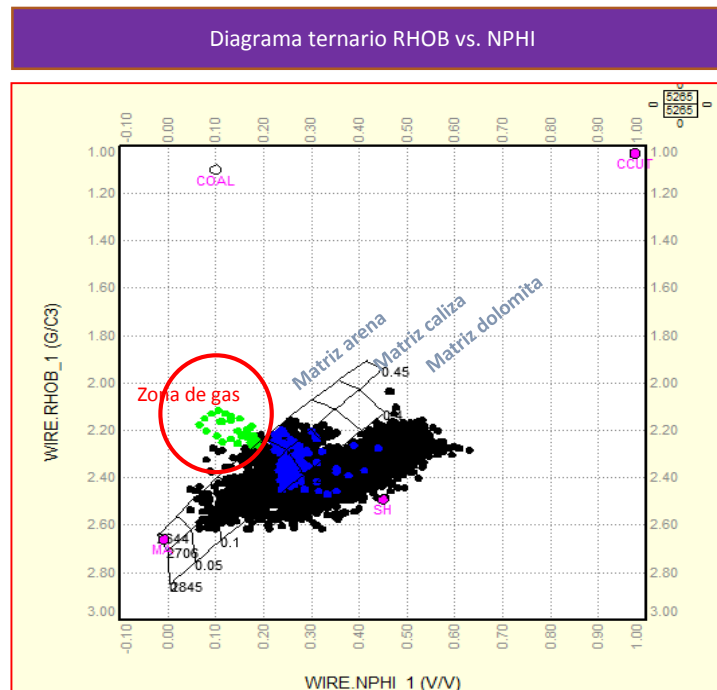


Figura. 33. Diagrama ternario Rhob vs. Nphi para discretizar litología.

Debido a la variabilidad mineralógica se analiza la correspondencia de litologías de acuerdo a descripciones sedimentológicas y debido a la complejidad estructural se analiza la coherencia de espesores según su ubicación dentro de la plataforma mediante el uso de líneas sísmicas y su correspondencia visual; esto conociendo la resolución mínima vertical de la sísmica (Figura 34).

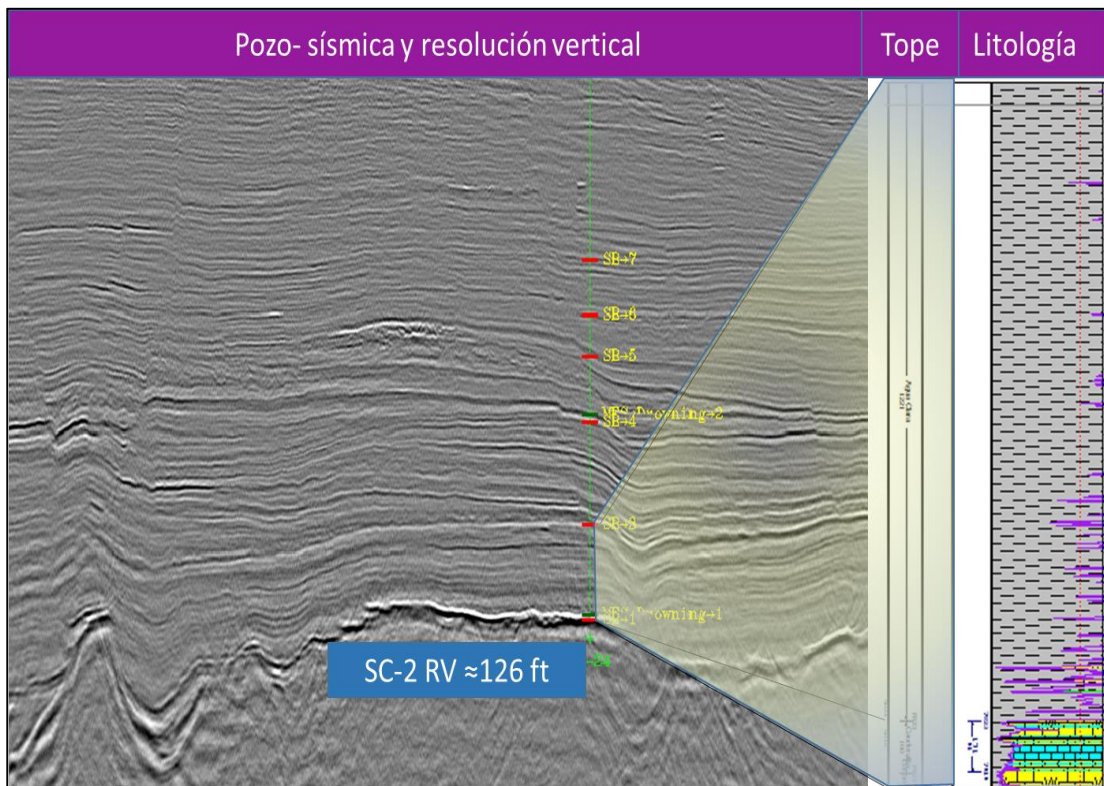


Figura. 34. correspondencia visual de espesores con la sísmica.

Para la aplicación del método MRGC de redes neuronales (principio descrito en el marco teórico) se asocian diferentes registros, entre ellos el GR, RHOB, NPHI y DT. Posteriormente se entrena la red y de acuerdo con los gráficos de relación RHOB vs. NPHI se analiza la correspondencia de valores de matriz en cada facies generada con las descripciones sedimentológicas (Figura35).

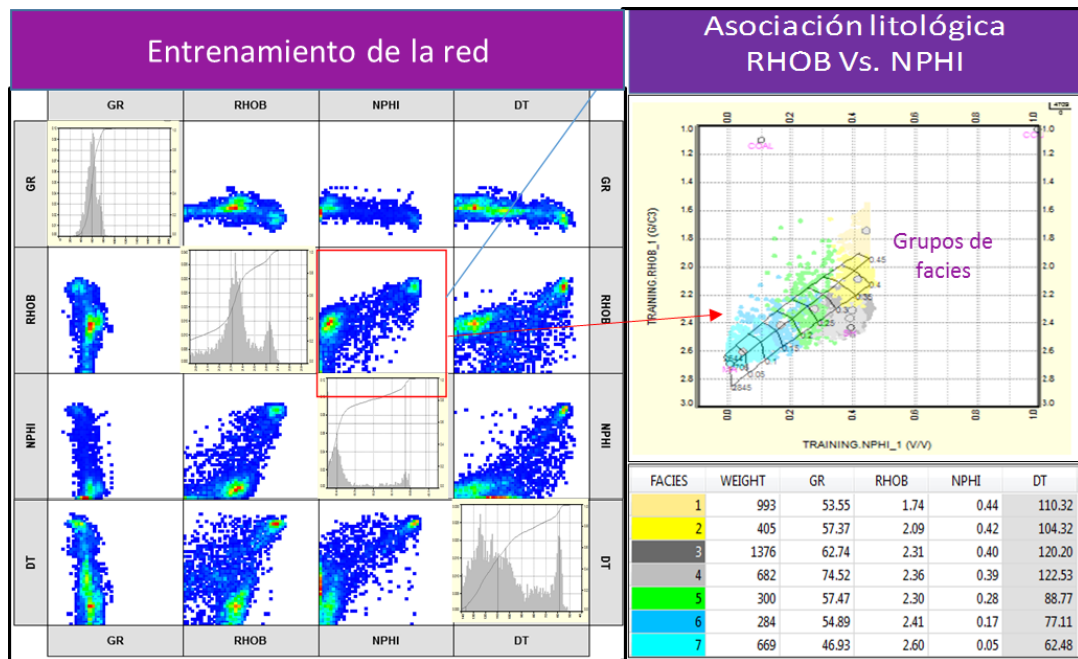


Figura. 35. Aplicación de electrofacies MRGC y entrenamiento de la red.

4.2.3.1.3 Elaboración de curva de sonico sintético (DT)

Se estima la curva de sónico partiendo de que este registro es de suma importancia para elaborar los modelos de porosidad asociado a la matriz y no todos los pozos tienen imágenes tiff disponibles para vectorizarlo.

Para obtener la curva de sónico sintético se usa la ecuación de Escamilla (2007) que parte de la de Faust (1953) para calcular la velocidad como una función de la profundidad, la cual fue la siguiente:

$$DT_F = 1000 / (\alpha * ((DEPTH) * (RD))^{\frac{1}{6}}) \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde: α es una constante empírica que depende de la litología, DEPTH es la profundidad considerada y RD es el perfil de resistividad. Escamilla propone la constante litológica $\alpha = 1.948$.

La otra metodología de gran utilidad consistió en la elaboración de pruebas empíricas, las cuales se basan en comparar las curvas sónico originales vs. diferentes registros

como Gamma Ray, densidad, resistividad y porosidad neutrón, obteniendo regresiones lineales que permiten estimarlo (Figura 36).

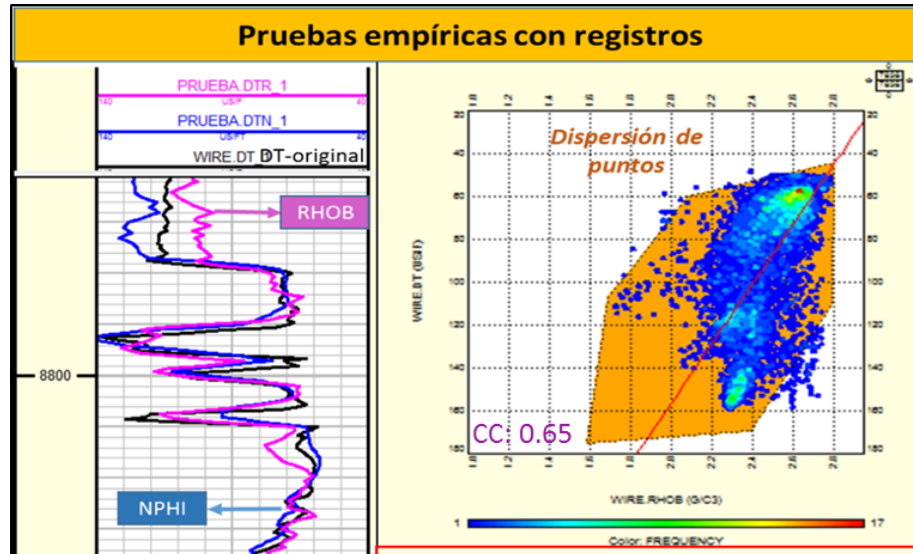


Figura. 36. Pruebas empíricas para estimar sónico a partir de los registros.

4.2.3.1.4 Integración DRX y ecuación de Waxman & Smith para estimar arcillosidad de núcleo

En la Ensenada de La Vela solo el pozo P-14 cuenta con datos de difracción de Rayos X (DRX) en depósitos sedimentarios dentro de las secuencias SEC1 y SEC2-1 medido en 5 puntos, siendo una cantidad de datos insuficientes para generar una correlación del modelo de arcillosidad representativo para toda la columna, por lo que surge la necesidad de buscar otra alternativa de comparación y correspondencia núcleo-perfil y se propone una nueva metodología que se basa en obtener porcentaje de arcillosidad en núcleo mediante el uso de la ecuaciones de Waxman & Smith y su relación con la capacidad de intercambio catiónico e interacción roca-fluido.

Una vez validada la propuesta de cuantificación de arcilla por medidas eléctricas con DRX definida en el punto 4.2.3.1.5, se usa la ecuación como una estimación representativa de arcillosidad, cuyo modelo con mejor ajuste visual se pueda extrapolar a todo el campo.

4.2.3.1.5 Propuesta para estimar cantidad de arcilla a partir de medidas eléctricas de núcleos y capacidad de intercambio de cationes

La relación de la interacción de las arcillas en rocas y las medidas de capacidad de intercambio catiónico (CIC) a nivel de laboratorio ha sido ampliamente estudiada, sin embargo, no existía un patrón o guía sistemática para estimar V_{sh} ; en el presente trabajo se propone una nueva metodología para estimar volumen de arcilla en núcleo, haciendo uso de una serie de ecuaciones validadas en diferentes investigaciones cuyos parámetros pueden ser obtenidos en los distintos ensayos de medidas eléctricas; esto partiendo de las siguientes premisas teóricas.

*Por definición CIC puede expresarse como su contribución por unidad de volumen de fluido de poro, cuyos parámetros se explican más adelante:

$$CIC = Q_v * V_p \quad \text{Ecuación 11}$$

*Mediciones eléctricas de parámetros a salinidad de agua de formación.

La CIC es descrita como la cantidad de cationes intercambiables de una superficie con otros cationes presentes en el medio acuoso que rodea la arcilla, donde adicionalmente pueden acumularse otros cationes próximos a la superficie de los granos de arcilla, formándose así una estructura conocida como "doble capa" (Schlumberger, 2017). Este fenómeno de doble capa fue propuesto inicialmente en 1968 por Waxman & Smith, quienes crean un modelo de saturación de agua para arenas arcillosas, producto de la interacción roca-fluido a nivel de laboratorio, representado en las siguientes ecuaciones:

$$C_o = \frac{C_w}{F} S_w^n + \frac{BQ_v}{F^*} S_w^{n-1} \quad \text{Ecuación 12}$$

$$C_o = \frac{1}{F^*} (BQ_v + C_w) \quad \text{Ecuación 13}$$

Waxman & Smith (1968) expresan el significado físico de un factor X en el término compuesto, de acuerdo con la ecuación:

$$\frac{BQ_v}{F^*} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde Q_v es la capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen y B es la conductancia equivalente de los cationes de sodio intercambiables de la arcilla, expresados en función de C_w a 25 grados centígrados (ambos representados gráficamente en la figura 37 como el espacio intercepto) y F^* es el factor de resistividad de la formación para una arena arcillosa.

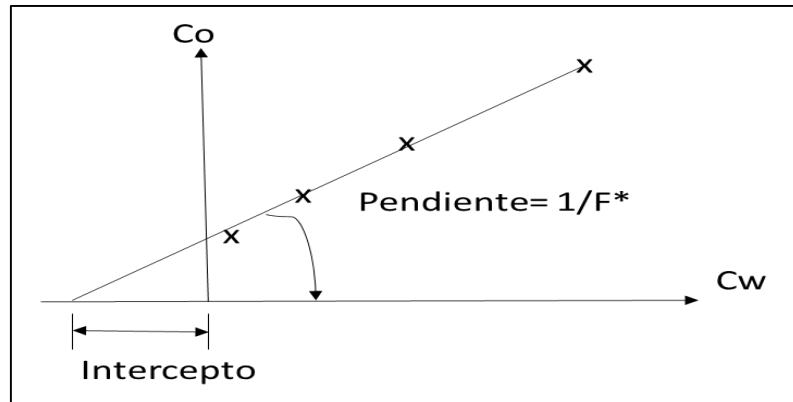


Figura. 37. Crossplot planeado por Waxman & Smith (Clavier *et al.*, 1976).

En 1987 Chisholm, Schenewerk y Donaldson, crearon una versión de la ecuación de Waxman & Smith, cuya modificación según estos autores va más de acuerdo con la interacción entre agua salina y arenas arcillosas, sustituyendo en la ecuación inicial el factor de formación por la porosidad con su exponente de la siguiente manera (Masoumeh, *et al.*, 2016):

$$C_o = \frac{1}{\phi^m} (BQ_v + C_w) \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde B representa la movilidad del catión a 25°C , C_o es la conductividad de la muestra 100% saturada, C_w es la conductividad del agua, ϕ es la porosidad de la roca y m es el exponente de cementación

Actualmente se conoce que la determinación de X (Ecuación 14) en los laboratorios puede realizarse de dos formas principalmente: por una medición directa de los

parámetros que la constituyen o por una aproximación indirecta de salinidades múltiples donde se registra valores de C_o a diferentes valores de C_w que son usados para determinar F^* y por tanto el cálculo de X (Salazar, 2016). Sin embargo, observando la modificación de la ecuación de Waxman & Smith (ecuación 15) propuesta por el equipo de Chisholm (1987) y suponiendo una saturación 100% de agua (connata) se propone obtener los parámetros por medio de ensayos de medidas eléctricas (ecuación 16).

La suposición de un solo fluido a una sola salinidad se corresponde de acuerdo con las observaciones de Salazar (2016) en cuanto al principio de que una formación arcillosa se comporta como si fuera una formación limpia y que con un electrolito de conductividad se crea una mezcla de estos dos componentes en un modelo de doble agua, del agua libre (agua de formación) y del agua ligada a la arcilla, siendo así aplicable al caso y quedando la ecuación 23, despejada para Q_v con la siguiente expresión:

$$Q_v = \frac{(C_o * \phi^m) - C_w}{B} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde: C_o es la conductividad de la muestra 100% saturada con agua de formación, C_w es la conductividad del agua de formación, ϕ es la porosidad de la roca, m es el exponente de cementación y B representa la movilidad del catión a una temperatura dada.

*Fórmulas empíricas para estimar la movilidad del catión B a cierta temperatura.

Existen diversas fórmulas empíricas, aunque la mayoría a condiciones de temperatura de 25°C; la ecuación modificada para cualquier temperatura (T) y que toma en cuenta la resistividad de agua, fue propuesta por Dacy & Martin, 2008 (Citados por McPhee *et al.*, 2015) de la siguiente manera:

$$B = \left[1 - 0.83 \exp \left[- \frac{\left[-2.47 + 0.229 \ln(T)^2 + \frac{1311}{T^2} \right]^{-1}}{R_w} \right] \right] (-9.2431 + 2.6146T^{0.5})$$

Al sustituir este valor en la ecuación 13 se podría estimar Q_v , parámetro relacionado directamente con la CIC (ver ecuación 11).

*Ecuación que relaciona CIC con Vsh

Teóricamente se conoce que la capacidad de intercambio catiónico es un coeficiente que permite analizar el efecto de las arcillas en la roca, expresado en unidades de miliequivalentes por gramos de roca seca y existe una ecuación que permite asociarla a la estimación de volumen de arcilla, la cual constituye un método popular validado a nivel de laboratorio por Waxman & Smith, quienes propusieron la siguiente expresión matemática (Crain, 2017).

$$CIC = 10 \wedge (1.9832 * Vsh - 2.4473) \quad \text{Ecuación 18}$$

*Ecuación resultante

Finalmente, igualando la ecuación 11 con la ecuación 18, se obtiene:

$$CIC = Q_v * V_p = 10 \wedge (1.9832 * Vsh - 2.4473) \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde V_p es el volumen de poro estimado por el método de saturación de agua en laboratorio, ya que refleja la capacidad de almacenamiento de la roca y Q_v es la capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen (determinados por la ecuación 15 y 16).

Despejando Vsh de la ecuación 19 se tiene el porcentaje de arcilla. El procedimiento realizado aplica si Vsh estimado en núcleo resulta en unidades de fracción mayor a cero. Para aplicar este método a un campo en específico se debe validar con datos de difracción de Rayos X (DRX), tal como se muestra en la sección de resultados de este trabajo.

4.2.3.1.6 Tipos arcilla, análisis mineralógico y de radiactividad

Tomando como partida el gráfico de la relación torio vs. potasio, cuyos perfiles fueron medidos directamente en el núcleo, se visualiza la distribución de arcilla y por cada tipo de arcilla se cuantifica su proporción, siguiendo la metodología de Barbosa & Rojas (2015) (Figura 38).

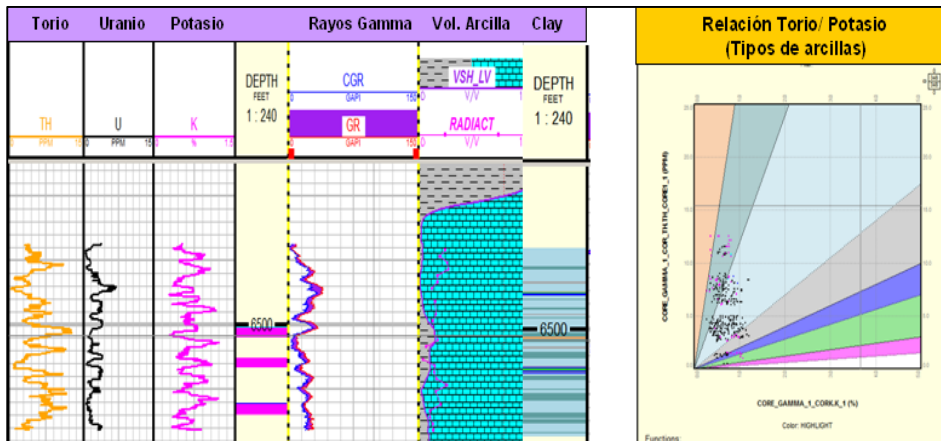


Figura. 38. Crossplot Torio/ Potasio empleado y las curvas espectrales de núcleo.

Adicionalmente para determinar el tipo de distribución de arcilla se empleó el crossplot de la porosidad proveniente de la densidad vs. Porosidad por neutrón (Figura 39) siguiendo la metodología de Mantilla & Bueno (2013).

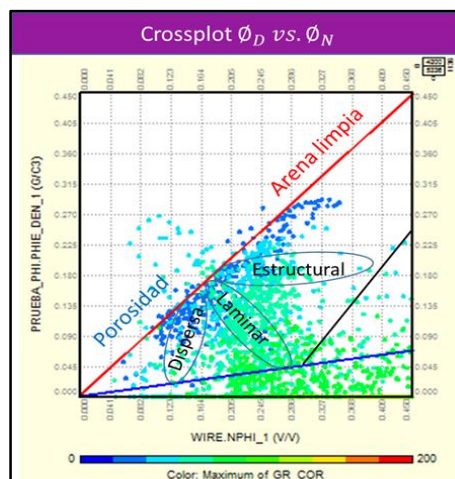


Figura. 39. Distribución de arcilla dominante (Adaptado de Mantilla & Bueno, 2013).

Aunado al registro GR y las curvas de torio, uranio y potasio, se utilizan los registros rayos gamma espectral computado CGR y SGR para identificar zonas de exceso de uranio como principal mineral radiactivo.

4.2.3.2 Definición de modelo de arcillosidad V_{sh}

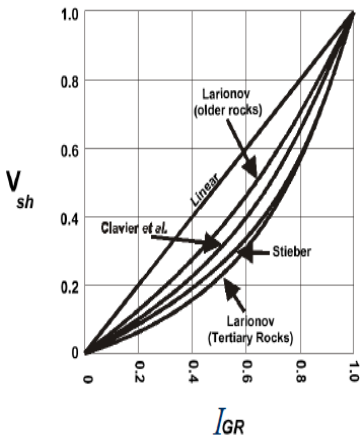
La determinación del volumen de arcilla se inició calculando el índice de arcillosidad (I_{sh}) para cada registro a tomar en cuenta.

La ecuación de I_{sh} para cada registro se generaliza de la siguiente manera:

$$I_{sh} = \frac{\log - \log_{cl}}{\log_{sh} - \log_{cl}} \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde Log es el registro usado, \log_{cl} es el valor asociado a roca limpia y \log_{sh} es el valor constante asociado a roca sucia o arcillosa.

Este índice se calculó por diferentes registros tales como GR, DT y SP y se probaron los diferentes modelos resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 5. Modelos de arcillosidad (Asquith & Krygowski, 2004)		
Modelo	Ecuación	Definición de variables
Lineal	$V_{sh} = I_{sh}$	<p>I_{sh} es el índice de arcillosidad</p> <p>V_{sh} es el volumen de arcilla</p> 
Clavier	$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2]^{1/2}$	
Larionov 1 (Rocas antiguas)	$V_{sh} = \frac{2^{2 \cdot I_{sh}} - 1}{3}$	
Larionov 2 (Rocas terciarias)	$V_{sh} = \frac{2^{3.7 \cdot I_{sh}} - 1}{2^{3.7} - 1}$	
Stieber 1	$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{2 - I_{sh}}$	
Stieber 2	$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2 \cdot I_{sh}}$	
Stieber 3	$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{4 - 3 \cdot I_{sh}}$	

Se escoge como resultado final, el más representativo para la formación de acuerdo con la información de los distintos perfiles corridos en el pozo, pero principalmente el modelo con el mejor ajuste de porcentaje (%) de arcilla por DRX u otro método que aporte información de cuantificación de arcilla, en este caso la propuesta a partir de medidas eléctricas de núcleo (Figura 40).

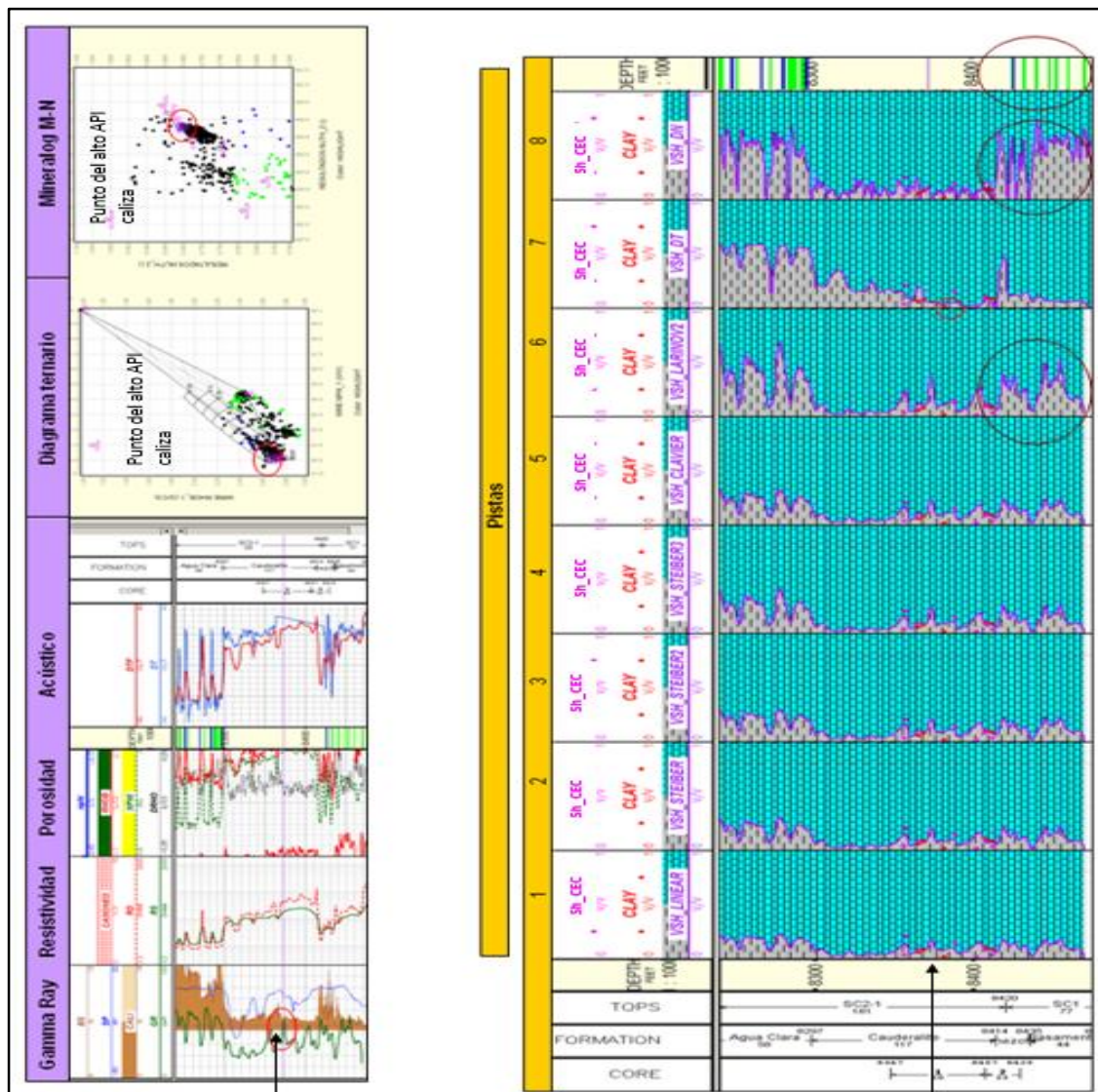


Figura. 40. Diferentes modelos de arcillosidad corridos en el pozo y su análisis litológico. (pista 1 modelo lineal; pista 2 Stieber 1; pista 3 Stieber 2; pista 4 Stieber 3; pista 5 Clavier; pista 6 Larinov2; pista 7 por sónico; pista 8 Densidad/Neutrón).

4.2.3.3 Definición del modelo de porosidad

Se procedió a calcular la porosidad a partir de perfiles requeridos para cada modelo, de acuerdo con la ecuación teórica establecida. En la siguiente tabla se muestran las ecuaciones teóricas usadas.

Tabla 6. Modelos de Porosidad (PDVSA, 2004)		
Modelo	Ecuación	Definición de variables
Densidad	$\phi = \phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$	ρ_{ma} es la densidad de la matriz.
Neutrón	$\phi = \phi_N$	ρ_b es el perfil de densidad.
Densidad-Neutrón	Sabiendo que $\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$ y $\phi_N < \phi_d + c$ $\phi = \phi_{dN} = \frac{\phi_d + \phi_N}{2}$	ρ_f es la densidad del fluido ϕ_N es la porosidad obtenida del registro neutrón. c es una constante de gas.
Sónico Willie.	$\phi = \phi_s = \frac{DT - DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}}$	DT es el Perfil Sónico. DT_{ma} es el tiempo de transito de la matriz a partir del perfil sónico. DT_f es el tiempo de transito del fluido a partir del perfil sónico.

El modelo de porosidad efectiva usado fue el lineal, el cual hace uso de la arcillosidad para eliminar su efecto sobre la porosidad y finalmente se comparan estas porosidades con la proveniente del núcleo a presión de sobrecarga. La ecuación del modelo lineal es la siguiente:

$$\phi_e = \phi_{total}(1 - Vsh) \quad \text{Ecuación 21}$$

Adicionalmente se elabora un modelo que representa la presencia de porosidad secundaria en la formación, denominada índice de porosidad secundaria (SPI).

4.2.3.4 Selección del método de saturación de agua

Para la determinación de este modelo se hace uso del parámetro petrofísico “m” que resulta de la fase experimental de este trabajo, así como también se utiliza la saturación de agua irreducible producto de la interpretación de curvas de presión capilar tanto de reportes como de las generadas, también se hace sensibilidad calculando con m= 2 y comparando con datos de producción para cada pozo.

Se hicieron los cálculos con los diferentes modelos (Figura 41) expuestos en la siguiente tabla:

Tabla 7. Ecuaciones de saturación (Tomado de , PDVSA, 2004)		
Modelo	Ecuación	Definición de variables
Archie	$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{1/n}$	a es la tortuosidad. Rw es la resistividad de agua
Simandoux	$S_w = \left(\left(\frac{F * R_w}{R_t} \right) - \left(\frac{F * R_w * V_{sh}}{R_{shl}} \right) * S_w \right)^{1/n}$	Rt es la resistividad de la roca a cierta saturación de agua. F es el factor de resistividad de formación.
Dual water	$S_w = \left(\frac{\left(\frac{a}{\phi^m} \right) * \left(\frac{R_w * R_{wBnd}}{R_w * V_{sh} + R_{wBnd} * (1 - V_{sh})} \right)}{R_t} \right)^{1/n}$	Rshl es la Resistividad de la arcilla laminar. n es el exponente de saturación. m es el exponente de la porosidad.
Waxman &Smith	$S_w = \left(\left(\frac{F * R_w}{R_t} \right) - R_w * BQ_v * S_w^{(n-1)} \right)^{1/n}$	B es el factor de conductancia equivalente de los cationes de arcilla Qv.

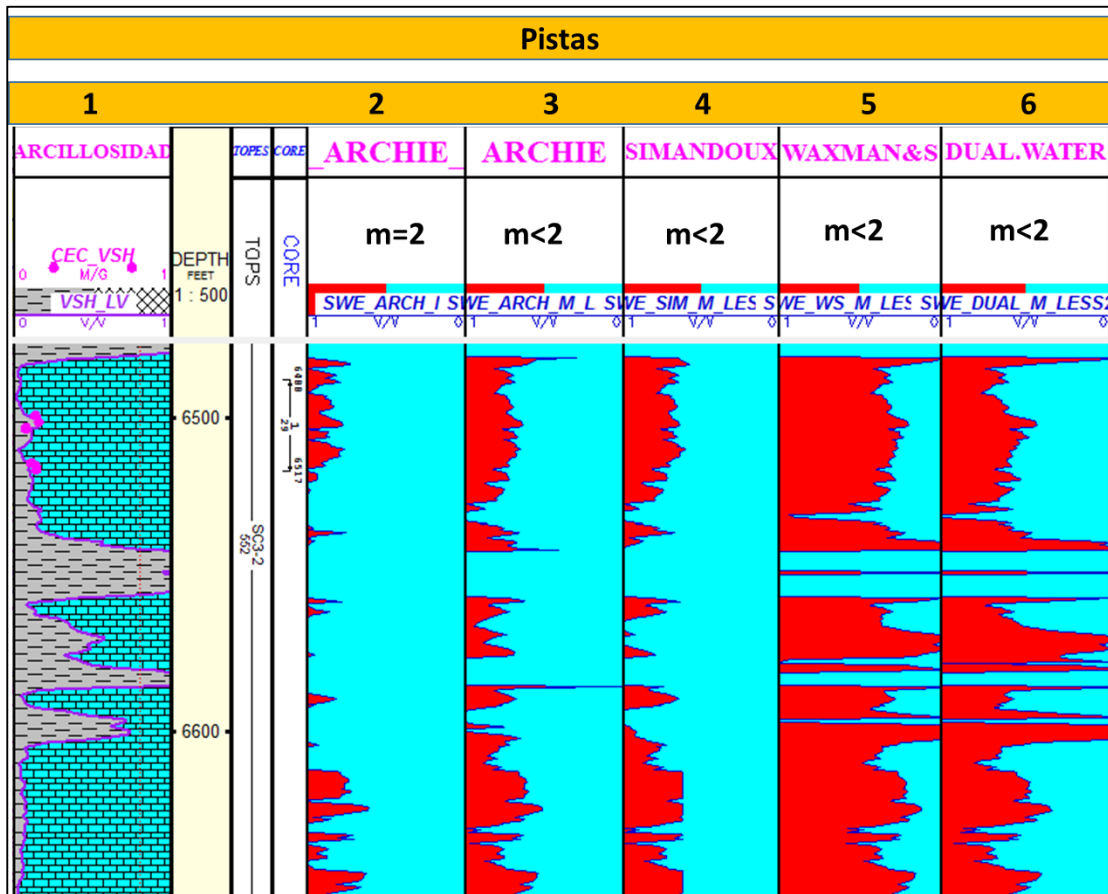


Figura. 41. Diferentes modelos de saturación corridos en el pozo y sensibilidad de usar $m=2$ y $m<2$ (pista 1 litología; pista 2 Archie $m=2$; pista 3 Archie $m<2$; pista 4 Simandoux $m<2$; pista 5 Waxman & Smith $m<2$; pista 6 Doble agua $m<2$).

4.2.3.5 Definición del modelo de permeabilidad

Siendo la permeabilidad un parámetro que no puede ser medido directamente en los pozos se aplican ecuaciones, herramientas gráficas y de relación de propiedades entre núcleos y registro de pozos, haciendo diferentes comparaciones y tomando como resultado la que mejor represente la permeabilidad medida en el núcleo. Al hacer las comparaciones se realizan regresiones representativas de la relación porosidad vs, permeabilidad que mejor ajuste con las medidas a nivel de tapón de núcleo.

4.2.4 Descripción del sistema poral y facies petrofísicas a partir de curvas de presión capilar

Para la descripción del sistema poral y facies petrofísicas presentes en el yacimiento a partir de los análisis especiales de presión capilar por inyección de mercurio se utiliza la ecuación que se muestra en la siguiente expresión;

$$P_C = \frac{2\gamma \cos \theta}{R} \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde R representa el tamaño del tubo capilar o el tamaño del radio de garganta de poro y es inversamente proporcional a la presión aplicada, γ es la tensión interfacial entre dos fluidos (mN/m). θ es el ángulo de contacto medido a través de la fase más densa (°).

La clasificación de tipos de roca y petrofacies se basa en el tamaño de garganta poral con la escala de valores sugerido por Coalson, Hartman y Thomas como se detalla en la tabla 1 en la sección del marco teórico de esta investigación.

4.2.4.1 Curvas de presión capilar

Para elaborar la curva de presión capilar a diferentes niveles de saturación en principio se grafica para cada muestra de núcleo los valores obtenidos de presión capilar en función de la fase no mojante (Mercurio).

Para las rocas que incluyen tamaños de poros pequeños como micro o nano se grafica usando presión mayor a 800 psi en la escala vertical, mientras que el caso de los tipos de rocas donde predominen radio de garganta poral más grandes como macro y mega se grafica con 30 psi en la escala vertical, esto en correspondencia a lo planteado en la ecuación 33 (Figura 42).

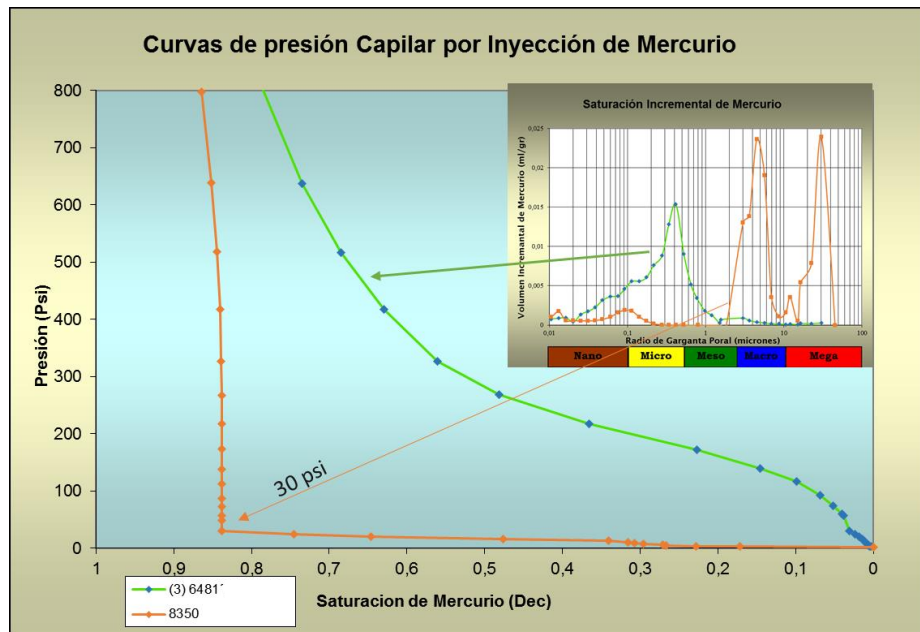


Figura. 42. Presión de desplazamiento de fluido en diferentes tipos de roca.

4.2.4.2 Gráficos de saturación incremental

Esta herramienta se emplea con la finalidad de determinar el valor de radio de garganta de poro dominante para cada muestra, en el cual ocurre el mayor incremento en la fase no mojante asociado a las petrofacies sugeridas por Coalson. El procedimiento llevado a cabo fue el siguiente:

- Se grafica en escala semi-log la relación volumen incremental de mercurio (%) vs radio de garganta de poro (micrones).

4.2.4.3 Determinación de petrofacies

Para la caracterización de petrofacies se generan una serie de ecuaciones que relacionan el radio de garganta de poro, la porosidad y la permeabilidad a diferentes saturaciones de mercurio conocida esta técnica como gráficos (Ri) (permeabilidad vs. Porosidad). Posteriormente comparando el radio de garganta de poro dominante (Ri) calculado, con el (Ri) obtenido por medio de las ecuaciones empíricas de Winland (1972) y Pittman (1992) se escoge la ecuación que mejor ajuste o reproduzca los

datos de presión capilar de laboratorio, aplicando las diferentes técnicas, descritas a continuación:

4.2.4.3.1 Gráfico de Ápices (Ápex plots)

Mediante esta herramienta se busca identificar el rango de saturación de la fase no mojanante (mercurio) donde se está próximo a alcanzar el mayor desplazamiento, asociado con el radio de garganta poral dominante al flujo (R_i). El procedimiento llevado a cabo fue el siguiente:

- Se grafica la relación saturación de la fase no mojanante/ presión capilar vs saturación de la fase no mojanante.
- Se determina el punto de mayor inflexión, el cual representa el punto de mayor desplazamiento mencionado anteriormente (Figura 43).

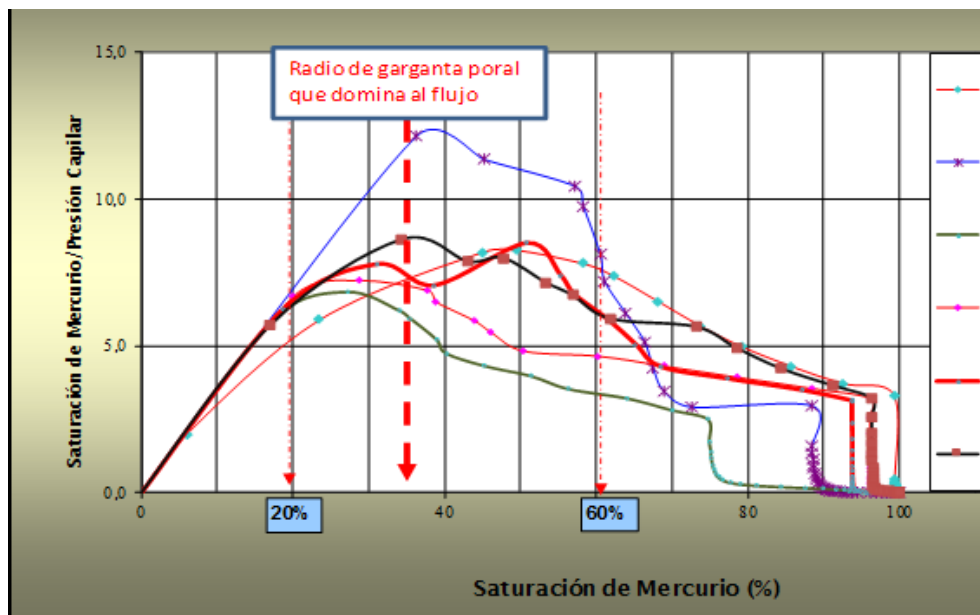


Figura. 43. Gráfico de ápice y garganta de poro dominante.

4.2.4.3.2 Gráficos uno a uno

Los gráficos uno a uno consisten en comparar los valores de (R_i), obtenidos a partir del perfil de garganta de poro (presión capilar) con los calculados usando las

ecuaciones empíricas de Winland y Pittman para cada nivel de saturación de mercurio perteneciente al rango previamente establecido a través del gráfico de ápices. El procedimiento seguido se resume a continuación:

- Se construye un gráfico en papel cartesiano de los (Ri) calculados del perfil de garganta de poro vs Ri calculados con las ecuaciones empíricas de Winland y Pittman.
- La tendencia de los puntos será una línea recta, escogiendo el Ri con la mejor correlación o correspondencia cercana a una línea de 45 grados (Figura 44).

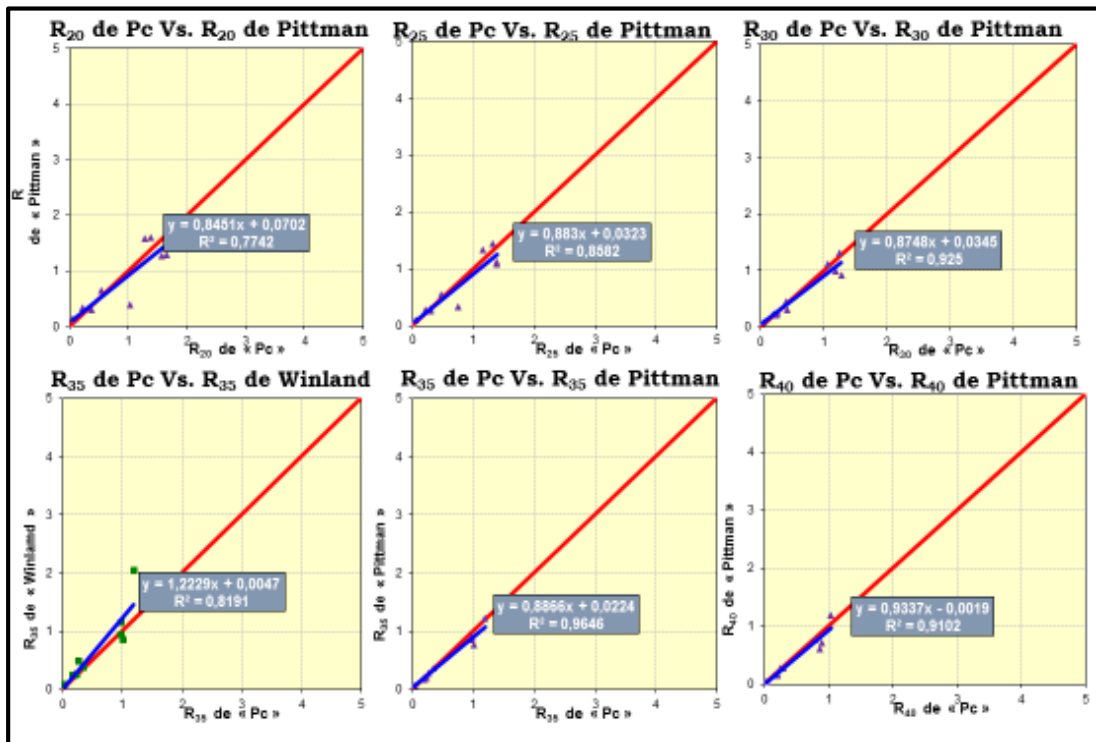


Figura. 44. Grafico uno a uno de relaciones de Winland y Pittman.

- Después de identificar la ecuación para el cálculo de Ri con el mejor ajuste, se aplica a los datos convencionales de acuerdo con la ecuación escogida, extrapolando así el análisis de petrofacies.

Posteriormente se construye un gráfico semi-log de porosidad vs. Permeabilidad (Figura 45), la porosidad en escala lineal vs permeabilidad en escala logarítmica, se incluyeron isolíneas de permeabilidad/ porosidad en función de los tipos de roca o tamaño de garganta poral (R_i).

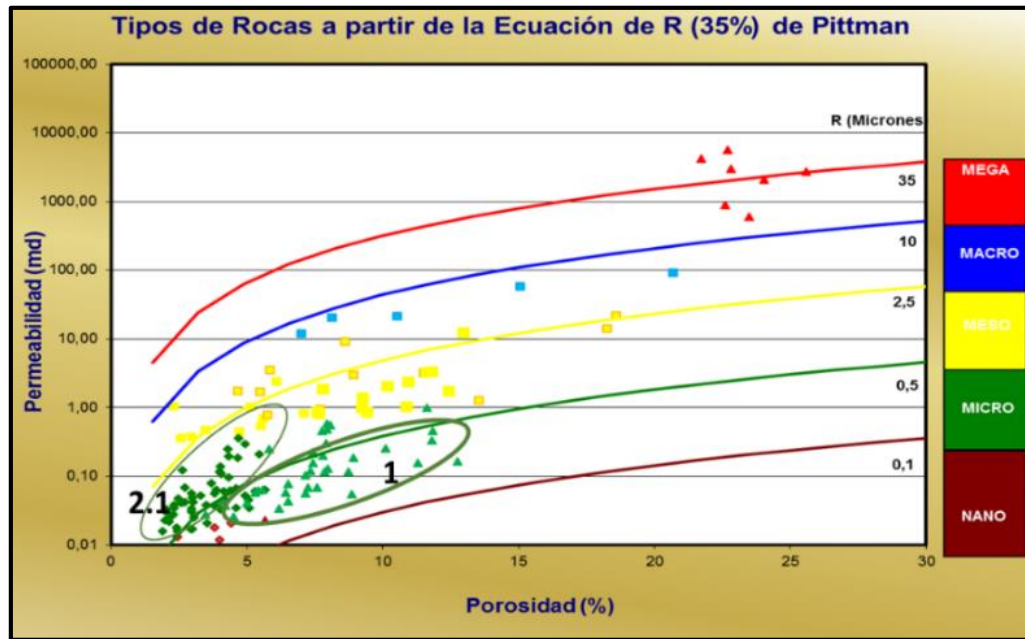


Figura. 45. Petrofacies o tipos de roca en unidades siliciclásticas y carbonáticas por secuencias sismoestratigráficas.

Finalmente se elaboraron gráficos de torta por secuencias, discretizando la petrofacies dominante para cada secuencia sismoestratigráfica del Campo La Vela.

4.2.5 Análisis del efecto de la calidad de la roca sobre las curvas de presión capilar

Para llevar a cabo el análisis de calidad de roca y su efecto en las curvas de presión capilar, se analiza la geometría de los poros, se presentan las propiedades petrofísicas de algunos tapones de núcleo estudiados, así como descripciones sedimentológicas y se asocia las posibles respuestas en la forma de la curva debido a estas propiedades.

Es importante acotar que, aunque la diagénesis no es un estudio llevado a cabo en el marco de este trabajo se usa como información clave y de relevancia para la interpretación e integración de resultados.

4.2.6 Elaboración de sumarios petrofísicos

4.2.6.1 Definición de parámetros de corte

Para la definición de parámetros de corte se utiliza una adaptación de la metodología de cutoff de corte de Consentino del año 2001 (Figura 46).

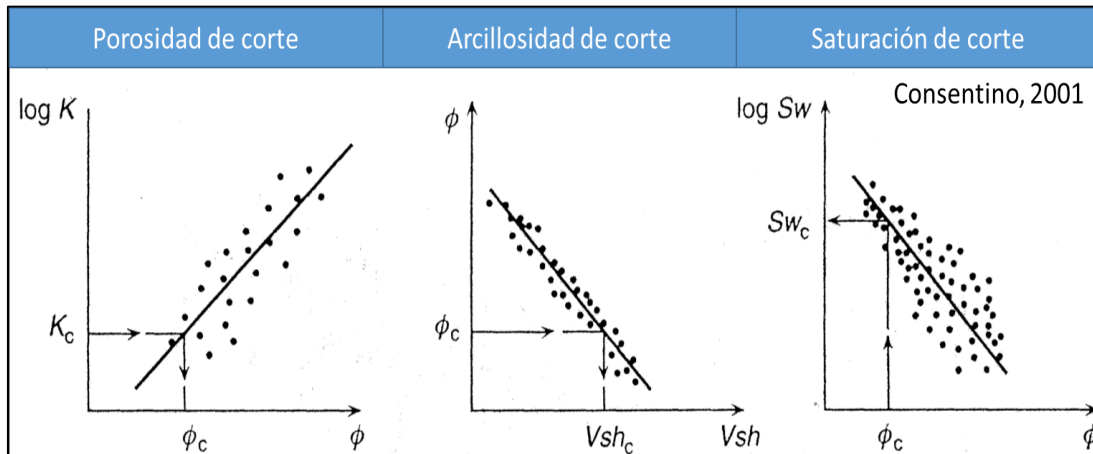


Figura. 46. Metodología sistemática de Consentino (2001) para determinar parámetros de corte.

4.2.6.1.1 Porosidad de corte:

- Se grafica la relación Porosidad vs Permeabilidad de acuerdo con la metodología de Consentino (2001) y se determina una permeabilidad de 1mD para petróleo de gravedad media (Worthington & Consentino, 2005). Se introduce el valor de entrada de permeabilidad teórico y del punto de corte con las medidas de núcleo se obtiene su proyección en X que representa el valor de porosidad de corte (Figura 47a).

4.2.6.1.2 Saturación de corte:

- Siguiendo las mismas pautas anteriores se establece en una gráfica la curva calculada de saturación de agua efectiva a partir de registros vs la curva de porosidad efectiva y tomando como el valor de entrada la porosidad de corte obtenida del punto anterior se obtiene el valor de saturación de corte (Figura 47b).

4.2.6.1.3 Volumen de arcilla de corte

- Seguidamente se grafica la saturación de agua calculada de registro vs. la curva de volumen de arcilla, se coloca como dato de entrada la Sw estimada del procedimiento anterior y se obtiene el valor de arcillosidad de corte (Figura 47c).

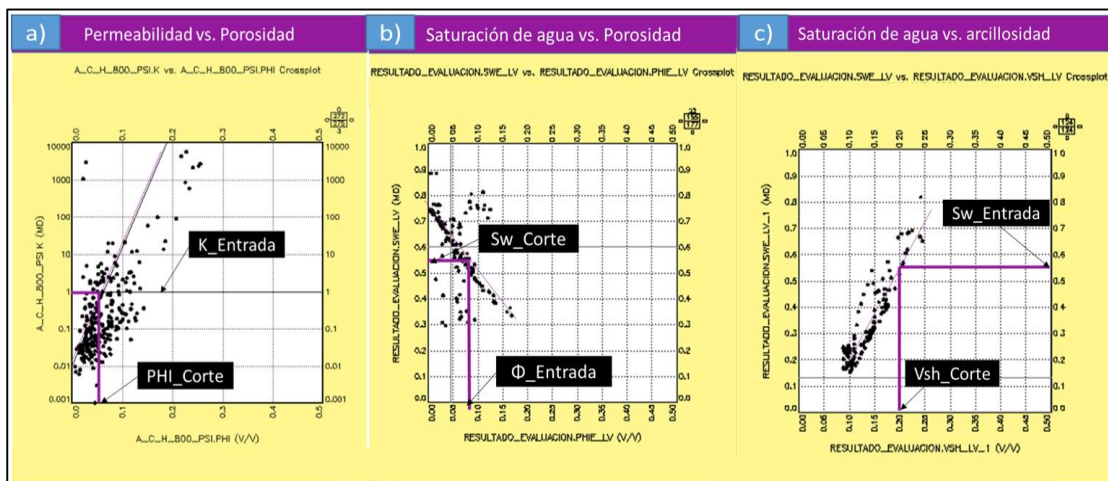


Figura. 47. Método sistemático de definición de parámetros de cortes. a) Porosidad de corte, b) Saturación de corte, c) Volumen de arcilla de corte (Metodología modificada de Consentino, 2001).

Aunado a este procedimiento para el caso del volumen de arcilla se hace un análisis de tendencia estadístico, definiendo un pozo como modelo. Para llevar a cabo este análisis se sigue la metodología de Gómez, 2018 (Comunicación personal), la cual consiste en graficar en el eje Y el volumen de arcilla acumulado y en el eje X el

volumen de arcilla, definiendo dos tendencias en la curva y su punto de corte en proyección con el eje X resulta el VSh de corte (Figura 48).

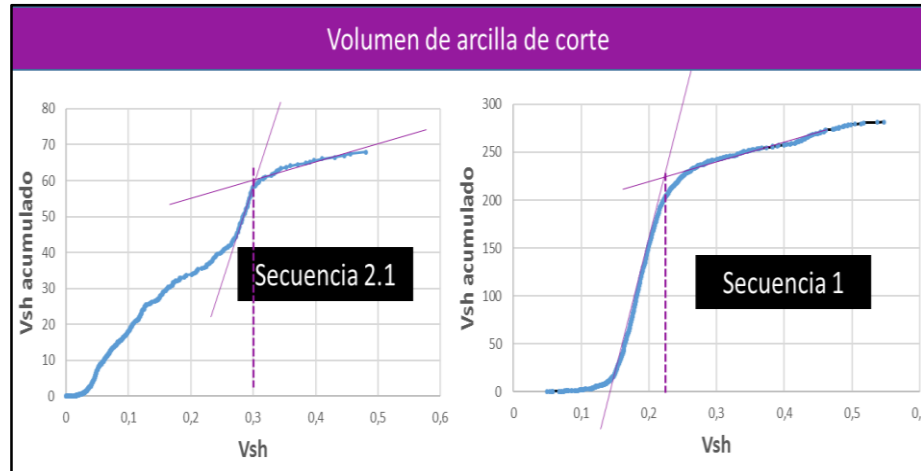


Figura. 48. Frecuencia acumulada para determinar de cutoff de arcillosidad.

Finalmente, a partir de los parámetros de corte definidos se elaboran las tablas de sumarios petrofísicos por intervalos de interés, pudiendo representar propiedades distribuidas en el campo.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

La caracterización del sistema poroso de unidades carbonáticas y siliciclásticas del Oligo-Mioceno para el campo La Vela, costa afuera, Venezuela, corresponde a un área que posee 26 pozos, cuya distribución espacial permite tener un buen control del dato en la zona de estudio (Figura 49).

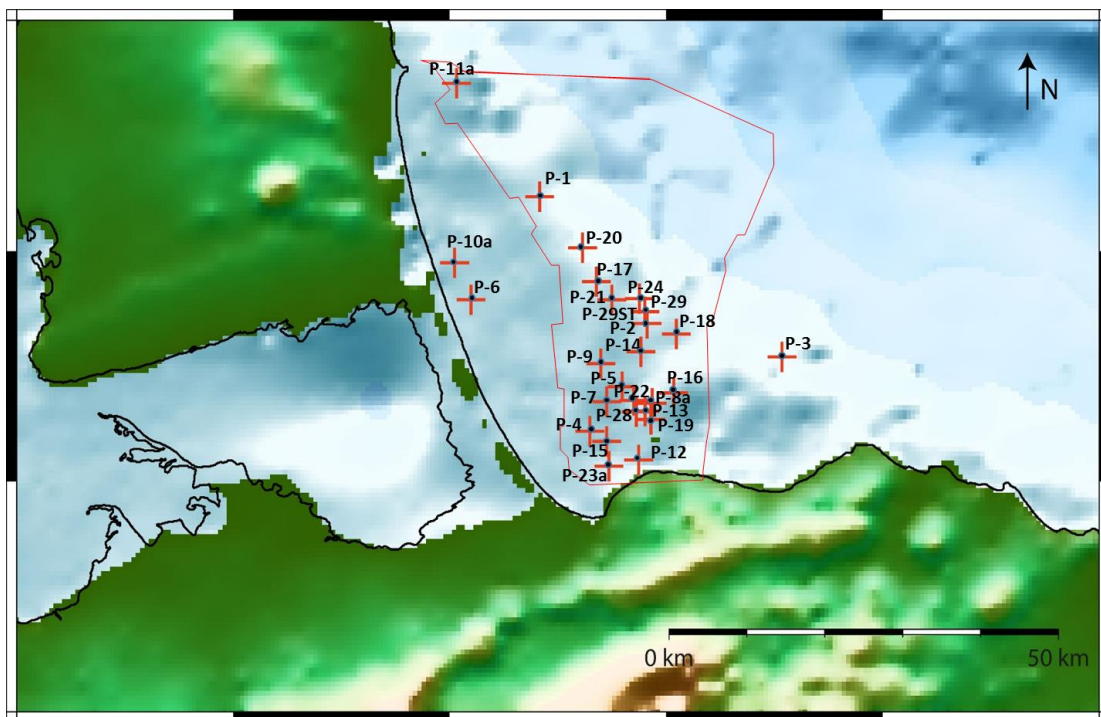


Figura. 49. Distribución areal de pozos en la Ensenada de La Vela, Edo. Falcón.

Las evaluaciones petrofísicas se hicieron por depósitos sedimentarios dentro de las secuencias sismoestratigráficas definidas por Rueda (2016) y los análisis se realizaron considerando en detalle las estructuras delimitadas por el complejo sistema de fallas presentes en la Ensenada de La Vela. En la primera fase de esta investigación se obtuvieron los siguientes resultados:

Se recopiló información de los 26 pozos de la Ensenada de La Vela, los cuales poseen análisis de núcleos en las disciplinas de sedimentología, bioestratigrafía y geoquímica, así como análisis físico-químicos de agua de formación y pruebas de producción (Tabla 8).

Tabla 8. Inventario de Información de pozos							
Pozo	Elevación de la mesa rotaria (Pies)	Análisis de núcleo				Pruebas	
		Sediment.	Petrografía	Bioest.	Geoquímica	Análisis de agua	Producción
P-01	83	x		x			
P-02	84	x	x	x	x		x
P-03	83			x	x		
P-04	83	x	x	x	x		x
P-05	89	x		x			x
P-06	84	x	x	x	x	x	x
P-07	84	x	x	x	x	x	x
P-08a	84	x	x	x			x
P-09	84	x	x	x			x
P-10a	84	x	x	x			
P-11a	84	x	x	x			
P-12	84	x		x		x	x
P-13	84	x		x		x	x
P-14	96	x	x	x			x
P-15	96	x	x	x		x	x
P-16	96	x	x	x			
P-17	96	x				x	x
P-18	96	x	x	x			
P-19	96	x		x		x	x
P-20	96	x	x			x	x
P-21	96	x					
P-22	96	x	x				x
P-23a	96						x
P-24	96	x	x	x			x
P-28	98	x	x	x	x		x
P-29	76						
P-29ST	76	x	x	x	x		

Los análisis sedimentológicos, bioestratigráficos y geoquímica de núcleos se reportan en las carpetas de pozos, informes internos de PDVSA y/o en estudios previos; un total de 8 presentan análisis de agua y 18 pozos fueron sometidos a pruebas de producción, ambos disponibles en las carpetas de pozos.

Se digitalizó información de 10 pozos dentro del área de estudio (Figura 50), que incluyen diferentes perfiles tales como densidad, neutrón, sónico, Rayos Gamma y resistividad con la finalidad de validar y certificar el dato.

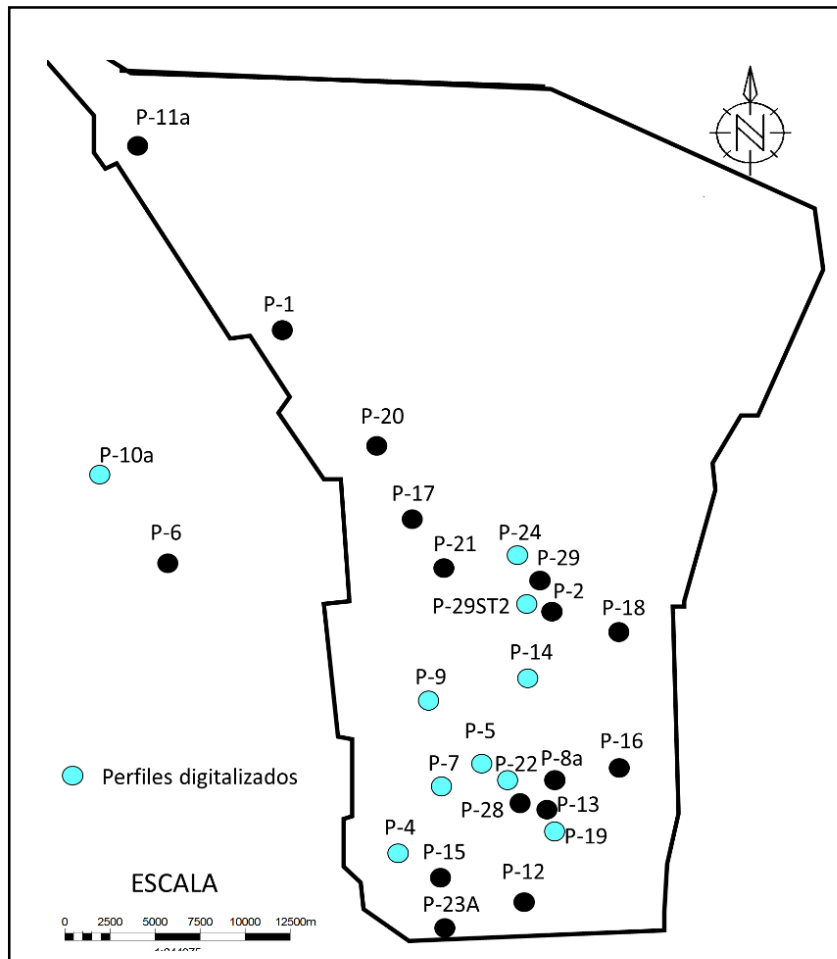


Figura. 50. Distribución de pozos en los que se vectorizaron perfiles.

En un principio, en algunos pozos, aunque se contaba con el set de registro convencional (Figura 51a), faltaban tramos para alcanzar una curva continua (Figura 51b), por lo que se vectorizaron a partir de la imagen tif, aportando nueva información al campo (Figura 51c).

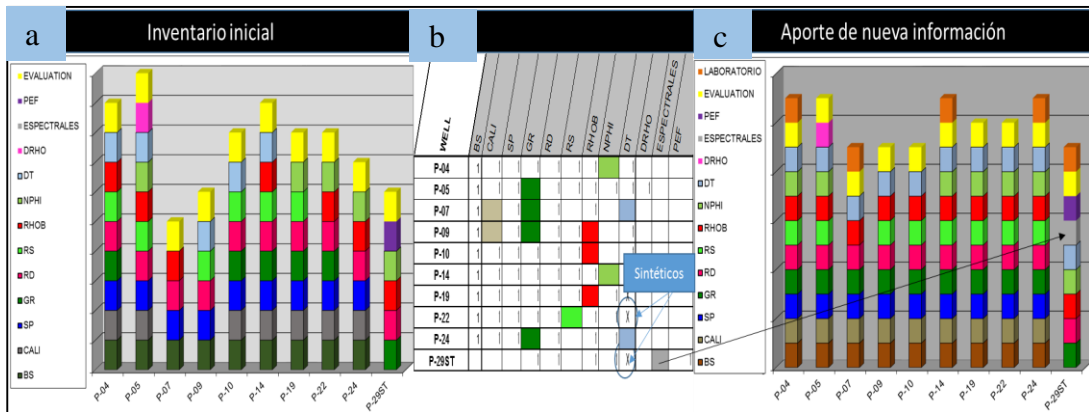


Figura. 51. Pozos en los cuales se aportan nuevos datos.

Con la digitalización de los perfiles la calidad del dato mejoró, pasando de calidad mala a calidad media en los pozos P-07, P-09, P-19 y P-24 y de calidad media a calidad buena en los pozos P-04, P-05, P-10a, P-14, P-22 y P29ST, lo cual permitirá la elaboración de los diferentes modelos petrofísicos en toda la columna. Simultáneamente se describe la Ensenada de La Vela, la cual comprende en la columna geológica tres unidades sedimentarias de interés prospectivo, que se han venido estudiando desde los años 70; una de edad Oligoceno tardía denominada SEC1 (unidad variable, mayormente siliciclástica) perteneciente a la Formación Castillo y probada en 2 pozos, otra de edad de Edad Mioceno Temprano a Medio, denominada secuencia SEC2-1 (unidad carbonática) perteneciente al Miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara y/o Formación Cantaure, probada en 5 pozos (2 pozos adicionales probados con carácter dudoso) y la otra unidad sedimentaria de edad Mioceno Medio denominada en esta investigación secuencia SEC3-1 (unidad siliciclástica) y SEC3-2 (unidad carbonática), ambas de la Formación Socorro inferior

y medio, respectivamente, la cual ha sido probada en el área Sur con los pozos P-04 y P-12 en los intervalos siliciclásticos (Figura 52).

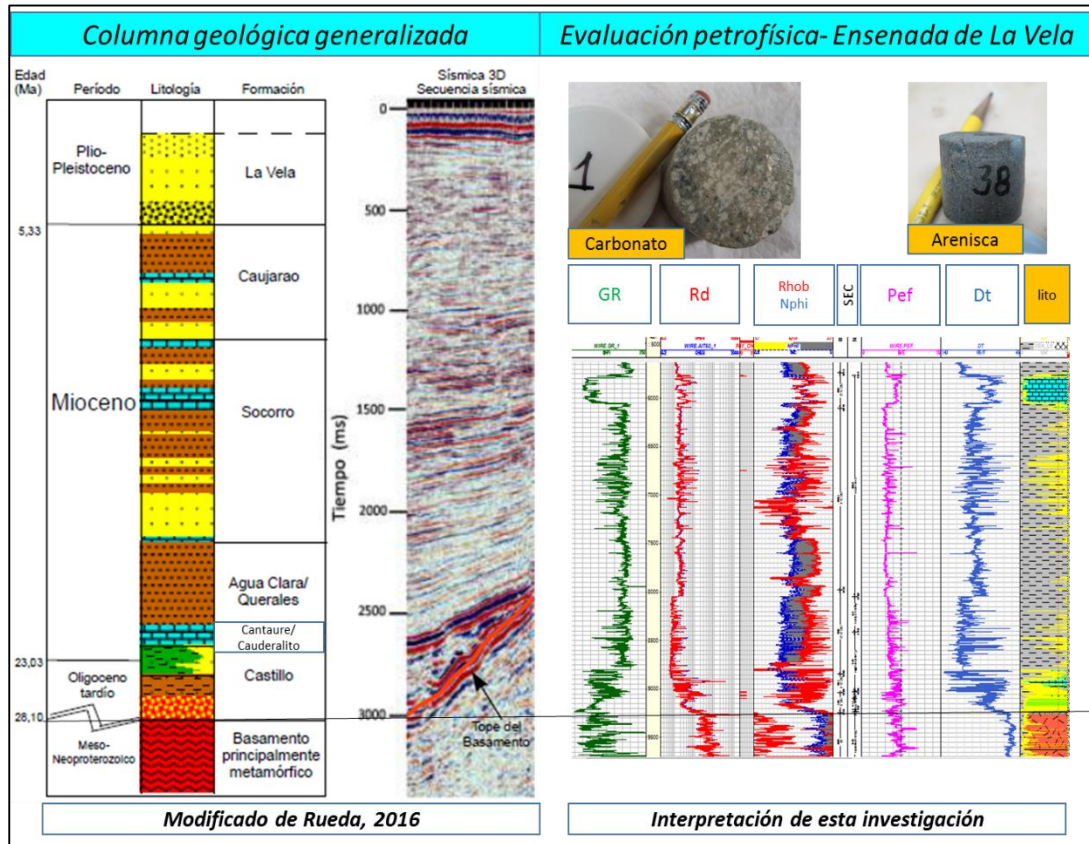


Figura. 52. Columna geológica generalizada de la Ensenada de La Vela (Modificado de Rueda, 2016) y columna generalizada a partir de la interpretación de registros del pozo P-28.

Las pruebas de producción en las unidades sedimentarias dispuestas sobre el basamento también productor ratifican su interés prospectivo, en la siguiente imagen se muestran los pozos que resultaron productores en las unidades sedimentarias (Figura 53).

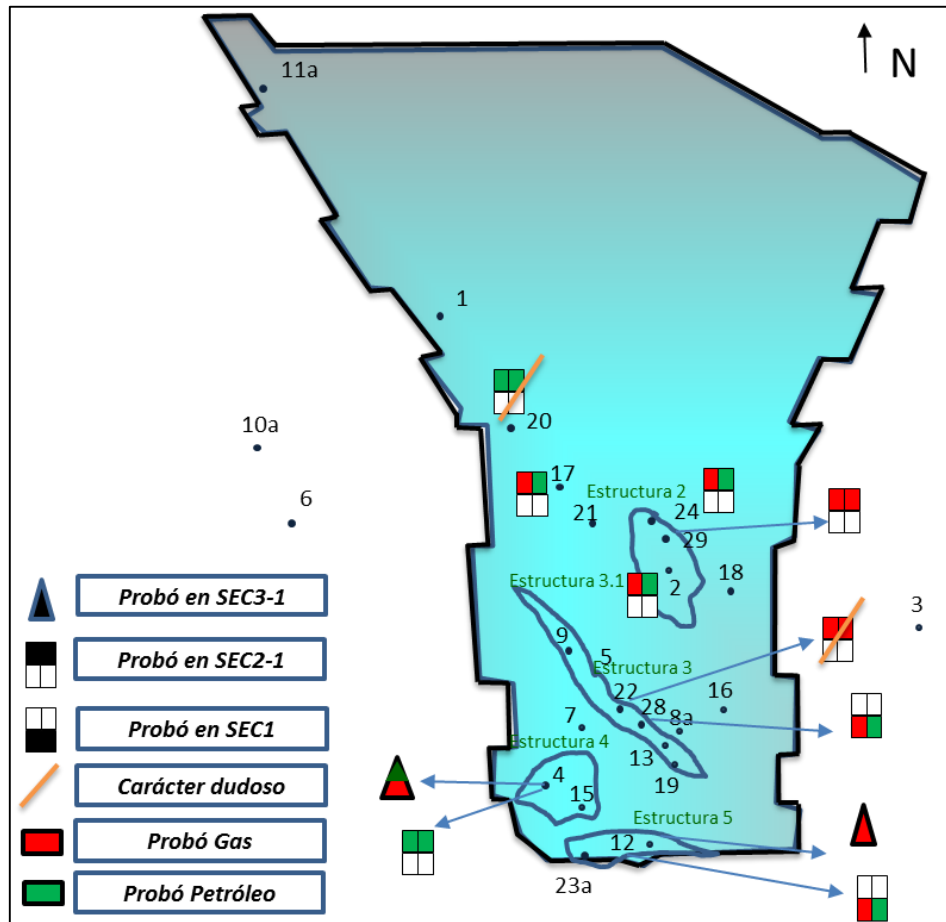


Figura. 53. Pruebas de producción en la Ensenada de La Vela.

En vista del potencial hidrocarburífero de las tres secuencias probadas (carpetas de pozo/ Aguilar, 2008) y con la finalidad de tener un mayor control en la base de datos del campo se elaboraron dos inventarios de perfiles de pozos; uno para las dos secuencias del Oligo-Mioceno (SEC1 y SEC2-1) y otra para la secuencia de edad Mioceno Medio (SEC3-1 y SEC3-2). En ambos inventarios se incluye evaluación (color amarillo), como la caracterización petrofísica producto de este trabajo.

Para las secuencias SEC1 y SEC2-1 se cuenta con gran cantidad de registros petrofísicos, inclusive especiales como espectrales y mineralógicos (Pef) (Figura 54).

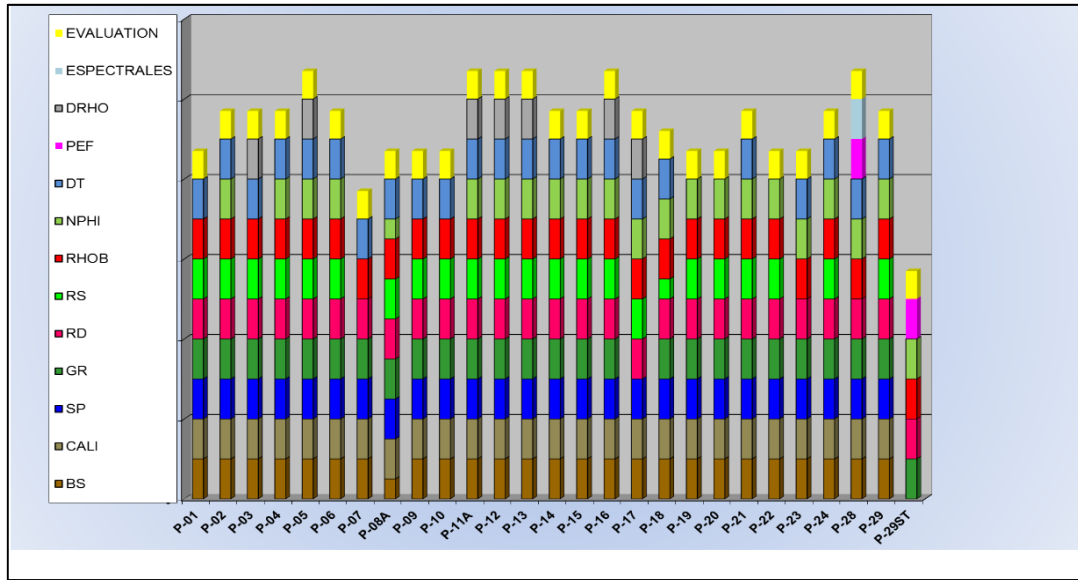


Figura. 54. Secuencia SEC2-1 y SEC1 pertenecientes al Miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara / Formación Cantaure y la Formación Castillo respectivamente.

Para las secuencias SEC3-1 y SEC3-2 en el inventario final se observan algunos vacíos de información, en el caso de los pozos P-17, P-20 y P-21 es debido a que estas unidades pierden espesor hacia el norte, presentando solo vestigios en estos pozos (Figura 55).

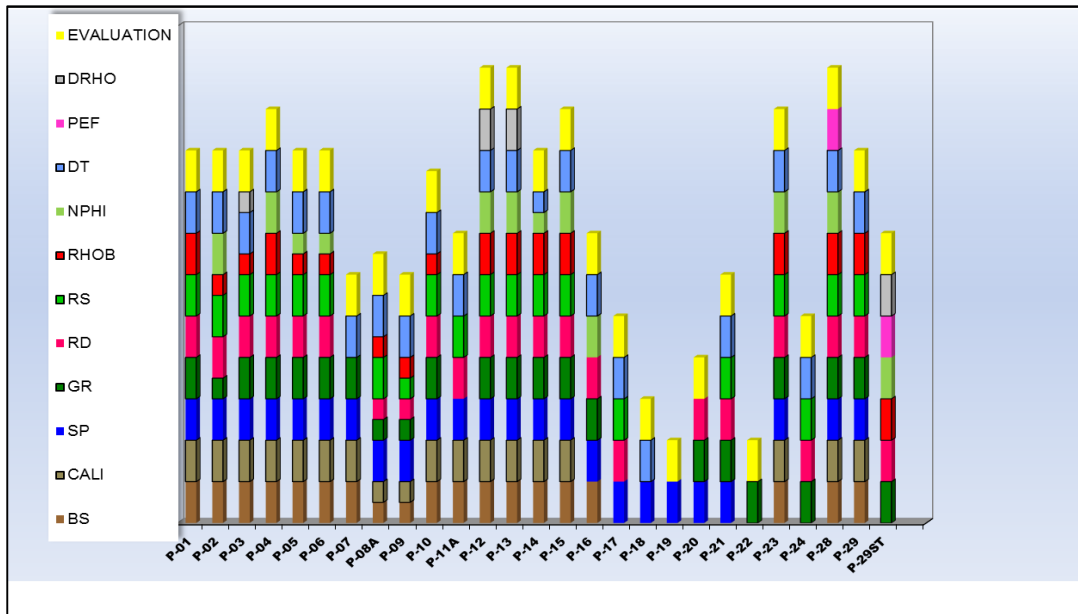


Figura. 55. Secuencia SEC3-2 y SEC3-1 pertenecientes a Socorro.

A la vez que se verificó la información de los perfiles de pozos en el área de estudio, también fue importante validar la información de datos de núcleos en estos pozos para los posteriores análisis de laboratorios y correlaciones núcleo-perfil. Un total de 24 pozos contienen información de núcleos (Tabla 9).

Tabla 9. Inventario de pozos con núcleos								
Pozo	Pies recuperados /# núcleo	Análisis de núcleo				Muestras		
		Análisis convencional	Análisis especial	Útiles para desfase	Sediment. / Bioestrat.	SEC3-2	SEC2-1	SEC1
P-01	72/4	X	x				x	X
P-02	76/5	X		x	x		x	
P-03	55/4	X					x	
P-04	144/7	X	xx	x	x	x	x	x
P-05	13/3	X					x	
P-06	25/3	X	x		x			x
P-07	66.25/5	X	xx		x		x	x
P-08a	33/2	X		x				x
P-09	13/2	X		x		Basamento		
P-11	10/1	X				Basamento		
P-12	17.5/2					Basamento		
P-13	14/2	X				Basamento		
P-14	82/2	X	xx	x	x		x	x
P-15	55/1	X		x	x		x	
P-16	34/2	X						x
P-17	5/1	X				Basamento		
P-18	44/2	X		x			x	
P-19	225.5/23	X		x	x			x
P-20	58/22	X		x	x		x	
P-21	43/2						x	
P-22	139.5/15	X		x	x		x	
P-24	60/1	X	xx	x	x		x	
P-28	341.4/8	X	xx	x	x		x	
P-29								
P-29ST	60/1	X	xx	x	x		x	

Estos núcleos se encuentran distribuidos de manera no sistemática en la columna del pozo, lo cual constituye 1690.15 pies recuperados en 120 núcleos. Los análisis convencionales incluyen medidas de porosidad y permeabilidad, las pruebas especiales de núcleos contienen medidas eléctricas y presión capilar (las pruebas especiales actuales, llevadas a cabo en la etapa experimental de este trabajo son marcadas con “xx” en la tabla anterior). En cuanto a las unidades sedimentarias en estudio, la secuencia SEC3-2 fue muestreado a nivel de núcleo con el pozo P-04, la secuencia SEC2-1 fue muestreada en 15 pozos y la SEC1 en 8 pozos.

Son considerados con análisis sedimentológicos y bioestratigráficos solo aquellos pozos que tienen información suficiente para integrar en las unidades sedimentarias, los cuales resultaron un total de 12 pozos, mostrados en el siguiente mapa en color verde, donde 6 son estudiados con pruebas especiales a nivel de laboratorio en esta investigación y son resaltados en el mapa con borde azul (Figura 56).

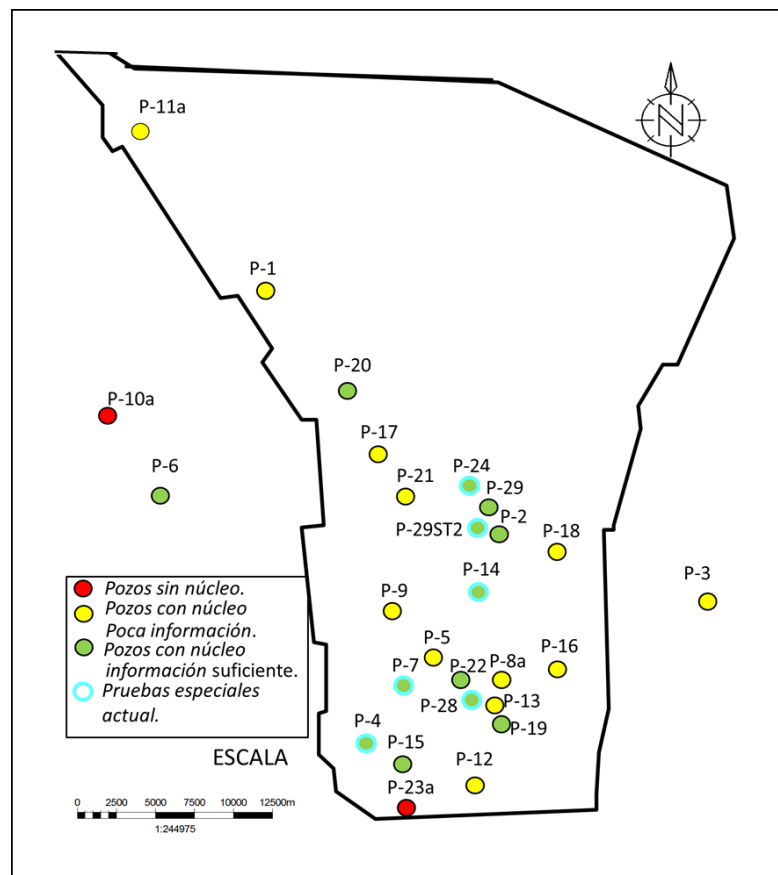


Figura. 56. Distribución de núcleos en el campo La Vela, costa afuera.

Los núcleos seleccionados para la etapa experimental de la caracterización del sistema poroso de la Ensenada de La Vela se simbolizan con una estrella y pertenecen a los pozos P-04, P-07, P-14, P-24, P-28 y P-29ST (Figura 57).

En cuanto al desfase nucleó-perfil, un total de 10 pozos con análisis convencionales de núcleos fueron útiles para verificar ajuste en profundidad ya sea por medidas de “*Core Gamma*” o de porosidad, resultando un rango de desfase de núcleo con respecto al perfil entre ∓ 1 a ∓ 38 pies.

Por otra parte, considerando los reportes de arcillosidad de núcleo, los carbonatos de la Ensenada de La Vela se consideran limpios en un rango de porcentaje de arcilla que va de 2 a 10% aproximadamente, mientras que en siliciclásticos existe mayor arcillosidad presente con porcentajes que varían de 6 a 29 %.

Otros análisis importantes de verificar en el campo fueron las resistividades de agua reportados (R_w), parámetro indispensable tanto para la evaluación petrofísica y cálculos de saturaciones de agua como para definir pruebas de laboratorio. Se pudo asociar las secuencias sísmicas establecidas por Rueda (2016) a una resistividad de agua específica, validada tanto por análisis físico-químicos de agua de formación en los pozos P-06, P-07, P-12, P-13, P-15, P-17, P-19 y P-20, disponibles en las carpetas de pozos, así como por nomogramas y por estudios previos (Infante *et al.*, 2009), resultando el rango de resistividades de 0.08 a 0.1 ohm.m.

El pozo P-15 fue la excepción en este rango, ya que se encuentra reportado (Carpeta de pozo) con una anomalía local de menor salinidad con respecto a todos los pozos del área de acuerdo con diferentes pruebas y métodos.

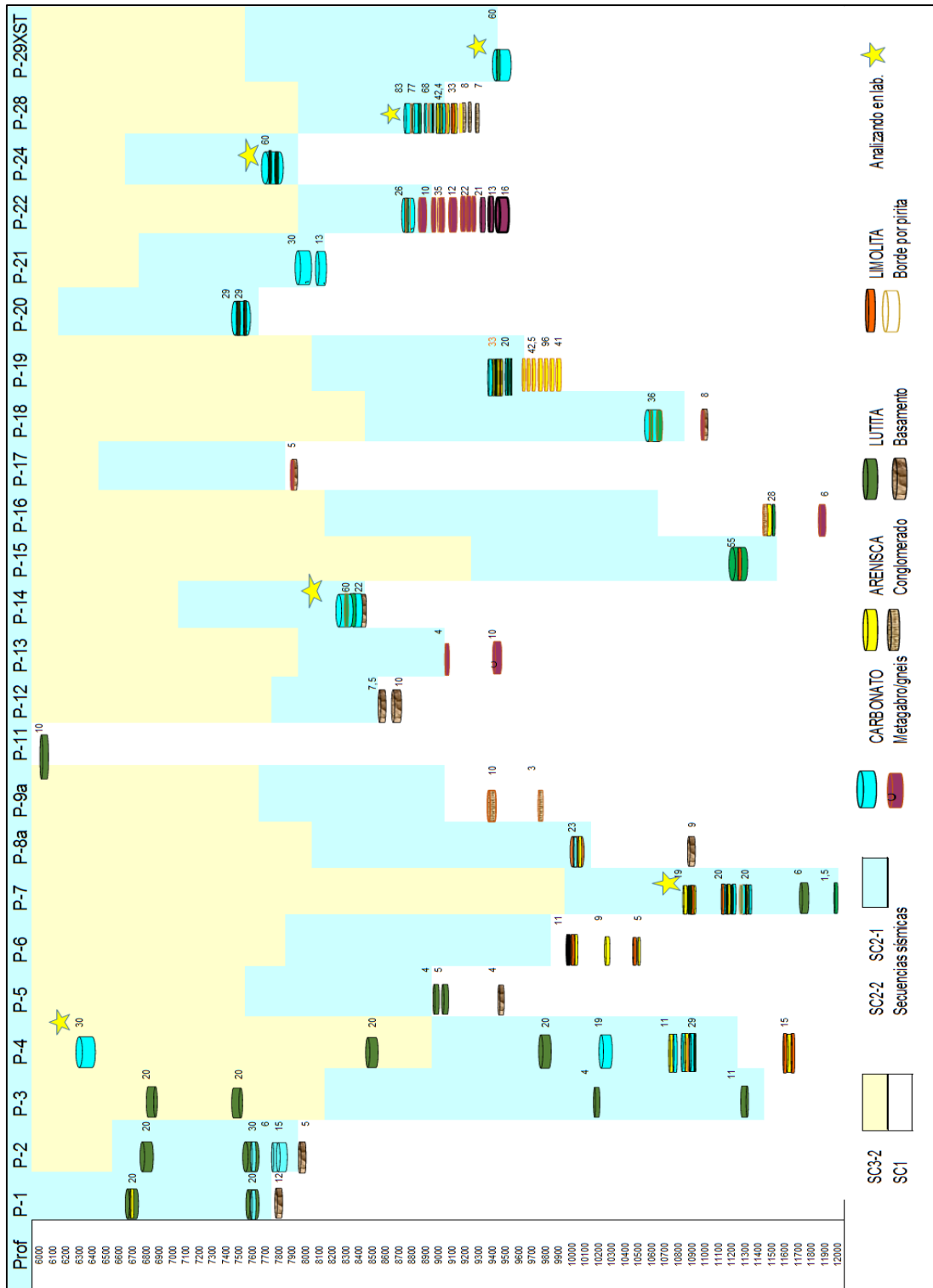


Figura. 57. Inventario y distribución por pies de núcleos recuperados en el Ensenada de La Vela con simbología de estrella los sometidos a pruebas especiales en este trabajo.

En función de la recopilación y validación de la información previamente discutida, se clasificaron los pozos como claves, control y no control, resultando un 46 % catalogados como claves (color verde), ya que estos además de tener medidas de núcleos, tienen análisis sedimentológicos, bioestratigráficos entre otros estudios que permiten integrar información de interés con la evaluación petrofísica (en color azul se resaltan los seleccionados para pruebas especiales de núcleo en este trabajo), 46% de los pozos se clasifican como control (color amarillo), ya que a pesar de que algunos tienen medidas de núcleos tienen poca información para integrar en las unidades de interés y 8% se definen como pozos no control ya que no tienen núcleos o no existe información (Figura 58 a y b).

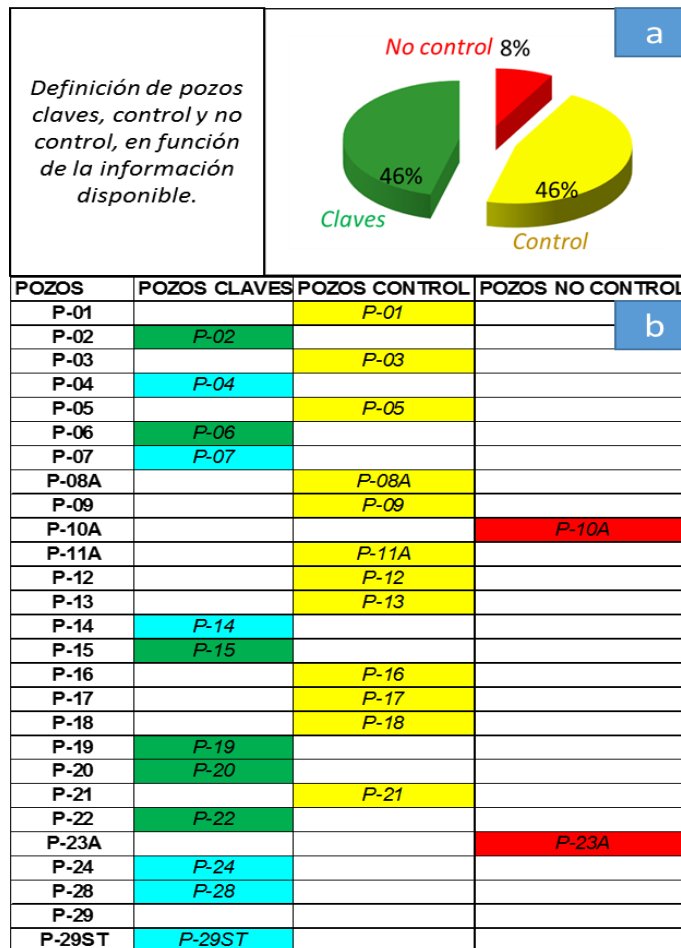


Figura. 58. Clasificación de pozos como claves, control y no control.

Finalmente, producto de los estudios anteriores fue posible representar en un mapa la calidad del dato en el campo La Vela, costa afuera (Figura 59). Se puede constatar que hacia el sur se encuentran la mayor cantidad de pozos con volumen de información catalogada con calidad del dato de buena a media para las tres secuencias, mientras que hacia el norte la mayoría de pozos presentan calidad de media a regular debido a que contienen menor cantidad de información en la secuencia SEC3-2 o en la SEC1. Los pozos claves definidos para el abordaje de pruebas de laboratorio a muestras de núcleo en esta investigación presentan calidad del dato de buena a media, por lo que se valida su uso para la fase 2 y su posterior extrapolación de propiedades a los datos del campo.

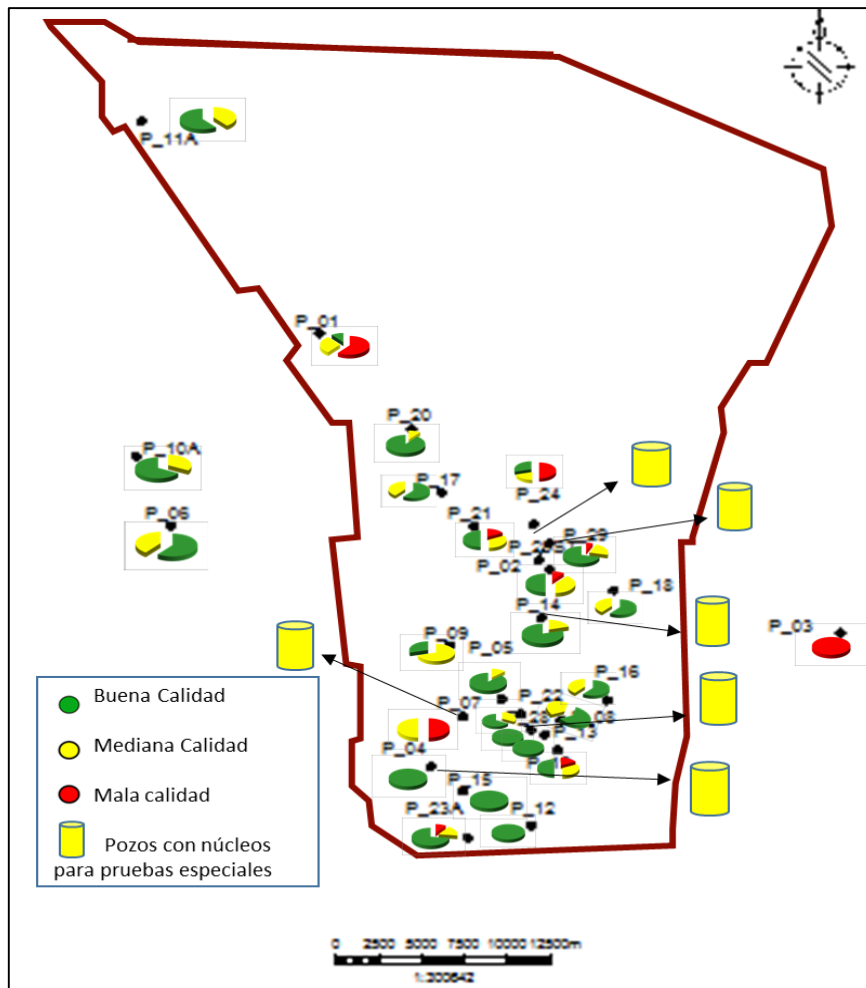
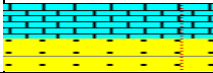
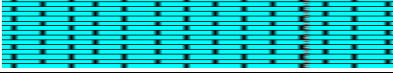

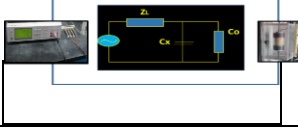



Figura. 59. Mapa de calidad del dato en la Ensenada de La Vela.

Parámetros petrofísicos y medidas especiales de núcleo

Las resistividades de agua por secuencias establecidas en la fase 1 constituyeron el punto de partida para las pruebas a nivel de laboratorio. Los resultados producto de la etapa experimental de este trabajo para la definición de los parámetros petrofísicos mediante medidas eléctricas de núcleos, combina técnicas de interpretación de perfiles de pozos. La siguiente tabla refleja la cantidad de muestras trabajadas en las pruebas especiales de núcleo, incluidas las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio para cada secuencia (Tabla 10). De acuerdo con esta tabla se realizó la caracterización del sistema poral de los tres depósitos sedimentarios dentro de las secuencias sismoestratigráficas establecidas en el Campo La Vela (Rueda, 2016), lográndose culminar los diferentes ensayos a un total de 80 muestras analizadas, distribuidas por secuencias en los pozos P-04, P-07, P-14, P-24, P-28 y P-29ST.

Tabla 10. Cantidad y distribución de muestras seleccionadas para pruebas de laboratorio			
			
SECUENCIA	<i>SEC3-2</i>	<i>SEC2-1</i>	<i>SEC1</i>
FORMACION	<i>SOCORRO</i>	<i>CAUDERALITO</i>	<i>CASTILLO</i>
POZOS ESTUDIADOS	P-04	P-04,P-14,P-24,P-28,P-29ST	P-04,P-07
CONVENCIONALES	1	34	2
MEDIDAS ELÉCTRICAS	26	27	6
			
PRESION CAPILAR	4	11	4
			
TOTAL DE MUESTRAS ANALIZADAS	80 muestras		

4.1 Estimar el factor de formación a muestras de núcleos mediante mediciones eléctricas.

4.1.1 Parámetros petrofísicos

Estimar el factor de formación (FF) a muestras de núcleos mediante mediciones eléctricas fue indispensable para determinar parámetros petrofísicos como el exponente de porosidad “m” y el exponente de saturación “n”. Estudios en diferentes partes del mundo sugieren que el uso indiscriminado de valores de “m”, se ha convertido en cálculos y estimaciones erróneas de saturación de agua, así como de volúmenes de hidrocarburo; por lo que en esta investigación se realizó un estudio riguroso enfocado en los resultados de m en sus diferentes etapas de análisis y la tabla de los parámetros petrofísicos obtenidos para cada tapón, la cual se encuentran en la sección de apéndice (Apéndice D). A continuación se presenta la etapa analítica de la determinación de “m” para las unidades sedimentarias potenciales yacimientos dentro de las secuencias del campo La Vela, costa afuera.

4.1.1.1 Determinación del exponente de cementación “m” a partir del factor de formación.

Secuencia SEC3-2 (Formación Socorro)

A modo general el valor de “m” presenta heterogeneidad en unidades de esta secuencia, en su mayoría resultó con valores menores a 2 y en menor proporción valores de m cercanos a 2 (Apéndice D, tabla 23) . Los valores de “n” resultaron de 1.94 a 4.08 excepto una muestra desestimada porque induciría a definir otra metodología de trabajo, este valor se debe posiblemente a la mojabilidad de la roca ya que resultó de 8.9, sin embargo, no se tienen pruebas de laboratorio para confirmarlo, razón por la cual estos valores de “n” solo se toman como referencia.

Mediante el nomograma de Schlumberger (2009) no se obtuvo una única relación entre el factor de formación y la porosidad. El factor de formación como su ecuación lo indica es directamente influenciado por la resistividad intrínseca de la roca (R_0) y por ende incide en el cálculo de “m”, tal como queda expresado en el siguiente gráfico (Figura 60).

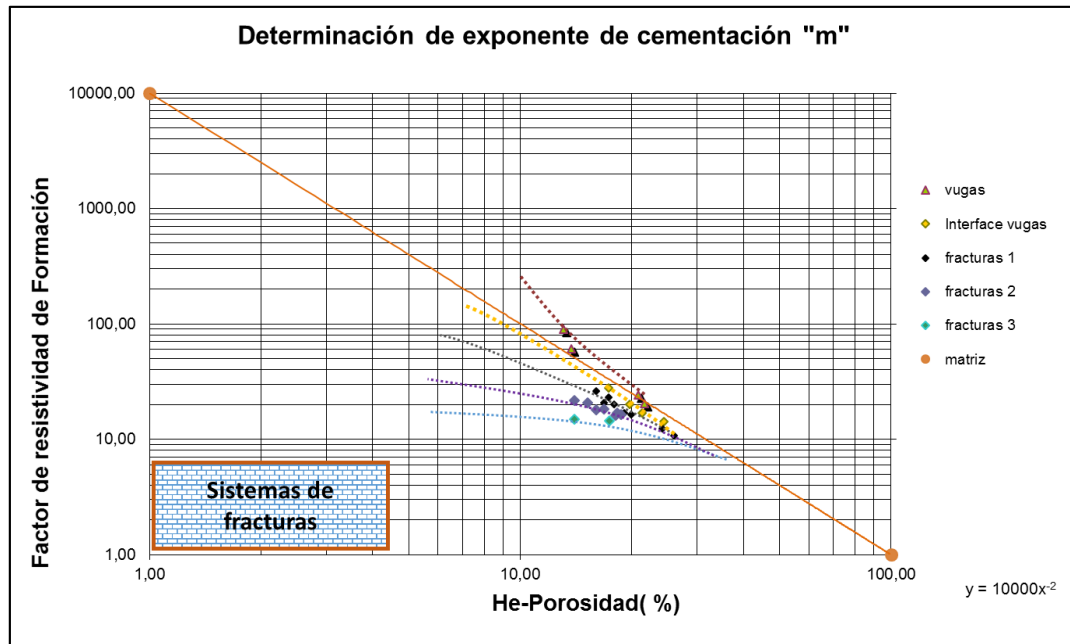


Figura. 60. Gráfico de tipos de poros de acuerdo con el exponente de porosidad “m” para la secuencia SEC3-2 (Formación Socorro).

La dispersión de los datos con respecto a la línea de matriz refleja la alta heterogeneidad existente en la distribución y tipo de poro de esta unidad carbonática. De acuerdo con el nomograma los valores de “m” están en la zona que corresponde a poros tipo fractura, coincidiendo la mayoría de ellos con la curva generada de la ecuación de Rasmus para “m” menores a 2 adaptada para este tipo de poros (Figura 61); las diferentes tendencias o alineaciones podrían estar asociadas a distintos sistemas de fracturas tal como indicaron Kazatchenko & Mousatov (2002) en sus estudios; los “m” cerca de la línea de matriz resultaron con valores cercanos o mayores a 2, denotando tipos de poro interpartícula o vugas, respectivamente y

coincidiendo además con los puntos que quedan fuera de la curva de “m” de Rasmus definida para poros tipo fractura, tal como se observa en la siguiente figura.

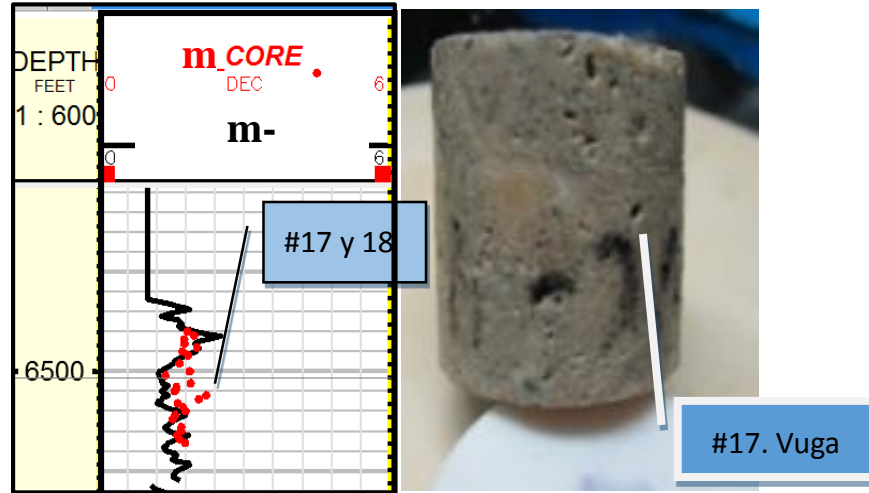


Figura. 61. Puntos de “m” obtenidos de laboratorio en su mayoría menores a 2 versus curva de “m” de Rasmus para poros tipo fractura.

La estimacion lineal de la familia de valores dominantes de este parámetro resultó $m=1.7$, valor el cual fue validado por el método de Picket plot tal como se observa en la figura 62.

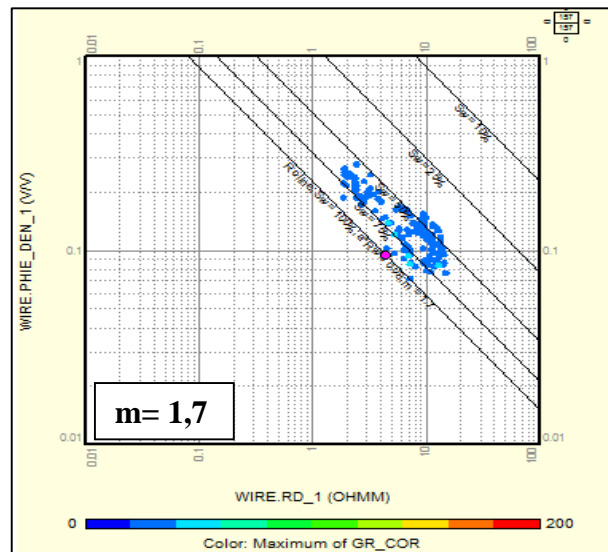


Figura. 62. Estimación de “m” a partir de registros mediante el uso del gráfico de Picket plot para la secuencia SEC3-2 de Socorro carbonático.

Aunado a los análisis previos se corroboró que existe una correspondencia que asocia una diversidad de poros en las algas rojas que incluye microfracturas abiertas, incluso se puede visualizar mediante el análisis de sección fina (SF) que a pocos pies de profundidad las características de porosidad varían, como es el caso del tapón a 6479´ de profundidad, donde visto en sección delgada a 6479.1´(SF) presenta porosidad intrapartícula y a 6479.25´(SF) presenta porosidad por fractura abierta (Figura 63). Para la secuencia SEC3-2 como se puede observar en la tabla inferior anexa (Figura 63) los valores de porosidad son relativamente altos.

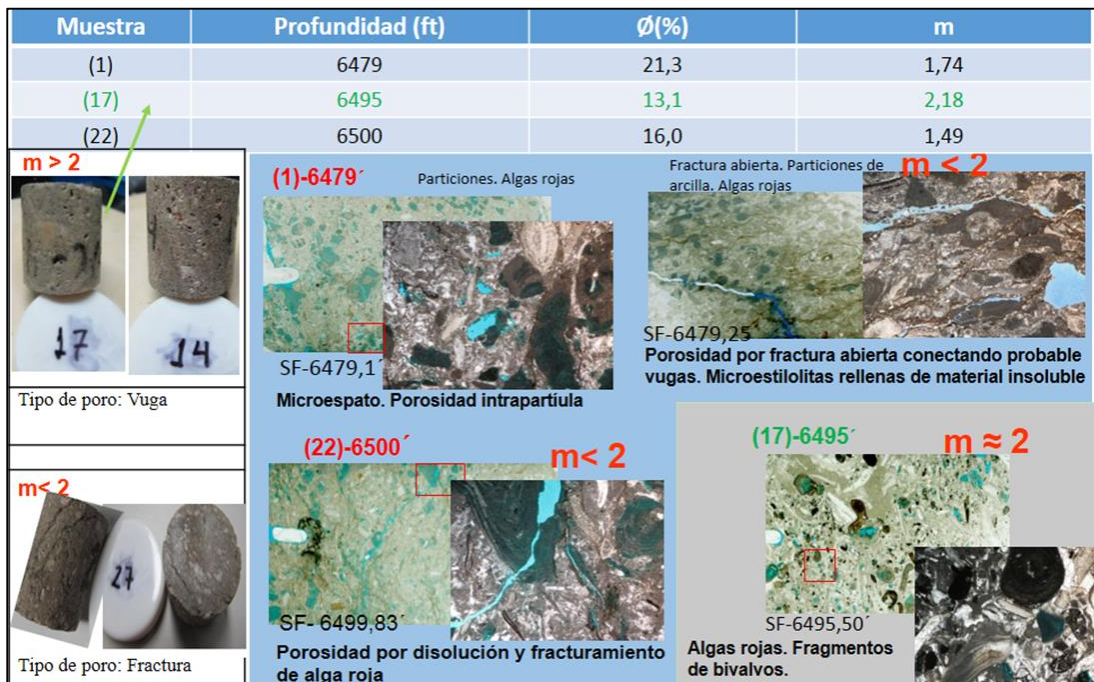


Figura. 63. Asociación de valores de “m” con análisis de secciones finas para la secuencia SEC3-2 perteneciente a Socorro carbonático (NP, EH 4.3mm, imágenes y descripciones tomadas de Medina, *et al.*, 2017).

Un estudio de diagenesis realizado para La Ensenada (Molina, 1980) afirma que los depositos carbonáticos pierden su porosidad primaria durante la diagénesis, indicando que los carbonatos porosos son una excepción geológica de cualquier área. Esto es una característica poco común en los yacimientos carbonáticos a nivel mundial; sin embargo, en costa afuera de Venezuela se han descubierto unidades sedimentarias de

este tipo con características similares (Marín, 2013) y la unidad calcarea de esta secuencia dentro del campo La Vela también contempla altas porosidades que llegan a 26%.

Es importante señalar que hasta la fecha en depósitos sedimentarios de esta secuencia no había sido reportado indicio alguno de microfracturamiento en estudios previos, inclusive en los antecedentes de esta investigación se indicó, que no había sido posible caracterizarla con éxito por la escasa cantidad y calidad del dato del que se disponía.

- **Secuencia SEC2-2 (Miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara / Formación Cantaure).**

El rango de valores de “m” representativos para esta secuencia van de 1.62 a 2.1 y los valores de “n” resultaron de 2 a 5.3 (Apéndice D, tabla 24).

No se observó una única relación entre la porosidad y el factor de formación para la secuencia SEC2-1, la mayoría de los valores resultaron cercanos a la línea de matriz e indican tipo de poro por microfractura con tendencia de porosidad interpartícula; a partir de los “m” obtenidos se infiere una heterogeneidad en el tipo y distribución de poros para depósitos sedimentarios de esta secuencia (Figura 64).

Es importante resaltar que aproximadamente 16 taponos del pozo P-29ST no se pudieron analizar por alto grado de fracturamiento (ya sea por fracturas propiamente dichas o por la presencia de estilolitas), lo cual induciría automáticamente a un “m” menor a 2.

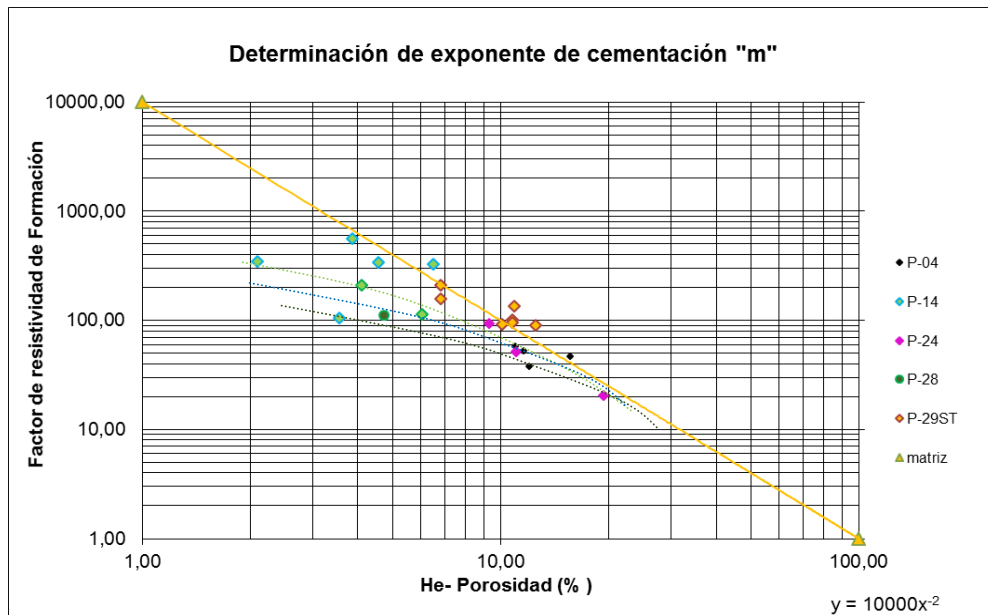


Figura. 64. Gráfico de tipos de poros de acuerdo con el exponente de porosidad “m” para la secuencia SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure).

Algunos de los valores de “m” menores a 1.6 no fueron considerados confiables y se eliminaron del nomograma anterior, ya que corresponden con muestras muy cerradas (lisas, sin poros visibles) de muy baja porosidad y permeabilidad, por lo que posiblemente no alcanzaron una saturación de agua adecuada para lograr éxito en dicho análisis, como el tapón 156 del pozo P-29ST (sombreado en óvalo verde en la figura 65a y b), aunado a aquellas con porcentajes considerables de pirita (sombreados en ovalo naranja en la figura 65a) descritos por petrografía, como en la mayoría de los tapones del pozo P-28.

Otras muestras con “m” menores a 1.6 sí pudiesen estar asociados a microfracturas; este microfracturamiento en la SEC2-1 se corroboró mediante comparación con secciones finas como se muestra (Figura 65b).

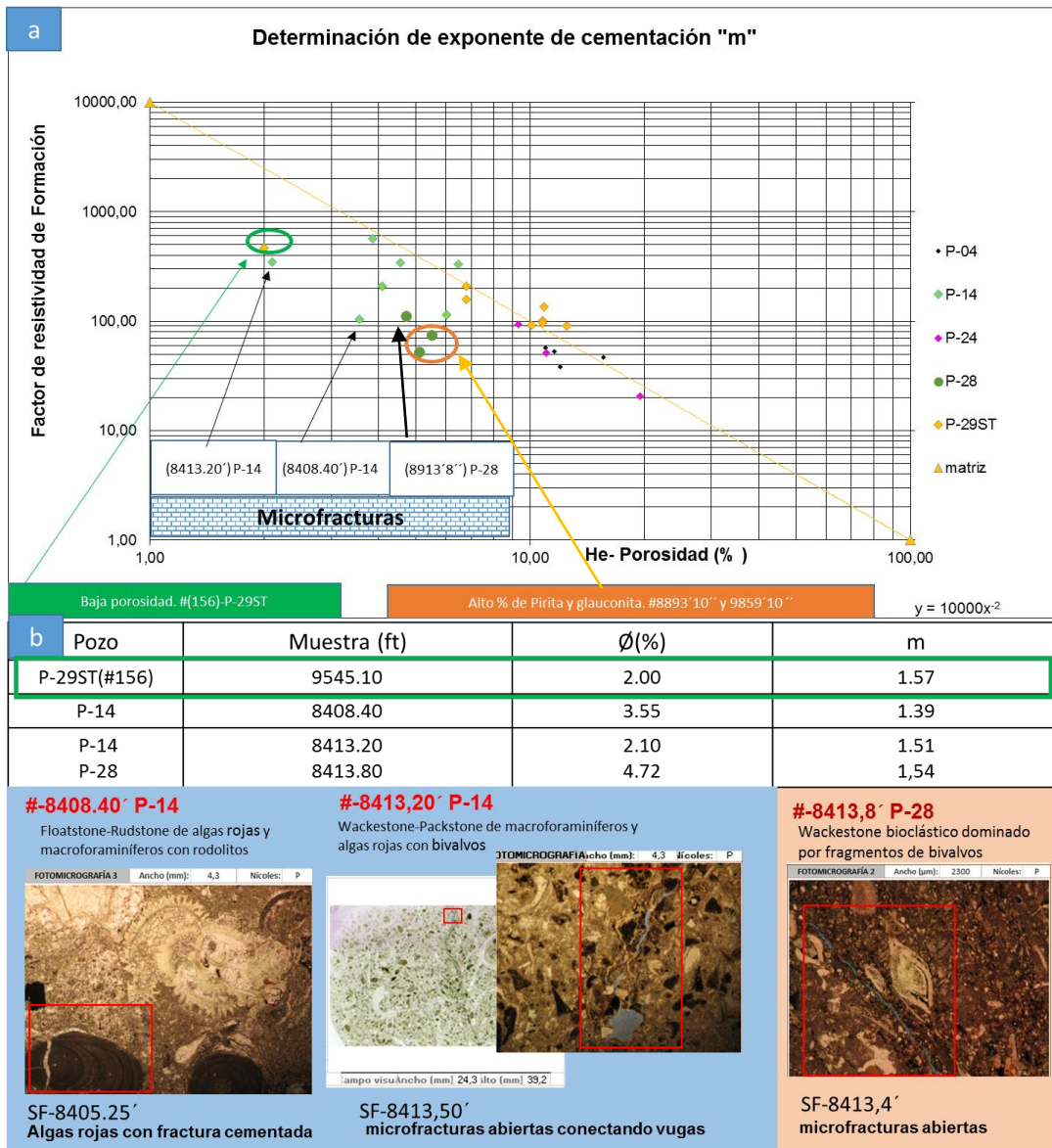


Figura. 65. Tipos de poro a partir de los valores de "m" en la secuencia SEC2-1 (M Cauderalito Fm Agua Clara/ Fm Cantaure). a) valores m <1.6 eliminados del nomograma (encerrados en óvalos). b) Asociación de valores de m <1.6 con microfracturamiento observado en secciones finas (Imágenes y descripciones tomadas de Medina *et al.*, 2017).

En el análisis anterior se evidenció para la SEC3-2 tipo de poro por microfracturas y microfracturamiento de partículas, siendo reportado por primera vez en esta investigación. En cambio, la secuencia SEC2-1 analizada en detalle en estudios diagenéticos (Molina, 1980), reportó fracturamiento en algas; para aquel entonces se describe una sección probada de crudo del pozo P-04 como fracturas con petróleo en

packestone, y se refieren porosidades generalmente bajas considerando los eventos post-depositacionales generadores de porosidad secundaria, la cual debería evidenciarse a partir del análisis de registros.

Por otro lado, La estimación lineal resultó un valor representativo de $m=1.8$, el cual fue validado por el método de Picket plot a partir de perfiles de pozos (Figura 66).

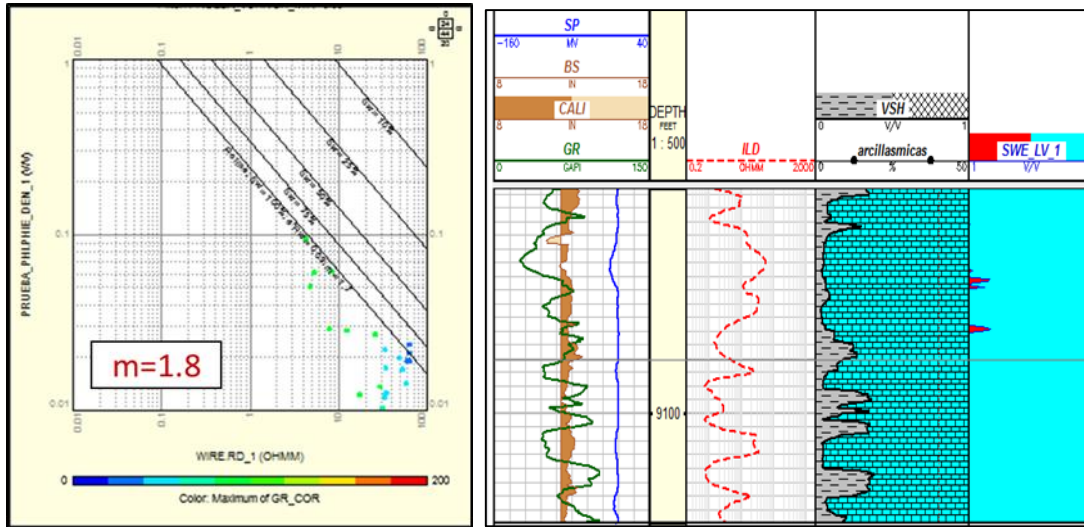


Figura. 66. Estimación de “m” a partir de registros mediante el gráfico de Picket plot para la secuencia SEC2-1.

- **Secuencia SEC1 (Formación Castillo)**

Como se describió en el marco geológico, esta secuencia comprende diferentes miembros por lo que presenta heterogeneidades tanto litológicas como mineralógicas. Las resistividades de agua reportadas para el pozo P-07 que incluye las profundidades de 10971’- 10976’, donde se tienen tapones de arenisca de este pozo coincide con resistividades de análisis fisico-químicos de agua reportados para Castillo o SEC1. Los valores de “m” de estas muestras resultaron cercanos a 2, un valor esperado por sus características litológicas ya que se trata de areniscas generalmente de porosidad interpartícula.

Para dos muestras de esta secuencia SEC1, el método de laboratorio no fue resolutivo. Los valores de “m” para los tapones 47 y 48 analizados del pozo P-04

fueron de 1.13 y 1.30 respectivamente, considerados valores no representativos ni confiables ya que su cercanía al basamento pudiese estar alterando las propiedades desde el punto de vista mineralógico de la roca, incluso una de ellas presenta coloración rojiza por su alto contenido de hierro (Figura 67). El uso de estos valores de m tan bajos inducirían a sobreestimar la saturación de petróleo.



Figura. 67. Muestras consolidadas de la secuencia SEC1 (Formación Castillo).

No se cuenta con una cantidad de datos representativa para el análisis del gráfico de relación del factor de formación versus porosidad, propuesto por Schlumberger; no obstante, de las areniscas analizadas del pozo P-07 se tienen diferentes “ m ” cercanos a 2, indicando que posiblemente no hay una única relación entre estos, ni una tendencia lineal.

Lo aplicado en el nomograma para las secuencias anteriores no resultó concluyente para esta secuencia, mientras, la metodología de Picket plot reflejó un valor de $m=1.8$ (Figura 68) considerado confiable y representativo, validado además por comparación con pruebas de producción, reflejando esto lo importante de validar las pruebas de laboratorio con métodos alternativos.

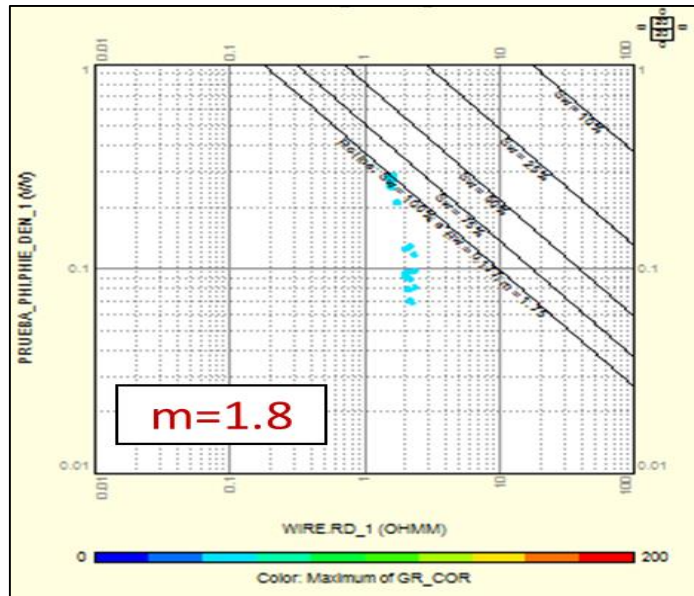


Figura. 68. Estimación de “m” a partir de registros mediante el grafico de Picket plot para la secuencia SEC1 (Formación Castillo).

Por otra parte, con el uso del nomograma propuesto por Schlumberger (1987) se logró identificar qué tanto las medidas de porosidad están aisladas como tipo moldes o fracturas en La Vela, observándose que en el caso de las muestras estudiadas de la SEC3-2 la porosidad por fractura reportada en esta investigación presenta proporciones entre 2.5 a 5 % de aporte a la conexión poral de un rango de porosidad total que va de 15 a 26% y en el caso de SEC2-1 la porosidad por fractura presenta menores aportes de conexión poral a la porosidad total, en comparación a la SEC3-2, con valores entre 0.1 a 1 % aproximadamente de aporte a la porosidad total que va de 2 a 12% y para el caso de poros no conectadas o vugas, su aporte en porcentaje va de aproximadamente 0.5% a 2.5 del porcentaje total de porosidad que está entre 6 y

16% para ambas unidades sedimentarias. Con este análisis se validó que los depósitos sedimentarios de la SEC2-1 en su mayoría están asociados a porosidad con presencia de microfracturamiento con tendencia a porosidad interpartícula, el cual no presenta importante aporte a la porosidad total; para la SEC3-2 el microfracturamiento incluye fracturas abiertas ya evidenciado mediante secciones finas en algunos núcleos, por lo que presenta un mayor aporte a la porosidad y conexión poral, mientras los tipos de poros que se encuentran aislados como tipo vugas son pocos y presentan poca contribución a la porosidad total (Figura 69).

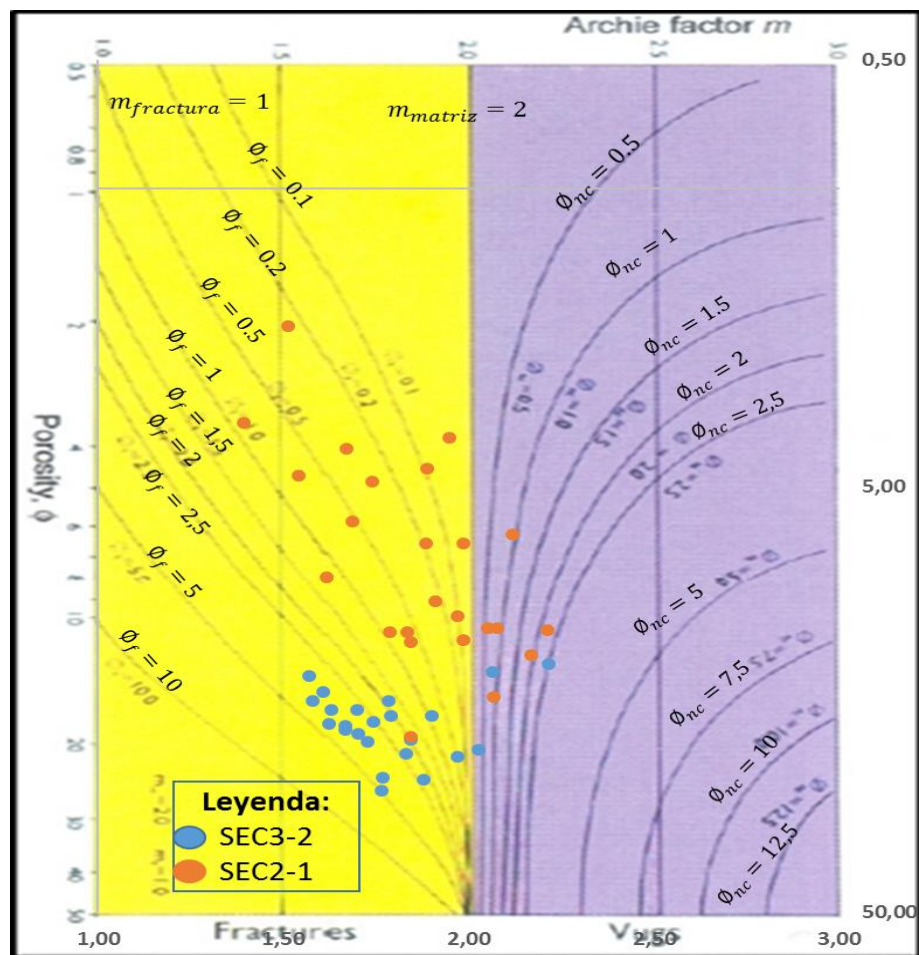


Figura. 69. Nomograma de Schlumberger, 1987 para evaluación de sistemas Dual –porosity, para porosidad por vugas no conectadas en la zona de la derecha y porosidad por fractura en la zona izquierda (Adaptado de Serra, 2004).

Finalmente, los valores del exponente de porosidad que resultaron por secuencia se resumen en la siguiente tabla; La secuencia SEC1 predominantemente siliciclásticas tiene un valor de $m=1.8$ reflejando un tipo de roca moderadamente cementada; la secuencia SEC2-1 en su unidad carbonáticas tiene un valor de $m=1.8$ asociado a porosidad por microfracturamiento con tendencia a porosidad interpartícula, excepto los intervalos siliciclásticos de ambas secuencias con $m= 2$ asociado a porosidad interpartícula. La SEC3-2 difiere en el valor con un $m=1.7$, denotando dominio de poro por fractura (ver tabla 11).

Tabla 11. Resultados de “m” de laboratorio por secuencias		
Secuencia	Asociación de m	Valor “m”
SEC1	Porosidad interpartícula y roca cementada	2
	Roca moderadamente cementada	1.8
SEC2-1	Porosidad por fractura con tendencia interpartícula	1.8
SEC3-2	Porosidad por fractura	1.7

Es importante destacar que, a partir de las medidas eléctricas de núcleo en la fase experimental de este trabajo, aunque no estaba pautado dentro de los objetivos específicos, surgen otras mediciones que corresponden con observaciones de interés para los posteriores análisis en la etapa de integración núcleo-perfil, con el fin de robustecer la interpretación petrofísica; una de ella se hace siguiendo metodologías de investigaciones consultadas para detectar la presencia del mineral pirita, cuando está en proporciones tal que afectan tanto las medidas de laboratorio como la lectura de los registros de pozos, arrojando errores en los modelos, por lo que resulta clave para no subestimar o sobreestimar propiedades tan importantes como la porosidad y la saturación de hidrocarburo. La otra observación se presentó en el marco metodológico como una propuesta o nueva metodología para estimar la cantidad de arcilla en núcleo a partir de medidas eléctricas cuando se produce en la interface roca-agua salina la capacidad de intercambio catiónico.

4.1.1.2 Presencia de mineral accesorio pirita mediante medidas eléctricas

Analizando el comportamiento de las resistividades a medida que aumenta la frecuencia se evidenció tal como explicó Clennel *et al.* (2010) que el efecto de la pirita en rocas saturadas es relativamente reducido con respecto a la seca, donde la resistividad cae drásticamente llegando a cero (Figura 70).

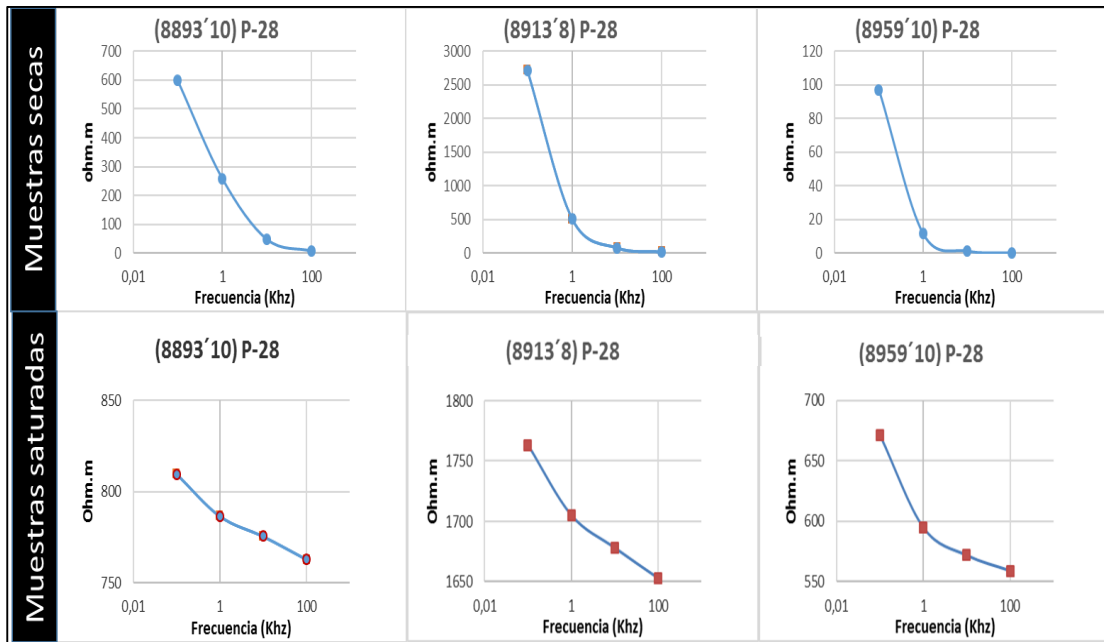


Figura. 70. Mediciones de resistividades en muestras secas y saturadas a diferentes frecuencias para analizar efecto de pirita.

A nivel de petrografía se ratificó la presencia de pirita en intervalos de muestreo próximos a los tapones analizados en esta investigación, tal como se observa en la figura 71 y en la tabla de valores anexa de esta imagen, queda en evidencia que la presencia de pirita refleja valores de “m” relativamente bajos cuando existe más del 2% de concentración de este mineral conductivo, pudiéndose interpretar una posible relación directa entre el porcentaje de pirita y los valores de “m” tal como había sido sugerido por Clennel *et al.* (2010) en su estudio.

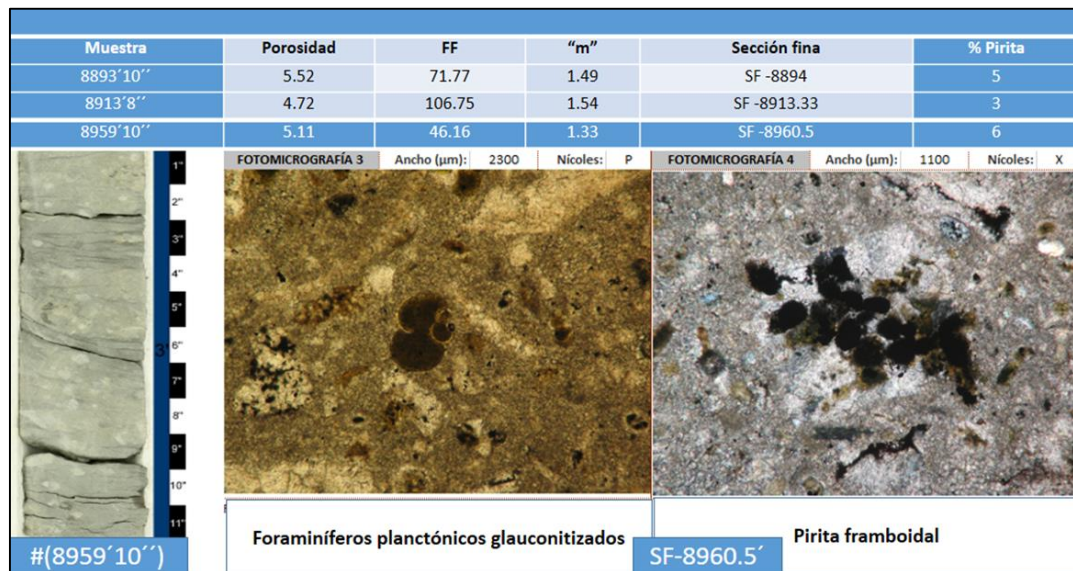


Figura. 71. Núcleo #8959'10'' del pozo P-28, cuya sección fina a 8960.5' se describe como Wackestone, donde se destaca la presencia de foraminíferos (planctónicos) piritizados y glauconitizados, escasos pellets de glauconita y/o chamosita y escasos fragmentos de bioclastos, microfacies asociadas a ambientes de talud / borde de talud (Tomado de Medina, *et al.*, 2017).

El efecto de la presencia de pirita en la lectura de los registros de pozos perforados en la Ensenada de La Vela se evidencia principalmente en la definición del modelo de porosidad, por lo que esta técnica se considera clave para la caracterización del sistema poral del área.

Los modelos de arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad mediante correlaciones núcleo-perfil se realizó aplicando una evaluación petrofísica integrada, que tomó en consideración los resultados de los análisis especiales de núcleo que representan mediciones eléctricas a taponos de núcleo y pruebas de presión capilar por inyección de mercurio.

4.2 Definición de los modelos de: arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad mediante correlaciones núcleo- perfil.

Previo a la definición de los modelos petrofísicos se realizaron una serie de análisis entre los que destacan la discretización de litologías, elaboración del registro DT sintético, la estimación de cantidad de arcilla, análisis de tipo de arcilla, mineralogía y radiactividad mostrados a continuación:

En cuanto a la discretización litológica, en principio se analizó la densidad de matriz (pma), donde del histograma general de (pma) para el campo La Vela, se pudo observar la heterogeneidad existente en las densidades de grano, que van en un rango de 2.6 a 3 g/cm³ (Figura 72).

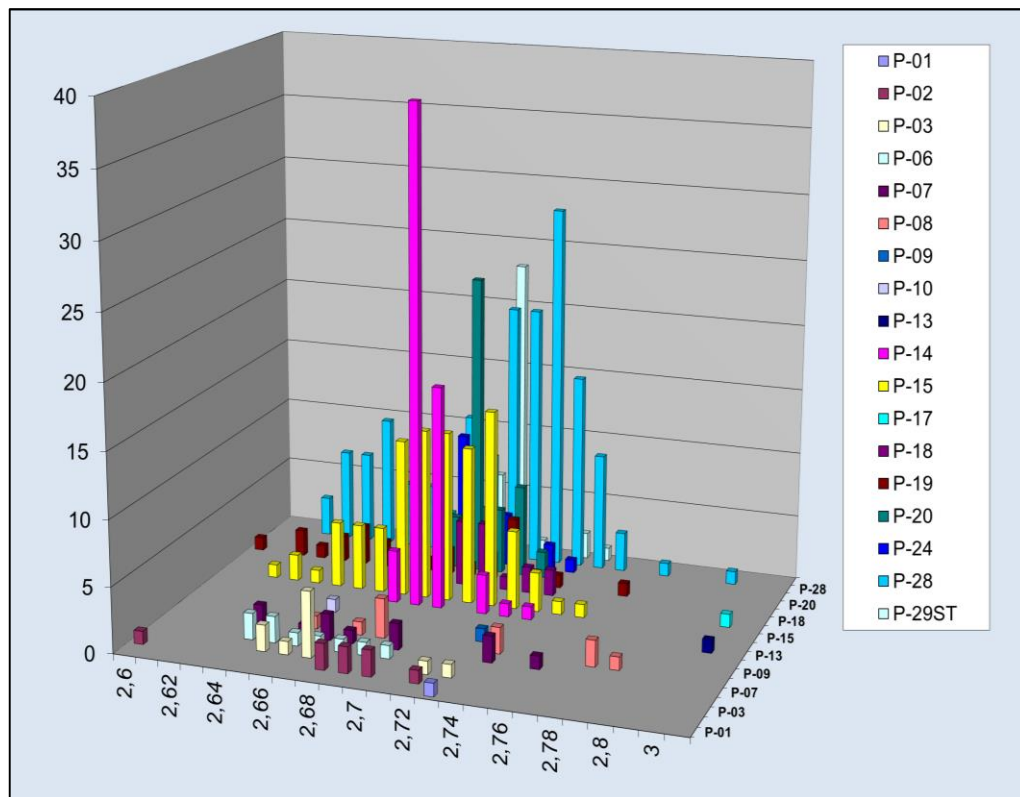


Figura. 72. Distribución general de densidad de matriz a partir de los núcleos del campo La Vela.

La mayor cantidad de datos tienen valores de este parámetro entre 2.69-2.73 g/cm³ asociados a las unidades carbonáticas de las tres secuencias, los valores que van de

2.60 a 2.68 g/cm³. representan a las unidades siliciclásticas de las tres secuencias (Figura 73 a, b y c), aunque para la SEC3-2 solo se muestrearon los carbonatos (Figura 73a).

Los valores de densidad alrededor de 2.75 a 3 g/cm³ corresponde en la SEC1 y SEC2-1 a intervalos cercanos al basamento (Figura 73 b y c), esto es debido a que la complejidad geológica y estructural en la zona de estudio, dispone al basamento en algunos pozos en contacto casi directo con los carbonatos de la secuencia SEC2-1 cuando la secuencia SEC1 tiene espesores menores a 15 pies, como es en el caso del pozo P-12 en la estructura E5, el pozo P-14 en la estructura E2- E3-1 y el pozo P-29ST en la E2, todos ubicados en los límites de fallas que controlan las estructuras, donde se encuentran perforados.

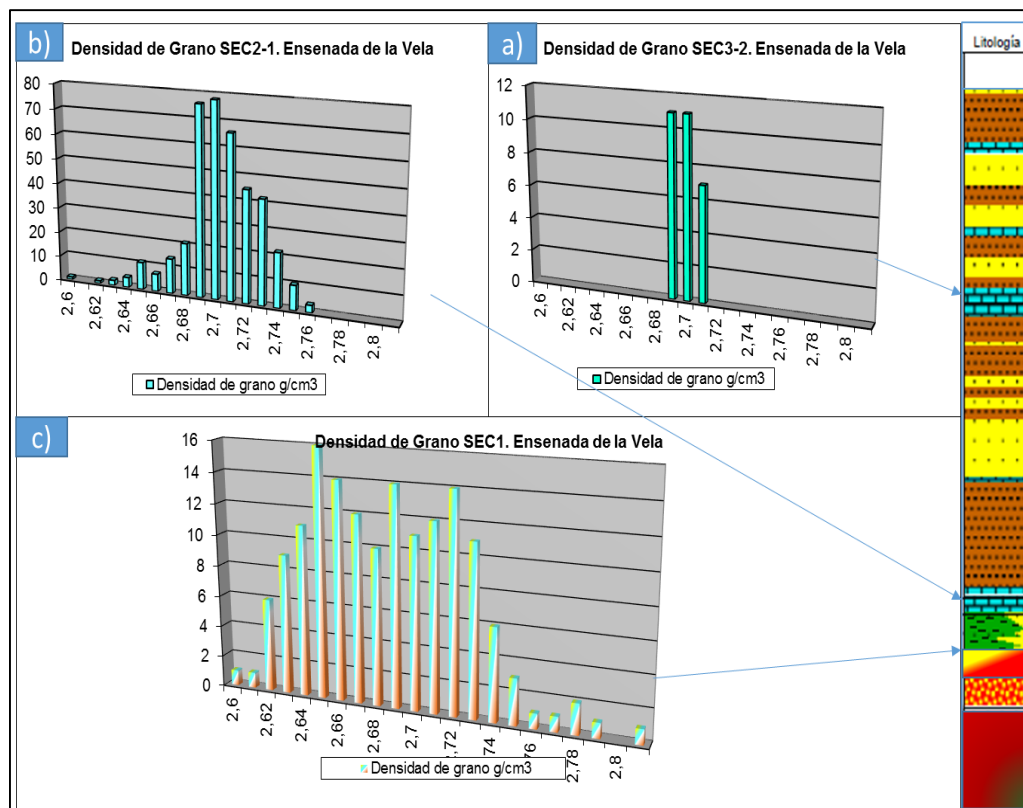


Figura. 73. Distribución de densidad de matriz a partir de los núcleos del campo La Vela. a) secuencia SEC3-2 perteneciente a Socorro, b) SEC2-1 perteneciente al miembro Cauderalito Fm Agua Clara/ Fm Cantareo, c) SEC1 o Castillo.

En algunos pozos el registro de densidad llega incluso a valores altos de 3 g/cm^3 posiblemente por efecto de esta cercanía al basamento, donde la variabilidad mineralógica afecta las propiedades de la roca, siendo una de las causantes por lo que surge la necesidad de aplicar un análisis de litología compleja valiéndose de diferentes herramientas planteadas en el marco metodológico de esta investigación y cuyos resultados se discuten a continuación:

Los diferentes gráficos y nomogramas propuestos para el análisis de litología compleja fueron herramientas de gran utilidad para identificar intervalos prospectivos, discretizar variaciones litológicas (Figura 74 y 75) e incluso para detectar características locales por efecto de la diagénesis, tal como la presencia de dolomita, reportada también en descripciones de secciones finas (Figura 74e).

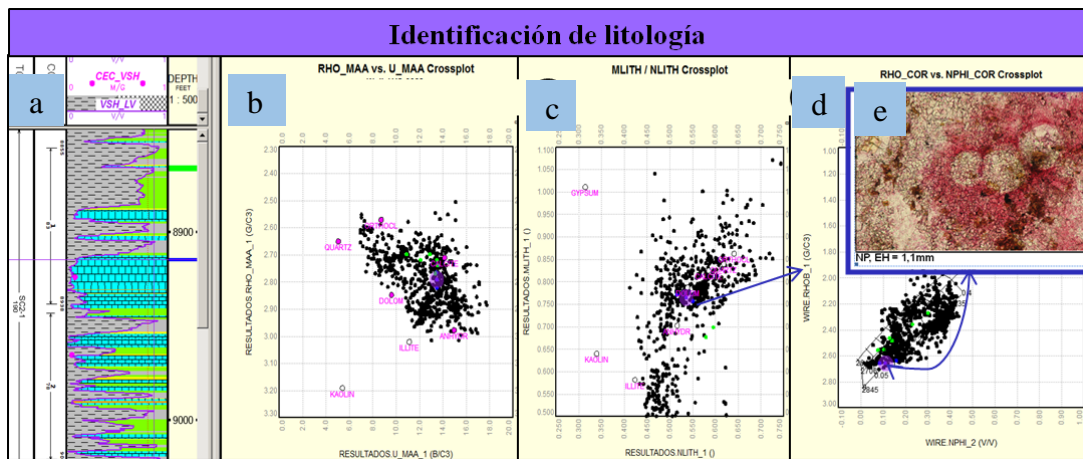


Figura. 74. Dolomitización temprana, a) registro litológico con intervalo dolomítico resaltado en azul y caliza en verde, b) gráfico RHO_MAA vs U_MAA, c) Gráfico M-N, d) gráfico RHOB vs NPHI, e) sección fina @ 8856,75 pies y 8904,50 pozo P-28x@ (Medina *et al.*, 2018).

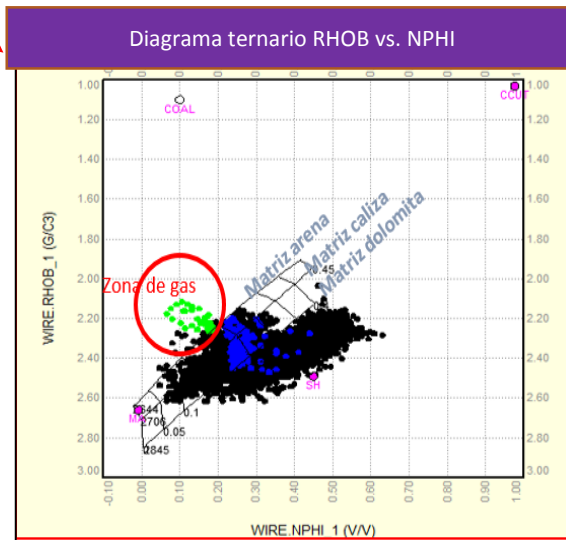
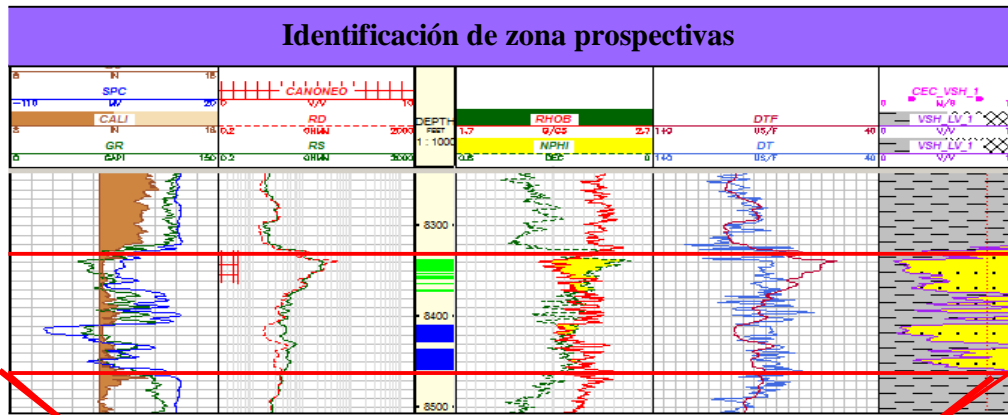


Figura. 75. Identificación de litologías y zonas prospectivas con diagrama ternario.

Con el método MRGC se definieron 7 facies en la mayoría de los pozos, estas facies incluyen calizas arcillosas o limosas interpretadas como packstone y wakstone, así como areniscas, en correspondencia con descripciones sedimentológicas de núcleos en el intervalo. Se validó el uso de la herramienta mediante la comparación del modelo generado con el masterlog del pozo P-28 (Figura 76).

Es importante señalar que el registro mineralógico pef no presentó un cambio contrastante en la sección del basamento, debido a que en este se reportan minerales con similar pef que la caliza (pef= 5.08 b/e), como es el caso de la Hornblenda cuyo pef es 6 b/e ; a nivel de electrofacies no hay un único registro que constituya un

patrón característico de interface entre los depósitos sedimentarios y el basamento, por lo que a partir del análisis convencional de registros se dificulta la detección del tope de este.

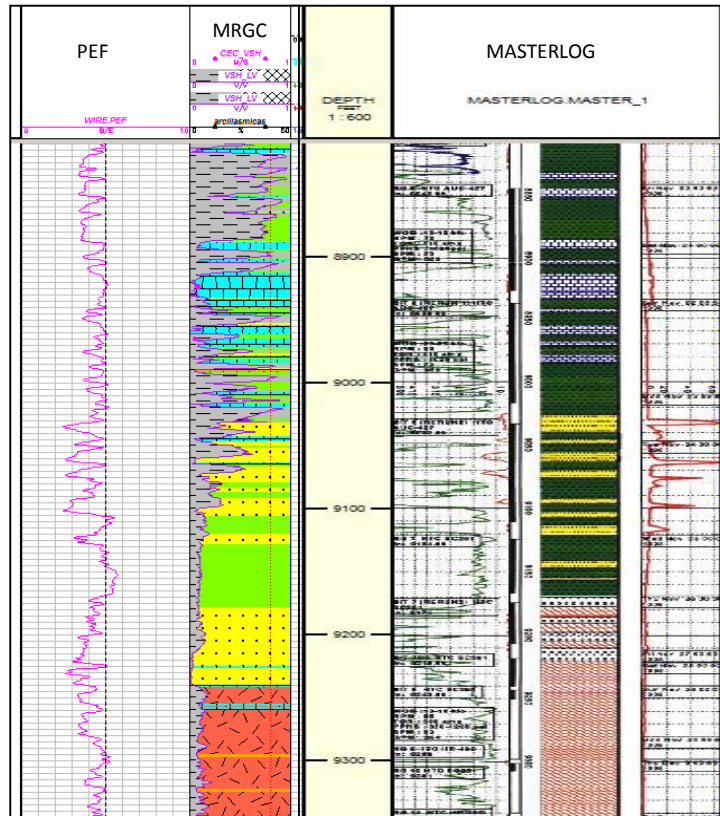


Figura. 76. Aplicación del método MRGC de redes neuronales para discriminación litológica y validación con Masterlog del pozo P-28.

La aplicación del método de agrupamiento de datos con redes neuronales constituyó además de un análisis litológico robusto, una guía para delimitar los tope del basamento en la zona del pilar tectónico (Figura 77), donde su interface versus deposito sedimentario en el caso del pozo P-19 fue validado de acuerdo a observaciones de petrografía.

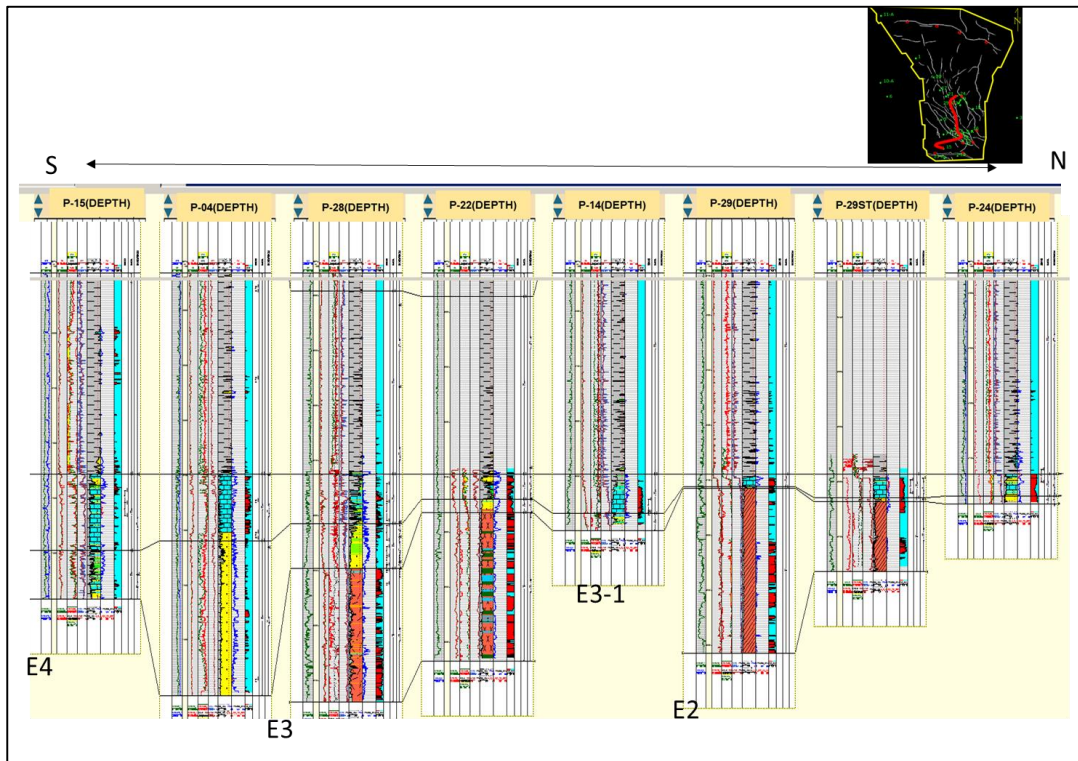


Figura. 77. Aplicación del método MRGC de redes neuronales para estimar profundidad de basamento.

Otro análisis considerado clave para la definición del modelo de porosidad, principalmente, consistió en la elaboración de las curvas de sonico para completar tramos faltantes donde la herramienta presentó fallas al ser corrida en el pozo siendo aporte de dato donde no se tenía información de este perfil,. Se estimó la curva de sónico sintético para 4 pozos, ellos son P-19, P-20, P-22 y P-29ST, sin embargo, para validar su uso fue probada en todos los pozos del área (Figura 78). La constante litológica propuesta por Escamilla (2007) de 1.948 representó el mejor ajuste en la mayoría de los pozos en el campo. Los coeficientes de correlación por secuencias de interés se representan en la tabla 12:

Secuencia	C.C
SEC1	0.67
SEC2-1	0.80
SEC2-2	0.63

En la siguiente figura se puede observar cómo se ajustan la curva de sónico original y la creada en la Ensenada de La Vela.

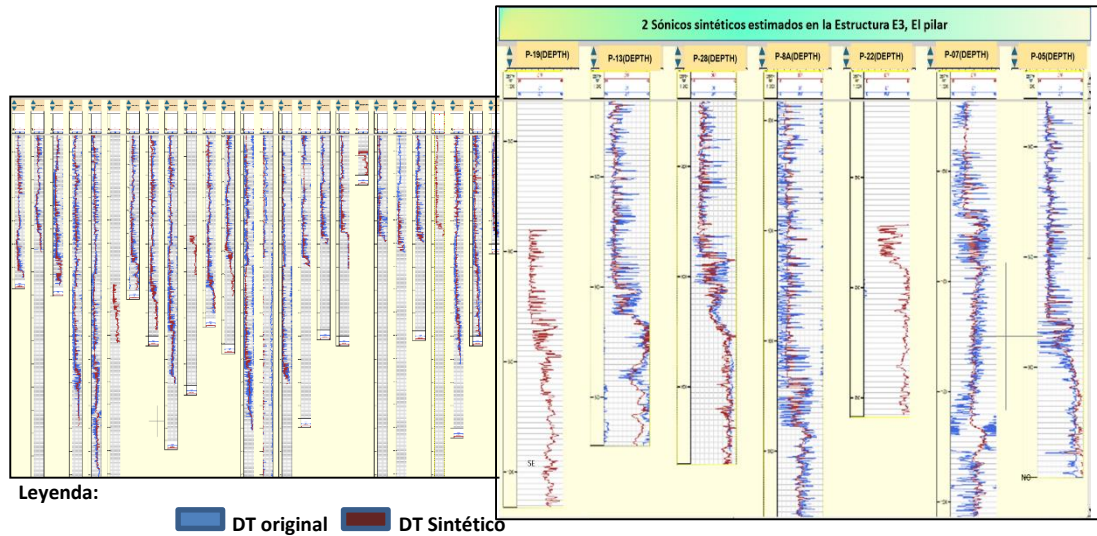


Figura. 78. Ajuste del sónico sintético a partir de la ecuación modificada de Faust y el sónico original.

En los pozos P-03 y P-18, la constante litológica de 1.650 (comunicación directa con Gómez, 2017) coincidió con las curvas DT originales debido posiblemente a que estos pozos se encontraban más distales de la línea de costa para el Oligo- Mioceno, correspondiendo con litologías de grano fino, mayormente arcilloso-limoso, coincidiendo además con los mayores porcentajes de arcillosidad presente al SE de la zona en estudio, de acuerdo con esta investigación.

Adicionalmente esta zona del SE es delimitada por un conjunto de fallas maestras, vistas también en el mapa paleoambiental para el período geológico correspondiente al Mioceno-Tardío o interface Oligo-Mioceno, adjunto en la parte inferior de la figura 79 (Carnevali, *et al.*, 2000), por lo que se propone limitar la zona por constantes litológicas para estimar el sónico sintético.

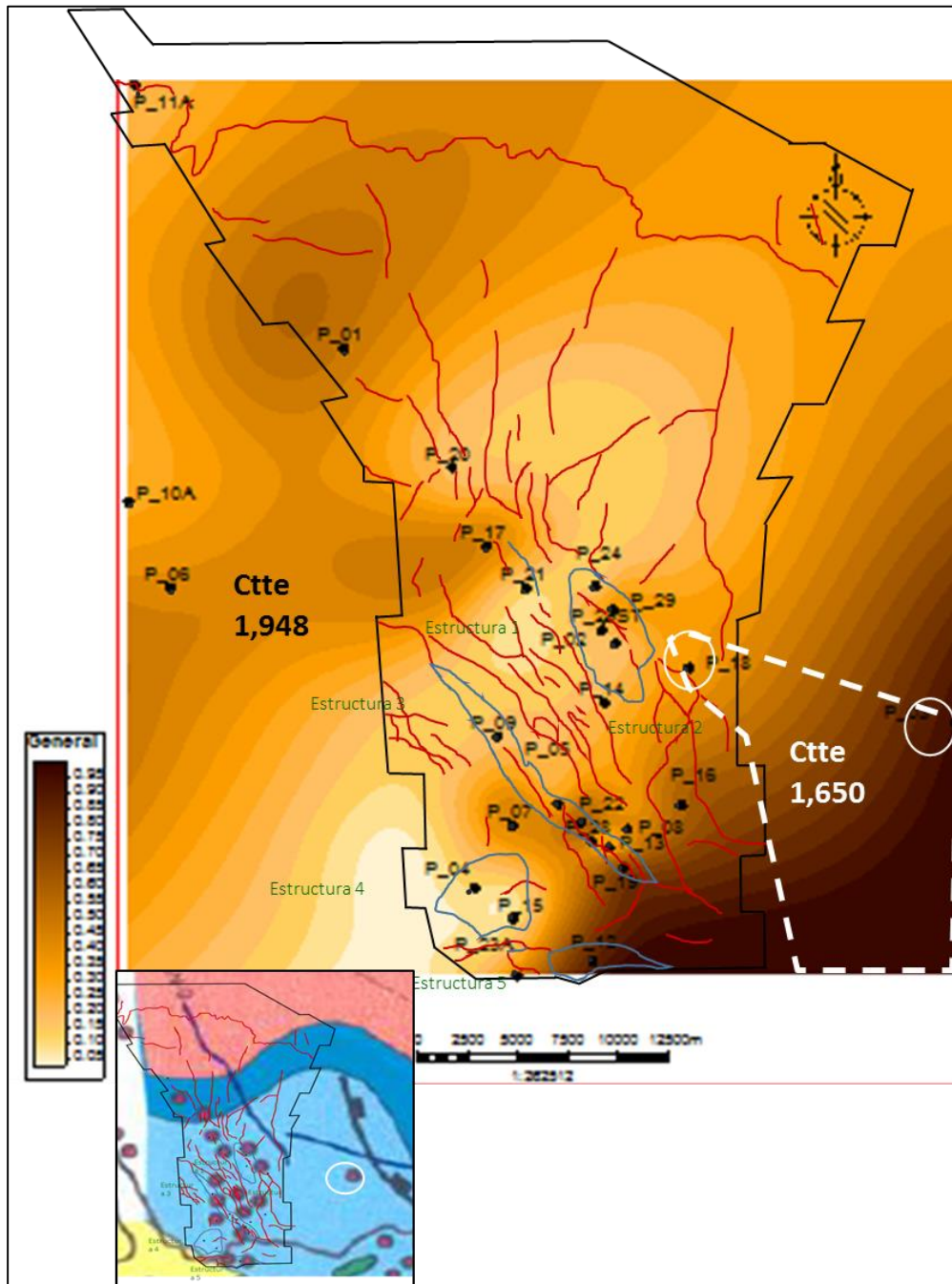


Figura. 79. Mapa de volumen de arcilla generado comparado con mapa Paleambiental (modificado de Carnevali *et al.*, 2000) para el Mioceno Tardío.

Al analizar el comportamiento de la curva de sónico sintético de la ecuación modificada de Faust, es importante señalar que en algunos intervalos se observan

desviaciones del perfil estimado con respecto al original, que se podrían deber al efecto de la presencia de gas, tal como explicó Escamilla (2007).

Con respecto a la metodología de pruebas empíricas, detallada en el marco metodológico se obtuvieron regresiones lineales que permitieron estimar el sónico con un alto coeficiente de correlación; la regresión que surge de la relación sónico vs neutrón resultó con ajuste de un 80%, además de que presenta una buena correspondencia visual incluso en zonas de gas (Figura 80).

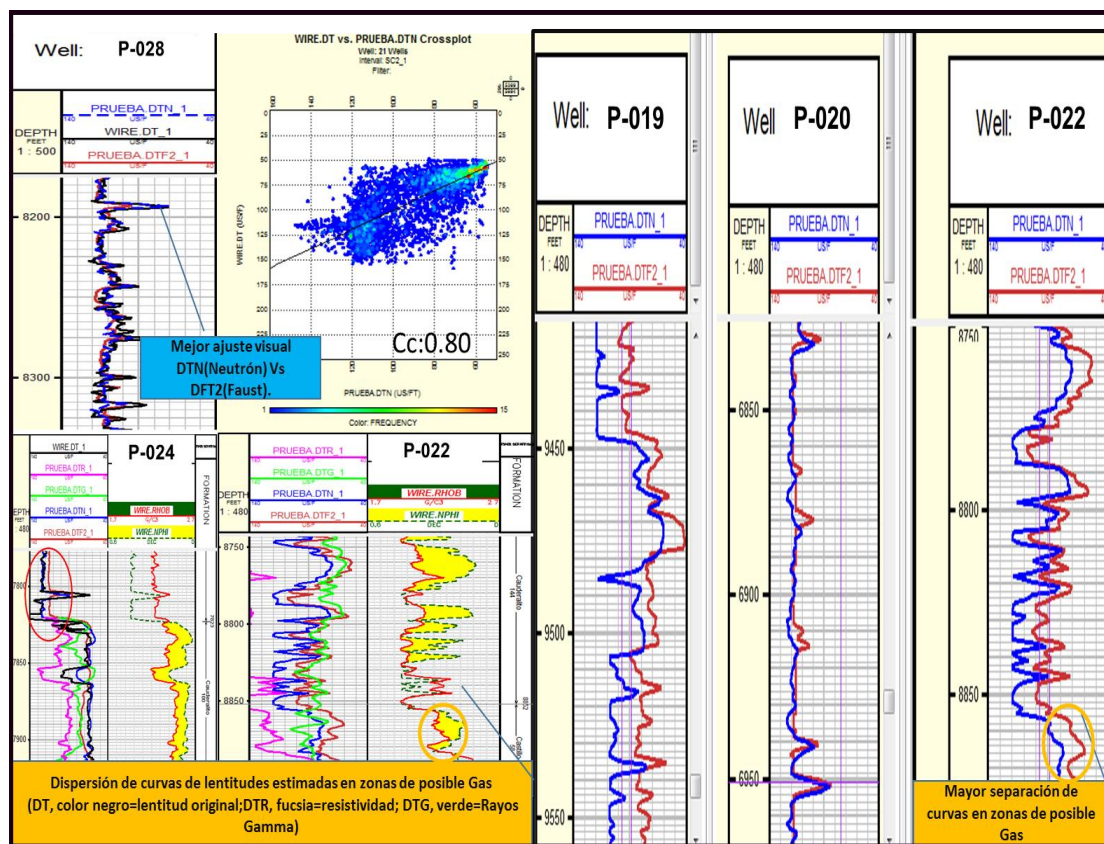


Figura. 80. Estimaciones de sónico por la ecuación modificada de Escamilla versus pruebas empíricas. El DT original es la curva color negro, el DT empírico por neutrón es la azul y el DT sintético por Faust es la vinotinto.

A partir de las premisas anteriores se usa la ecuación modificada de Faust para el campo ya que no en todos los pozos se cuentan con el perfil de neutrón y en zonas de

derrumbe el neutrón es un registro fuertemente afectado por estar más cercanos a la pared del pozo; a partir de los resultados se propone para el campo La Ensenada de La Vela el uso de la ecuación modificada por Escamilla como una buena aproximación para generar un perfil sónico sintético, cuya constante litológica sea zonificada en la zona de acuerdo a lo establecido anteriormente en el mapa.

Por otra parte, otro análisis relevante lo constituye la integración de difracción de Rayos X (DRX) y la ecuación de Waxman & Smith para estimar arcillosidad de núcleo.

Propuesta para estimar cantidad de arcilla a partir de medidas eléctricas de núcleos y capacidad de intercambio de cationes.

Se validó el empleo de mediciones eléctricas de núcleo propuestas en esta investigación en conjunto con el uso de la ecuación de Waxman & Smith para estimar volumen de arcilla. Los valores de medidas de difracción de Rayos X sobre la curva del modelo de arcillosidad del pozo P-14 cotejó visualmente muy bien con los valores estimados producto del uso de las ecuaciones planteadas en el marco metodológico para las secuencias SEC1 y SEC2-1 (Figura 81); por tanto, seguir los cálculos sistemáticos establecidos en este trabajo constituye una buena metodología para calibrar volumen de arcilla sino se cuenta con datos de difracción de Rayos X (DRX).

La aplicación de la metodología sistemática propuesta en esta investigación resultó en el caso del pozo P-04 de gran utilidad para la secuencia carbonática de la SEC3-2, ya que no se tienen medidas de porcentaje de arcilla por ningún otro método.

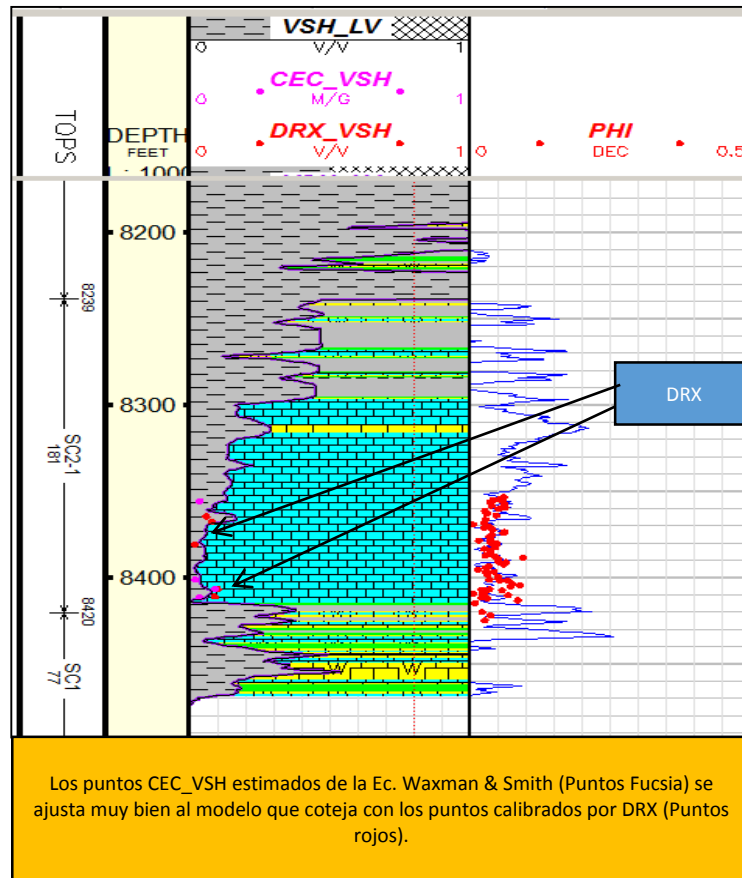


Figura. 81. Validación de metodología propuesta para estimar volumen de arcilla mediante medidas eléctricas.

Mediante la implementación de la propuesta planteada por medidas electricas de núcleo el porcentaje de arcilla estimado en carbonatos resultó con valores que van desde 2% a 21% mientras que las mayores arcillosidades estan presentes en areniscas (denotados con un simbolo (*)) en la tabla 17) y van de 19 a 32%. El porcentaje de arcilla estimado mediante la propuesta del uso de ecuaciones de Waxman& Smith en ambas unidades siliciclásticas y carbonáticas se aproximan al rango de valores observados para el campo por datos de DRX y microscopía recopilados previamente en reportes. En la tabla 13 se muestran los valores obtenidos y su correspondencia visual con el modelo de arcilla calculado a partir de los perfiles de pozos, validado

además con el modelo de porosidad, el cual toma en cuenta la arcillosidad presente para el cálculo.

Tabla 13. Porcentaje de arcilla en núcleo, ec. Waxman & Smith, La Vela			
POZO	Prof.	% arcilla	Correspondencia visual núcleo-perfil
P-04	6490	13	
P-04	6492	15	
P-04	6494	7	
P-04	6505	10	
P-04	6506	13	
P-04	6507	14	
P-04	10986	32*	
P-04	10989	19*	
P-07	10971	28*	
P-07	10972	28*	
P-07	10974	31*	
P-07	10976	29*	
P-14	10850	3.6	
P-14	10850.92	21	
P-14	8382.30	14	
P-14	8395.60	2	
P-14	8408.40	9	
P-14	8413.20	3	
P-28	8913.67	8	
P-28	8959.83	5	
P-29ST	9498.75	13	
P-29ST	9506.05	13	
P-29ST	9538.95	12	

Como se vio anteriormente en análisis previos, la componente litológica es compleja y presenta variaciones tanto laterales como verticales; una vez definida la

metodología para calibrar la arcillosidad de núcleo con el perfil, es indispensable conocer el tipo de arcillosidad y el tipo de distribución que se encuentra asociado, para tener además un análisis mineralógico más completo. Adicionalmente es importante conocer la presencia de minerales radioactivos y su efecto en la lectura de los registros evitando subestimar o sobreestimar la definición de los modelos de isopropiedades en el campo La Ensenada de La Vela, comenzando por la secuencia más somera donde no se disponía de este tipo de información.

Para la SEC3-2 de acuerdo con el pozo P-04 la cuantificación de cada tipo de arcilla a partir del análisis de registros espectrales disponibles de núcleo resultó de la siguiente manera: con mayor porcentaje de 63.18% se presentan los minerales mezclados o esmectita, seguido de 25.79% de caolinita y en menores proporciones la illita con un 6.08%, la mica con un 3.18%, glauconita con un 1.4%, feldespato potásico casi nulo de 0.2% y torio 0.17%; la esmectita se distribuye de forma casi homogénea en el núcleo (Figura 82).

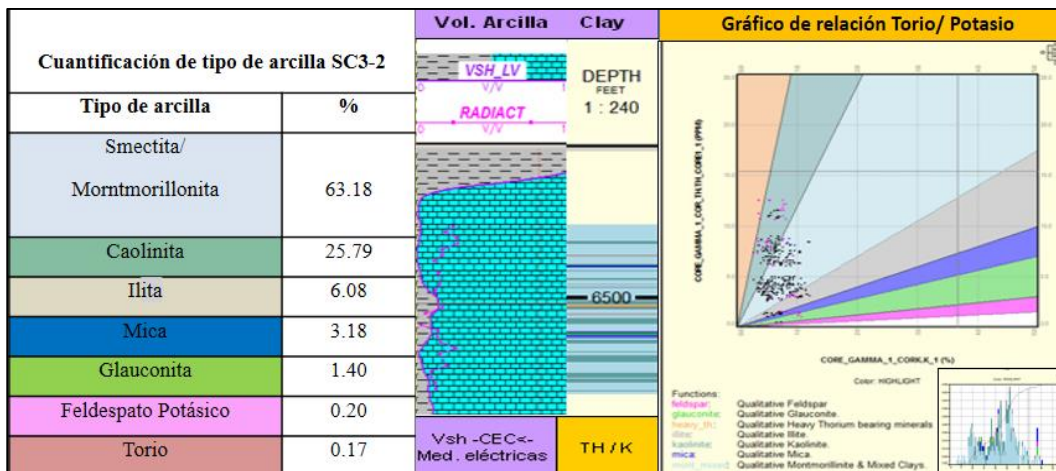


Figura. 82. Cuantificación de cada tipo de arcilla para la SEC3-2 (Formación Socorro).

En el pozo P-04 la distribución de arcilla resultó del tipo laminar predominantemente (Figura 83a), mientras en el pozo P-15 entre laminar y estructural (Figura 83b), lo

cual podría dar respuesta a su baja porosidad con respecto al pozo P-04, estando ambos en la misma estructura.

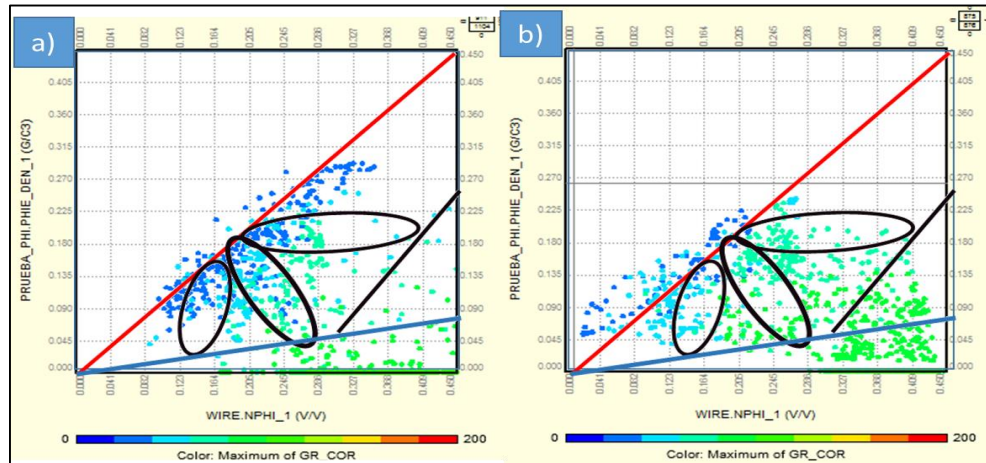


Figura. 83. Tipo de distribución de arcilla en la SEC3-2, E4 a nivel de Socorro. a) Pozo P-04, b) Pozo P-15.

Para la secuencia SEC2-1 los análisis de DRX para el pozo P-04 permitió corroborar que el componente mayoritario es la esmectita con un 53%, seguida de la illita con un 25%, clorita 15% y caolinita 7% y el tipo de distribución de la arcilla resultó entre dispersa y laminar (Figura 84a). En el pozo P-15 se reportó la esmectita en proporción mayoritaria de 76%, illita de 13% y caolinita de 11%, sin embargo, los tipos de las distribuciones de estas arcillas son más dañinas ya que están entre dispersa y estructural, pudiendo taponar los poros con mayor facilidad, a pesar de que la caliza es más limpia (Figura 84b).

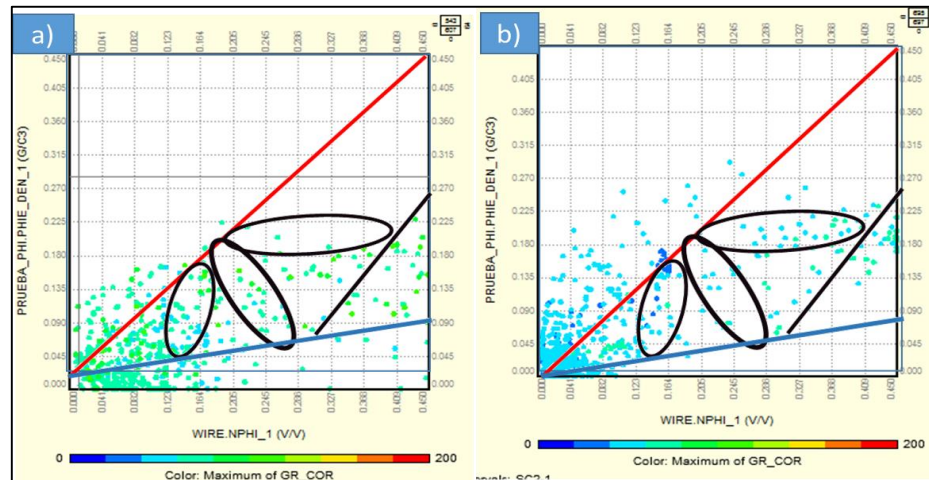


Figura. 84. Tipo de distribución de arcilla en la SEC2-1, E4 a nivel del miembro Cauderalito, Fm Agua Clara / Fm Cantaure. a) Pozo P-04, b) Pozo P-15.

En la SEC1 de acuerdo con el pozo P-14 el tipo de arcilla que se reporta con una mayor proporción es la esmectita con un 69%, seguida de 19% illita, 5% clorita y 7% caolinita; para esta secuencia de acuerdo al pozo P-16 la esmectita resultó con una proporción mayoritaria de 87% y el resto entre illita y clorita, con distribución de arcilla de tipo dispersa.

Con respecto al análisis de radioactividad en el pozo clave P-28 del campo La Vela, para la secuencia SEC2-1 al comparar el perfil de Rayos Gamma total (GR) y el espectral total (SGR) ambos corridos en el pozo, se observó la presencia de minerales que contribuyen a zonas de alta radioactividad, que son adicionales al uranio, ya que no se solapan estas curvas y en teoría deberían ser iguales (Figura 85); picos de uranio pueden corresponder a niveles de fosfato (Serra, 2004), tal como reportó en su estudio (Marín, 2013), donde los análisis químicos reflejan dentro de los elementos mayoritarios el fosforo (P_2O_5) y generalmente los picos de uranio correspondían con picos de fosfato, soportando lo antes mencionado; en el campo La Vela, integrando con análisis de secciones delgadas en las bases de las calizas, cercanos a los picos de uranio se halló la presencia de fosfato con porcentajes de 1 a 3%; Esta observación

permite inferir que incluso con el uso del registro CGR sin el efecto de uranio se podría sobreestimar el valor de Vsh ya que los picos de alta radiactividad no necesariamente estarían asociados a presencia de arcilla y/o uranio.

Adicionalmente, con el pozo P-14 que tiene medidas de DRX en las secuencias SEC2-1 y SEC1 se confirma la existencia de picos de alta radiactividad no asociada a arcilla (Figura 40, del marco metodológico).

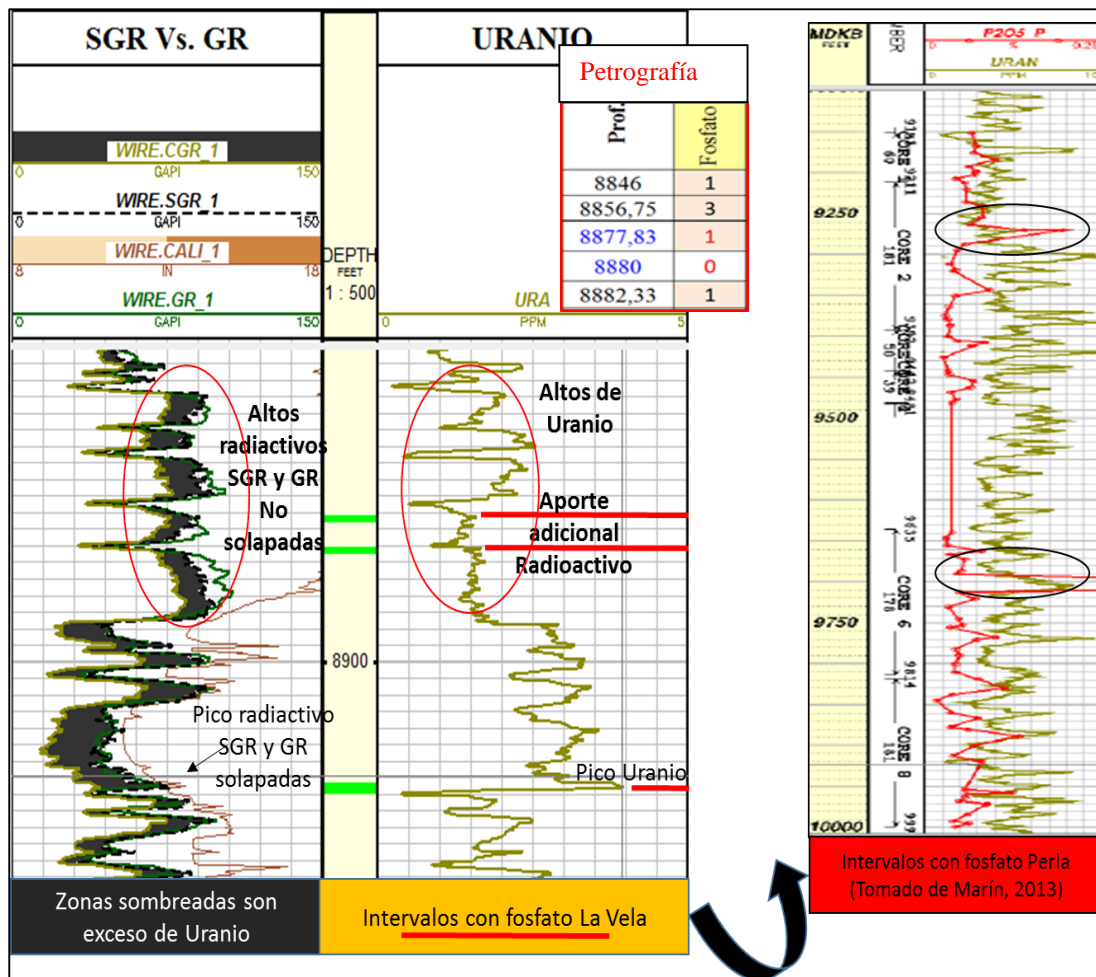


Figura. 85. Zonas con presencia de uranio y posible presencia de fosfato como minerales radioactivos SEC2-1, pozo P-28 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure).

Las diferentes correlaciones núcleo- perfil permitieron definir los siguientes modelos de arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad:

4.2.1 Modelo de arcillosidad (Vsh)

Para las secuencias SEC3-2 y SEC3-1 el índice de arcillosidad usado en su mayoría resultó idóneo a partir del registro GR y el modelo que mejor ajustó con datos de arcillosidad en núcleo por las ecuaciones de Waxman & Smith fue el de Larinov2 para rocas del Terciario (Figura 86 a).

Para las secuencias inferiores SEC2-1 y SEC1 en las secciones limpias, el índice de arcillosidad representativo ya que ajusto visualmente con datos de arcillosidad de núcleo por diversos métodos, resultó del registro sónico DT, mediante el modelo de arcillosidad lineal del sónico; siendo importante resaltar que, tal como habían sugerido los análisis de radiactividad de estas unidades sedimentarias el cálculo de volumen de arcilla por CGR subestima la arcillosidad presente en las calizas limpias, donde puntos no se ajustan al modelo, siendo el sónico el que ofrece mejor ajuste visual (Figura 86 b y c). En algunas secciones el modelo representativo proviene del registro GR con el modelo de larinov2, por lo que en estas secuencias el modelo final en algunos pozos es incluso combinado a partir de sónico y Rayos Gamma, dependiendo de las características, respuesta de los registros, análisis mineralógico y descripciones sedimentológicas, tal como se pudo observar en la figura de la metodología donde el último modelo es una combinación de la pista 6 y 7 de GR y DT respectivamente (Figura 40).

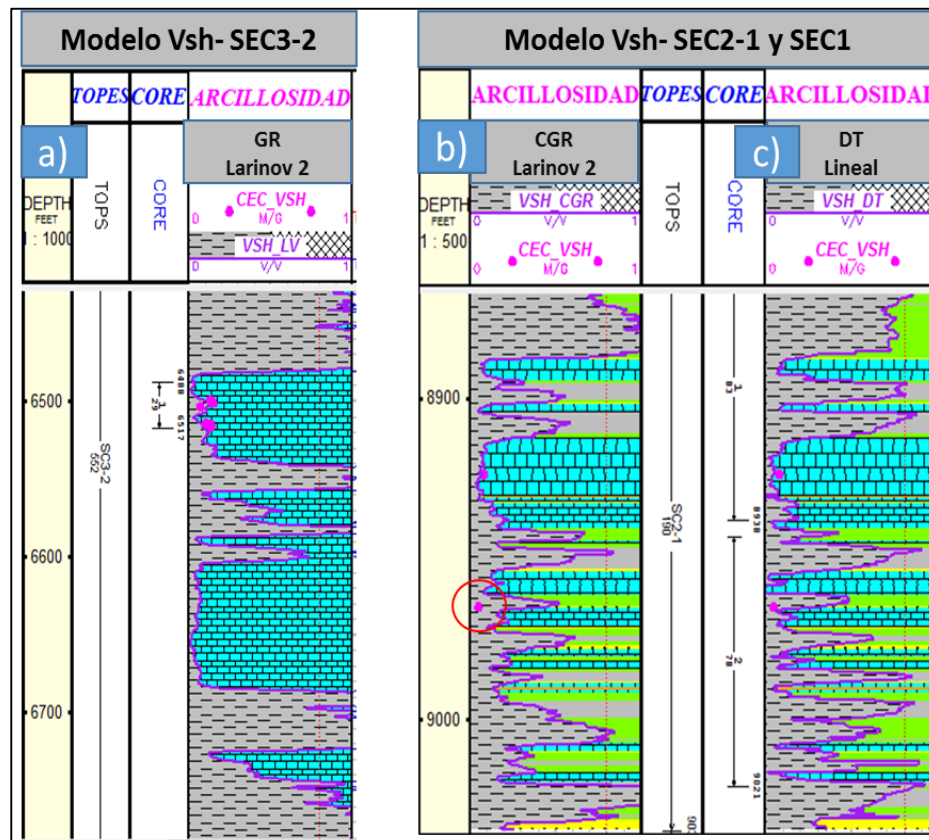


Figura. 86. Modelos de arcillosidad definidos mediante los registros Rayos Gamma y Sonico. a) SEC3-2 (Formación Socorro), b) SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara /Fm Cantaure).

4.2.2 Modelo de Porosidad (PHI)

El modelo que mejor se ajustó a los datos de núcleos en toda la columna en la mayoría de los pozos fue el calculado por densidad con coeficiente de correlación de 0.60 (Figura 87 a y b), con excepción del pozo P-28 en las secuencias SEC2-1 y SEC1 (Figura 87 c), donde el modelo representativo fue proveniente del registro sónico con un coeficiente de correlación de 0.74 y se puede observar que el de densidad con coeficiente de correlación de 0.69 subestima los valores medidos en núcleo, posiblemente por efecto de la pirita presente, cuantificada por sección delgada con proporciones que van de 2 a 10%, la cual impacta la densidad y por tanto la porosidad proveniente de ella.

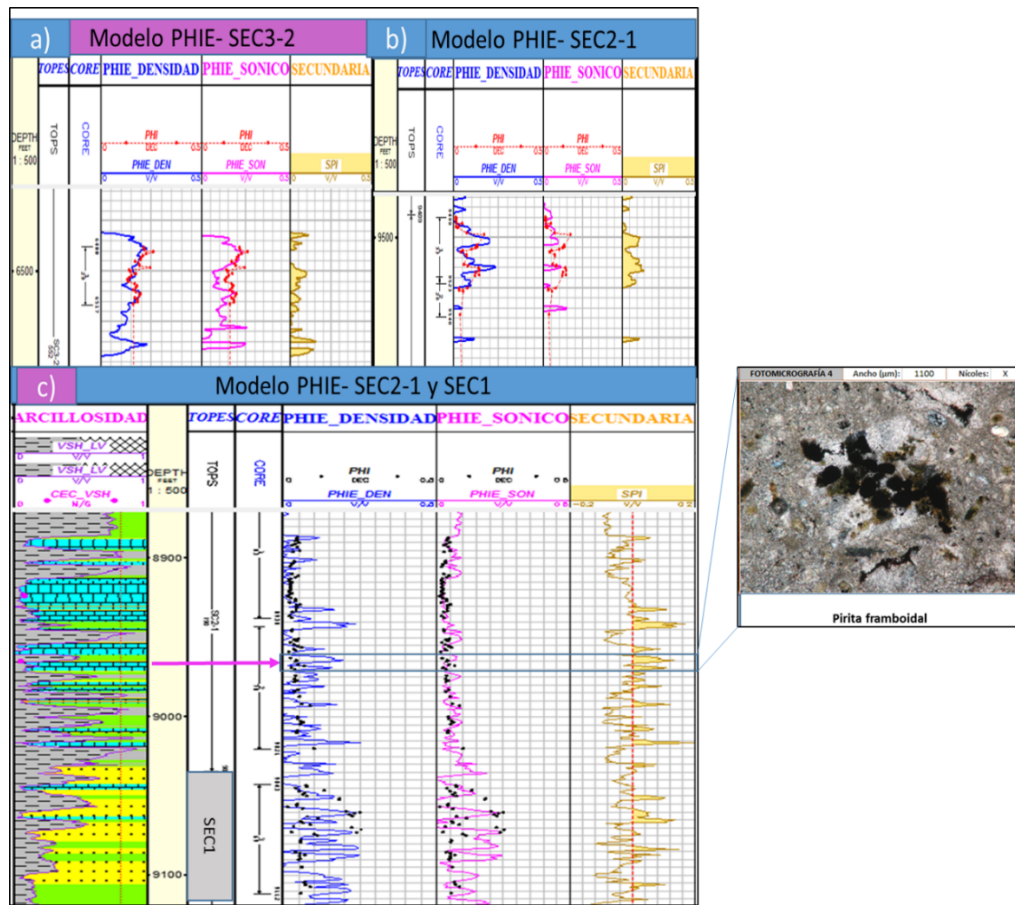


Figura. 87. Modelos de porosidad para unidades carbonáticas y siliciclásticas del campo La Vela. a) SEC3-2 (Formación Socorro), b) SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) y c) SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) y SEC1 (Formación Castillo) pozo P-28 (imagen SF #8960.5', ancho 1100µm, tomado de Medina *et al.*, 2017).

De la curva de índice de porosidad secundario (SPI) estimada se puede inferir la presencia de porosidad secundaria en varios intervalos y donde la porosidad por densidad (PHIE_DEN) resulta menor que la porosidad por sónico (PHIE_SON) se interpreta existencia de fracturas, tal como fue el caso de las lutitas fracturadas de California, Monterrey, donde se evidenció presencia de fracturas horizontales de bajo ángulo con múltiples orientaciones no cementadas (Aguilera, 1995). En el caso de la SEC3-2 el núcleo analizado el cual tiene altas porosidades muestra indicios de porosidad secundaria, que de acuerdo a los análisis de determinación del parámetro “m” y a petrografía está asociada en parte a microfracturamiento, mientras que en

SEC2-1 la curva de SPI no solo indica la existencia de porosidad secundaria, sino que también indica fracturamiento (fracturas abiertas y estilolitas), corroborado por fotos de núcleos y descripción de reportes de pozos (Figura 88).

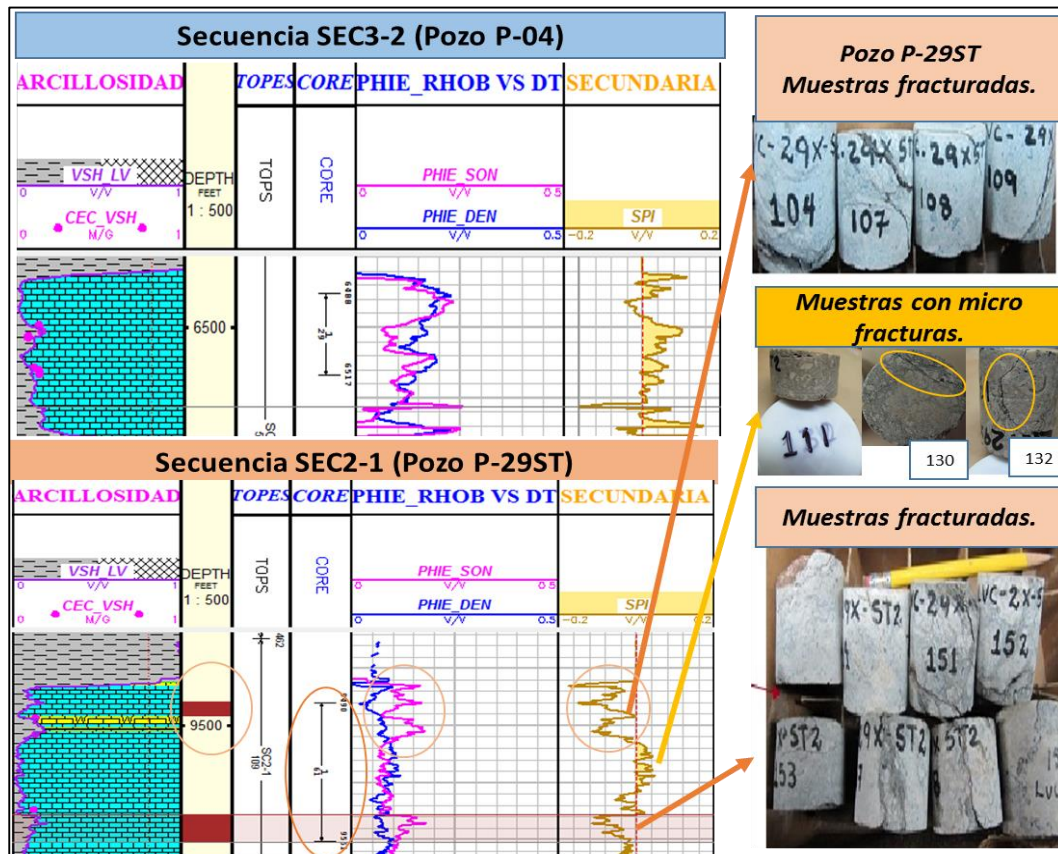


Figura. 88. Indicios de microfracturamiento y fracturamiento de alto grado por índice de porosidad secundario (SPI).

4.2.3 Modelo de saturación de agua (SWE)

En los diferentes modelos probados se ratificó el impacto del uso indiscriminado de m igual a 2, pudiendo subestimar la saturación de hidrocarburo y la variación al usar el valor de “ m ” resultado de laboratorio y métodos de interpretación de registros, del mismo modo la arcillosidad presente es otro factor importante del cual depende el cálculo; el modelo de saturación de agua representativo para el campo resultó ser por

Simandoux, ya que usando el parámetro m producto de esta investigación, cotejó con las pruebas de producción y además toma en consideración la arcillosidad presente en la formación. En la imagen se puede evidenciar el impacto en la estimación de hidrocarburo al variar el parámetro “ m ”, usando inicialmente para el modelo de Archie el valor de $m=2$ estándar y en las dos últimas pistas usando el valor de m obtenido en laboratorio para los dos modelos (Figura 89).

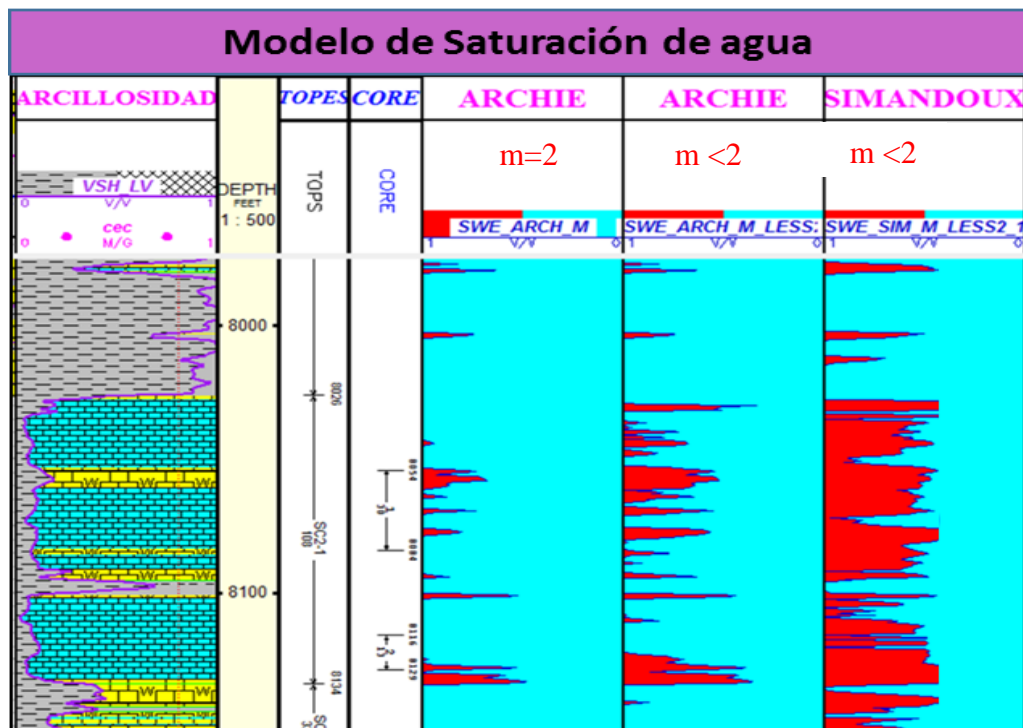


Figura. 89. Modelo de saturación de agua.

4.2.4 Modelo de permeabilidad (K)

Comparando porosidad vs permeabilidad por depósitos sedimentarios dentro de las secuencias de interés prospectivo las relaciones indican una marcada dispersión entre ellas (Figura 90), estas pudieran ser agrupadas por familias, considerando la génesis de la roca, así como todos los procesos diagenéticos que controlan este parámetro de suma importancia para este tipo de yacimientos.

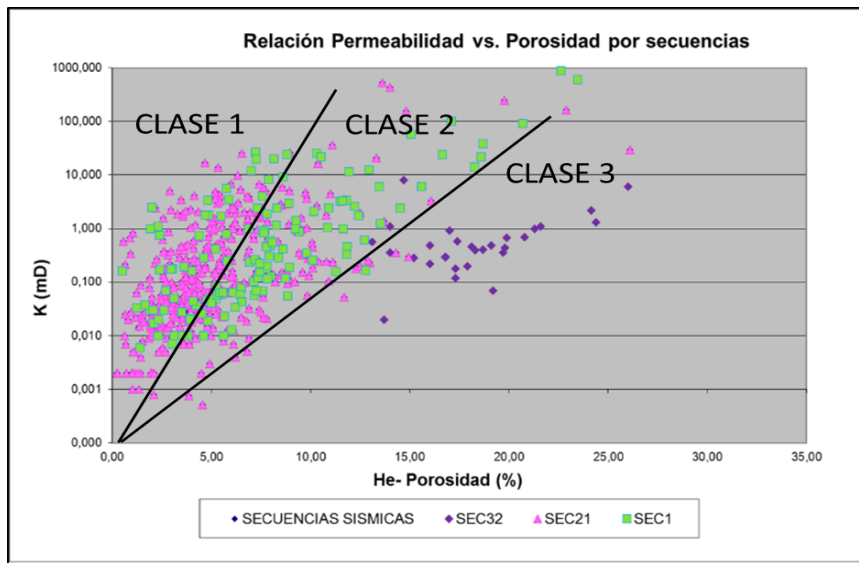


Figura. 90. Relación porosidad permeabilidad por secuencias.

La heterogeneidad en el radio de garganta poral también fue notada al emplear el gráfico propuesto por Lucia (1983); aunque no se tienen datos de tamaño de partícula para el campo La Ensenada se observa que una clase incluye dos tamaños de poros (Figura 91).

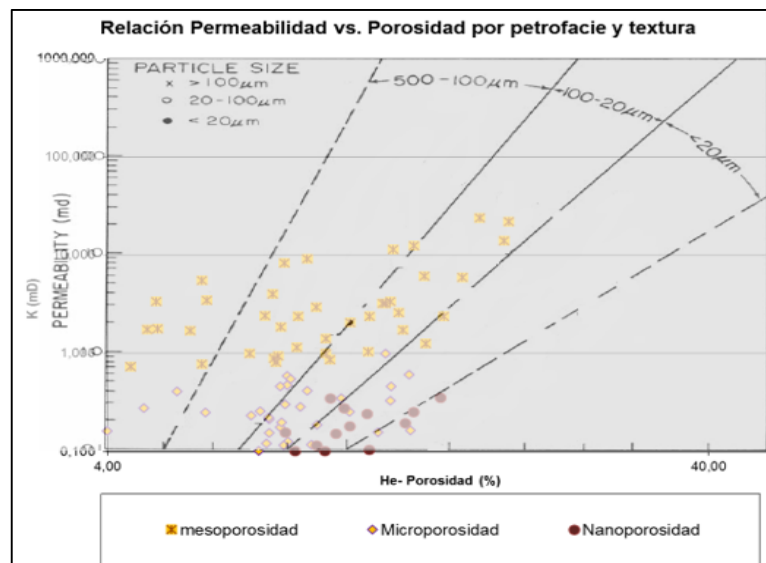


Figura. 91. Relación porosidad permeabilidad para grupos de tamaños de partículas en rocas carbonáticas no vulgares (Lucía, 1983).

De las diferentes comparaciones resultó que la relación porosidad vs permeabilidad está estrictamente controlada por el tipo de roca o petrofacies existente y la textura y que la dispersión está controlada por los componentes mayoritarios de la roca generadora del depósito sedimentario. Todo esto conllevó a establecer regresiones por tipo de rocas en su mayoría polinómicas cuyos coeficientes de correlación son de 36, 44, 37 y 73 % para las petrofacies nano, micro, meso y macro poro, respectivamente (Figura 92). Estos coeficientes de correlación están asociados a la alta heterogeneidad de la roca inclusive a pocos pies de profundidad.

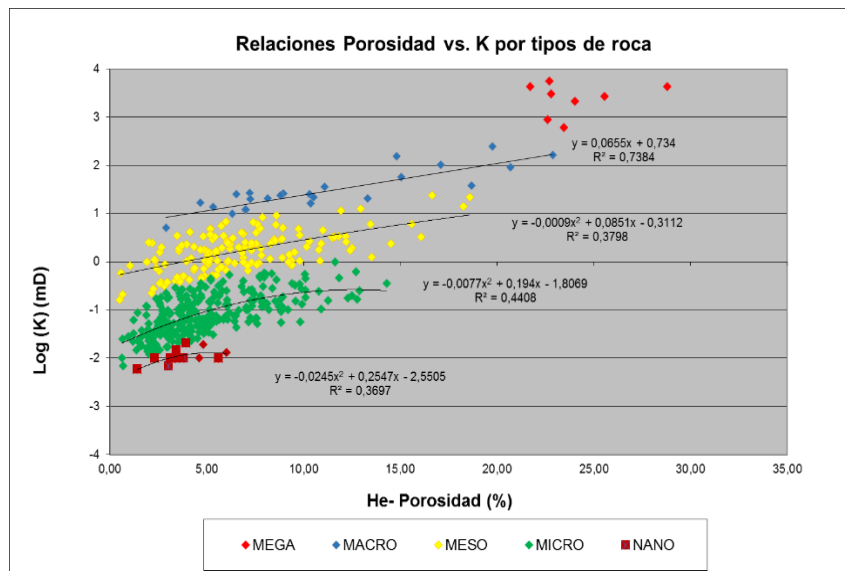


Figura. 92. Relación porosidad permeabilidad controlada por el tipo de roca.

Para las SEC1 y SEC2-1 las petrofacies, textura y el componente productor en conjunto con el análisis de efectos diagenéticos como el microfracturamiento permitió obtener dos clases petrofísicas bien definidas según la conexión poral, se encontró una regresión polinómica para cada clase; la clase 1 con un coeficiente de correlación de 68% representa una variedad de tipos de poros que va desde micro a mega, la sub clase 1 S1 presenta dominio de poros más grandes de macro y mega poros y corresponde con facies de dominio siliciclástico, mientras la sub clase 1 S2 presenta textura Floatstone- Rudstone con foraminíferos planctónicos, bivalvos y

algas rojas con un microfracturamiento que permite tener cierto grado de interconexión poral a pesar de que tiene algunos segmentos parcialmente cementados. La clase 2 con un coeficiente de correlación de 65% está dominada por nano y micro poros, textura Floatstone- Rudstone y los componentes mayoritarios de la roca generadora son macroforaminíferos y algas rojas cuyas micro fracturas se encuentran mayormente cementadas por procesos diagenéticos (Figura 93).

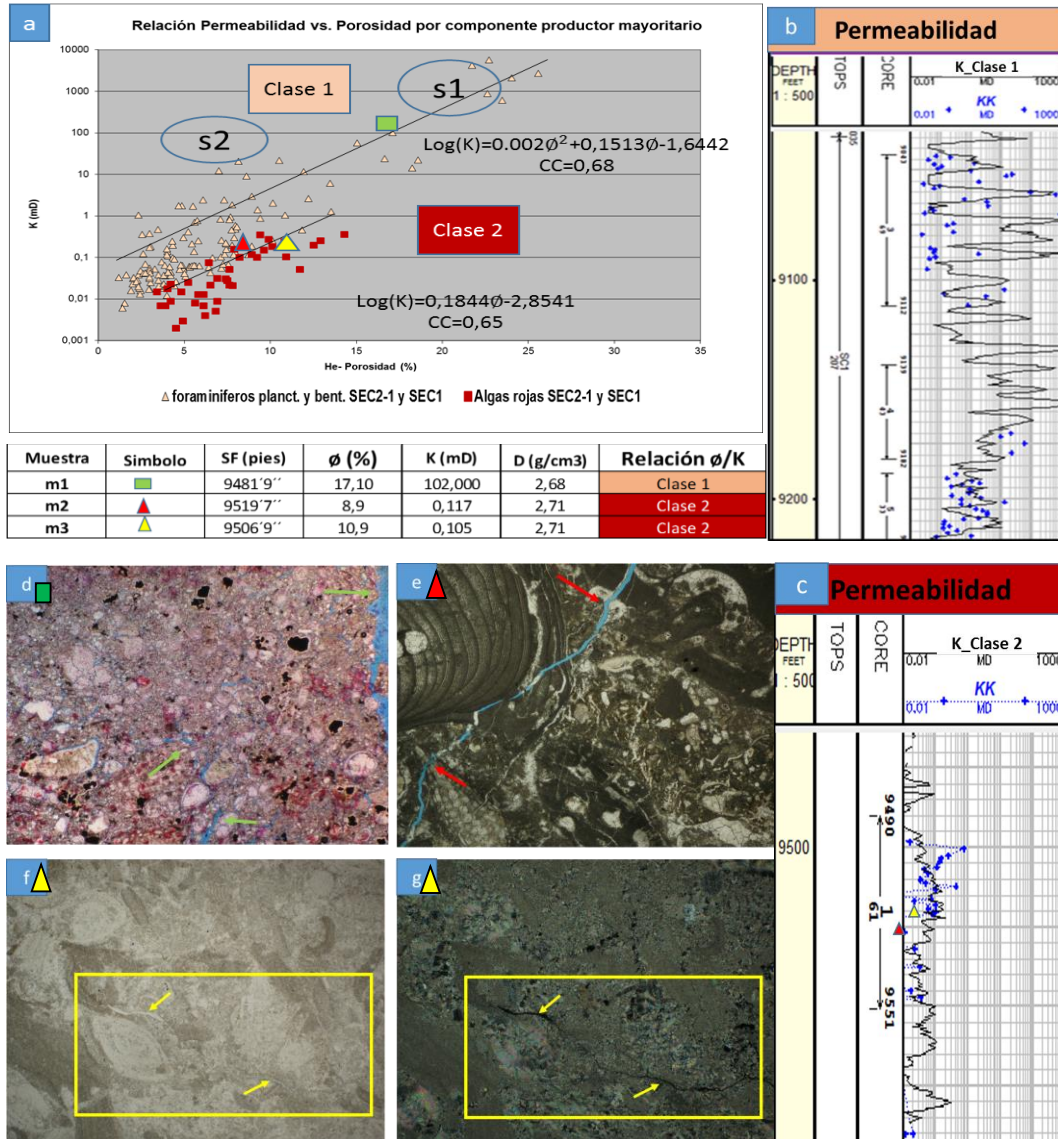


Figura. 93. a) Relaciones para Modelo de permeabilidad por clases petrofísicas para las secuencias SEC2-1 (mbo. Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) y SEC1 (Castillo), b) Modelo de permeabilidad Clase 1, c) Modelo de permeabilidad Clase 2, d) porosidad por microfracturas abiertas muestra m1, NP, EH 4300um, e) microfractura abierta muestra m2, NP, EH 4,3mm, f) microfractura cementada m3, NP, EH 4,3mm, g) microfractura cementada m3, NX, EH 4,3mm.

El modelo de la clase 1 es aplicable en la mayoría de la zona, excepto en la SEC3-2 hacia el sur del área de estudio, en la cual resultó que la relación porosidad permeabilidad está estrictamente dominada por micro poros en algas rojas. La regresión generada para la SEC3-2 denominada clase 3, presentó un coeficiente de correlación de 55%, de igual forma se observa que al aplicar en esta secuencia la ecuación clase 1 cuyos componentes de la roca generadora son muy distintos se sobreestima la permeabilidad (Figura 94).

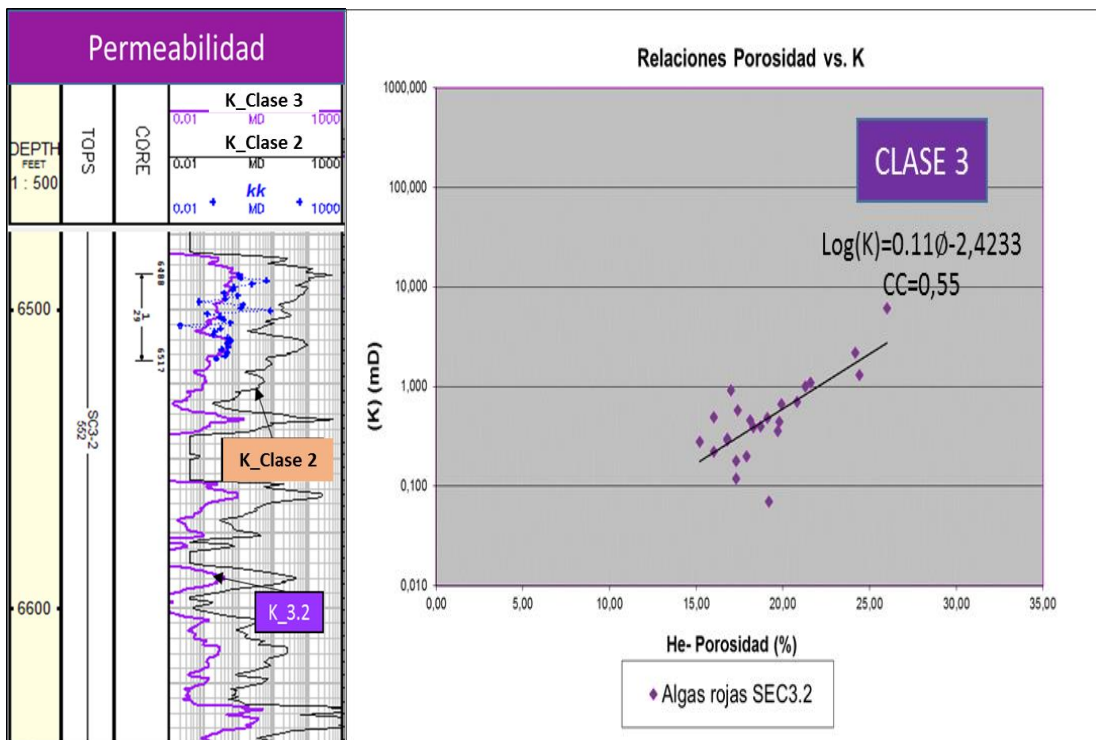


Figura. 94. Modelo de permeabilidad para la secuencia SEC3-2 (Formación Socorro)

La restricción de la ecuación clase 3 en la zona sur de la SEC3-2 se debe a que la correlación de sur a norte siguiendo esta unidad carbonática, muestra que la caliza está presente en la estructura E4, mejorando su desarrollo en la estructura E3 para presentar solo vestigios o desaparecer hacia el norte (Figura 95).

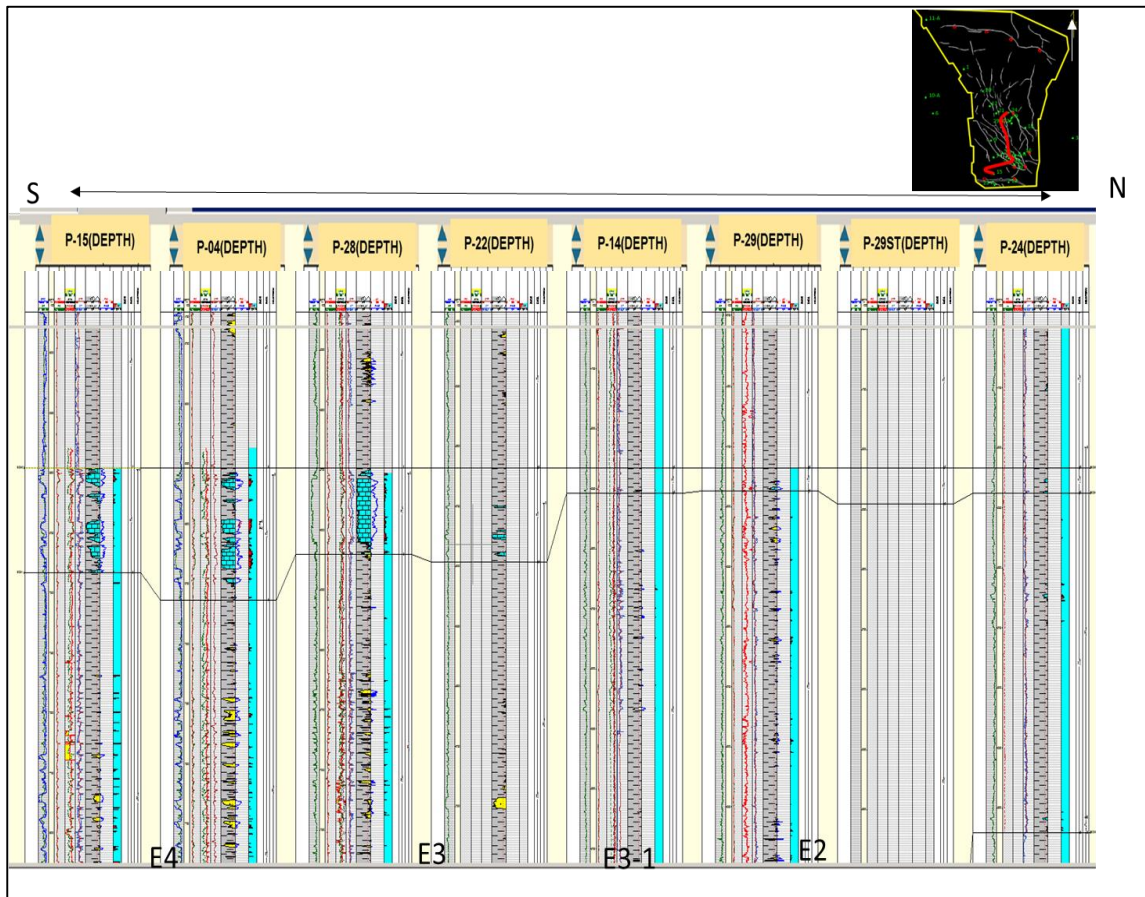


Figura. 95. Correlación del desarrollo de la secuencia SEC3-2 (Formación Socorro) en la Ensenada de La Vela.

Las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio fueron indispensables, para determinar el modelo de permeabilidad, pudiéndose verificar el impacto de las petrofacies dominantes en la calidad de roca y su relación con la porosidad y permeabilidad.

Estas pruebas permitieron describir el sistema poral y facies petrofísicas a partir de las curvas de presión capilar, analizando a la vez el efecto de la calidad de la roca en dichas curvas para llegar finalmente a una caracterización del sistema poroso en el campo La Vela, costa afuera de Venezuela, logrando verificar posteriormente de manera exitosa la distribución de propiedades en el campo, tal como había sugerido en 1980 por CORPOVEN.

5.3 Descripción del sistema poral y facies petrofísicas a partir de curvas de presión capilar

Basado en la heterogeneidad en la forma de las curvas de presión capilar (Figura 96a y 96c) y la bimodalidad en los gráficos de saturación incremental de mercurio (Figura 96b y 101d) se evidenció la existencia de múltiples radios de garganta porales en las muestras analizadas de los pozos del campo La Ensenada de La Vela.

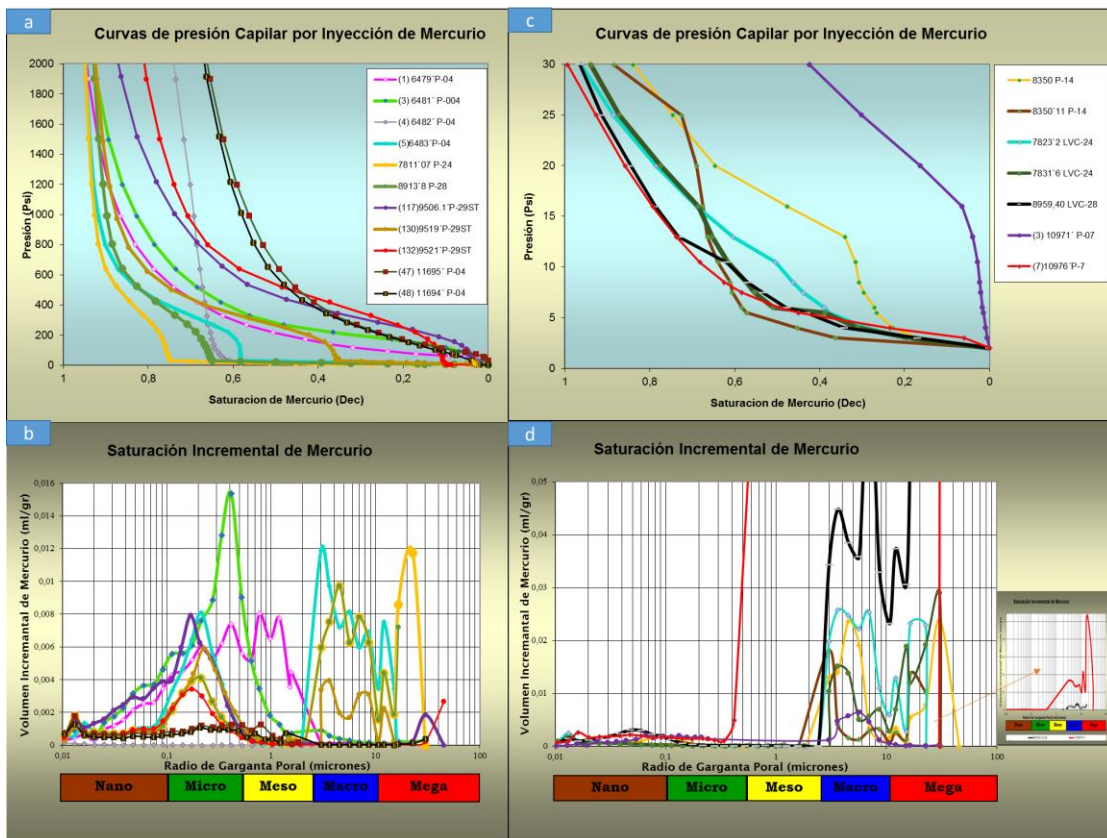


Figura. 96. a) Curvas de presión capilar a alta a alta presión, b) radio de garganta poral de las muestras graficadas a alta presión en (a) , c) Curvas de presión capilar a baja presión, d) radio de garganta poral de muestras a baja presión en (c).

Posteriormente para la determinación de petrofacies, con la técnica ápice se logró determinar un rango de saturación de mercurio entre el 20 y 60% que representan aproximadamente los puntos de inflexión del gráfico que llenan los poros más

grandes y más pequeños respectivamente, siendo a 35% donde ronda el máximo desplazamiento alcanzado y por ende el radio de poro dominante (Figura 97a), esto a su vez concuerda con el resultado del gráfico uno a uno, donde se pudo determinar que la ecuación que mejor representa el tipo de poro dominante en el área de estudio es la ecuación empírica de Pittman R35 con un coeficiente de correlación de 96 % (Figura 97b).

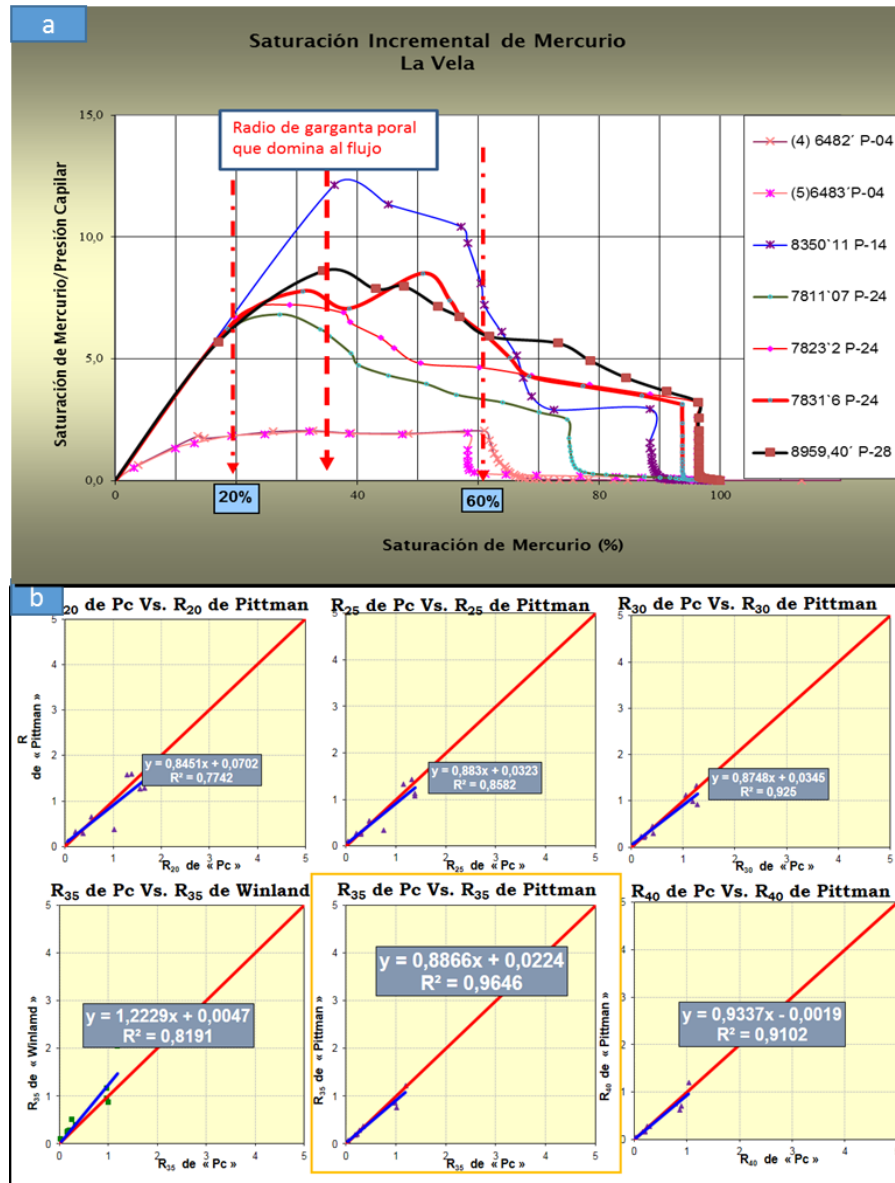


Figura. 97. A) gráfico de ápice con máximo desplazamiento alcanzado, b) gráfico uno a uno.

Seguidamente, al extrapolar la ecuación de Pittman R35 a todos los datos convencionales y al construir el gráfico semi-log de Porosidad vs. Permeabilidad de las unidades siliciclásticas y carbonáticas del campo La Vela para las secuencias SEC1, SEC2-1 (Figura 98a) y para la secuencia SEC3-2 (Figura 98b), se corrobora la heterogeneidad en el tipo de poro y algunas muestras quedan en la interface entre dos tipos de roca, por lo que resulta idóneo un estudio a detalle para cada secuencia.

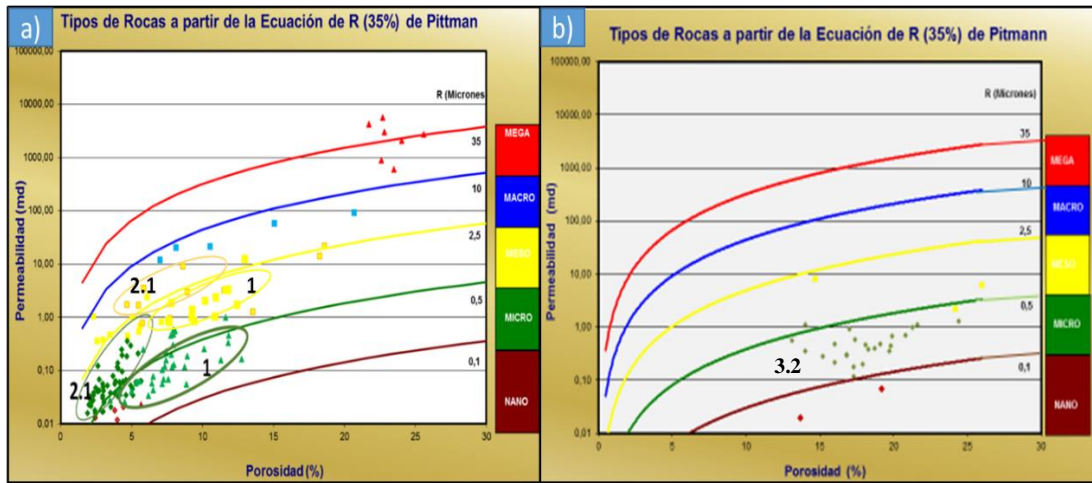


Figura. 98. Semi-log de Porosidad vs. Permeabilidad, a) SEC2-1(Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) y SEC1 (Formación Castillo), b) SEC3-2 (Formación Socorro).

A continuación, se presenta una descripción sistemática del sistema poral de cada secuencia en estudio de base a tope, con un enfoque que va de lo macro a lo micro particularizando detalles de las petrofacies a partir del análisis de pruebas de presión capilar por inyección de mercurio.

Secuencia SEC1 (Formación Castillo)

A modo general, en esta secuencia hacia el sur y centro del área de estudio, de acuerdo con los datos de núcleos de los pozos P-03, P-04, P-06, P-07, P-08A, P-19 y P-28 perforados en las estructuras E4, E3 y E3.1, resultó un dominio de micro poros con un 45%, seguido de 31% de meso poro, 10% macro poro, 9% nano poro y en menor proporción mega poros con un 5% (Figura 99).

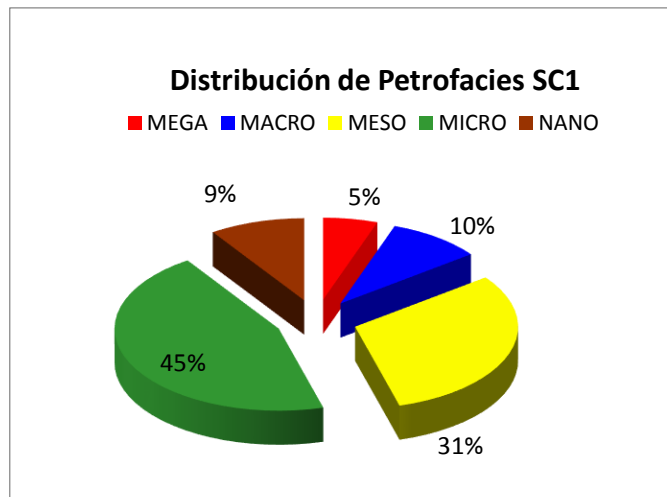


Figura. 99. Distribución de petrofacies para la SEC1 (Formación Castillo).

Para esta secuencia hacia el SO o estructura E4, mediante los datos del pozo P-04, las petrofacies dominantes son nano poros en un 39%, seguida de 35% mesoporoso y 26% microporoso (Figura 100a) y hacia el centro, específicamente en el pilar tectónico o estructura E3 con los análisis reportados en el pozo P-28, se determinó un dominio de micro poro con un 49%, seguido de 31% meso poro y en proporciones de 9%, 7% y 4%, micro poro, mega poro y nano poro, respectivamente (Figura 100b).

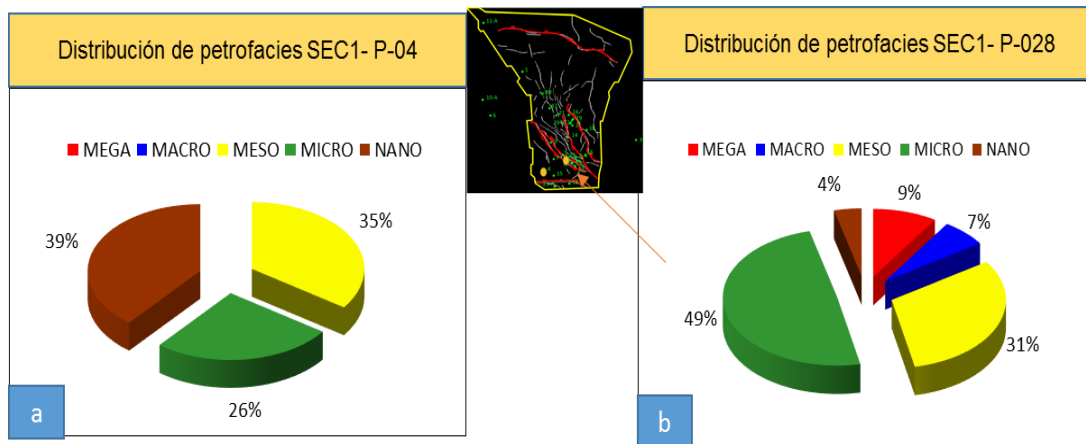


Figura. 100. Distribución de petrofacies de la SEC1 (Formación Castillo); pozos a) P-04, estructura E4 y b) P-28, estructura E3 “El pilar”.

Mediante pruebas de presión capilar por inyección de mercurio, con datos del pozo P-04 perforado en la estructura E4 se analizaron dos muestras, corroborando los radios de poro descritos en la figura 100a, la primera, a una profundidad de 11694', cuyas características litológicas son similares a las descripciones sedimentológicas de Conglomerado basal (Figura 101a, curva negra), reportó diversidad de radios de garganta poral que van desde nano a meso poro (Figura 101 b, curva negra) al igual que el tapón analizado a la profundidad de 11695', cuya coloración rojiza indica alto contenido de hierro como la descrita en Capas Rojas (Figura 101a y 101b, curva roja).

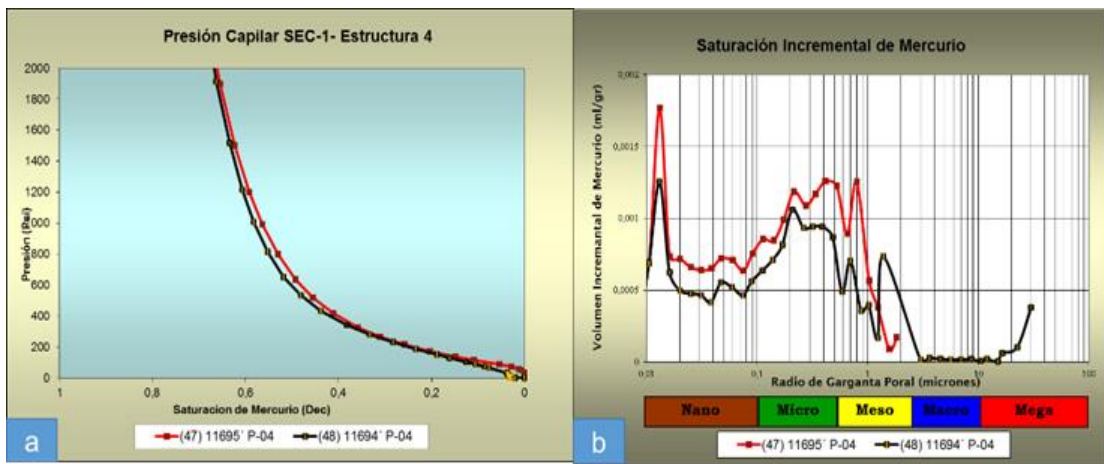


Figura. 101. a) Curvas de presión capilar pozo P-04- SEC1(Formación Castillo), b) Gráfico de saturación incremental de mercurio, pozo P-04- SEC1 (Formación Castillo).

Hacia el centro de la zona mediante los datos del pozo P-07, ubicado hacia el flanco oeste de la estructura E3, perforado al oeste del pilar, se obtiene que hay doble dominio bimodal de poro macro y meso, ambas con un 33%, seguido de 17% de micro poro y 17% nano poro (Figura 102).

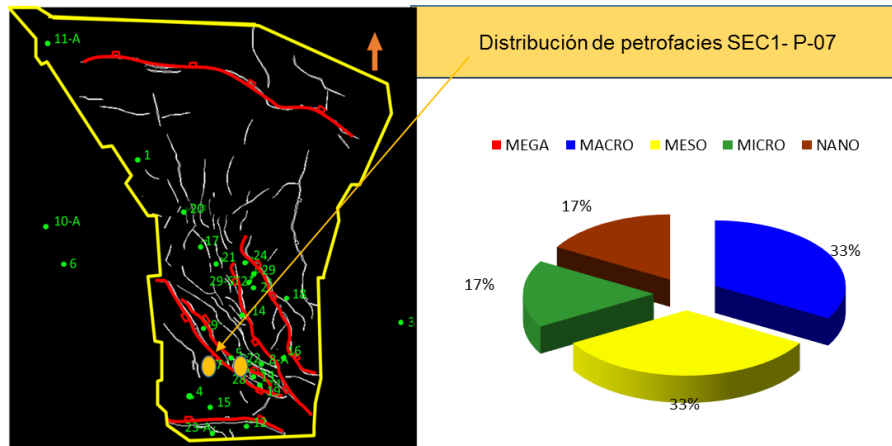


Figura. 102. Distribución de petrofacies de la SEC1(Formación Castillo), flanco oeste de la estructura E3.

Mediante pruebas de presión capilar por inyección de mercurio para el pozo P-07, se analizaron dos muestras cuya litología corresponde a siliciclásticos. El primer tapón (Figura 103a, curva roja), a una profundidad de 10976´presentó un radio de garganta poral con dominio de poro entre mega y macro (Figura 103b, curva roja), mientras que el segundo tapón (Figura 103a, curva morada), a una profundidad de 10971´ indicó un radio de garganta macro y nanoporoso (Figura 103b, curva morada), en correspondencia a lo observado en el gráfico de distribución de petrofacies (Figura 102).

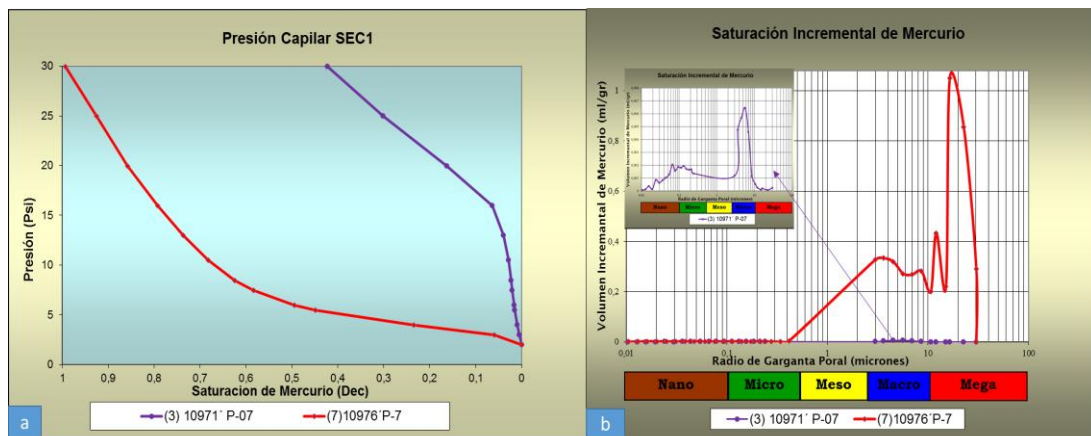


Figura. 103. Datos de areniscas del pozo P-07- SEC1 (Formación Castillo), flanco oeste de la estructura E3 a) Curvas de presión capilar, b) gráficos de saturación incremental de mercurio.

Secuencia SEC2-1 (Miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara/ Formación Cantaure)

Para esta secuencia en el área se tiene un mejor control de información tanto por la distribución como por la cantidad de datos, abarca la estructura E4 al sur, la estructura E3 en el Pilar, así como E3.1 en el centro y la estructura E2 al norte. Con los datos convencionales de las muestras de núcleo de los pozos P-01, P-02, P-03, P-04, P-07, P-14, P-15, P-18, P-20, P22, P-24, P-28 y P-29ST perforados dentro de estas estructuras se determinó un dominio de roca microporosa en proporción de 52%, mesoporosa 31%, nanoporosa 12% y macroporosa 5% (Figura 104).

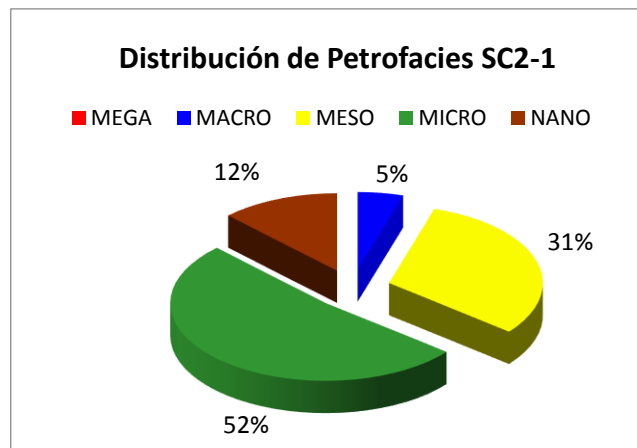


Figura. 104. Distribución de petrofacies para la secuencia SEC2-2 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure).

Hacia el sur de la zona en la estructura E4, con datos de tapones de núcleo del pozo P-04, se determinó que las petrofacies dominantes son macroporosa con un 62% y mesoporosa con un 38% (Figura 105a) ; mientras que con datos del pozo P-15 perforado un poco más al sur en la misma estructura evidenció una variedad de tipos de roca con un dominio de 46% de micro poro, seguida de 27%, 24% y 3% en nano poro, meso poro y macro poro, respectivamente (Figura 105b), evidenciándose la heterogeneidad de tipos de roca en la misma estructura.

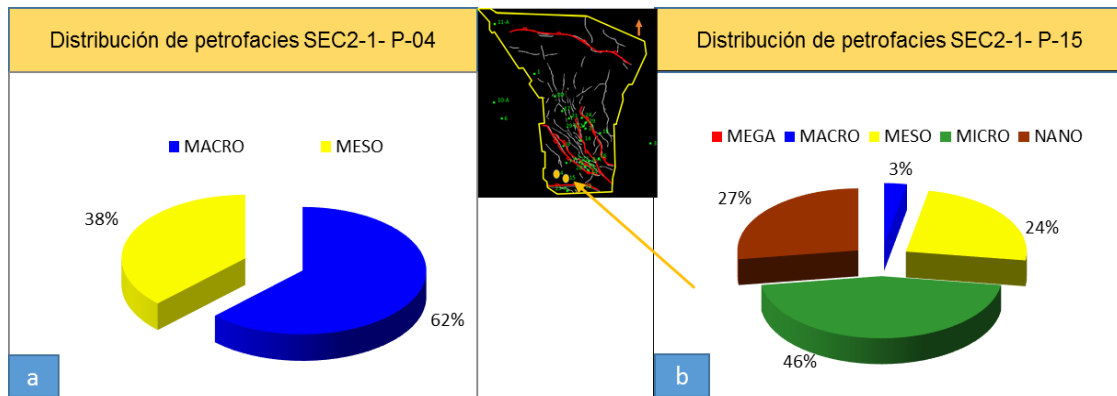


Figura. 105. Distribución de petrofacies de la SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure – Estructura sur E4; pozos a) P-04 y b) P-15.

Hacia el centro, en la estructura E3 o pilar tectónico se encuentra perforado el pozo P-28, cuyos datos de núcleo a nivel de petrofacies indica un dominio de poro micro con un 78%, 15% meso poro y 7% nano poro (Figura 106).

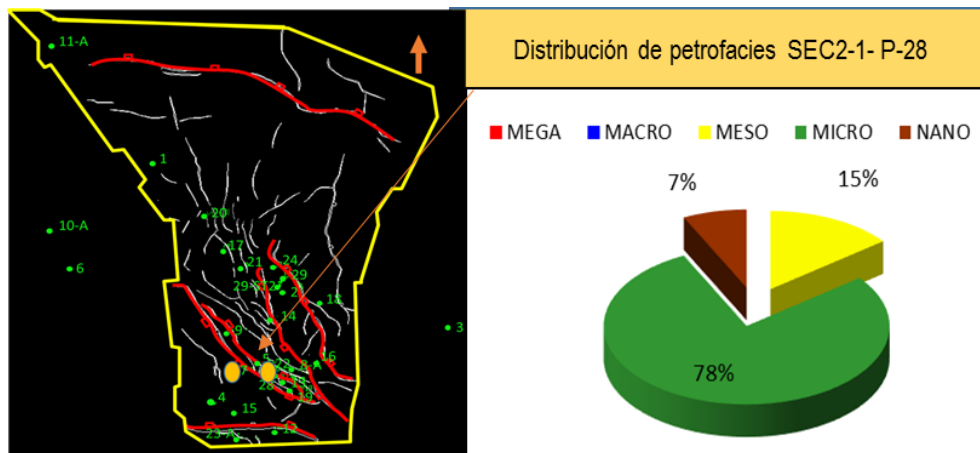


Figura. 106. Distribución de petrofacies de la SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), estructura el pilar E3 y E3-1; pozos a) P-28 –E3 y b) P-07 E3-1.

Datos de muestras de núcleo de este pozo fueron analizados a nivel de petrofacies por pruebas de presión capilar; mediante el tapón a profundidad de 8913'6'' del pozo P-28 se determinó heterogeneidad en el radio poral con dominio macro y micro (Figura 107b), lo cual justifica la forma irregular de la curva de presión capilar (Figura 107a).

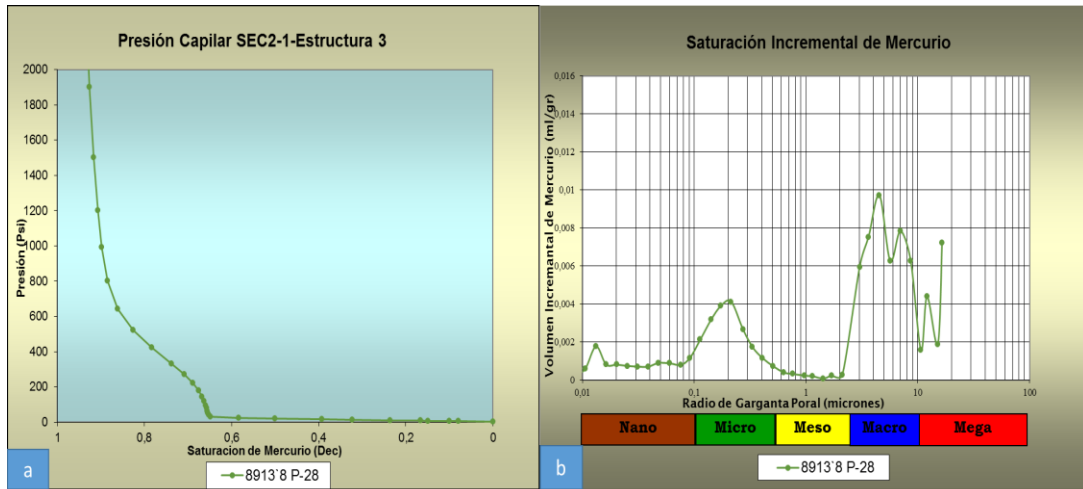


Figura. 107. Datos del pozo P-28- SEC2-1(Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), E3, a) Curva de presión capilar, b) Gráfico de saturación incremental de mercurio.

Hacia el NE con datos de tapones de núcleo del pozo P-29ST perforado en la estructura E2 se obtuvo un dominio de nano poro con 56%, micro poro con 40% y meso poro con 4% (Figura 108a.); al oeste del pozo P-29ST, con el pozo P-24 se obtuvo un dominio microporoso con 55%, 41% mesoporoso y 5% nanoporoso (Figura 108b); en dirección al NO con datos de muestras de núcleo del pozo P-20 perforado en la estructura E3.1 se evidenció una proporción de meso poro con un 53%, le sigue micro poro con 39%, nano poro con 5% y macro poro con 3% (Figura 108c).

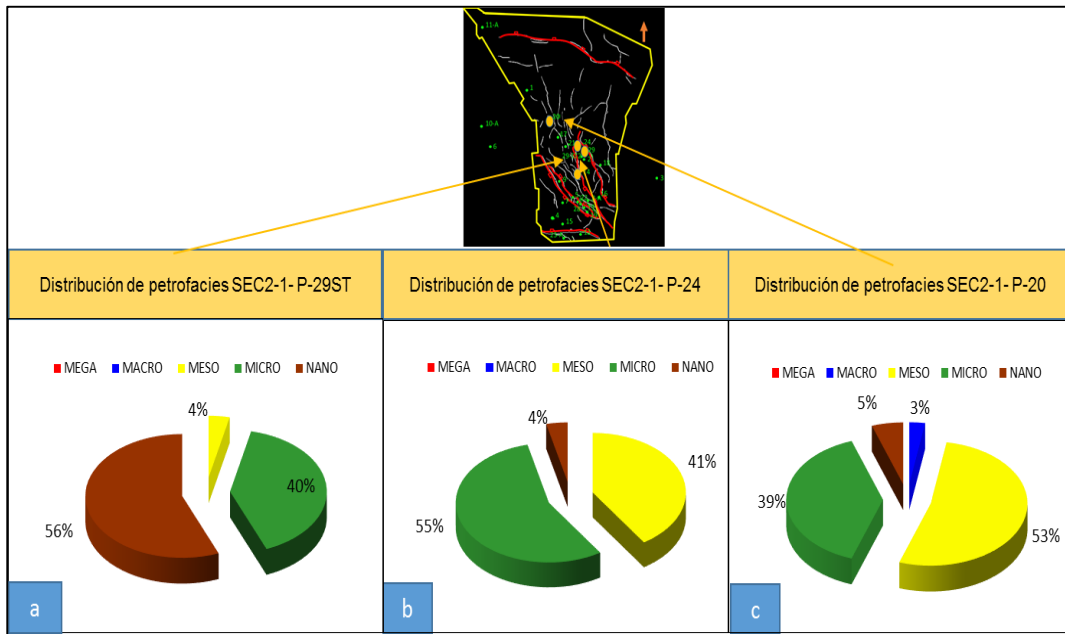


Figura. 108. Distribución de petrofacies de la SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), estructura E2 y E3.1; pozos a) P-29ST –E2 y b) P-24- E2 y c) P-20 E3.1.

Esta variabilidad en tipos de roca descrita en la figura anterior se puede evidenciar también con la figura 109, donde se detalla el comportamiento de las curvas en 3 muestras del pozo P-29ST, dos de ellas con dominio microporoso en la interface con nanoporoso (Figura 109a y 109b, curvas roja y moradas), la otra curva del tapón de núcleo del pozo P-29ST (Figura 109b, color mostaza) y la muestra del pozo P-24 (Figura 109b, color amarillo), presentan radios de poros más grandes con dominio macroporoso-megaporoso y microporoso.

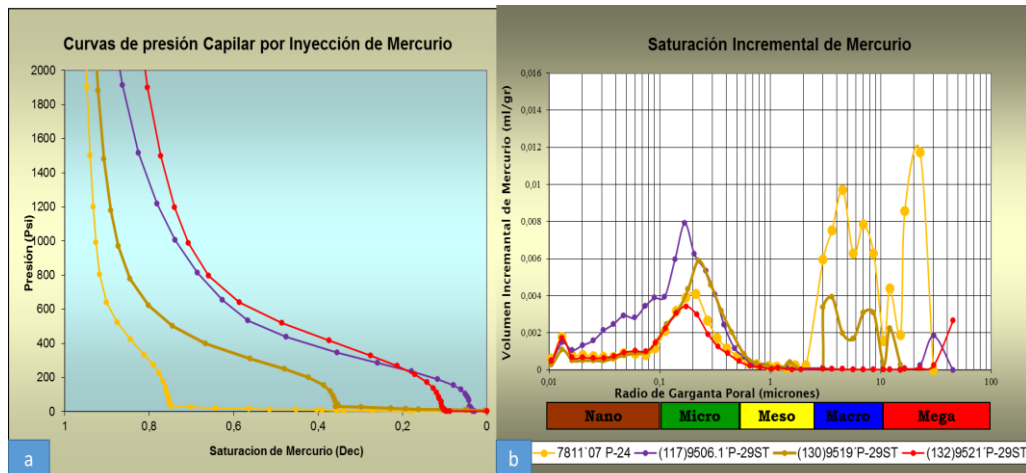


Figura. 109. Datos del pozo P-29ST y P-24- SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), estructura E2 a) Curvas de presión capilar, b) gráficos de saturación incremental de mercurio.

Entre las estructuras E2, E3.1 y el bloque estructural central E3, en el flanco oeste de la estructura E2 se encuentra perforado el pozo P-14, cuyos datos de núcleo indican dominio de micro poro con un 51%, 38% meso poro, 10 % nano poro y 1% macro poro (Figura 110).

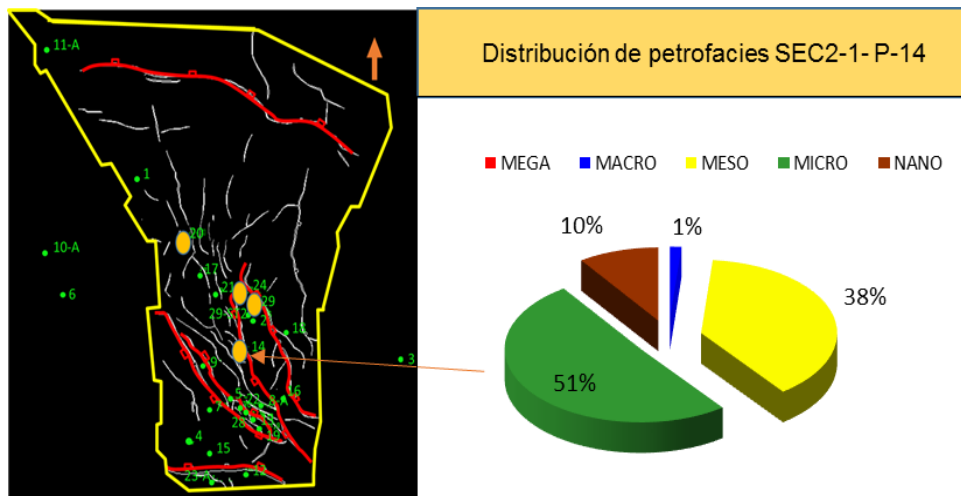


Figura. 110. Distribución de petrofacies de datos del pozo P-14 SEC2-1(Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure)

Analizando pruebas de presión capilar por inyección de mercurio de dos muestras de núcleo del pozo antes mencionado, se halló que, una muestra a profundidad de 8350´

presenta dominio de poro entre mega y meso y pierde uniformidad en el tamaño de poros más grandes lo que justifica su forma irregular en la curva de presión capilar (Figura 111a, curva mostaza); la otra muestra a 8350'11'' de profundidad, con dominio de poro entre mega y meso, parece ser más uniforme en sus poros más grandes, ya que se acerca al eje horizontal (Figura 111a, curva marrón).

También se analizaron dos tapones de núcleos del pozo P-24 perforado en la estructura E2; el tapón 7823'2 (Figura 111a, curva azul) y el tapón 7831'6 (Figura 111a, curva verde), ambos con dominio entre mega y macro poros (Figura 111b).

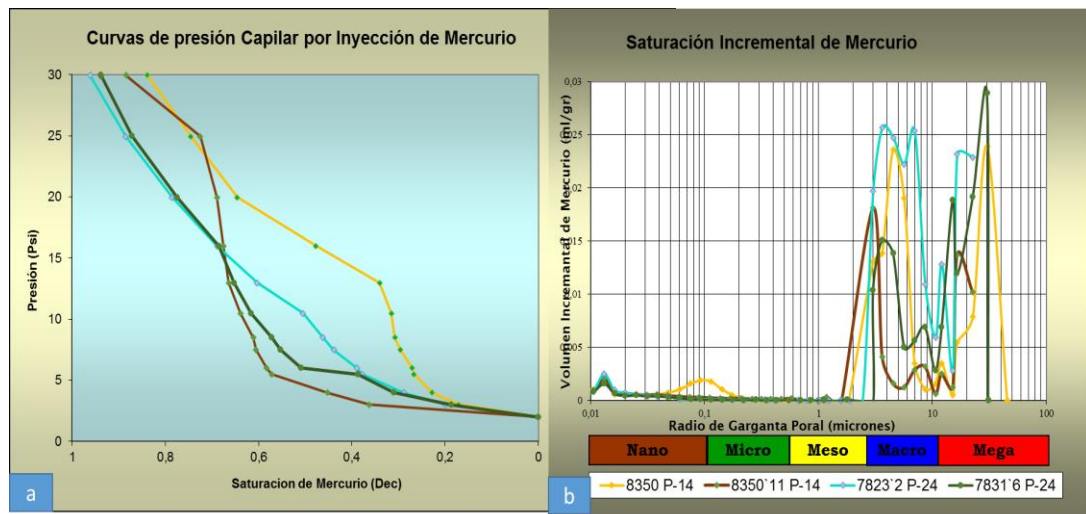


Figura. 111. Datos del pozo P-24 y P-14- SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), estructura E2 a) Curvas de presión capilar, b) gráficos de saturación incremental de mercurio.

Secuencia SEC3-2 (Formación Socorro)

Para esta secuencia el campo en estudio presenta muestreo hacia el sur de la zona que corresponde con datos analizados del pozo P-04 perforado en la estructura E4, donde domina una micro porosidad con una proporción de 83%, 10% meso poro y 7% nano poro (Figura 112).

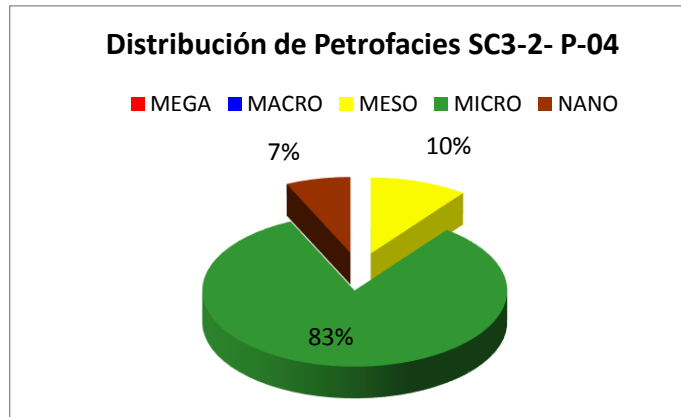


Figura. 112. Distribución de petrofacies para la SEC3-2 (Formación Socorro).

Este dominio principalmente microporoso se evidencia al analizar las curvas de presión capilar a las profundidades de 6479', 6481', 6482' y 6483', siendo las dos primeras uniformes u homogéneas dentro de su dominio de poros más pequeños principalmente micro (Figura 113a y 113b, curvas fucsia y verde) y los dos restantes siendo heterogéneas, en mayor grado la que está a profundidad de 6483', la cual tiene dominio principalmente nanoporoso, seguido de macro-mega poros (Figura 113b, curva azul), lo cual justifica la forma irregular en la curva de presión capilar (Figura 113a, curva azul).

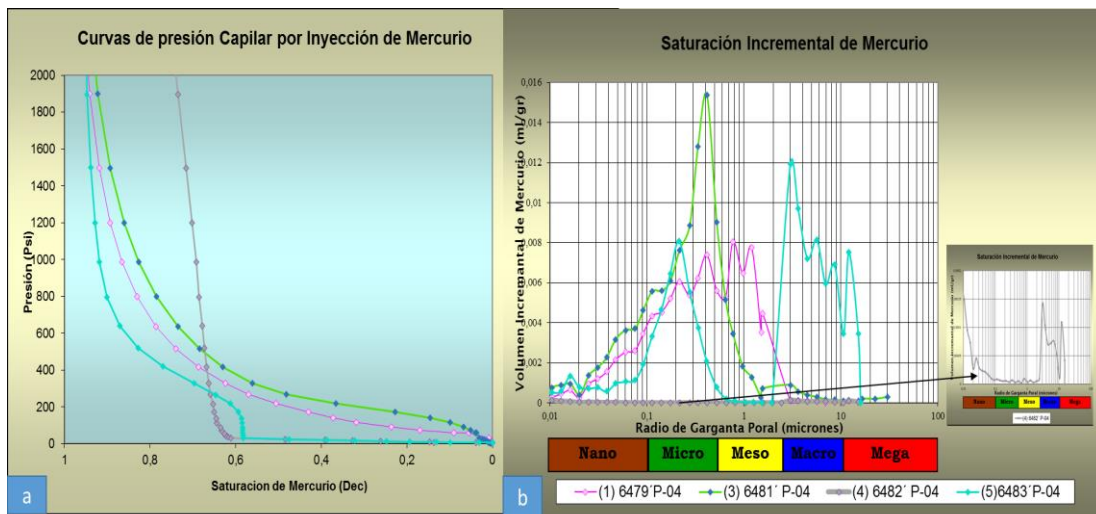


Figura. 113. Datos del pozo P-04 - SEC3-2 (Formación Socorro). E4 a) Curvas de presión capilar, b) gráficos de saturación incremental de mercurio.

5. 4 Análisis del efecto de la calidad de la roca del comportamiento de las curvas de presión capilar

Son diversos los factores que determinan la calidad de una roca o un yacimiento, siendo la geometría de los poros uno de los más importantes, aunque su análisis se complica cuando existen factores texturales y diagenéticos imperantes, tal como aseveraron Lucia (1983) y Sandoval (1999) “la geometría de los poros e incluso los tipos de porosidad cambian con la diagénesis”, aunado a esto el desarrollo o formación del tipo de porosidad secundaria a través de su evolución también es importante, en especial la porosidad por fractura ya sea natural o inducida cuando existe dominio de micro porosidad. Este tipo de porosidad secundaria, aunque incide directamente en la permeabilidad, al interconectar el sistema poral, pudiese aportar mayor proporción de la porosidad total existente e incluso simular un tipo de porosidad interpartícula, si se tiene un sistema de fracturas en varias direcciones que mejore la permeabilidad y cuyos micro poros al albergar alta saturación de agua posiblemente sea en gran porcentaje irreducible. Por otra parte, numerosos estudios inciden en que algunas texturas y minerales diagenéticos están estrechamente relacionados con la tectónica (Siever, 1979 citado por Sandoval, 1999).

La Ensenada de La Vela abarca un área que de acuerdo a pruebas de presión capilar por inyección de mercurio en esta investigación enmarca heterogeneidad en los radios de garganta porales, así como en la distribución de los tipos de roca dentro de la plataforma. Adicionalmente, de las pruebas de medidas eléctricas y análisis del parámetro m se evidenció la presencia de microfracturamiento como porosidad secundaria importante en el caso de la formación más somera SEC3-2 y en menor cantidad de aporte al sistema poral en las secuencias SEC2-1 y SEC1, posiblemente debido al efecto de los procesos diagenéticos presentes, en correspondencia con observaciones de sección fina y estudios previos, al igual que han sido descritas por medio de petrografía algunos procesos diagenéticos en las muestras analizadas. A continuación, se presenta el análisis de calidad de roca por secuencias y su efecto en las curvas de presión capilar:

Secuencia SEC1 (Formación Castillo)

En esta secuencia el dominio de tipo de roca se estudió en detalle con datos de los pozos P-04 perforado al sur en la estructura E4 y hacia el centro con datos del pozo P-28 perforado en la estructura E3. Con los datos de pozo P-04 el dominio de tipo de roca está representado por un 39% nano poro, 35% meso poros y 26% micro poros, y con datos de núcleo del pozo P-28 se evidencio dominio de micro poro con un 49%, seguido de 31% meso poro y en proporciones de 9% micro poro, 7% mega poro y 4% nano poro (Figura 114). Las petrofacies en esta secuencia están controladas por los componentes mayoritarios siliciclásticos con un 58% en la estructura E4 y 66% en la estructura E3, con alta proporción de fragmentos líticos y arcillas detríticas al sur en la estructura E4 por lo que se tienen nano poros en mayor porcentaje; en las muestras analizadas para los dos pozos se presenta textura arena de grano grueso a conglomeráticas, subangulares, pobremente escogida de acuerdo con datos del pozo P-04 y se presenta porosidad por disolución de matriz y granos.

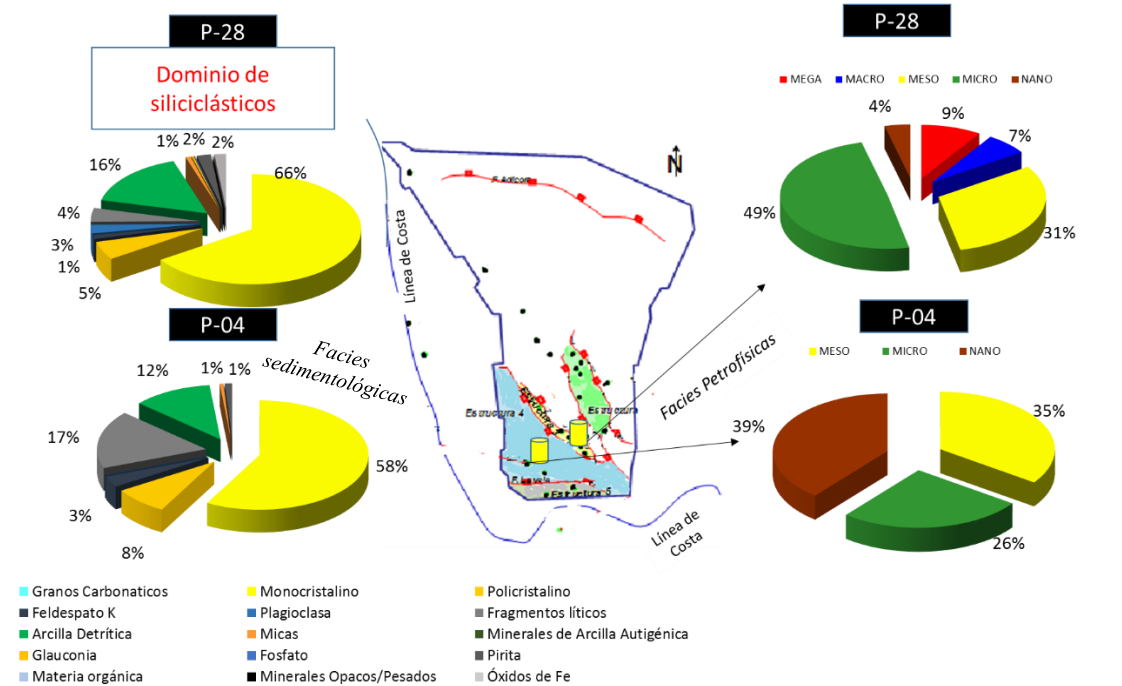


Figura. 114. Sistema de poros dominante y relación textural en la secuencia SEC1 (Formación Castillo), descripciones sedimentológicas tomadas de Medina *et al.*, 2018.

En función a los análisis de las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio, de acuerdo con dos muestras de núcleo analizadas del pozo P-04 en la estructura E4, las curvas no indican buena calidad de roca, estas muestras son descritas desde el punto de vista sedimentológico como Conglomerado Basal y Capas Rojas con predominio de arcillas y limolitas, los valores de porosidad de 6 a 8% y permeabilidad de 0.1 a 1 mD son muy bajos (Figura 115a) y las descripciones de sección fina detallan presencia de arcilla en el espacio poral, lo cual se refleja en la calidad de roca (Figura 115a y b).

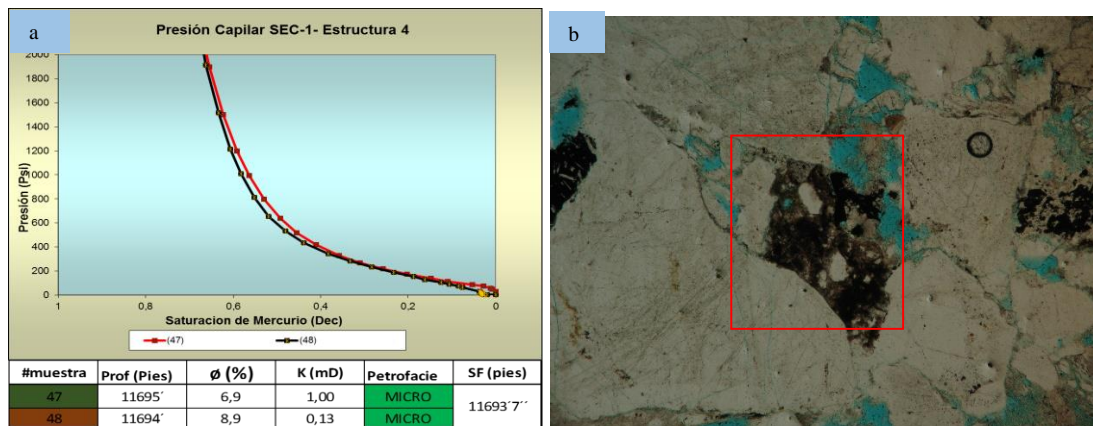


Figura. 115. a) Curvas de presión capilar, SEC1 (Formación Castillo). b) presencia de arcilla ocluyendo espacio poral, SF 11693'7 NX, EH 4300 um.

En dirección hacia el centro, con datos del pozo P-07, perforado en el flanco oeste de la estructura E3, se determinó dominio de macro poros en un 33% e igual proporción de meso poros, así como dominio de 17% micro poro y 17% nano poro. De acuerdo con las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio a muestras de núcleo de este pozo se obtuvo, como era de esperarse por sus características litológicas dominio de porosidad interpartícula; la irregularidad en la forma de la curva del tapón a una profundidad de 10971' indica un cambio contrastante en el radio de garganta poral y el volumen de saturación incremental sugiere que presenta baja capacidad de almacenamiento (Figura 116a, curva morada), mientras la muestra a una profundidad de 10976' presenta porosidad de 18,8% y permeabilidad de 305

mD, por lo que presenta alta capacidad de almacenamiento y buena calidad de roca (Figura 116 a, curva roja y 116 b).

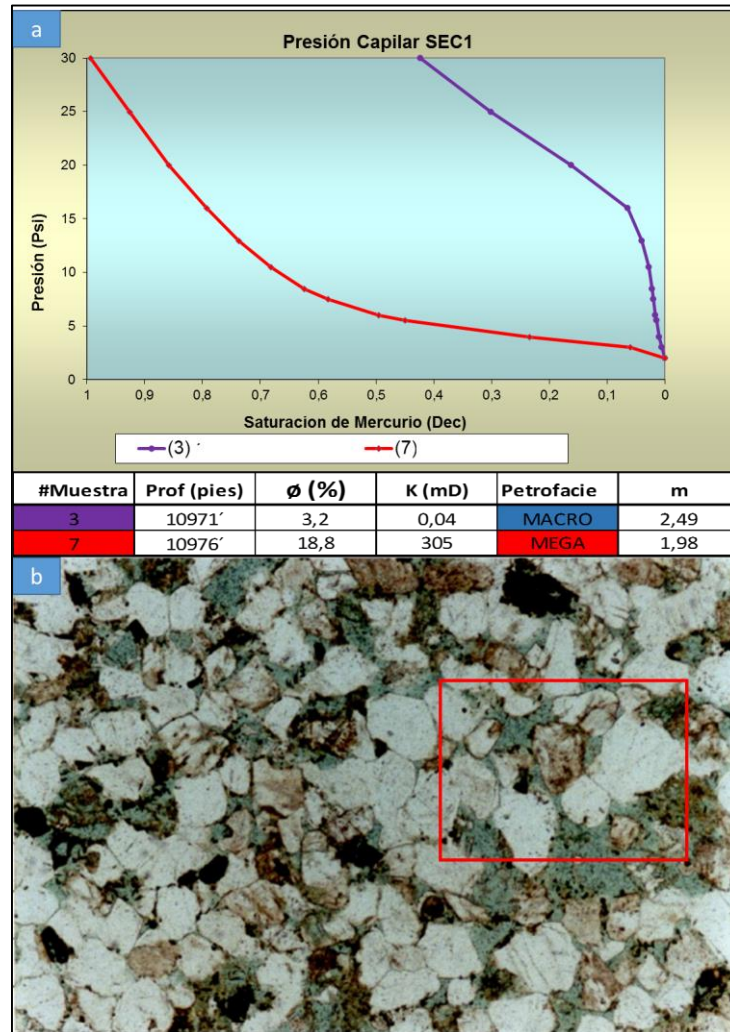


Figura. 116. Análisis de curvas de presión capilar por inyección de mercurio a siliciclásticos de la SEC1 (Formación Castillo), a) curva roja con alta capacidad de almacenamiento, b) Sección fina de roca arcósica de grano medio a 10970´ de profundidad del pozo P-07 con porosidad de 15,2%, NP, 25X (Tomado de Phillips Biostrat, 2000).

Hacia el NE depósitos sedimentarios en esta secuencia han resultado probado con resultados positivos en la estructura E2, por lo que se infiere buena calidad de roca hacia esta dirección.

Secuencia SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure)

Esta secuencia cuenta con mayor cantidad de información, dado que involucra datos de 5 pozos, además las características de las muestras analizadas de dichos pozos se diferencian por ubicarse en estructuras tectónicas distintas, se analizan datos del pozo P-04 perforado en la estructura E4 al sur, datos del pozo P-28 perforado en la estructura E3 del Pilar al centro, datos del pozo P-14 en la estructura E3.1 hacia el norte y de los pozos P-24 y P-29ST perforados en la estructura E2 al norte; se denotan tres tipos carbonáticos, el más cercano a la línea de costa con alto aporte de sedimentos terrígenos no es puro, a medida que se aleja se vuelve más continental, siendo lodoso o de mezcla hacia el centro y un carbonato más puro al estar más alejado de la línea de costa (Figura 117).

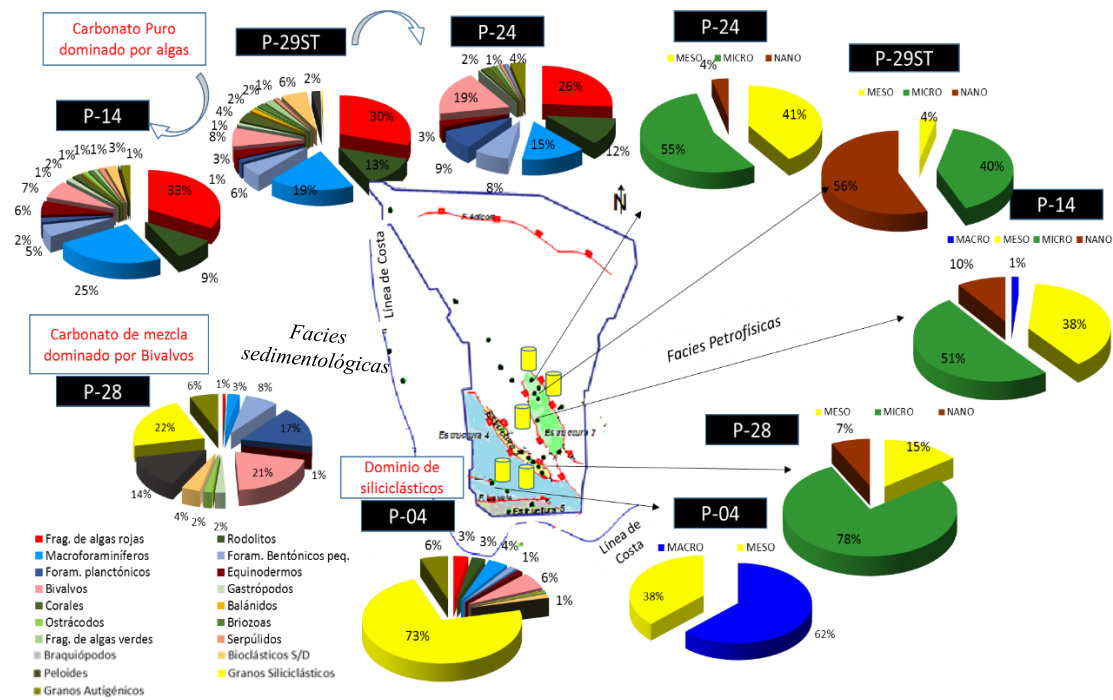


Figura. 117. Sistema de poros dominante y relación textural en la secuencia SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), descripciones sedimentológicas tomadas de Medina *et al.*, 2018.

Para este tiempo geológico **hacia el sur** con datos del pozo P-04 más cercano a la línea de costa se observó dominio de tipo de roca macro porosa con proporción de un 62% y meso porosa con un 38%, dominada por los componentes mayoritarios siliciclásticos en un 73%. En este pozo, aunque no se tienen muestras con pruebas de presión capilar por inyección de mercurio se infiere excelente calidad de roca con dominio de poros grandes con alta capacidad de almacenamiento incluso con resultados positivos en pruebas de producción. Análisis de datos del pozo P-15 en esta misma estructura representó dominio de poros más pequeños con 46% micro poro, 27% nano poro, 25% meso poro y 3% macro poro, dominada por componentes de alta influencia continental con respecto al pozo P-04 “el alto contenido de material clástico poco escogido, de gran tamaño y angularidad y la ausencia de glauconita (común en el pozo P-04) reflejan condiciones ambientales con gran influencia continental” (Molina, 1980), de acuerdo con esta investigación el tipo de distribución de arcilla presente entre dispersa y estructural impacta la calidad de la roca de forma negativa, mientras que al microfracturamiento reportado en 1980 por Molina, se le sigue atribuyendo la cierta cantidad de permeabilidad en los depósitos competentes de areniscas arcósicas, packstone y wackestone asociados.

Al centro en la estructura E3, los análisis de datos de núcleo del pozo P-28, indican dominio de micro poros en proporción de 78%, meso poros con un 15% y la proporción restante nano poro. En el pozo P-28 la muestra está constituida por carbonatos impuros o de mezcla y localmente lodosos, cuyos componentes dominantes son bivalvos principalmente con un 21%, foraminíferos planctónicos 17% y peloides en menor proporción de 14%, más un importante contenido de sedimentos terrígenos como sílice de 22% y las texturas dominantes son Wackestone y Packstone.

El análisis de las pruebas de presión capilar del tapón a profundidad de 8913'6'' del pozo P-28 evidenció heterogeneidad en el radio poral con dominio de macro poro y micro poro, lo cual incide en la forma irregular de la curva de presión capilar, cuyo acercamiento al eje Y indica buena calidad de roca (Figura 118a), tiene 4.72% de

porosidad y es posible que la mayor contribución de la porosidad sea por causa de la dolomicritización (Figura 118b), acentuando esto el efecto positivo de este proceso diagenético en particular. Las microfisuras presentes están parcialmente cementadas en este tapón, por lo que no influyen en gran medida en la mejora de la permeabilidad.

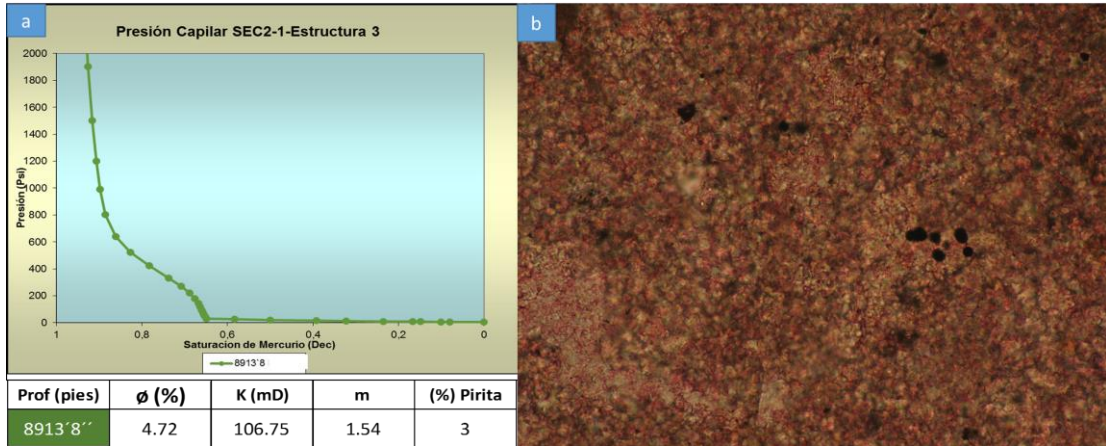


Figura. 118. Análisis de curvas de presión capilar por inyección de mercurio a carbonatos de la SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure), a) Muestra de núcleo del pozo P-28 b) Dolomicritización SF 8913.33', NP, EH 0.3mm P-28 (Medina *et al.*, 2017).

En esta muestra el valor de $m=1.54$ estaría asociado más a la presencia de pirita que al microfracturamiento existente. El 3% de la pirita presente en este tapón afecta posiblemente solo la porosidad intrapartícula, ya que se halla mayormente como reemplazo de bioclastos (Figura 119, a, b, c y d) y posiblemente relleno dentro de las estilolitas (Figura 119, e y f).

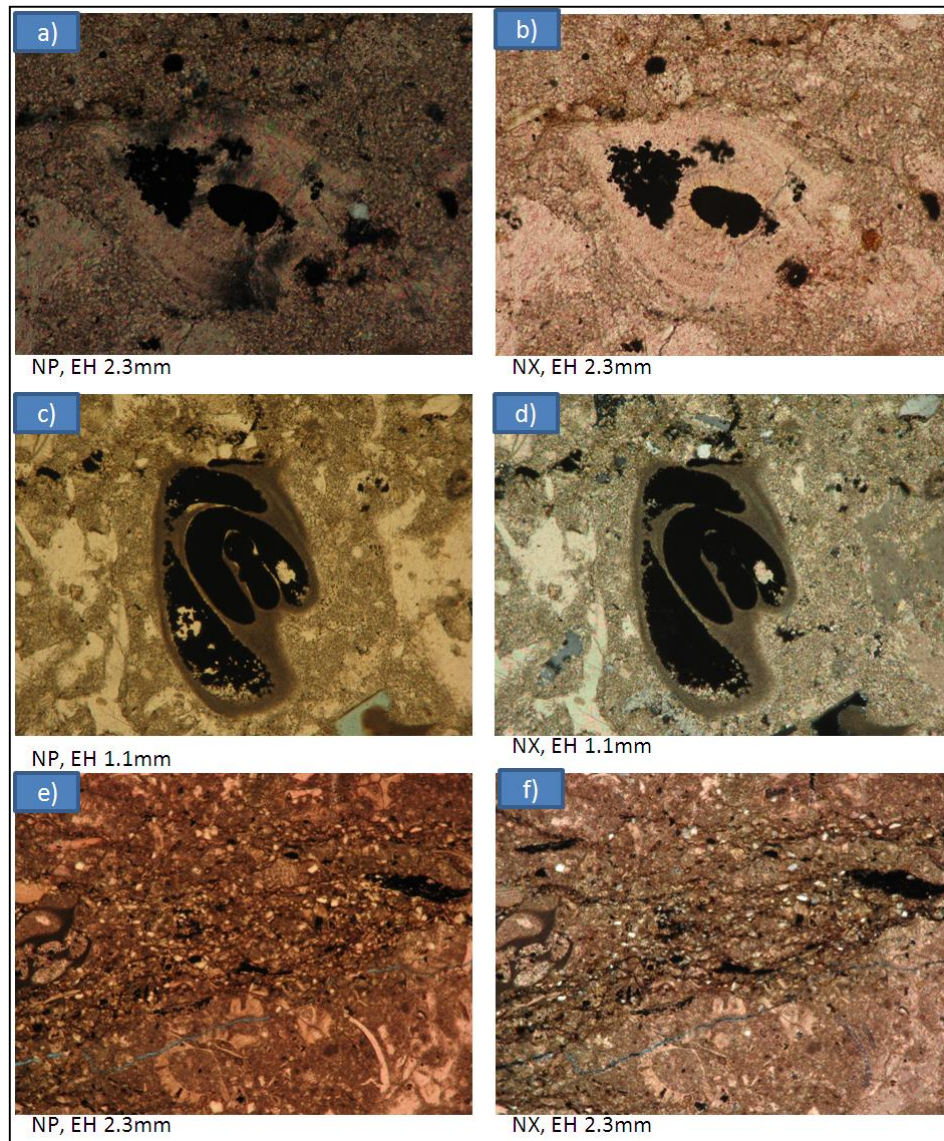


Figura. 119. Secciones finas a profundidad de núcleo de 8913.33' del pozo P-28 a nicoles paralelos NP y nicoles cruzados NX.

Es importante señalar que estas fracturas o superficies de estilolitización generalmente están rellenas de material insoluble, arcillas, finos, materia orgánica descompuesta o tipo crudo y a veces es permeable; estas estructuras a veces presentan relleno total o parcial y tienen tendencia a mejorar la permeabilidad horizontal de acuerdo con descripciones sedimentológicas (Medina *et al.*, 2018).

Al norte los análisis de datos de núcleo del pozo P-14, perforado en la estructura E3.1 y flanco oeste de la estructura E2, reflejan un dominio de micro poros con un 51%, meso poros con un 38%, nano poro con un 10 % y macro poro con 1%; hacia el NE con los datos de muestras de núcleo del pozo P-24 en la estructura E2 se obtiene un dominio de tipo de roca microporosa con un 55%, megaporosa 41% y nanoporosa 4% y con datos de núcleo del pozo P-29ST en la misma estructura E2, se evidencia un dominio de nano poro en un 56%, 40% micro poro y el restante mega poro en un 4%. En estos pozos las muestras de acuerdo con descripciones petrográficas y sedimentológicas está constituida por carbonatos puros, cuyos componentes dominantes son algas rojas en porcentajes que van de 26 a 33% desde el pozo P-29 a al pozo P-14 y macroforaminíferos en proporciones que van de 15 a 25% con un importante contenido de sedimentos continentales y las texturas dominantes son floatstone-rudstone (Figura 117). Para esta zona fueron analizadas diferentes muestras en laboratorio, cuyos análisis más relevantes de presión capilar por inyección de mercurio son presentados a continuación:

Se estudiaron dos tapones de núcleo del pozo P-14, uno de ellos a una profundidad de 8350', el otro tapón a 8350'11'', ambos con dominio de poros grandes y con valor de m menor a 2 indicando presencia de microfracturamiento afectado por cementación de calcita local; la muestra 8350'11'' alcanza el pico más alto de capacidad de almacenamiento (Figura 120b, curva marrón) y tiene porosidad de 6.04% y permeabilidad de 2.76 mD, ambos valores mayores a los que presenta la muestra a profundidad de 8350' con porosidad de 4.09% y permeabilidad de 0.136 mD, lo cual contribuye a que la primera tenga mejor calidad de roca y que se identifica en la curva de presión capilar al estar más cerca del eje Y, esto es más notable a menos de 15 psi de presión, que representa la inyección de fluido en los poros más grandes de la muestra (Figura 120a, curva marrón). En las otras dos muestras analizadas del pozo P-24 el valor de m cercano a 2 indica bajo grado de microfracturamiento y tendencia a porosidad interpartícula y los valores de porosidad se consideran altos en un rango de 11 a 19% y permeabilidades de 2 a 3 mD por lo que las curvas presentan mayor

uniformidad en su forma e indican buena calidad de roca, más notable en los poros más pequeños o a mayores presiones de 15 psi.

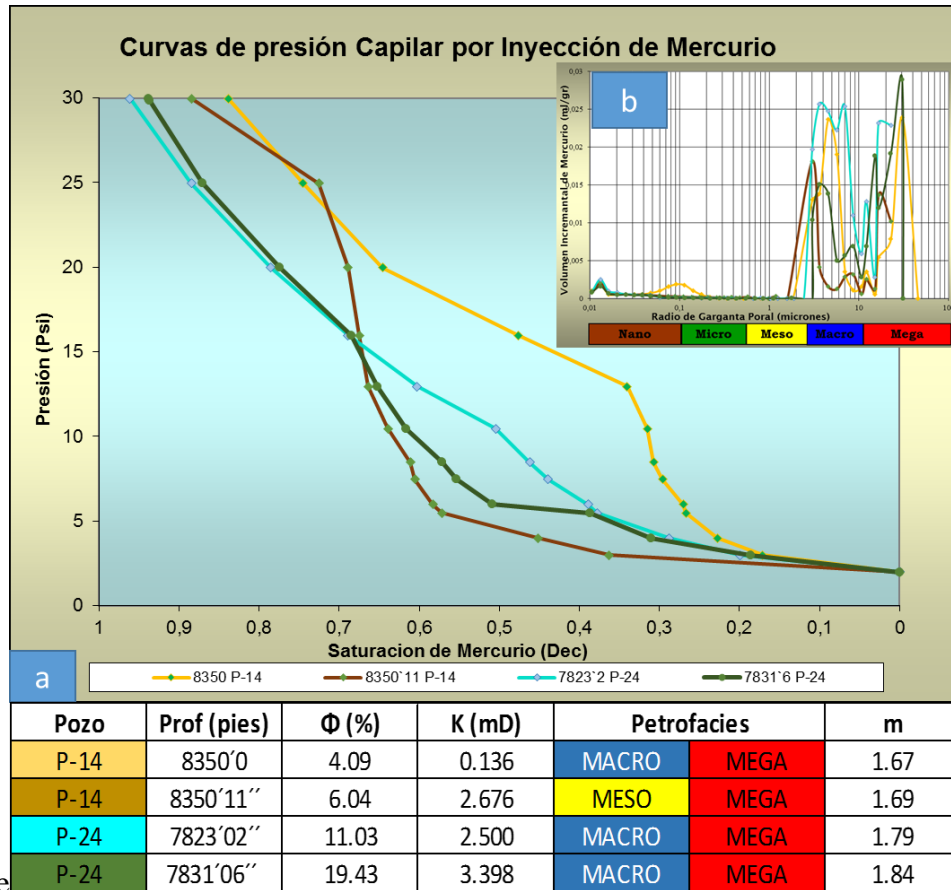


Figura. 120. Datos del pozo P-24 y P-14- SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantautore), E2 a) Curvas de presión capilar, b) gráficos de saturación incremental de mercurio.

El tapón a profundidad de 7811'07 del pozo P-24 se caracteriza por tener macro y micro poros y pertenece a una facies dominada por foraminíferos planctónicos, presenta textura wackestone, moderadamente packestone; la contribución de porosidad posiblemente se debe a las algas rojas presentes (Figura 121 a y b) mientras que la permeabilidad podría estar asociado al microfracturamiento parcialmente cementado que pasa por las algas interconectando poros (Figura 121c). De igual manera se observa que algunos poros pueden verse afectados por glauconitización de bioclastos (Figura 121d).

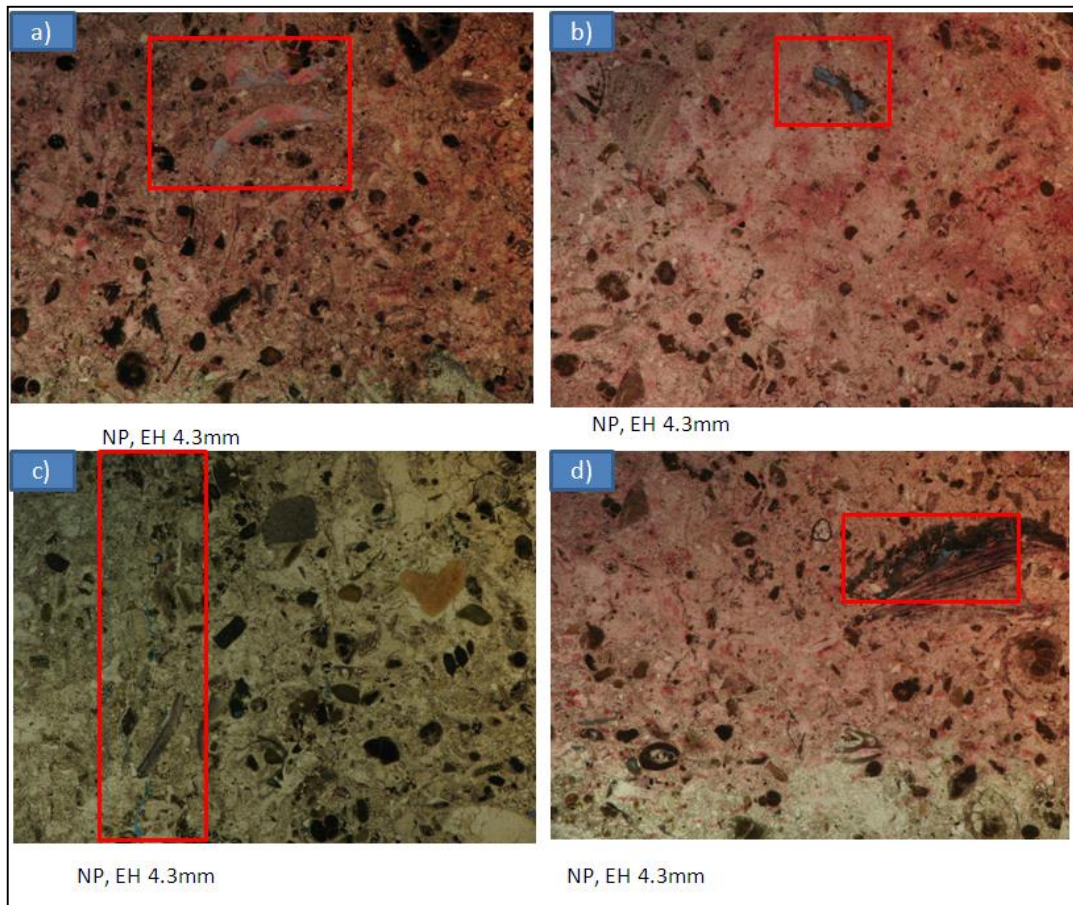


Figura. 121. Secciones finas de muestras del pozo P-24 hacia el norte de la Ensenada de La Vela, E2 a profundidad de 7811'2'' a nicoles paralelos, EH 4.3 mm. a) y b) contribución de porosidad por presencia de algas rojas, c) microfracturas parcialmente cementadas, d) glauconitización de bioclastos.

En el caso de tres muestras analizadas en la estructura E2 mediante el pozo P-29ST, una a profundidad de 9521' y la otra a 9506.1' se obtuvo dominio entre micro y nano poro (Figura 122, curvas roja y morada respectivamente), mientras la que está a profundidad de 9519' (Figura 122a, curva mostaza) presenta mayor capacidad de almacenamiento, por tener mayor radio de garganta poral (Figura 122a, imagen derecha superior) y por ende mejor calidad de roca, observada en la curva de presión capilar como la más cercana al eje de las abscisas y ordenadas.

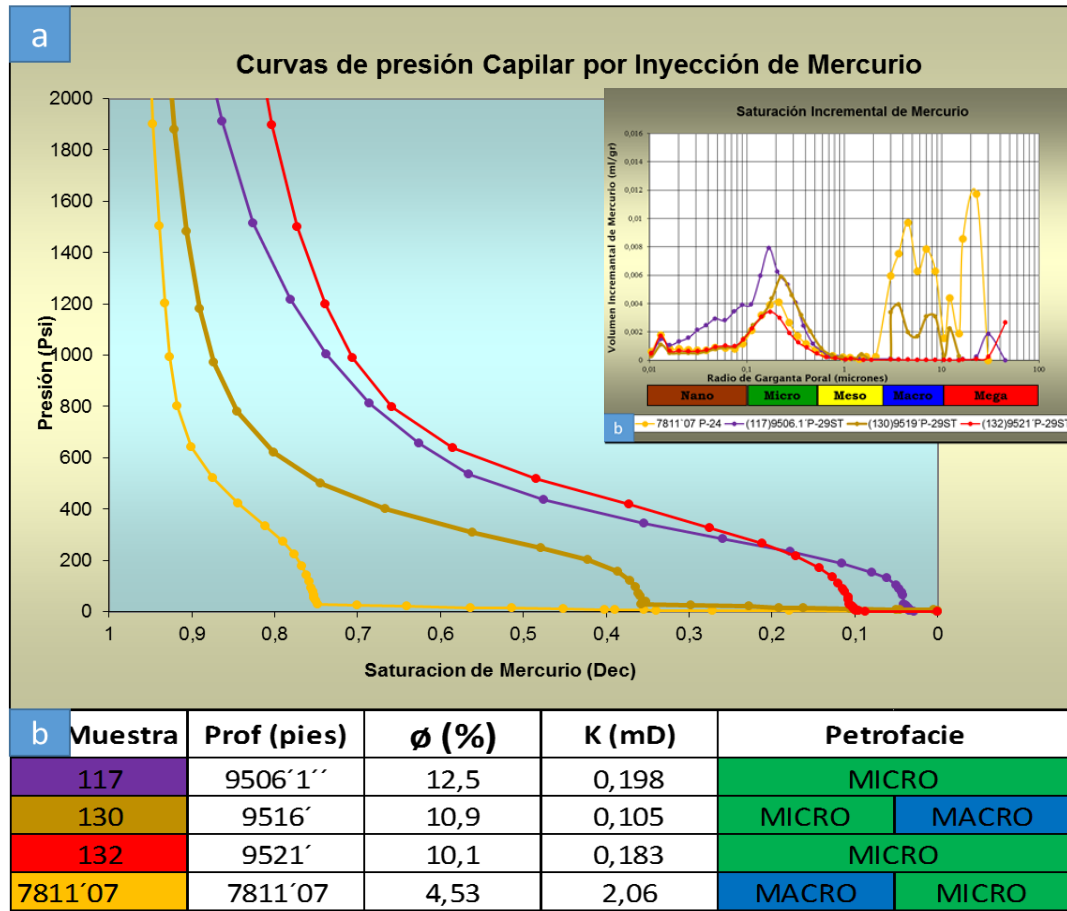


Figura. 122. a) curvas de presión capilar de muestras del pozo P' ubicadas hacia el norte de la Ensenada de La Vela, en la estructura E2, SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure).

El dominio de poros pequeños en la zona donde esta este pozo P-29ST se debe en parte a los efectos diagenéticos locales que pudiesen estar ocluyendo la porosidad generando nano poro, tal como la cementación temprana de calcita visto en una sección fina (Figura 123a).

Del análisis en muestras de secciones delgadas resultó que no se preserva porosidad primaria entre partículas, por lo que domina el lodo micrítico como soporte de grano con textura Wackestone -packstone y son los procesos diagenéticos los que impactan la calidad de la roca (Figura 123 a y b).

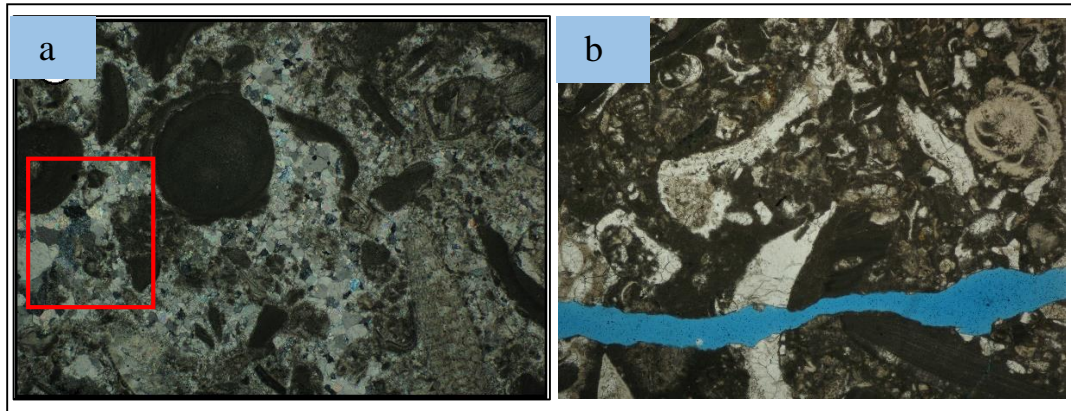


Figura. 123. Procesos diagenéticos que impactan la roca, pozo P-29ST a) Cementación temprana de calcita @ SF 9512,83', NP, EH 4.3mm, (Ortega *et al.*, 2017), b) microfracturamiento continuo SF 9506'09'' NP, EH 4.3mm.

Secuencia SEC3-2 (Formación Socorro)

El análisis de esta secuencia en el campo La Vela costa afuera corresponde con datos de núcleo del pozo P-04 perforado en la estructura E4 al sur del área, el tipo de roca dominante micro poro representó una proporción de 83%, meso poro 10% y nano poro 7%. La facies petrofísica microporosa está controlada por los componentes dominantes en esta roca; mayoritariamente algas rojas 52% y macroforaminíferos 7%, y dominio de texturas floatstone- rudstone (Figura 124).

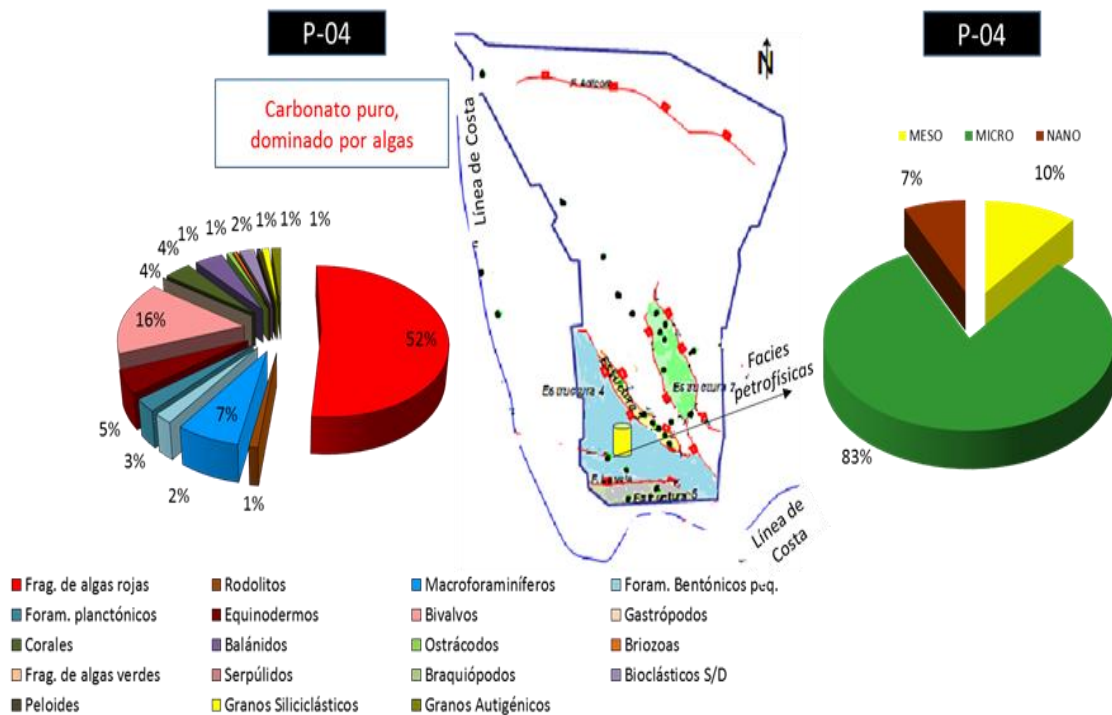


Figura. 124. Sistema de poros dominante y relación textural en la secuencia SEC3-2 (Formación Socorro), descripción sedimentológica tomado de Medina *et al.*, 2008.

Las curvas de presión capilar analizadas con datos de núcleos del pozo P-04 a profundidades de 6479', 6481', 6482' y 6483', permitieron evaluar la heterogeneidad en el tipo de roca, se evidenció que las muestras que presentan irregularidad en la curva de presión capilar (Figura 125a), demarcan un cambio contrastante de radio de garganta poral siendo las muestras más cercanas al eje "Y las que tienen mayor capacidad de almacenamiento (Figura 125b).

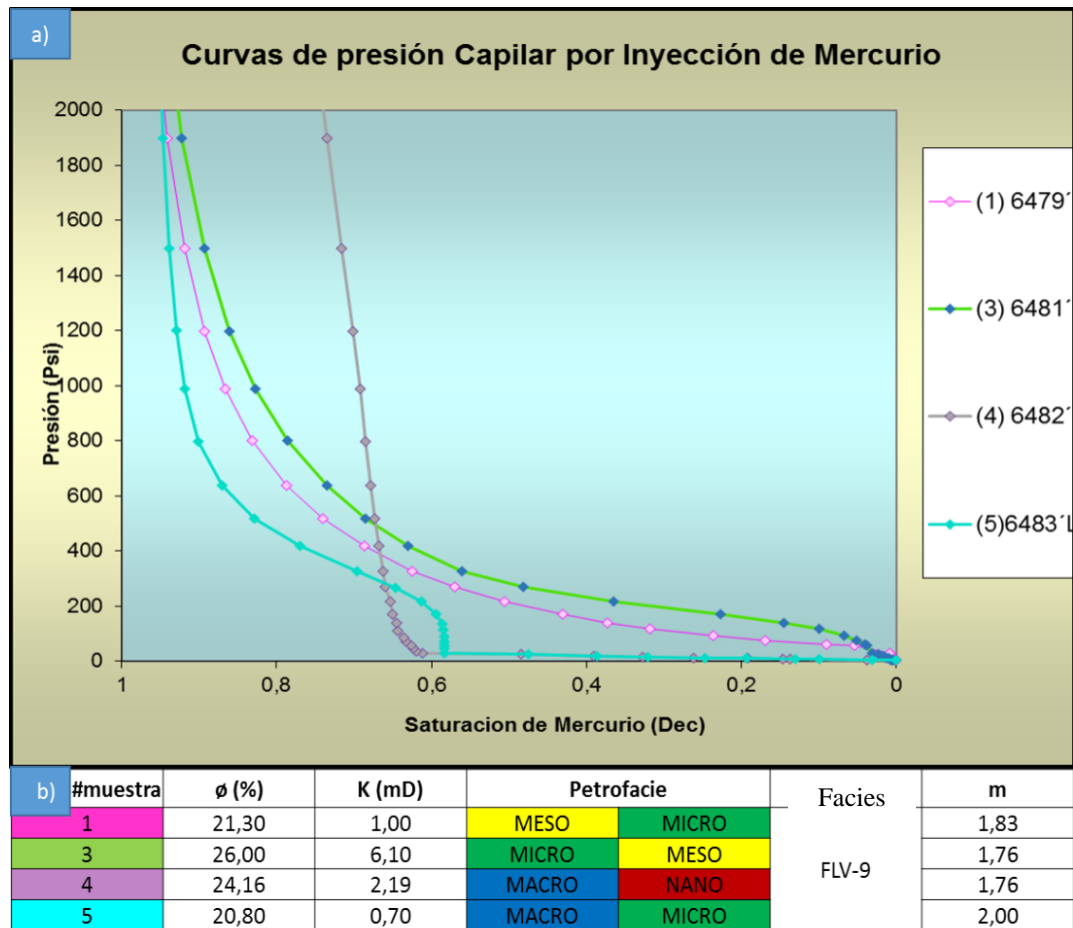


Figura. 125. Datos del pozo P-04 - SEC3-2 (Formación Socorro). E4 a) Curvas de presión capilar, b) Datos de las muestras graficadas.

Del análisis en muestras de secciones delgadas resultó que la microporosidad está íntimamente relacionada con porosidad primaria intrapartícula preservada en las algas rojas (Figura 126 a), donde hay presencia importante de porosidad secundaria como disolución en algas, fractura y microfracturamiento, la cual interconecta el sistema poral, que incluye porosidad interpartícula, móldica y vugular, estas dos última muy localizadas y por su tamaño podrían denominarse micro-vugulares (Figura 126 b).

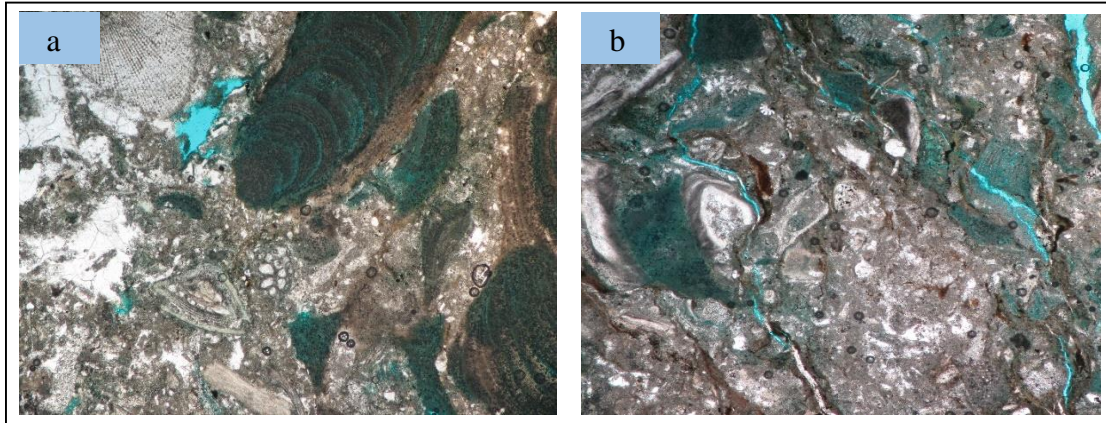


Figura. 126. a) porosidad por disolución y porosidad intrapartícula en algas rojas, SF@ 6486'1'' NX, EH 4.3 mm, b) micro fracturas, sección fina SF@ 6479'3'' NP, EH 4.3 mm

En esta secuencia es la porosidad secundaria la que juega un rol importante para definir la calidad potencial de la roca, específicamente es el microfracturamiento uno de los procesos diagenéticos que impactan la porosidad positivamente (Figura 127), inclusive se evidencia microfractura en algas (Figura 128), mientras que la cementación y el reemplazo afectan la porosidad.

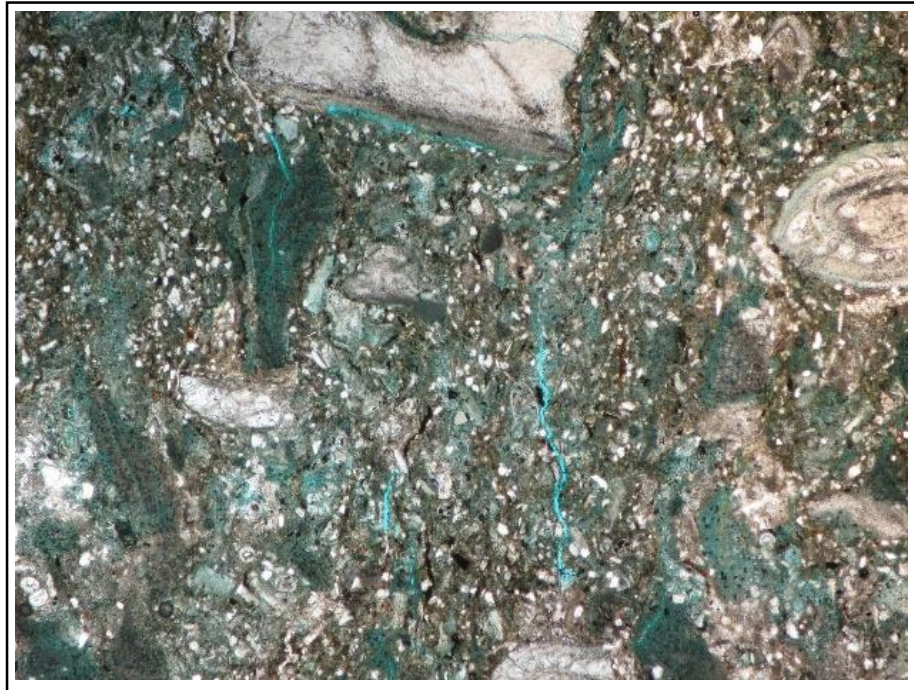


Figura. 127. Microfracturamiento conectando microporosidad intrapartícula y microporosidad en matriz SF@ 6486'1'' NX, EH 4.3mm.

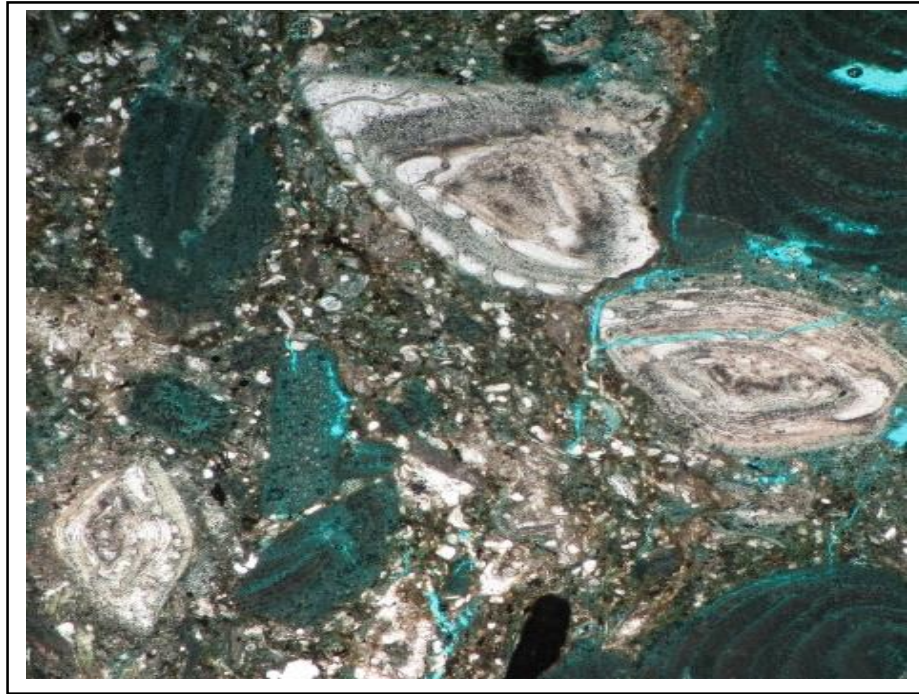


Figura. 128. Microfracturamiento en bioclastos conectando distintos tipos de porosidades SF@ 6486'1'' NX, EH 4.3mm.

La génesis de la roca y los procesos post-diagenéticos incidieron en la geometría y arquitectura del poro, visible con los diferentes análisis, ensayos de medidas eléctricas y pruebas de presión capilar, todos ellos marcan e impactan la calidad de la roca.

Por otra parte, una vez definidos los modelos petrofísicos y descrito el sistema poral en el campo, la distribución de las isopropiedades en la zona mediante mapas complementaría la caracterización, por lo que surgió la necesidad de establecer parámetros de corte que honren los datos de pruebas de producción en la Ensenada, mostrados a continuación:

5.5 Sumarios Petrofísicos

Los parámetros de corte definidos para el campo La Vela, adaptando y modificando la metodología de Consentino (2001) resultaron como se muestra en la tabla 14.

Tabla 14. Parámetros de corte			
SECUENCIA	ϕ_C (%)	SWC (%)	VshC (%)
SEC3-2	5	60	30
SEC2-1	5	60	30
SEC1	8	55	20

Implementando los modelos petrofísicos se logró reproducir estas propiedades en la arenisca o caliza neta petrolífera (CNP), pudiendo representar tablas o sumarios por secuencias (Tabla 15).

Tabla 15. Tabla de isopropiedades por secuencias			
SECUENCIA	CNP/ANP	VSH_PROM	PHI_PROM
	FEET	V/V	V/V
SEC3-2	25,500	0,14	0,14
SEC3-1	70,000	0,18	0,16
SEC2-1	463,995	0,12	0,11
SEC1	128,500	0,12	0,19

En la tabla anterior se observa que las secuencias en las secuencias SEC2-1 y SEC1 tienen mayor espesor neto que va de 128.5' a 463.995', son más limpias con arcillosidad promedio de 0.12 y presentan porosidades que van de 0.11 a 0.19.

En la siguiente tabla se muestra el sumario por pozo dentro de la Ensenada de La Vela para todas las secuencias en general.

Tabla 16. Sumarios de propiedades por pozo				
POZO	GROSS FEET	CNP/ANP FEET	VSH V/V	PHIE V/V
P-01	1853,812	5,000	0,114	0,114
P-02	1877,451	29,000	0,105	0,092
P-03	5876,99	0,000	-	-
P-04	3680,864	138,500	0,109	0,126
P-05	2040,601	4,500	0,175	0,129
P-06	3056,581	0,000	-	-
P-07	4001,988	22,500	0,119	0,235
P-08A	3964,628	1,000	0,189	0,123
P-09	2517,441	9,198	0,146	0,17
P-10	3221,768	12,000	0,177	0,211
P-11	639,628	0,000	-	-
P-12	2544,995	14,000	0,155	0,098
P-13	2459,96	2,000	0,077	0,262
P-14	2112,141	64,500	0,142	0,095
P-15	3441,059	20,500	0,066	0,112
P-16	3491,555	3,000	0,115	0,173
P-17	1847,398	14,000	0,223	0,065
P-18	2842,514	0,000	-	-
P-19	2865,313	30,500	0,163	0,234
P-20	1688,522	17,000	0,056	0,112
P-21	1862,244	33,500	0,101	0,078
P-22	2517,76	68,500	0,139	0,206
P-023A	2228,328	32,940	0,16	0,125
P-24	1657,313	112,357	0,141	0,105
P-28	2636,236	9,000	0,157	0,171
P-29	1791,678	24,500	0,074	0,13
P-29ST	2587,777	80,000	0,073	0,081

En los siguientes mapas se observan las distribuciones de isopropiedades para la secuencia SEC2-1, la cual tiene mayor cantidad y calidad del dato, además de buenas propiedades promedio.

En el mapa de distribución de volumen de arcilla (Figura 129) se puede observar que los valores próximos a cero de color claro corresponden con las zonas más limpias, asociadas en el sur con la estructura E4 y al norte con la estructura E2, con unos

mínimos locales próximos a 0.15 y 0.20 en la estructura E3 o pilar tectónico entre los pozos P-28 y P-13, mientras que los máximos cercanos a 0.90 de color oscuro se encuentran al SE y están asociados a la zona descrita como depresión pre-Cauderalito con alta arcillosidad de acuerdo con el estudio de Molina (1980).

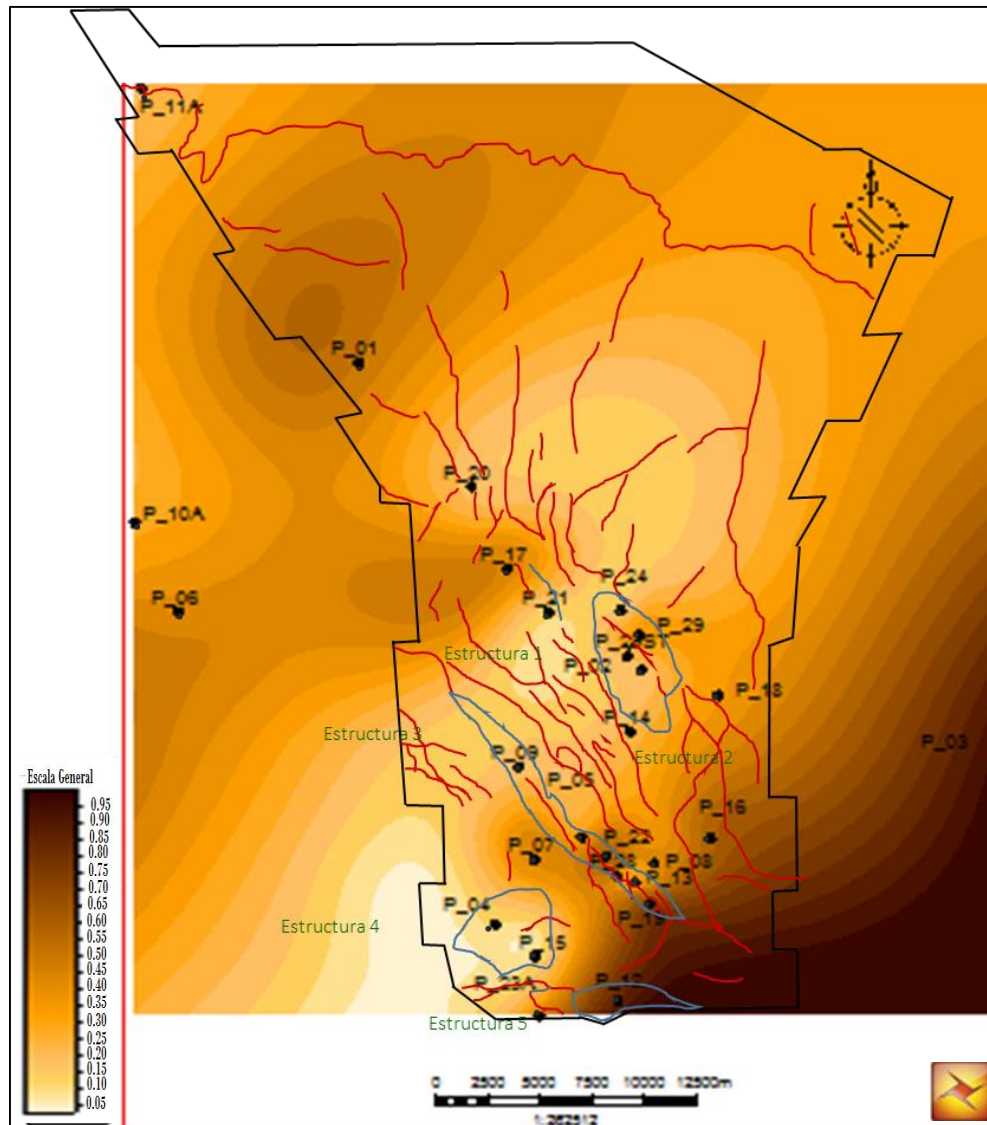


Figura. 129. Mapa de distribución de arcillosidad de la SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) del campo la Ensenada de La Vela.

Desde la estructura E2 en el centro-norte a partir del pozo P-02 hacia el NO se tienen una serie de máximos locales que van de 0.55 a 0.60 con alta arcillosidad.

Es importante señalar que hacia el NE de la estructura 2 resultó una arcillosidad baja promedio de 0.20 y la zona más limpia desde el punto de vista de arcillosidad con los valores más bajos en el orden de 0.05 está al SO del pozo P-04 y el oeste del Pozo P-023a, consideradas buenas desde el punto de vista de calidad de roca.

En el mapa de distribución de porosidad (Figura 130) hay una dirección preferencial con tendencia a aumentar la porosidad de SO a NE, ubicándose los valores máximos de porosidad de 0.12 hacia el NE del pozo P-24, el cual fue perforado en la estructura E2 (presenta mínimo de arcillosidad de 0.05); de igual manera se tiene un máximo local de porosidad de 0.12 en el pozo P-28 perforado en la estructura E3 y se tienen porosidades próximas a 0.11 al SO del pozo P-04 y el oeste del Pozo P-023a, lo cual sugiere buena calidad de roca para estas zonas.

Es importante señalar que los valores próximos a cero de color claro corresponden con las zonas que carecen de porosidad o es casi nula, asociadas en el SE con la zona (arcillosa) descrita como depresión pre-Cauderalito y en la zona centro oeste con clásticos arcillosos. Se detallan unos mínimos locales en la estructura E3 próximo a los pozos P-05 y P-13; próximo a la estructura E2 en el centro-norte hacia el NO se tienen mínimos locales de porosidad en correspondencia con los máximos locales de arcillosidad (Figura 129). Estas zonas no presentan buena capacidad de almacenamiento en esta secuencia, sin embargo, los pozos mencionados que pertenecen a la estructura E3 resultaron excelentes productores de basamento.

De acuerdo con el reporte de procesos diagenéticos (Molina, 1980) los sedimentos finos que rellenaron la parte oriental del banco de algas, por su contenido de arcilla y barro calcáreo, carecen de porosidad “los foraminíferos que constituyen la porción mayor de estas rocas están glauconitizadas, mientras que el barro calcáreo que forma la matriz muestra ligera recristalización”.

Este mismo informe asevera que el paleorelieve pre-Cauderalito influyó el desarrollo de condiciones ambientales caracterizadas por la presencia de ciertos tipos litológicos y texturales donde destacan Packstone y Grainstone de algas (Banco de algas coralinas), Packstone clástico, Wackestone y areniscas arcólicas (Lagunas con

influencia continental), Bioesparita de algas y miliólidos (laguna de plataforma); Wackestone y Mudstone (Depresión pre-Cauderalito).

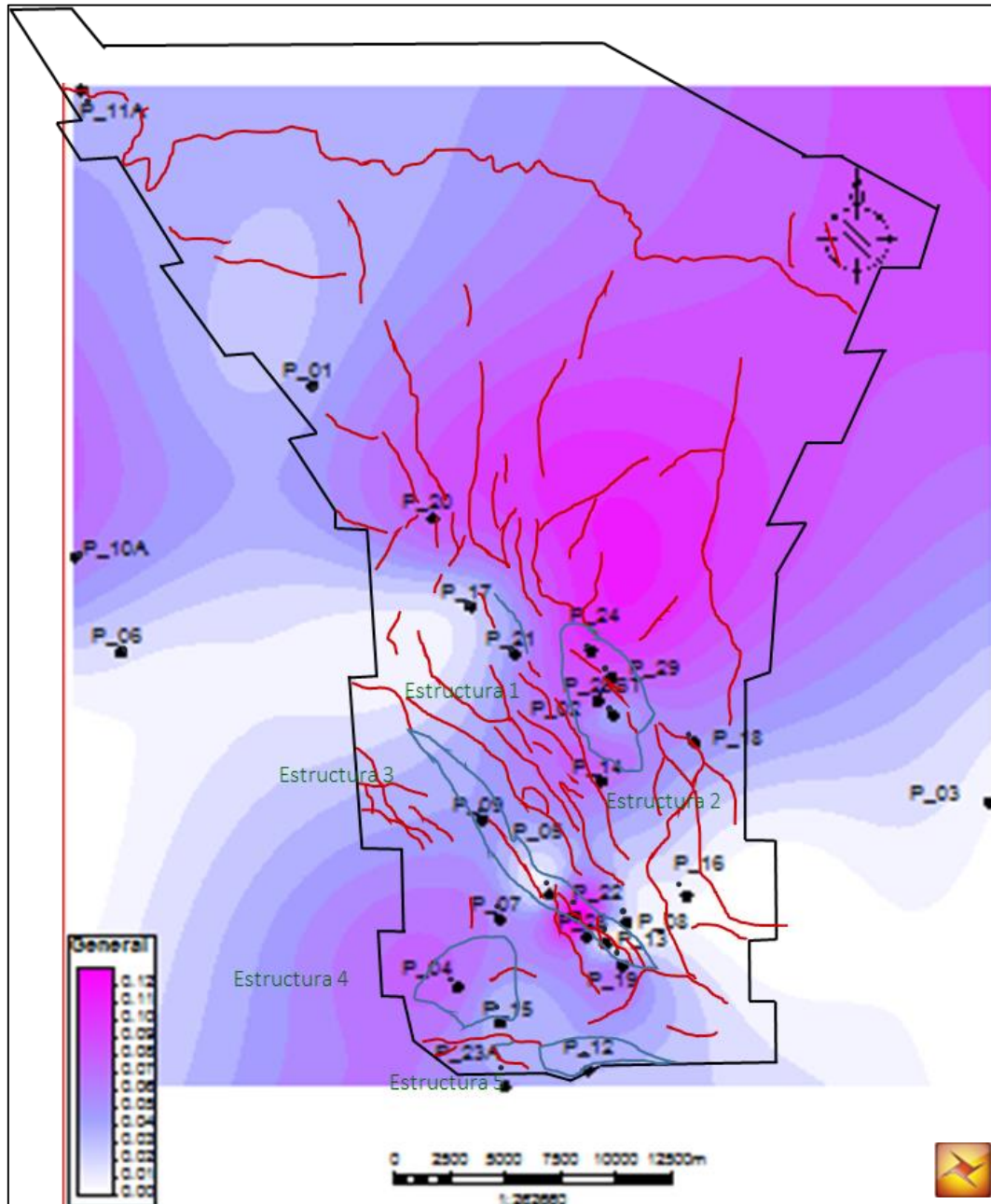


Figura. 130. Mapa de distribución de porosidad de la SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure) del campo la Ensenada de La Vela.

CONCLUSIONES

La caracterización del sistema poroso de secuencias carbonáticas y siliciclásticas en la Ensenada de La Vela, ubicada en costas afuera del estado Falcón, Venezuela, resultó con una variedad y distribución de porosidades y tipos de poros que demarcan la heterogeneidad y complejidad geológica y estructural asociada al campo. Algunas de las conclusiones producto de los resultados son las siguientes:

- La metodología empleada en este estudio permitió determinar parámetros petrofísicos de interés como el exponente “m”, el cual tiene un importante impacto en los resultados de saturación de agua (S_w) y por ende en la saturación de petróleo, permitiendo sincerar las propiedades eléctricas de la roca, determinando el potencial de cada litotipo, lo cual hasta la fecha no había sido definido, estableciendo un modelo petrofísico robusto para la zona.
- El valor de “m” determinado permitió discretizar los diferentes tipos de porosidades en el caso de los carbonatos y adicionalmente conocer el grado de cementación en el caso de los siliciclásticos, contemplando este parámetro petrofísico como un valor agregado para caracterizar el sistema poral de la zona de estudio.
- En el caso de la definición de “m” la comparación de las pruebas empíricas con técnicas de interpretación de registros, como curvas teóricas y principalmente Picket plot permitió descartar resultados que de haberse considerado habrían arrojado alto grado de error en los cálculos de volúmenes de saturación de hidrocarburo y adicionalmente permitió el poder extrapolar medidas puntuales a los depósitos dentro de las secuencias.
- Los modelos de arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad mediante correlaciones núcleo-perfil se realizó aplicando una evaluación petrofísica integrada, que tomó en consideración los resultados de los análisis especiales de núcleo que representan mediciones eléctricas a taponos de núcleo y pruebas de presión capilar por inyección de mercurio.

- En las correlaciones núcleo-perfil, la aplicación de técnicas claves en los análisis, como el uso de diferentes nomogramas litológicos, las descripciones sedimentológicas de núcleo y uso de redes neuronales para discretizar litologías fue de gran impacto en el éxito de los resultados. Inclusive estas técnicas en conjunto constituyeron una guía para estimar profundidad de basamento ya que en la zona se ha dificultado delimitar por las diferentes disciplinas y en esta investigación era importante determinarlo para estudiar las secuencias sedimentarias que reposan sobre él.
- La base de un buen modelo de isopropiedades depende en gran medida de establecer un correcto modelo de arcillosidad por lo que la metodología propuesta en esta investigación combinando las ecuaciones modificadas de Waxman & Smith con las mediciones eléctricas de núcleo fue determinante para calibrar los modelos de dicho parámetro en la zona, constituyendo una técnica empírica válida y complementaria de datos de difracción de Rayos X (DRX), cuando no se tiene una cantidad de datos representativo.
- los cálculos de contenido de arcilla y porosidad demostraron que no siempre es conveniente aplicar un solo modelo, sino dependiendo de los tipos de secuencias y tipos de registros, la utilización de uno o combinación de ellos permiten una mejor caracterización y por ende mejores cálculos de saturación de agua o saturación de hidrocarburo, lo que tradicionalmente no es usual.
- De acuerdo con el dominio de micro poros en los depósitos de la Ensenada de La Vela, las pruebas de presión capilar por el método de inyección de mercurio constituyeron una alternativa para obtener mejores resultados en tiempo y costo ya que es el único método capaz de alcanzar las presiones necesarias para caracterizar este tipo de depósitos.
- Las ecuaciones empíricas de Pittman R35 resultaron claves para reproducir dominio de radio de garganta poral de acuerdo con las mediciones convencionales de núcleo en el campo.
- Los análisis convencionales y especiales fueron determinantes en la caracterización de los depósitos dentro de estas secuencias complejas,

indicando que este tipo de estudios no deben ser realizados solo desde el punto de vista empírico sin ser validados, puesto que su confiabilidad sería de alto riesgo.

- La metodología sistemática modificada de Consentino para determinar parámetros de corte llevada a cabo en esta investigación arrojó buenos resultados al compararlo con las pruebas de producción del campo, por lo que la estimación de isopropiedades por secuencias se considera representativa para posteriores cálculos de reservas en la Ensenada.
- El manejo de la información, estimando su cantidad y calidad permitió estimar la confiabilidad de los resultados.
- Se considera que la génesis de la roca y los procesos diagenéticos incidieron en la geometría y arquitectura del poro, visible con los diferentes análisis y ensayos, todos ellos marcan e impactan la calidad de la roca y por ende en su contenido de fluidos.
- Esta investigación tiene un alto valor en otras disciplinas, siendo clave en estratigrafía ya que los modelos generados permiten limitar la extensión lateral y vertical de los depósitos sedimentarios, verificar posibles intercalaciones litológicas; todo esto considerando un trabajo en conjunto cuyos resultados se complementan con el mismo grado de importancia.
- Las descripciones planteadas en esta investigación permitirán diseñar nuevos modelos operacionales de pozos para producir en estos depósitos con dominio de microporosidad.
- Las zonas con mejores propiedades y calidad de roca constituyen áreas claves donde la aplicación de atributos sísmicos jugaría un rol importante para definir nuevos potenciales prospectos dentro de las secuencias de interés en el campo.
- Para la Secuencia SEC1 en sus depósitos siliciclásticos se contabilizaron 128' de ANP con promedio de porosidad de 19% y arcillosidad de 12%. Se evidenció un dominio de poros grandes entre macro y mega porosos, cuya

relación porosidad / permeabilidad permitió agruparlo dentro de la clase petrofísica 1 S1.

- Para la secuencia SEC2-1 en su unidad carbonática un total de 464' de CNP fueron estimadas con un promedio de porosidad de 11% y arcillosidad de 14%. Se presentó un dominio de micro poros en las facies petrofísicas controlados por el componente productor del carbonato de foraminíferos planctónicos/ bentónicos, bivalvos y algas rojas que a su vez demarcan la relación porosidad/ permeabilidad definida como clase 1 S2.
- Para la secuencia SEC3-2 unidad predominantemente carbonática se contabilizaron un total de 25' de CNP y un promedio de porosidad de 14% y arcillosidad 14%, existe dominio de microporosidad. Esto permitió asociar en la relación porosidad/ permeabilidad a la clase petrofísica 3, cuyos componentes productores mayoritarios del carbonato son algas rojas y macroforaminíferos.

RECOMENDACIONES

- En mediciones eléctricas para carbonatos saturados es recomendable tomar un valor dentro de los primeros minutos por el efecto de electrólisis.
- Para rocas con poros muy pequeños se recomienda el método de presión capilar por inyección de mercurio, mientras para muestras con poros más grandes se pueden usar cualquiera de los tres métodos, siendo un ahorro en tiempo y costo el método por centrifuga.
- Para analizar posibles yacimientos naturalmente fracturados en Venezuela se recomienda aplicar la estimación del parámetro m como una herramienta de apoyo.
- Se recomienda realizar un análisis de tensores y distinguir sistemas de fracturas existentes integrando medidas de laboratorios con interpretación de registro de pozos y aunado a esto en el cubo sísmico aplicar un *time slice* a profundidades de interés para visualizar fracturas y analizar si existe una relación de una micro a una macro escala.
- Es recomendable determinar en la Ensenada la humectabilidad de la roca mediante análisis especiales de núcleos e integrarlo con los valores de n estimados en este estudio, obteniendo nuevas estimaciones de saturación de agua y evaluar el impacto de este parámetro.
- Se recomienda desarrollar a nivel de laboratorio un tema de investigación para la aplicabilidad y limitaciones de las ecuaciones modificadas de Waxman & Smith para la estimación de porcentaje de arcilla.
- Por la relación entre el valor de m y el porcentaje de pirita, sería interesante a nivel de investigación cuantificar la pirita y la forma en la que se presenta para estudiar el impacto que esta ejerce en la calidad del yacimiento.
- Se recomienda representar en un mapa por secuencias los distintos elementos estudiados en esta investigación y compararlo con las propiedades de arena o caliza neta petrolífera para definir zonas de alto potencial hidrocarburífero y posibles candidatos a enfocar el análisis de atributos sísmicos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar, F., Barreto, V., Gómez, E., Martínez, N & Mata, G (2008). *Diagnóstico de información disponible del campo La Vela de Coro. Petróleos de Venezuela S.A, Informe técnico*. Carúpano.
- Aguilera, R (1995). *Naturally fractured reservoirs*. Oklahoma, USA: PennWell Books. 455 p.
- Aguilera, R (2002). *Incorporating capillary pressure, pore throat aperture radii, height above free-water table, and Winland r35 values on Pickett plots*. AAPG bulletin, Vol. 86 (4), pp 605-624.
- Ahr, W., Allen, D., Boyd, A., Bachman, H., Smithson., T., Clerke, E., Gzara, K., Hassall, J., Murty, C., Zubari, H & Ramamoorthy, R. (2005). *Confronting the carbonate conundrum*. Schlumberger Oilfield, Rev. Spring2005, pp 20-33.
- Ahr, W (2008). *Geology of carbonate reservoirs: The identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. Texas: A John Wiley & Sons INC. 296 p.
- Arconada, M., Girón, Y., Petrocelli, P., Tremaria, D., Infante, M., Gómez, E., Vergara, L., Blanco, H., Hurtado, M., Rodríguez, R., De la Riva, I & Salazar, F (2009). *Resultado técnico, estudio de reservas, campo La Vela de Coro*. 68 p.
- Asquith, G (1985). *Handbook of log evaluation techniques for Carbonate reservoirs. Methods in exploration* (5ta ed.). Oklahoma. 234 p.
- Asquith, G & Krygowski, D (2004). *Basic Well log analysis, AAPG methods in Exploration series* 16(2nd edition). Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists. 244 p.
- Audemard, F & De Mena, J. (1985, noviembre) *Falcón oriental, nueva interpretación estructural*. Ponencia presentada en el VI Congreso Geológico Venezolano, pp. 2317-2323.
- Audemard, F (1993). Trench investigation across the Oca– Ancón fault system, Northwestern Venezuela (extended abstr.). *2nd Int. Symp. Andean Geodynamics* (pp. 51–54) Oxford, England.
- Audemard, F (1995, noviembre). La cuenca terciaria de Falcón, Venezuela noroccidental: síntesis estratigráfica, génesis e inversión tectónica. *FUNVISIS*, p.19.
- Audemard, F (1997, noviembre). *Tectónica activa de la región septentrional de la cuenca invertida de Falcón, Venezuela Occidental*. Ponencia presentada en el VIII Congreso Geológico Venezolano., Soc. Venezolana de Geól. Porlamar, I, pp 93-100.
- Audemard, F., Bousquet, J. & Rodriguez, J. (1999). Neotectonic and paleoseismicity studies on the Urumaco Fault northern Falcón Basin, northwestern Venezuela. *Tectonophysics* (308), pp. 23-35.
- Baquero, M (2010). *Petrofísica – Propiedades Físicas y Geocronología del Basamento Autóctono – Alóctono, Capítulo 9. Petróleos de Venezuela S.A, Exploración y Producción, División exploración oriente*. Puerto la Cruz.

- Baquero, M (2015). *Evolución geodinámica del noroccidente de Venezuela, basado en nuevos datos de geocronología, geoquímica e isotópicos, tomo I*. Trabajo especial de grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Barbosa, M. & Rojas, Y (2015). *Elaboración de modelos de arcillosidad, porosidad y calibración sísmica pozo del campo San Cristóbal, Faja Petrolífera del Orinoco*. Informe de pasantía no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas
- Barbosa, M (2017). *Comparación de técnicas para estimación de velocidad de ondas de corte en yacimientos siliciclásticos y carbonáticos de Venezuela*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Bezada, M., Schmitz, M., Jácome, M., Rodríguez, J., Audemard, F & Izarra, C (2008). Crustal structure in the Falcón basin area, northwestern Venezuela, from seismic and gravimetric evidence. *Journal of GEODINAMICS*, (45), pp. 191-200.
- BIOSTRAT. (2000). *Core description, petrography, SEM y XRD analyses of cores from 22 wells, La Vela block, Falcón basin, Venezuela*. Informe, Phillips Exploración de Venezuela L. L. C. (Inédito).
- Boesi, T & Goddard, D (1991). A new geological model related to the distribution of hydrocarbon source rocks in the Falcón basin, northwestern Venezuela. (11), pp 303-319.
- Bustamante, Y (1998). Desarrollo de un método integral para determinar presión capilar en medios porosos. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Carnevali, J., Lugo, J., Audemard, F., Porrás, L., Parraga, F., Ysaccis, R., Pereira, J., Blanco, B., Giraldo, C., Marisol, C., DiCroce, J., Loureiro, D., Gallango, O., Bernardo, L., Hernández, O., Goncalves, A., Tarache, C., Lilliu, A & Bally (2000). *Corporación Venezolana de Petróleo (CVP). Exploración, reporte PDVSA. Proyecto de exploración por hidrocarburos, costa afuera de Venezuela (P.E.C.A.)*. Caracas.
- Chigne, N (1980). *Área mayor de La Vela, síntesis geológico- geofísico y futuras acciones. Consideraciones geológicas y evaluación de los yacimientos en el Pilar tectónico de la Ensenada de La Vela, Informe técnico*. Caracas.
- Choquette, P & Pray, L (1970). *Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates*. AAPG bulletin, V. 54 (4), pp 207-250.
- Clavier, C., Heim, A. & Scala, C (1976, June). Effect of pyrite on resistivity and other logging measurements. *SPWLA seventeenth annual Loggings symposium*. USA.
- Clennel, M., Matthew, J., Piane, C & Verral, M (2010, June). The influence of pyrite on rock electrical properties: case study from NW Australian Gas. *Presented at SPWLA (51) Annual logging Symposium*, p. 12.
- Consentino, L (2001). *Integrated reservoir studies*. Paris, France: T editions Technip.
- Contreras, J., Puerta, A., Jouval, J., Mata, L., Rosa, J., & Discepola, P. (2010). *Informe integrado bioestratigráfico y sedimentológico PGO Falcón Oriental, PDVSA*.

- CORPOVEN (1980). *Área mayor de La Vela, síntesis geológico- geofísico y futuras acciones*. Caracas: Autor.
- Craig, F (1982). *Aspectos de ingeniería de la inyección de agua*. New York.
- Crain, R (2017). *Crain's Petrophysical Handbook*. [Libro en línea] Disponible en <https://www.spec2000.net/00-resume.htm>. [Consulta: 2017, Abril 16].
- Díaz de Gamero, M. L. (1977). *Estratigrafía y micropaleontología del Oligoceno y Mioceno Inferior del centro de la Cuenca de Falcón, Venezuela*. *Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Universidad Central de Venezuela*. Revista GEOS (22), pp. 2-55.
- Díaz de Gamero, M (1985). Estratigrafía de Falcón nororiental. *VI Congreso Geológico Venezolano*, I, pp. 454-502.
- Díaz de Gamero, M. L. (1989). El Mioceno Temprano y Medio de Falcón septentrional. *Aniversario Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Revista GEOS*, 29, V 50 (22), pp. 2-50.
- Donaldson, E & Siddiqui, T. (1989). *Relationship between the Archie Saturation Exponent and Wettability*. SPE Formation evaluation. Oklahoma
- Dunham, R (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture, in W.E. Ham, ed., *Classifications of carbonate rocks. Symposium American Association of Petroleum Geology Bulletin*, (I), pp. 108-121.
- Ekwere, P (1995). *Petrophysics. Department of Petroleum & Geosystem Engineering*. The University of Texas at Austin. 1049 p.
- Escamilla, R. (2007). Modelamiento de registros sísmico y densidad para la elaboración de modelos geomecánicos del área de Piedemonte. Trabajo especial de grado no publicado Universidad de Santander. Bucaramanga
- Flügel, E (2004). *Microfacies of carbonate rocks. Analysis, interpretation and application*. Berlin: Springer.
- Folk, R (1959). *Practical petrographic classification of limestones: American Association of Petroleum Geology. Bulletin* (43), pp. 1-38.
- Folk, R (1962). *Spectral subdivision of limestone types. In: Classification of carbonate rocks, W.E. Ham (ed)*, Association of Petroleum Geology, Memoir, I, PP 62-84.
- Ghosh, S., Pestman, P., Meléndez, L., Truskowski, I & Zambrano, E. (1997, noviembre). Evaluación tectonoestratigráfica y sistemas petrolíferos de la cuenca de Falcón, Venezuela noroccidental. *Ponencia presentada en el VIII Congreso Geológico Venezolano., Soc. Venezolana de Geól.* I, pp. 317–329. Porlamar.
- Girón, Y., Arconada, M., De Almeida, H & Rodríguez, J (2009). Informe técnico de modelo estructural.
- González de Juana, C., Iturralde, J & Picard, X (1980). *Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas*. Caracas, Venezuela: FONINVES.
- Gorney, D., Escalona, a., Mann, P., Magnani, B. & BOLIVAR study Group (2007, May). Chronology of Cenozoic tectonic events in western Venezuela and the Leeward Antilles based on integration of offshore seismic reflection data and on'land geology. *AAPG Bulletin*, V. 91(5), pp. 653–684.

- Granier, B (2003). A new approach in rock-typing, documented by case study of layer- cake reservoirs in field “A”, offshore Abu Dhabi (U.A.E). - *Carnets de Géologie / Notebooks on Geology, Maintenon*, p.13.
- Hartman, D & Coalson, E (1990). Evaluation of the Morrow sandstone in Sorrento field, Cheyenne County, Colorado, in S.A. Sonnenberg, L.T Shannon, K. Rader, W.F. von Drehle, and G.W. Martin, eds., *Morrow Sandstones of Southeast Colorado and adjacent areas. Presented in RMAG Symposium*, pp. 91-100.
- Heinemann, Z (2005). *Fluid Flow in Porous Media*. Houston: Textbook series. 204 p.
- Honarpour, M., Koederitz, L., Harvey, H (1986). *Relative permeability of Petroleum Reservoirs*, Florida, USA. 141 p.
- Hung, E (2007). *Petrofísica para geólogos e ingenieros de producción*. Maracaibo, Venezuela. 372 p.
- Infante, M., Gómez, E. & Salazar, F (2009). *Informe técnico Modelo- Petrofísico*. Puerto la Cruz.
- Kazatchenko, E. & Mousatov, A. (2002, october). Primary and secondary porosity estimation of carbonate formations using total porosity and the formation factor. *Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held*. San Antonio, Texas ,pp. 1-6.
- Kennedy (2002). *Solution to some problems in the analysis of well logs in carbonate rocks*, in M. Lovell and N. Parkinson, eds., *Geological applications of well logs: AAPG Methods in Exploration*, (13), pp 61-73.
- Kim, K., Lee, Y., Hwang, S., Seo, J. & Sung, W. (2011). *Improved capillary model considering dual-pore geometry system in carbonate reservoir*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (78), pp. 601-608.
- Léxico Estratigráfico de Venezuela, 3era. Edición (1997). Dirección general sectorial de SERVIGEOMIN, Caracas.
- Lonoy, (2006). *Making sense of carbonate pore systems*. American association of Petroleum Geologists Bulletin, (90), pp. 1381-1405.
- Lucia, F (1983). Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: A field classification of carbonate pore space. *Journal of Petroleum technology*, Houston, Vol.35, (3), pp 629-637.
- Lucia, F (2007). *Carbonate Reservoir Characterization, An Integrated Approach* (2^{da} ed). Texas, USA: Springer. 341 p.
- Macellari, C (1995). Cenozoic sedimentation and tectonics of the southwestern Caribbean pull-apart basin, Venezuela and Colombia. *Presented in petroleum basins of South America. AAPG bulletin*. Houston, Texas, (62) pp. 757-780.
- Mahmood, A., Alghamdi, A., Allen, D., Herron, M., Carnegie, A., Dutta, D., Olesen, J., Chourasiya, R., Logan, D., Stief, D., Netherwood, R., Russell, S. & Saxena, K (2001). Evaluación de yacimientos carbonatados. *Oilfield Review*, pp. 20-45.
- Mantilla, A & Bueno, R (2013). *Interpretación de petrofísica avanzada, fundamentos & aplicaciones*. Bogota, Colombia: Petrogroup training & consulting Company.

- MARAVEN (1996). *Gerencia de Producción. Revisión del campo La Vela costa afuera*. Caracas. Informe técnico. Venezuela.
- Margotta, A (2010). *Análisis tectonoestratigráfico del área Caribe Central, costa afuera Venezuela*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas.
- Marín, Z (2013). *Caracterización petrofísica del banco carbonático "Perla", basado en la fábrica de roca, golfo de Venezuela*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas.
- Marín, Z (2015). Informe técnico PDVSA-Intevep, Fase I Del Estudio Petrofísico De Los Pozos Del Campo La Vela. Los Teques.
- Masoumeh, B., Mosayyeb, K. & Ghanssem, Z (2017, Julio). *An Improvement in Cation Exchange Capacity Estimation and Water Saturation Calculation in Shaly Layers for One of Iranian Oil Fields. Ponencia presentada en el Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology.*, V. 6 (1), pp 45-62. [Documento en línea]. Disponible:http://ijogst.put.ac.ir/article_44376_80a9df1b75db377fc8cbcd92de07bf9a.pdf [Consulta: 2017, Junio 18].
- McPhee C., Reed J. & Zubizarreta I., (2015) Core Analyses. A best practice guide *Development in petroleum science*, edit Elsevier, V.64, (1).
- Medina, C (2017). Descripciones petrográficas de la Ensenada de La Vela, PDVSA-Intevep.
- Medina, C (2018). Capítulo de diagénesis de la Ensenada de La Vela, PDVSA-Intevep. 14 p.
- Méndez, J (2009). *Carbonatos, origen y sedimentación*. Facultad de ciencias, Universidad Central de Venezuela. Caracas. 159 p.
- Mohamed, W & Nurmi, R. (1987). Calculation of saturation, Secondary Porosity and Producibility in Complex Middle East Carbonate Reservoirs. *Presented at SPWLA Twenty-Eighth Annual Logging Symposium*, Dubai, p. 22.
- Molina, E (1980). Procesos diagenéticos en el miembro Cauderalito de la Formación Agua Clara, MARAVEN.
- Muessig, K (1984). *Structure and cenozoic tectonics of the Falcon Basin, Venezuela and adjacent areas*. GSA Memoir, (162) pp. 217-230.
- Murat, B (2005). *Fácies carbonáticas, PDVSA/ INTEVEP*. Caracas. 210 p.
- Nader, F. (2017). *Multi-scale quantitative diagénesis and impacts on heterogeneity of carbonate reservoir rocks*. Advances in Oil and Gas Exploration & Production: Paris, France.
- Nurmi & Standen (1997). Carbonates the inside story. *Presented in Middle East well evaluation review*, (18), pp 28-41.
- Obando, A (2005). *Modelo petrofísico integrado de un yacimiento maduro de edad eoceno en el lago de Maracaibo*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad del Zulia. Maracaibo.
- Oil production. Contenidos para la industria del Petróleo y Gas (2017). Nociones básicas para la interpretación de perfiles de pozos. [Documento en línea]. Disponible: oilproduction.net/files/apunte-perfilaje-es.pdf. [Consulta: 2017, marzo 16].

- Ortega, S (2017). Descripciones petrográficas P-29, PDVSA-Intevep.
- PDVSA (2004). *Manual de estudios integrados de yacimientos, Modelo estático. V (2)*.
- Petrocelli, P., Tremaria, D., Doublet, S. & Piricu, S(2009a). *Informe técnico, Modelo estratigráfico, Campo La Vela de Coro*. Puerto la Cruz.
- Petrocelli, P., Tremaria, D. & Doublet, S., (2009b). *Informe técnico, Modelo sedimentológico Conceptual, Campo La Vela de Coro*. Puerto la Cruz.
- Pettijohn, F. (1975). *Sedimentary rocks*, (2^{da} ed.): Harper Brothers.
- Phillips Petroleum International Corporation, Venezuela (2000). *La Vela costa afuera, Reporte final de evaluación del Proyecto. Reporte (02)*. 156 p.
- Pittman, 1992. *Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection capillary pressure curves for sandstone*. American association of Petroleum Geologists Bulletin, (72), pp. 191-198.
- Porras, L (2000). *Evolución tectónica y estilos estructurales de la región costa afuera de las cuencas de Falcón y Bonaire*. Caracas, p. 13.
- Rey, O (1996). Estratigrafía de la Península de Paraguaná, Venezuela. *Revista de la Facultad de Ingeniería* (Universidad Central de Venezuela). 11 (1), pp. 35-45.
- Rueda, R (2016). *Interpretación estratigráfica secuencial de la sucesión sedimentaria oligo-mioceno en La Ensenada de La Vela, sector nororiental de la cuenca de Falcón*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Salazar, G 2016. *Construcción del modelo de saturación de agua de un yacimiento de crudo pesado en la formación Mirador con agua de formación dulce*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Nacional de Colombia. Medellín.
- Sandoval, M (2000). *Diagénesis de areniscas*. Consejo de Desarrollo Científico y humanístico, Universidad Central de Venezuela.
- Serra, O (2004). *Well logging data acquisition and Applications*. Serralog Ediciones. 691 p.
- Schlumberger, 2009. *Log interpretation chart*. Schlumberger: Texas. 180 p.
- Schlumberger, 2017. Oilfield glossary [Glosario en línea] disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/cation_exchange_capacity.aspx. [Consulta: 2017, Diciembre 1].
- Sheriff, R (2002). *Encyclopedic dictionary of exploration geophysics*. Society of Exploration Geophysicists, (4th ed.), USA.
- Slatt, R (2006). *Handbook of Petroleum Exploration and Production. Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicist and engineers*. Oxford, UK: Elsevier. 493 p.
- Souza, J & Rodríguez, J (2003). *Estudio geológico- estructural y geofísico de la sección Cabo de San Román-Barquisimeto. Estados Falcón y Lara*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela.
- Stephan, J (1977). El contacto cadena Caribe-Andes merideños entre Carora y el Tocuyo (Edo. Lara): observaciones sobre el estilo y la edad de las deformaciones cenozoicas en el occidente venezolano. *Presentado en el V Congreso Geológico venezolano*. Caracas.

- Stolper, K (1994). *Techniques. Identify Potential Low-Resistivity pay using visual rock analysis*. Houston Geological Society Bulletin. Texas.
- Toribio, E (2012). *Modelado estructural y retrodeformación, en la cuenca oriental de Falcón- Costa Afuera*. Trabajo especial de grado no publicado. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas.
- Torres, A (2009). *Capitulo X de petrofísica, Informe técnico Intevep*. Caracas.
- Vasquez, J (2018). *Descripciones sedimentológicas de la Ensenada de La Vela, PDVSA-Intevep*.
- Wheeler, C (1963). *Oligocene and lower miocene stratigraphy of western and northeastern Falcon basin, Venezuela*. AAPG bulletin, V. 47 (1), pp 35-68.
- Worthington & Consentino (2005). *The Role of cutoffs in integrated reservoirs Studies*. Reservoir Evaluation & Engineering, pp. 276-288.
- Wright, V (1992). *A revised classification of limestones: sediment*. Geol.(76), pp. 176-185.

APÉNDICES

APÉNDICE A. Bases teóricas. Carbonatos vs Siliciclásticos

Tabla 17. Siliciclásticos vs. Carbonato, Modificada de Ahr(2008) y Méndez (2009)		
Característica del yacimiento	Siliciclástico	Carbonato
Mineralogía inicial	Dominada por cuarzo y algo de modificación se puede derivar de los feldespatos.	(minerales metaestables como aragonito y calcita, Mg) se modifica y crea nuevas porosidades.
Formación	A medida que los sedimentos son desplazados, se depositan y litifican, o se compactan y cementan en roca sólida.	A partir de sedimentos biogénicos por actividad biológica (creación de arrecifes y acumulación de restos de organismos). Otros tipos a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas o como precipitación de aguas marinas.
Porosidad (Φ) primaria inicial	25-40%. Casi exclusivamente de tipo interpartícula.	40-70%. Tipo inter e intra partícula, intercrystalina, móldico, vuga, fenestral o vacío construido.
Porosidad (Φ) primaria final	Comúnmente 15-30% de la original. Casi exclusivamente de tipo interpartícula.	Pequeñas fracciones de la original 5-15%. De tipo altamente variable propia de los distintos orígenes de tipos de poros.
Tamaño de Poro	Diámetro y tamaño de la garganta relacionado a la textura depositacional.	Diámetro y tamaño de la garganta no necesariamente puede estar relacionado a la textura depositacional.
Forma de Poro	La forma de los poros depende de la madurez textural y de las partículas.	La forma de los poros es muy variada dependiendo del tipo de porosidad, de la fábrica y de la intensidad de la diagénesis experimentada.
Uniformidad de tamaño de poro y forma de distribución	Relativamente uniforme y homogénea	Varia de uniforme a extremadamente heterogénea- dentro de un cuerpo puede surgir un tipo de roca simple.
Influencia de diagénesis	Menor- Usualmente reducción por cementación o compactación.	Mayor- Puede crear, obliterar o modificar completamente la porosidad. Cementación y solución importantes.
Influencia de fractura	No presenta principal importancia en propiedades del yacimiento, pero siempre contribuyen al aumento de la permeabilidad.	Principal importancia en propiedades del yacimiento si presenta, aunque más por el incremento en toda la permeabilidad que por el aumento de la porosidad.
Estimación visual de porosidad y permeabilidad	Semicuantitativa, la estimación puede ser relativamente fácil.	Semicuantitativa, la estimación puede ser relativamente fácil o imposible. Mediciones instrumentales son comúnmente requeridas.
Relación porosidad-permeabilidad	Relativamente consistente. Puede depender de la textura de la partícula.	Altamente variable. Puede ser independiente de la textura de la partícula.

APÉNDICE A.1. Bases teóricas. Propiedades de las rocas sedimentarias

A continuación, se presenta una descripción de las propiedades de las rocas que toma parte de autores como Craig (1982), Lucia (2007) y Ahr (2008).

A.1. 1 Propiedades fundamentales de rocas sedimentarias:

A.1.1.1 Textura

Se define como el tamaño, forma y arreglo de los granos en una roca sedimentaria (Pettijohn, 1975). Estas rocas son marcadas por características texturales de acuerdo con cuatro principales componentes: Granos (partículas o cristales); matriz (llena los espacios interpartícula); cemento (entre los granos y la matriz) y porosidad (generalmente llena de fluido). Estos componentes pueden tener diferentes composiciones mineralógicas (Serra, 2004).

A.1.1.1.1 Clasificación de los siliciclásticos basadas en la textura:

En los siliciclásticos la textura de los granos depende del tamaño, sorteo o fabrica y forma, tal como se observa en la siguiente figura.

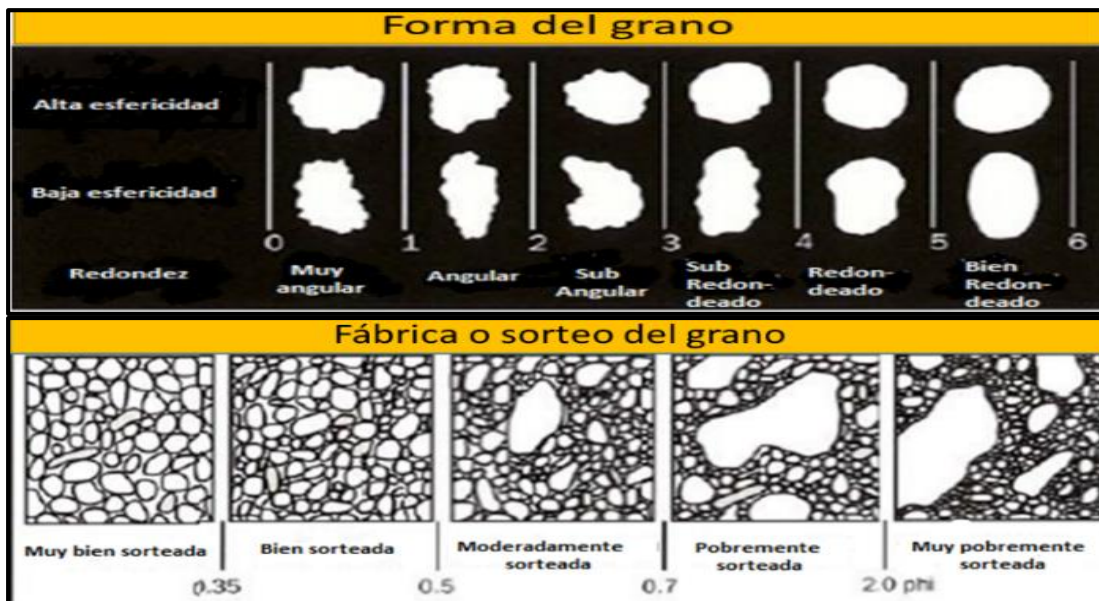


Figura. A1 . Clasificación de los siliciclásticos basadas en la textura (Modificada de Ekwere, 1995).

A.1.1.1. 2 Clasificación de los Carbonatos basadas en la textura

En carbonatos diferentes autores como Flugel (2004), Serra (2004) y más recientemente Méndez (2009) indican que las clasificaciones texturales permiten una buena comprensión del ambiente sedimentario en el cual se formó la roca. Los esquemas de las clasificaciones más utilizadas se basan en criterios descriptivos y genéticos tales como las clasificaciones de Folk (1959,1962) y la de Dunham (1962),

también la expandida de Embry & Clovan (1972) y la clasificación revisada de Wright (1992), las cuales se describen a continuación:

- Clasificación de Dunham (1962)

Dunham (1962) propuso una clasificación que se basa en algunos de los principios empleados por Folk (1959). En esta nomenclatura la textura es el principal discriminador de una roca y en una primera clase divide las calizas en cuatro grupos según la presencia de lodo carbonático y la relación matriz-granos (Figura A2a), los cuales son: grainstone, es una caliza grano soportada sin lodo carbonático; packstones son granos soportados con pequeñas cantidades de lodo carbonático; wackstone es una caliza lodo soportada con un contenido >10% de granos y mudstone (o lodolita carbonática) la cual corresponde a calizas lodo soportadas con <10% de granos. Adicionalmente, al igual que Folk considera como una categoría aparte las rocas arrecifales a las que denomina boundstones. Una segunda clase corresponde a los carbonatos cristalinos cuya fábrica primaria no se puede determinar (Flügel, 2004).

- Clasificación de Folk (1959, 1962)

Folk estableció una clasificación para calizas, considerando las proporciones entre granos, matriz y cemento. Los tres tipos básicos de calizas son aloquímicas (con >10% de granos), micríticas (con <10% de granos) y biolititas (Figura A2b).

Ambas clasificaciones de Dunham y Folk distinguen calizas alóctonas (mudstone, wackstone, packstone, grainstone) y autóctonas (boundstones o biolitita) (Flügel, 2004).

- Clasificación de Embry y Klovan (1972)

Considerada como una extensión de la clasificación de Dunham. Establecen dos tipos de calizas: autóctonas y alóctonas (Figura A2c). Estos autores introducen el aspecto del tamaño y distinguen tamaño de granos mayor o menor a 2 mm (Flügel, 2004).

Las boundstones se clasifican de acuerdo con el tipo de organismos que han constituido la acumulación. Dentro de los boundstones se diferencian tres tipos de bioconstrucciones: los bafflestone (Ej.: mud mounds). Bindstone (Ej.: estromatolitos) y los framestone (Ej.: arrecifes de corales) (Marín, 2013).

- Clasificación de Wright (1992)

Wright integró la clasificación depositacional de Dunham (1962) y la clasificación biológica de Embry y Klovan (1971) y propuso una nueva (Figura A2d), en el cual incluyó cambios diagenéticos de la textura depositacional, para apreciar aún más el impacto de la diagénesis en las calizas. Esta propuesta resalta la influencia de los procesos depositacionales (físico), biológicos y diagenéticos (tanto sinsedimentaria y postdeposicionales) a los carbonatos. Los términos floatstone y rudstone fueron revisados y nuevas expresiones se incluyeron dentro de las clases diagenéticas: "cementstone", "grainstone condensado" y "grainstone saturado", sparstone y microsparstone.

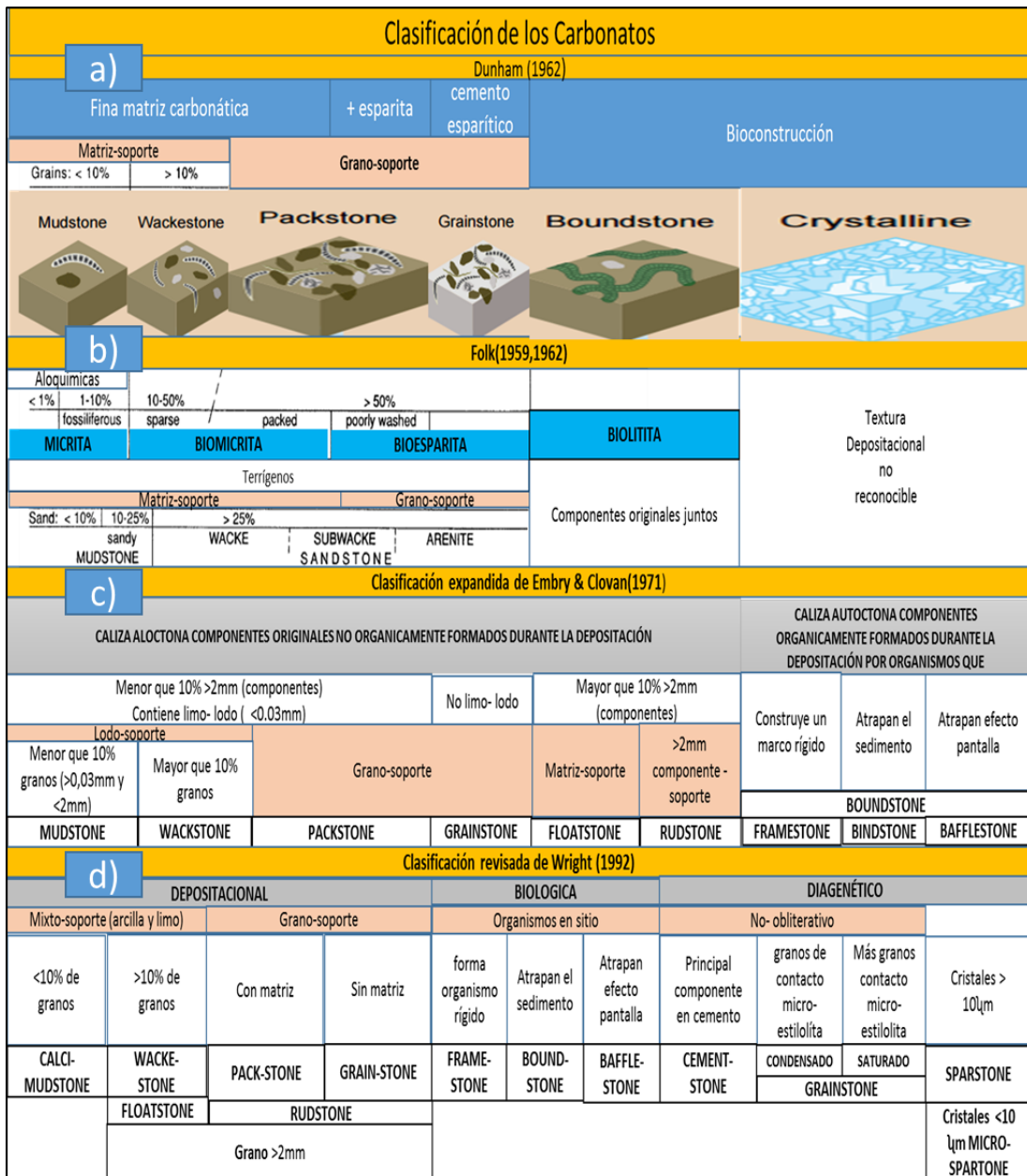


Figura. A2. Relaciones entre las clasificaciones original, expandida y revisada de los carbonatos (Modificado de Nurmi & Standen, 1997 y Flugel, 2004).

A.1.1.2 Fábrica

La fábrica se refiere a la descripción geológica del tamaño y sorteo de las partículas, relacionándola así con la distribución del tamaño de poro, quien a su vez controla la permeabilidad y saturación (Aguilera, 2002). Los procesos depositacionales, diagenéticos o biogénicos pueden intervenir, subdividiendo la fábrica de la roca de acuerdo con Ahr (2008), tal como se describe a continuación:

A.1.1.2.1 Fabrica depositacional:

Es la orientación espacial y el alineamiento de los granos; los granos elongados pueden ser alineados por paleocorrientes. Estas fábricas afectan las porosidades del yacimiento y pueden impartir permeabilidad direccional. Como ejemplo entre los elongados fragmentos esqueléticos están las espinas de equinodermos, algunos foraminíferos, bivalvos y conchas de gastrópodos.

A.1.1.2.2 Fabrica diagenética:

Incluye patrones de cristales de crecimiento, formados durante la cementación, recristalización o reemplazo de sedimentos carbonáticos y fábricas formadas por disolución. Estas últimas incluyen características móldicas, de vugas, cavernas y kársticas. La porosidad intercrystalina en dolomías y algunas calcitas microcristalinas son de origen diagenético.

A.1.1.2.3 Fábrica biogénica:

Son descritas en conexión con la acumulación carbonática, o arrecifes, y con la microestructura interna de granos esqueléticos.

A.1.1.3 Composición de la roca

Pettijohn en 1975 expresa la composición de una roca en términos de análisis químico o mineral como por ejemplo el método de secciones finas. En los siliciclásticos determinar la composición en función del contenido de minerales es muy importante ya que se puede verificar si existe una mezcla entre arcilla, limo o contenido de lutitas y así determinar cómo estas proporciones afectan al yacimiento.

En las rocas carbonáticas, según indica Ahr (2008), la composición usualmente se relaciona al tipo de grano constituyente, en vez del contenido de minerales, debido a que los carbonatos pueden ser mono o poli mineralógicos, lo cual no suele ser indicativo del ambiente depositacional. Este autor clasifica los granos carbonáticos en esqueléticos y no esqueléticos.

A.1.2 Propiedades derivadas

A.1.2.1 Porosidad

La porosidad es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación; es la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por vacíos o poros. El símbolo de la porosidad es ϕ (Viro, 1997).

Clasificación de la porosidad

Según la interconexión de los poros:

- Porosidad Total (ϕ_t): es la relación entre el volumen de todo el espacio poral existente en la roca y su volumen total (Serra, 2004).

$$\phi_{Total} = V_p/V_t \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde: V_p es el volumen de poro de la roca y V_t el volumen total.

- Porosidad efectiva (ϕ_e): es la porosidad accesible a los fluidos libres para desplazarse, excluyendo la porosidad no-conectada y el espacio ocupado por el agua absorbida e inmovilizada (Serra, 2004).

$$\phi_e = \phi_{Total} \cdot (1 - V_{sh}) \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde: V_{sh} = volumen total de arcilla.

De acuerdo al origen y tiempo de depositación de los sedimentos:

- Porosidad primaria: su valor depende principalmente de la forma, tamaño y clasificación de los granos (Serra, 2004). El término “porosidad primaria” incluye toda la porosidad predeposicional y depositacional de una partícula, sedimento o roca. Esto también aplica a cualquier remanente de porosidad primaria (Choquette & Pray, 1970).
- Porosidad secundaria: el término “porosidad postdeposicional” es esencialmente sinónimo de “porosidad secundaria” (Choquette & Pray, 1970). A nivel de perfiles de pozos es representado por la diferencia entre porosidad-sónico y la porosidad-densidad (y/o) neutrón, ambas corregidas por efectos de arcilla, hoyo y fluidos (Brie, *et al.*, 1985, citado en Mohamed, 1987). Esta diferencia es denominada índice de porosidad secundaria (SPI) y se calcula mediante la siguiente formula:

$$SPI = \phi_{DN} - \phi_s \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde ϕ_{DN} es la porosidad densidad/ neutrón y ϕ_s es la porosidad de matriz o por sónico.

A.1.2.2 Permeabilidad

Es una propiedad que representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través de una formación y su símbolo (K). La unidad de permeabilidad es el “darcy” donde por ser tan grande, comúnmente se utiliza el milidarcy (md). Se describe por la fórmula:

$$Q = k \frac{1}{\mu} \cdot \frac{S}{h} (P_1 - P_2) \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde: Q es el flujo de rata de cambio en cm^3/s ; μ es la viscosidad del fluido en centipoise; S es el área de superficie en cm^2 a través del cual ocurre el flujo; P_1 y P_2 son presiones en atmosferas (atm) y h es el espesor a través del cual pasa el flujo.

Una roca para ser permeable debe contar con sistemas de fracturas, capilares o poros interconectados, ya que existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad, siendo afectadas por los mismos factores. Ahr (2008) explica que la permeabilidad al igual que la porosidad es sensible a variaciones en la textura y fábrica de la roca e indica que la permeabilidad varía con el tamaño de grano, el sorteo y empaquetamiento de la roca. Cada 1% de cambio de porosidad al menos en

yacimientos siliciclásticos, el cambio de permeabilidad es mayor en un factor de 7 a 10 (Ahr,2008).

Clasificación de la permeabilidad

- Permeabilidad Absoluta. (K)

Se define como la facilidad de un medio poroso para permitir el flujo de un fluido a través del sistema poroso interconectado (Serra, 2004).

- Permeabilidad Efectiva (Ke)

Es el flujo de un fluido a través de poros interconectados en presencia de otro u otros fluidos. La presencia de un fluido humectante impide la entrada de un fluido no humectante retardando el flujo; por tanto, la permeabilidad efectiva es menor que la permeabilidad absoluta (Ahr, 2008).

- Permeabilidad Relativa (Kr)

Es la relación de la permeabilidad efectiva a una saturación dada y la permeabilidad absoluta a 100% de saturación (Serra, 2004).

A.1.3 Propiedades físicas del sistema roca- fluido

A.1.3.1 Saturación (s_w)

Es la fracción del espacio poral que contiene agua, su definición, de acuerdo Heinemann (2005), básicamente indica que el espacio poroso puede contener varias fases. La saturación de una cierta fase se define mediante la siguiente expresión matemática:

$$s_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde V_w es el volumen del espacio poral que esta ocupado por agua y V_p es el volumen del espacio poral ocupado por fluidos.

A.1.3.2 Mojabilidad

Puede definirse como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles (Craig, 1982). También se dice que es el principal factor responsable de la distribución de fluidos microscópica en medios porosos y determina en gran medida la cantidad de la saturación de petróleo y la capacidad de flujo de una fase particular, donde la afinidad relativa de una roca en la presencia de agua se describe como "humectabilidad al agua, yacimientos hidrófilos", "intermedio" o "humectabilidad al petróleo, yacimientos oleofilos" (Honarpour *et al.*, 1986).

APÉNDICE A.2. Bases teóricas. Técnicas de investigación en análisis de núcleos

Tabla 18. Análisis Convencionales y especiales de núcleos				
Análisis Convencionales de núcleos				
Tipo de Ensayo	Método	Parámetros	Unidad	Leyes, principios y observaciones
Saturación de fluidos	Destilación Soxhlet	Sw- So	%	Saturación de la muestra
Porosidad	Volumétrico por expansión de gas		%	Ley de Boyle $P_1 * V_1 = P_2 * V_2$;Donde: P 1-2 es la presión inicial y final respectivamente. V 1-2 es el volumen inicial y final.
Permeabilidad	Permeámetro	Kh-Kv	mD	Ley de Darcy, corregida por efecto Klinkenberg (K_{∞}), fenómeno causa que la permeabilidad medida de un gas sea mayor que la porosidad absoluta de la muestra.
Análisis especiales de núcleos				
Índice de resistividad	*Factor de formación *Capacidad de intercambio catiónico	FF, m, n CIC	 Meq/g	*Ley de Archie * Ecuaciones de Waxman &Smith
Presión Capilar	*Plato poroso *Centrifuga *Inyección de Mercurio	Pc Radio de poro.	Psi micrón	*Rangos de presión *fuerzas centrifuga *Destructiva (Hg).
Petrografía	*XRD-SEM *EDS-FTIR		%	Identificación de minerales

APÉNDICE A.3. Bases teóricas. Perfiles y parámetros petrofísicos

A.3.1 Perfiles petrofísicos de Pozos

Los parámetros de interpretación del perfilaje son determinados directamente de análisis de núcleos o se infieren indirectamente, por alguno de los tres tipos generales de perfiles: (1) eléctrico, (2) nuclear, y (3) acústico o sónico, cuyos nombres se refieren a las fuentes de obtención de los datos (Asquith & Krygowski, 2004).

- Registros eléctricos

Los registros eléctricos, también denominados resistivos son usados principalmente para determinar la resistividad de una formación, los dos tipos básicos de perfiles actualmente en uso, son el perfil de SP o potencial espontáneo, el perfil de inducción y el perfil de electrodo (o de conducción) e imágenes resistivas. Los ejemplos de herramientas de resistividad de electrodo incluyen: (1) normal, (2) Lateral, (3) Laterolog, (4) Microlaterolog, (5) Microlog, (6) el Perfil de Proximidad, y (7) perfil esféricamente enfocado (Oil production, 2017).

- Registros nucleares

Representan medidas de radiaciones naturales emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos, como el uranio (${}_{92}\text{U}^{238}$), el potasio (${}_{19}\text{K}^{40}$) y el torio (${}_{90}\text{Th}^{232}$) que están presentes en las formaciones (Hung, 2007), cuyos patrones de niveles de energía son detectados por los registros espectrales, útiles para el cálculo del volumen de arcilla en presencia de componentes radiactivos no arcillosos, así como para hacer análisis del tipo de arcilla presente, esto de acuerdo a la relación torio-potasio, detección de minerales pesados, entre otras.

La presencia de arcilla afecta la roca almacén de diferentes maneras dependiendo según si es laminar, dispersa (considerada la más dañina debido a que tapa los poros) o estructural. Generalmente los daños de las arcillas están asociados a disminuciones de permeabilidad y de porosidad efectiva en la roca- almacén (Mantilla & Bueno (2013).

Los perfiles de Rayos Gamma (GR) se calibran en unidades API (*American Petroleum Institute*) en una escala de 0 a 150 o de 0 a 200 API. La curva de Rayos Gamma total (SGR) es exactamente como el perfil GR convencional y adicionalmente se mide la de los elementos T y K, libre de uranio (CGR) (Hung, 2007).

Otros perfiles radiactivos son los de densidad (ρ_b), en unidades de g/cm^3 (R_{hob}) y el factor fotoeléctrico (P_{ef}), donde este último refleja la mineralogía por depender estrechamente del número atómico promedio de la roca. El perfil neutrón en unidades de fracción (N_{phi}) representa una medida del número de átomos de hidrogeno presente en la formación, el cual se relaciona con la porosidad (Hung, 2007).

- Registros Acústicos

El perfil sónico se basa en la propagación de ondas del sonido y entre sus aplicaciones es útil para calcular propiedades elásticas e inelásticas de las rocas; así como para complementar los datos sísmicos (Hung, 2007). Se le conoce también como tiempo de tránsito interválico (DT) que depende de la litología y la porosidad. La unidad de medición es el microsegundo por pies que varían de 40 a 240 (us/ft).

En caso de no contar con este registro, existe una serie de relaciones empíricas que permiten al geofísico derivar un registro acústico de onda P a partir de perfiles de resistividad (Hampson & Russell, 2014 citados en Barbosa, 2017). La relación más antigua fue formulada por Faust, con la siguiente ecuación:

$$\alpha = a(Rd)^c \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde α = velocidad de onda P, a , c = constantes, R = valor de resistividad y d = profundidad.

A.3.2 Técnicas de “m” basadas en interpretación de registros

Las ecuaciones propuestas por Nugent (1984) y Rasmus (1983) permiten determinar un exponente de cementación m a nivel de registros creando un perfil continuo de este parámetro, que puede ser validado con medidas eléctricas realizadas en núcleo.

- El modelo de Nugent: relaciona las porosidades de sónico y de densidad-neutrón asumiendo la presencia de vóculos no conectados, generando una curva continua con valores mayores que 2 del exponente m cuando $\phi_{DN} > \phi_S$ e iguales a 2 cuando $\phi_{DN} = \phi_S$ (Viro, 1997), tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$m_N \approx 2 \left(\frac{\log \phi_S}{\log \phi_{DN}} \right) \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde: ϕ_S es la porosidad por sónico y ϕ_{DN} es la porosidad por densidad neutrón.

- El modelo de Rasmus: relaciona las porosidades de sónico y de densidad-neutrón asumiendo la presencia de fracturas, generando una curva continua con valores menores que 2 del exponente m cuando $\phi_{DN} > \phi_S$ e iguales a 2 cuando $\phi_{DN} = \phi_S$ (Viro, 1997). Donde la ecuación en la siguiente y los parámetros son los mismos de la ecuación anterior

$$m_R \approx \frac{\log[\phi_S^3 + \phi_S^2(1 - \phi_{DN}) + (\phi_{DN} - \phi_S)]}{\log \phi_{DN}} \quad \text{Ecuación 8}$$

A.3.3 Exponente de saturación “n”

Es un parámetro petrofísico que expresa el efecto del desplazamiento del fluido sobre la resistividad de la roca. La ecuación 11 define la relación entre la saturación de agua (S_w), el exponente de saturación (n) y el índice de resistividad (I) (Ecuación 12).

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{1/n} \quad \text{Ecuación 9}$$

$$I = \left(\frac{R_t}{R_o} \right) \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde: R_o es la resistividad de la roca 100% saturada con agua de formación y R_t es la resistividad del núcleo a una cierta saturación de agua.

El exponente de saturación “n” está asociado a la mojabilidad y la ecuación de Archie es muy sensible al valor de “n”. Un enfoque para n basado en mojabilidad es tal que: $n \leq 2$ resulta para rocas fuertemente mojadas al agua; $n > 2 < 8$ para rocas de mojabilidad mixta y $n \gg 2$ para rocas fuertemente mojadas al crudo (Donaldson & Siddiqui, 1989).

APÉNDICE A.4 Bases teóricas. Presión Capilar

A.4.1 Métodos más usados

Tabla 19. Métodos de laboratorio para medir presión capilar		
Método	Ventajas	Limitaciones
Plato poroso	<ul style="list-style-type: none"> *Reproduce condiciones del yacimiento e interacción roca-fluido. *La muestra alcanza perfiles homogéneos de Swi. * Resultados más confiables para Swi. 	<ul style="list-style-type: none"> * Mayor tiempo en alcanzar equilibrio. *Presión máxima 200 psi. En casos de gas o crudo liviano es una limitación. *Pruebas más costosas.
Centrifuga	<ul style="list-style-type: none"> *Reproduce condiciones del yacimiento e interacción roca-fluido. *método más rápido que el plato poroso. *los modelos de corrección por Sw son bastante confiables. *costo intermedio. 	<ul style="list-style-type: none"> * Pruebas toman de 2 a 3 meses. *las medidas de saturaciones deben corregirse ya que no alcanza condiciones reales de Swi.
Inyección de Mercurio	<ul style="list-style-type: none"> *Muestras pueden ser de cualquier forma o tamaño. *Prueba es la más rápida y económica. *Permite inferir la distribución del volumen poroso conectado a diferentes tamaños de garganta de poro. *alcanza altas presiones. 	<ul style="list-style-type: none"> * Muy poca representatividad de las condiciones del yacimiento. *Se mide y calibra el volumen poroso de forma independiente. *Destruye las arcillas dispersas. *Ofrece bajos valores de Swi *Es una técnica destructiva de la muestra.

Granier (2003) indica que las gráficas obtenidas a partir de datos de inyección de mercurio (Hg) solo dan una distribución aparente del tamaño de garganta de poros. Sin embargo, Mahmood *et al.* (2001) y más recientemente Lucia (2007) confirman que una medida del tamaño de poro puede ser obtenida de curvas de presión capilar, donde la inyección de Hg representa la fase no mojante y la muestra conteniendo aire la fase mojante.

A.4.2 Característica de las curvas de presión capilar

- Presión de desplazamiento o umbral

En 1977, Rojas (citado por Marín, 2013) la define como la presión inicial mínima requerida, por un fluido no humectante, para penetrar en los poros más grandes de un medio poroso saturado 100% con un fluido humectante (punto A, Figura A3).

- Curva de drenaje

La pendiente de la curva de la presión capilar durante el drenaje es una buena medida cualitativa de la gama de distribución de las dimensiones de los poros, donde

mientras más se acerque la curva de presión capilar a la horizontal, más uniformes serán las dimensiones de los poros dentro de la roca (Craig, 1982).

La curva de drenaje (Figura A3) se obtiene desplazando la fase mojanete (fm) con la no mojanete (fnm). Durante este proceso la saturación de la fm disminuye, mientras la de la fnm aumenta, observándose gráficamente que la presión capilar aumenta desde p_d (punto A) hasta un valor (punto B) tal que mayores aumentos de la presión capilar no producen disminución de la saturación de la fm (S_{wir} , en el caso de ser agua la fm) (Rojas, 1977, citado por Marín, 2013).

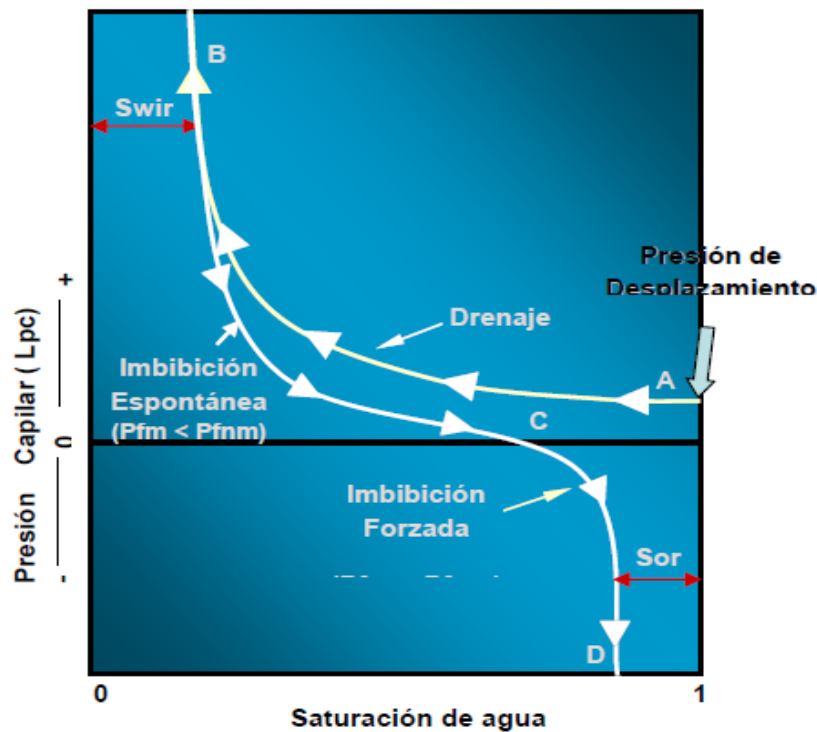


Figura. A3. Característica de las curvas de presión capilar (Marín, 2013).

- Curva de imbibición

Se obtiene desplazando la fnm (fase no mojanete) por fm (fase mojanete) (ejemplo: petróleo por agua o gas por agua). Durante el proceso de imbibición la saturación de la fase mojanete aumenta mientras la saturación de la fase no mojanete disminuye (Rojas, 1997 citado por Marín, 2013).

APÉNDICE A.5 Bases teóricas. Procesos diagenéticos que impactan la calidad de la roca

Los procesos diagenéticos son aquellos procesos físicos, químicos y biológicos que ocurren después de la depositación, convirtiendo el sedimento en roca y afectando la mineralogía, la textura y estructuras sedimentarias. Los cambios de presión y temperatura hacen que se formen nuevos minerales o minerales preexistentes sean modificados a medida que el sistema roca-fluido se adapta a nuevas condiciones de equilibrio (Mantilla & Bueno, 2013). La evolución diagenética de una roca puede afectar la porosidad u obliterarla por completo (Ver modelo 3D de espacio de poro, donde el espacio poral se presenta en color negro y textura micrita en gris, Figura A4)

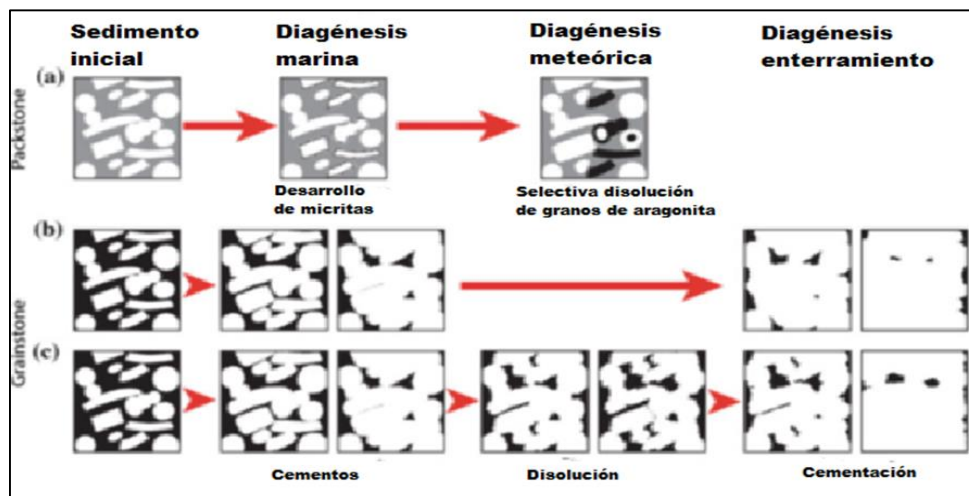


Figura. A4. Ejemplos de evolución diagenética (Traducido de Nader, 2017).

Algunos de los procesos diagenéticos más comunes son:

Micritización: se trata de la alteración por bacteria o alga de los bioclastos depositados al fondo del mar, donde si la actividad de microbios es intensa el grano puede convertirse completamente micritizado (Murat, 2005).

Disolución: puede ocurrir a pequeña o grande escala cuando a medida que los fluidos pasan por el sedimento, los componentes inestables se disolverán y son transportados lejos o son precipitados de nuevo en poros cercanos donde las condiciones son diferentes, originando porosidad kárstica o vuga, tanto en ambientes cercanos a la superficie como en ambientes profundos (Mantilla & Bueno, 2013).

Estilolitización: es el proceso de compactación de los intervalos más dúctiles que puede ser producido por compactación mecánica o solución por presión (Murat, 2005).

Cementación: es el proceso por el cual una sustancia química precipita en forma de nuevos cristales en los poros de un sedimento o de la roca, manteniendo unidos los granos, pero reduciendo la porosidad (Mantilla & Bueno, 2013).

Compactación: es el proceso por el que el volumen de un sedimento es reducido a medida que los granos son comprimidos por el peso de las rocas suprayacentes. Se produce una reorganización de los granos y la expulsión de fluido intergranular y por consiguiente, la porosidad del sedimento es reducida. Se produce por fracturamiento, por presión de sobrecarga y por compactación química produciendo también las estilolitas (Murat, 2005).

Neomorfismo: se trata de procesos de recristalización y remplazo con posibles cambios mineralógicos, que ocurren en presencia de agua e incluyen también los denominados procesos de inversión, donde se da la transformación de un polimorfo mineral a otro, permaneciendo la composición química constante. El neomorfismo en general resulta en un aumento del tamaño de los cristales, pudiendo reducir el espacio poral (Murat, 2005). La Piritización se podría considerar como uno de las maneras de neomorfismo, cuando se presenta como mineral autigénico, es decir después de la depositación o durante la diagénesis. El contenido de piritita en proporciones mayores a 7% podría actuar como un conductor dentro de la formación, incluso más que el agua connata, enmascarando en algunos casos la verdadera resistividad en el análisis petrofísico de registros por lo que se recomienda en formaciones piritizadas hacer uso de la curva laterolog (Clavier *et al.*, 1976). Este autor señala que la aparición de la piritita en forma de pequeños cristales impacta la porosidad de forma negativa disminuyéndola, ya que se distribuye eventualmente a través de la porosidad intergranular de las rocas y propone usar el registro acústico en zonas piritizadas.

Tabla 20. Perfiles afectados por piritita y efecto en la porosidad (Clavier <i>et al.</i> , 1976)			
Perfil	% piritita	$\Delta \log$	Error Φ
densidad	1	0,023 g/cm ³	-1.4 pu
Sónico	1	0.11 Us/ft	0,1 pu

A nivel de laboratorio Clavier *et al.*, 1976, midiendo las propiedades eléctricas de piritita artificial en arenas, verifica que la resistividad es sustancialmente reducida y que su efecto es más notable en altas frecuencias. Este método es respaldado más recientemente por Clennel *et al.*, 2010, quien también presenta un análisis de conductividad dependiente de la frecuencia medida en núcleos secos (Figura A5a).

Clennel *et al.* (2010), adicionalmente analiza las respuestas eléctricas con diferentes concentraciones de piritita en muestras 100% saturadas con agua salina (Figura A5b). y distingue tipos de gráficos cualitativos para ello, además asegura que el efecto en rocas saturadas es relativamente reducido e indica que su presencia refleja valores de

“m” relativamente bajos cuando existe más del 2% de concentración de pirita e incluso sugiere una posible relación directa entre ambos.

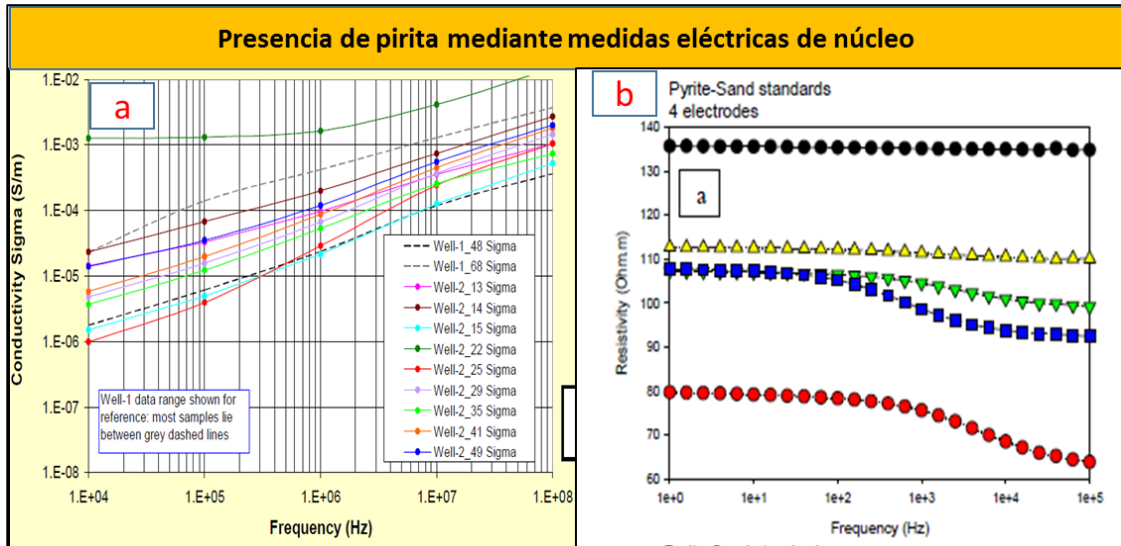


Figura. A5. Ejemplo de presencia de pirita por medidas eléctricas. a) Conductividad de muestra seca Vs. Frecuencia; b) espectro de impedancia de la muestra saturada con agua de formación impedancia para arenas con cantidades variables de pirita saturadas con agua salina: 0% –negro, 0.6% - amarillo, 3% verde, 5% -azul y 11% rojo de volumen de pirita (Clennel *et al.*, 2010).

APÉNDICE B. Descripción general de procedimiento seguido en laboratorio de interacción roca-fluido para las mediciones eléctricas

Fase 2

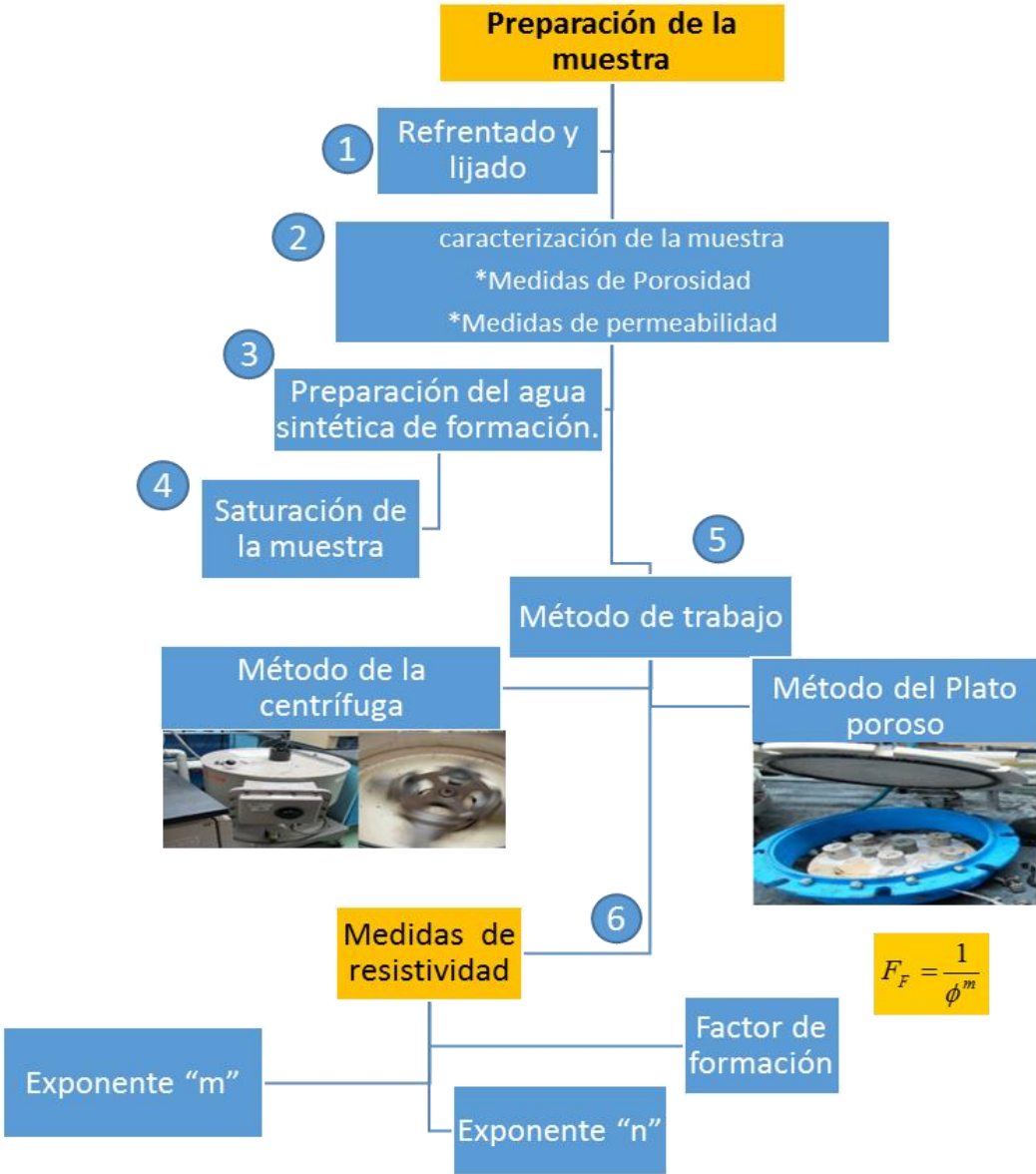


Figura B1. Flujo de trabajo seguido en laboratorio de interacción roca-fluido.

1) Selección de las muestras



Figura B2. Refrentado de muestras.

2) Caracterización de las muestras



Figura B3. Mediciones convencionales en equipo CMS-300.

- ✓ Como parte de la metodología de control de calidad del dato fueron escogidas 5 muestras con medidas convencionales en reportes para efectuar la validación de los valores y un total de 30 tapones fueron caracterizadas.

Tabla 21. Validación de valores de reportes en medidas convencionales de núcleos									
		REPORTE			MEDIDO			$\Delta\phi$	$\Delta K(\text{air})$
POZO	# MUESTRA	ϕ	K(air)	K	ϕ	K(air)	K		
P-04	4	25,200	2,400		24,160	2,729	2,190	1,040	0,329
P-04	48	8,600	0,420		8,900	0,183	0,130	0,300	0,237
P-07	3	19,100	6,100		18,810	9,745	8,540	0,290	3,645
P-29ST2	124	10,800	0,336	0,240	11,900	0,230	0,160	1,100	0,106
P-29ST2	132	10,100	0,259	0,180	11,780	0,170	0,120	1,680	0,089

Tabla 22. Medidas convencionales de núcleos							
Pozo	# ID	Muestra en prof		Profundidad	Presión	Porosidad	Permeabilidad
		Pies	Pulgada				Pies
							K(MD)
P-14	32,1	8350		8350,00	800	4,09	0,13600
	32,2	8350	11	8350,92	800	6,04	2,67600
	34,1	8382	3	382,25	800	4,56	0,00052
	37,1	8385	3	8385,25	800	6,48	0,00300
	44,1	8392		8392,00		No medida por fractura	
	47,1	8395	6	8395,50	800	3,86	0,00075
	56,1	8408	4	8408,33	800	3,55	0,05200
	60,1	8413	2	8413,17	800	2,10	0,00080
	61,1	8413	7	8413,58		Se partió	
P-24	3,1	7810		7810,00	800	4,73	0,47700
	3,2	7811	7	7811,58	800	2,66	1,98700
	10,1	7822	2	7822,17	800	6,16	0,54100
	10,2	7823	2	7823,17	800	6,98	2,49500
	12,1	7825	5	7825,42	800	7,74	0,51000
	13,1	7828	6	7828,50		Se partió	
	15,1	7831	6	7831,50	800	12,18	3,39800
	19,1	7845	4	7845,33	800	6,10	1,05000
	21,1	7849	10	7849,83		Se partió	
	22,1	7855	4	7855,33		Pequeño diámetro	
P-28	30,1	8846	3	8846,25	800	3,90	0,10000
	30,2	8857	5	8857,42		Se partió	
	30,3	8877	7	8877,58	800	3,19	0,00730
	30,4	8880	9	8880,75	800	2,90	0,00081
	30,5	8892	3	8892,25	800	2,54	0,01400
	30,6	8893	10	8893,83	800	2,06	0,53800
	31,1	8901	4	8901,33	800	2,39	0,00080
	31,2	8904	9	8904,75	800	5,46	0,00340
	31,3	8906	8	8906,67	800	5,80	0,00680
	31,4	8913	8	8913,67	800	4,72	0,44500
	33,1	8915	5	8915,42	800	4,23	0,00200
	36,1	8918	6	8918,50	800	3,17	0,00110
	43,1	8927	6	8927,50	800	3,24	0,00170
	43,2	8939	9	8939,75	800	2,78	0,00068
	54,1	8953	8	8953,67	800	3,34	0,00058
57,1	8959	10	8959,83	800	5,11	1,02100	

3) Preparación del agua de formación

La solución salina de cada secuencia se preparó según el procedimiento establecido por la Norma No 45 del *American Petroleum Institute* (API).

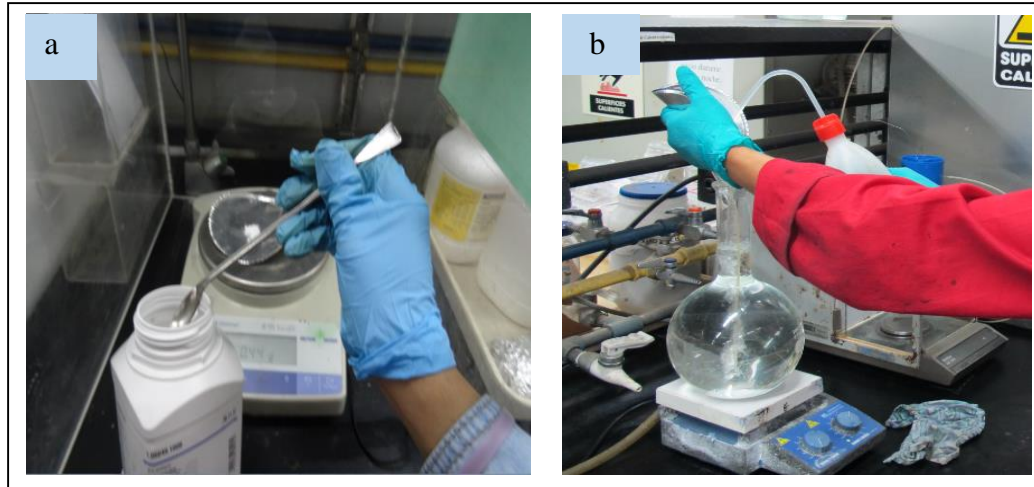


Figura B4. a) Peso de reactivos, b) Preparación de agua de formación.

4) Saturación de la muestra

- ✓ La muestra se coloca en un saturador que a su vez está conectado a una bomba de vacío para extraer moléculas de gas del volumen sellado y así crear un vacío parcial.



Figura B5. Saturación de la muestra en la bomba de vacío.

5) Resistividad del agua de formación sintética

Previo a la medición de los parámetros eléctricos se evalúa la resistividad del agua de formación. Dicha propiedad se determinó con el uso del conductímetro *Metrohm 856 conductivity modele* usando la ecuación.

$$R_w = \frac{1}{c_w} \quad \text{Ecuación 11}$$

- ✓ Antes de medir la resistividad del agua se verifica la calibración del equipo, usando un líquido de conductividad *standard* de 100uS/cm.

Medición de la Resistividad de la muestra (Ro)

La medida de resistencia de núcleo se llevó a cabo mediante el uso del equipo *RCL Meter Fluke PM 6304*. El equipo funciona con corriente alterna, donde un elemento resistivo tiene asociada capacitancias y conductancias, pudiéndose obtener como respuesta un modelo matemático en serie o paralelo dependiendo de la naturaleza predominante del elemento de forma conveniente.

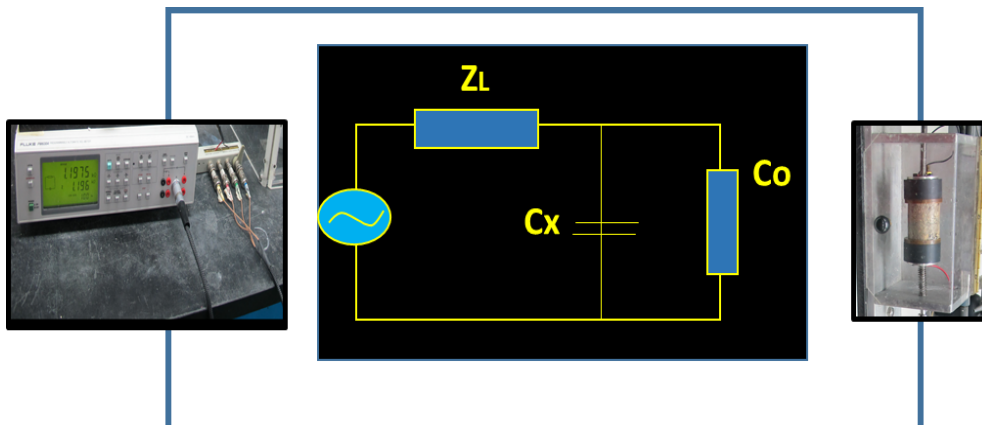


Figura B6. Circuito eléctrico usado.

6) factor de formación

Se obtiene al hacer el cálculo de la relación de la resistividad de la muestra 100% saturada con agua de formación y la resistividad de dicho fluido.

6.1) exponente “m”

Se estimó de la ecuación de Humble generalizada, que relaciona el factor de formación con la porosidad y este a su vez con el exponente a calcular.

6.2) Valor del exponente de saturación “n”

Se usaron dos métodos mediante el empleo de dos equipos:

- **Método del plato poroso**

El equipo consiste de una celda de acero inoxidable diseñada para trabajar a diferentes rangos de presiones en este caso de 0 a 90 psi. En su interior se coloca una membrana semipermeable, la celda es conectada a un panel de manómetros y válvulas por donde se introduce la presión al sistema. La celda se cierra herméticamente mediante el ajuste de tuercas tipo mariposa. Al liberar la presión en el equipo se pesan las muestras. La diferencia de peso respecto a las muestras 100% saturadas permitió determinar las S_w a la presión establecida (Figura A.8).

- **Método de la centrifuga**

El equipo de centrifugadora usado es el *Damon –IEC division*. El método de la centrifugación presenta la ventaja de que las mediciones se pueden hacer para cuatro muestras en 2 días. En este caso el fluido en las muestras es desplazado por efecto de la fuerza de la centrifuga, donde se incrementa la velocidad de rotación medida en revoluciones por minuto, cuyo procedimiento se presenta a continuación:

- ✓ Los valores de velocidad de la centrifuga se transforman en valores de presión mediante la ecuación:

$$P_c = \beta \Delta \rho n^2 r \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde: P_c es presión capilar en lpc; $\Delta \rho$ es la diferencia de densidad de los fluidos utilizados agua- aire; r es el radio de rotación, parámetro del equipo; n es el número de revoluciones por minuto y B es una constante que depende de las características de la centrifuga utilizada.

Simultáneamente con ambos métodos una vez desplazado el fluido y pesada la muestra se miden las resistencias a partir de las cuales se tienen las resistividades R_t para cada saturación de la roca. Posteriormente se graficó en escala log-log el índice de resistividad versus la saturación de agua y se realizó un ajuste por mínimos cuadrados cuya pendiente de la recta representa el valor de n .

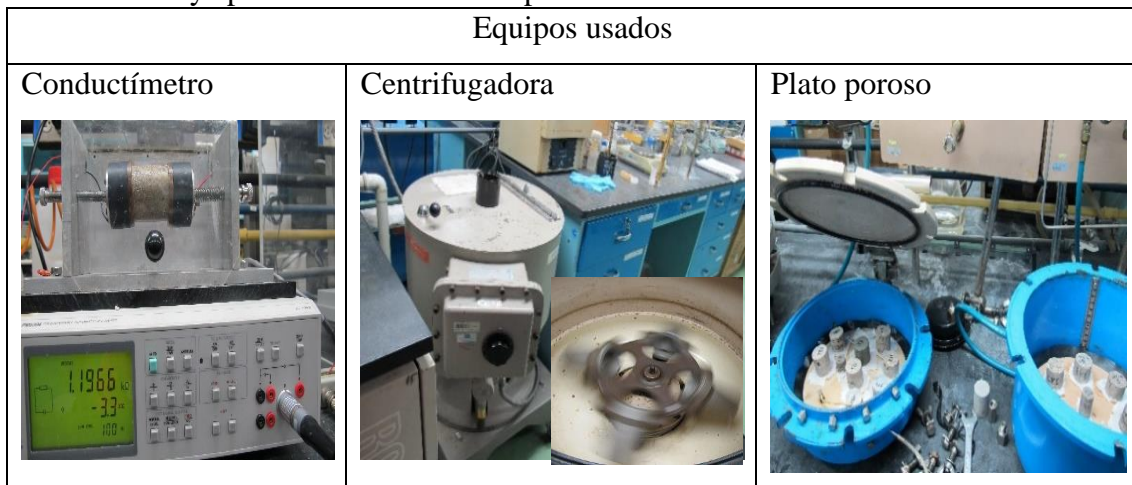


Figura B7. Equipo usado para la determinación del exponente de saturación “n”.

APÉNDICE C. Descripción general de procedimiento seguido en laboratorio de Quimisorción para las mediciones de presión capilar por inyección de mercurio

Antes de proceder a las pruebas de presión capilar, las muestras fueron cortadas y limpiadas para eliminar residuos de sal y posteriormente puestas en el horno para evitar humedad en el tapón de núcleo.

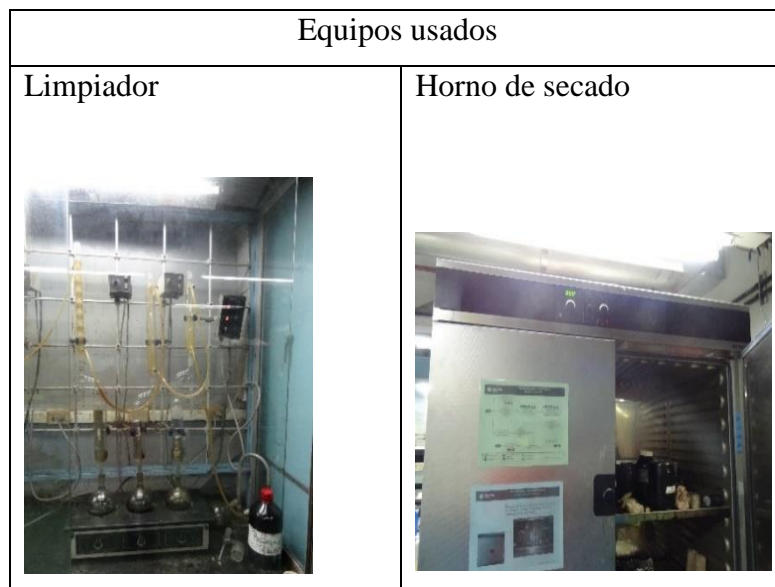


Figura C1. Procedimiento previo a pruebas de PC.

Pruebas especiales de núcleo. Presión Capilar

Se seleccionaron 28 muestras con las mejores propiedades de porosidad y permeabilidad y se cortaron a 1 diámetro de pulgada por 1,5 cm de longitud para determinar las curvas de presión capilar y los radios de garganta poral por el método de inyección de mercurio.

Muestras, preparación y medidas

Se pesan las muestras y penetrómetro y se registran los datos en el equipo para iniciar las mediciones.

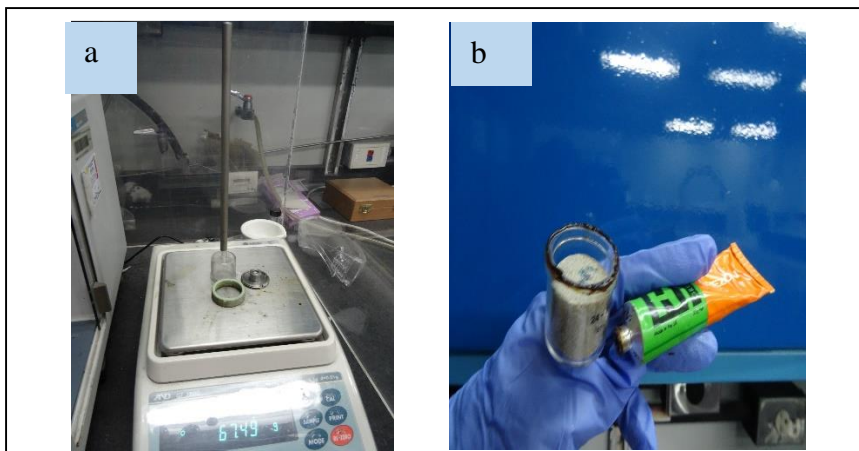


Figura C2. a) peso del penetrómetro, b) sellado del penetrómetro con grasa.

En la primera etapa el penetrómetro con la muestra dentro debe ser introducido en las celdas de baja presión para proceder a la inyección de mercurio en el receptáculo, y luego de ser pesadas impregnadas de mercurio se somete a alta presión pudiendo inyectar mercurio a los radios porales más pequeños como nanoporos.

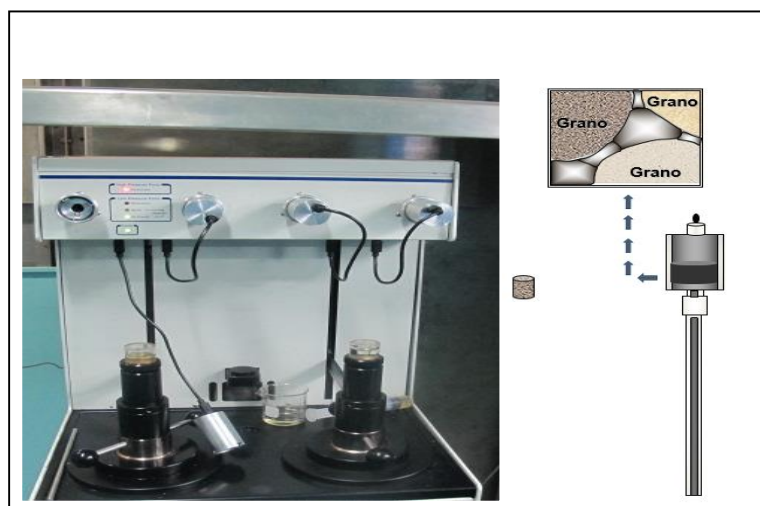


Figura C3. Porosímetro de mercurio.

APÉNDICE D. Tabla de resultados de parámetros petrofísicos “m” y “n” a partir del factor de formación (FF)

Tabla 23. Parámetros de la secuencia SEC3-2 – Pozo P-04 (Formación Socorro)						
#	Prof.	Porosidad	Ro(ohm.m)	FF	Humble	Archie
	(Ft)	(%)	100Hz		"m"	"n"
1	6479	21,30	20,59	16,97	1,83	3,89
2	6480	21,60	24,79	20,43	1,97	
3	6481	26,00	13,11	10,80	1,77	3,28
4	6482	24,16	14,95	12,32	1,77	4,08
5	6483	20,80	29,25	24,11	2,03	3,77
6	6484	19,90	19,74	16,27	1,73	
7	6485	19,70	24,32	20,04	1,85	
9	6487	18,70	19,90	16,40	1,67	
11	6489	24,40	17,19	14,16	1,88	2,70
12	6490	14,00	18,19	14,99	1,38	8,90
14	6492	17,30	33,99	28,01	1,90	
15	6493	15,20	25,09	20,68	1,61	
16	6494	14,00	26,51	21,85	1,57	
17	6495	13,10	109,58	90,30	2,22	1,97
18	6496	13,70	73,67	60,71	2,07	1,94
19	6497	16,80	22,24	18,33	1,63	
20	6498	17,90	24,30	20,03	1,74	
21	6499	17,30	28,14	23,19	1,79	
22	6500	16,00	21,87	18,02	1,58	
23	6501	17,40	17,45	14,38	1,52	2,24
25	6503	19,10	20,36	16,78	1,70	
26	6504	16,80	25,17	20,74	1,70	3,06
27	6505	18,10	19,46	16,04	1,62	
28	6506	18,30	20,60	16,98	1,67	
29	6507	16,00	31,88	26,27	1,78	

Tabla 24. Parámetros de la secuencia SEC2-1 (Miembro Cauderalito Fm Agua Clara / Fm Cantaure)								
Pozo	#	Prof. (Ft)	Ø	Ro (100Hz)	Rw (ohm.m)	FF	Humble "m"	Archie "n"
P-04	36	10985,00	12,00	14,40	0,38	38,24	1,72	2,3
	37	10986,00	15,60	17,50	0,38	46,47	2,07	
	38	10987,00	2,40	21,61	0,38	57,37	1,09	
	39	10989,00	2,60	19,94	0,38	52,95	1,09	
P-29ST	111	9500,00	10,80	38,25	0,38	101,58	2,08	2,7
	117	9506,10	12,50	34,17	0,38	90,73	2,17	3,4
	118	9507,30	6,80	59,68	0,38	158,48	1,88	3,1
	124	9513,20	10,80	36,26	0,38	96,29	2,05	2,4
	130	9519,30	10,90	50,79	0,38	134,87	2,21	3,9
	132	9521,00	10,10	34,43	0,38	91,44	1,97	2,8
	150	9539,20	6,81	89,06	0,38	236,51	2,03	
	156	9545,10	2,00	175,87	0,38	467,02	1,57	
	161	9550,10	8,20	21,55	0,38	57,21	1,62	5,3
P-14	32,1	8350,00	4,09	78,58	0,38	208,67	1,67	
	32,2	8350,92	6,04	42,92	0,38	113,98	1,69	2,3
P-24	10,2	7823,17	11,03	19,39	0,38	51,49	1,79	3,1
	15,1	7831,50	19,43	7,73	0,38	20,53	1,84	3,3
	19,1	7845,33	9,31	35,00	0,38	92,95	1,91	2,5
	22,1	7855,33	0,00		0,38	Se partió		
P-28	30,6	8893,83	5,52	27,82	0,38	73,88	1,49	2,3
	31,4	8913,67	4,72	41,57	0,38	110,39	1,54	2,0
	57,1	8959,83	5,11	19,61	0,38	52,08	1,33	

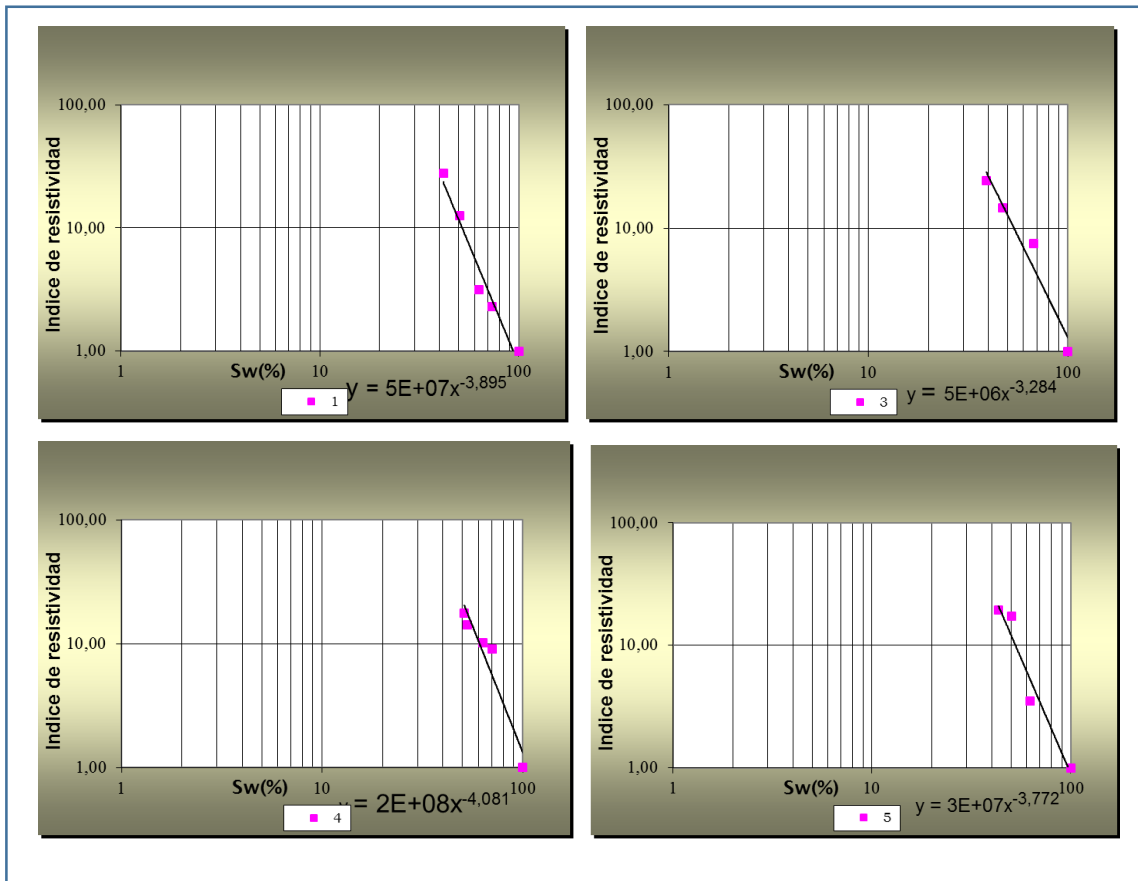


Figura D1. Gráficos del exponente de saturación “n” de la secuencia SEC3-2.