



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CORRELACIÓN DE ÍNDICES PETROFÍSICOS EN
YACIMIENTOS CARBONATADOS COMPLEJOS
NATURALMENTE FRACTURADOS BASADOS
EN REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Geofísica

P R E S E N T A

Ana Laura Padilla Ordóñez

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Héctor Ricardo Castrejón Pineda



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022

Asesores:

Dr. Fernando Castrejón Vacio
Instituto Mexicano del Petróleo

Dr. Enrique Coconi Morales
Instituto Mexicano del Petróleo

M.I. Roberto Padilla Sixto
Asesor y Consultor en Ingeniería Petrolera
Perito en Ingeniería de Yacimientos, CIPM A.C.

Contenido

	Pág.
Contenido	1
Resumen	2
<i>Abstract</i>	3
Lista de Tablas	4
Lista de Figuras	4
Introducción	10
Capítulo 1. Antecedentes	11
Registros Geofísicos de Pozo	12
Índices Petrofísicos de Porosidad y Permeabilidad	23
Indicadores de Fracturamiento	37
Modelado de Fracturas	46
Evaluación Integral de Yacimientos Carbonatados Fracturados	51
Capítulo 2. Evaluación y Resultados del Caso de Campo	58
Antecedentes Generales del Yacimiento y Pozo	58
Información de Registros Geofísicos y Correlaciones	63
Análisis y Evaluación de Parámetros Petrofísicos	65
Análisis del Exponente de Cementación y Saturación de Agua	65
Análisis del Comportamiento de Porosidades	76
Análisis del Comportamiento de Permeabilidades	86
Evaluación de Correlaciones de Permeabilidad	93
Correlación del Índice de Permeabilidad con Indicadores de Fracturamiento	103
Correlación de Índices de Permeabilidad y Fracturamiento con el Índice de Calidad del Yacimiento (RQI) y RQI_T	108
Evaluación Petrofísica de Intervalos Fracturados	112
Correlación de Índices Petrofísicos con el indicador de Zona de Flujo (FZI) y el Índice de Unidad de Flujo (IUF_T)	117
Correlación de Índices Petrofísicos con el Comportamiento de Producción	124
Análisis del Comportamiento Petrofísico y Expectativas de Producción	126
Capítulo 3. Análisis de RQI, FZI y ϕ_e de Amaefule y Nuevas Correlaciones	136
Parte 1. $RQI_T(k)$ como Correlación Alterna para $RQI(k, \phi_e)$	136
Parte 2. Análisis del Indicador de Zona de Flujo (FZI) y Definición del Índice de Unidad de Flujo (IUF_T)	147
Parte 3. Modificación a la Correlación de FZI de Amaefule: FZI_1 y FZI_2	154
Parte 4. Significado de ϕ_z de Amaefule	156
Capítulo 4. Conclusiones	159
Nomenclatura	164
Bibliografía	167

Resumen

En este trabajo se evalúa la posible existencia de correlación entre los índices de permeabilidad y de fracturamiento de un pozo productor localizado en un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado de México; lo anterior, con base en los resultados de registros convencionales (GR, CALIPER, LLD, LLS, MSFL, DRHO, NPHI, RHOB, PEF, SPHI y DT) considerando un exponente de cementación variable; asimismo, la correlación con los índices de porosidad secundaria y con el comportamiento de producción. Se realizó una evaluación del efecto de considerar un exponente de cementación contante y variable y su efecto en la estimación de S_w ; con lo anterior, se evaluaron y se seleccionó la mejor correlación para el índice de permeabilidad. Los resultados alcanzados para el pozo de estudio indican que sí se puede establecer una correlación entre los resultados de los índices petrofísicos (K, DT, IIF y RQI); sin embargo, un punto importante es que no correlacionaron con el indicador de zona de flujo (FZI) propuesto por Amaefule, debido a algunas inconsistencias en su formulación. Del análisis del comportamiento de los parámetros petrofísicos para diferentes intervalos del pozo, se establecen zonas fracturadas, altamente fracturadas, e intervalos sin fracturas con posibilidades de ser explotados. Se concluye que definir valores promedio de los parámetros petrofísicos en yacimientos carbonatados fracturados no es recomendable. Como aportación adicional de esta tesis, se presentan nuevas correlaciones denominadas como RQI_{-T} y IUF_{-T} , útiles para evaluar la calidad petrofísica del yacimiento como función única de K, y un índice de unidad de flujo, respectivamente, dando buenos resultados.

También se propone un diagrama de bloques enfocado al proceso de evaluación integral de yacimientos carbonatados fracturados, en donde se resalta la importancia del modelado de fracturas. Los sistemas carbonatados poseen características que generan grandes desafíos para su caracterización y el manejo de la producción; de esta forma, las técnicas que se emplean para los yacimientos en arenas, normalmente fallan en este tipo de yacimientos. Finalmente, en el proceso de explotación en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, la existencia de una sola fractura puede ser la gran diferencia, el problema es identificarlas.

Abstract

In this job, the possible existence of correlation between the permeability and fracturing indices of a producing well located in a naturally fractured carbonate reservoir in Mexico is evaluated, this is based on the results of conventional well logs (GR, CALIPER, LLD, LLS , MSFL, DRHO, NPFI, RHOB, PEF, SPFI and DT) considering a variable cementation exponent; likewise, the correlation with secondary porosity indices and the production behavior. An evaluation of the effect of considering a constant and variable cementation exponent, and its effect on the estimation of Sw; with the above, it were evaluated and selected the best correlations for the permeability index. The results reached for the well under study indicate a correlation between the results of the petrophysical indices (K, DT, IIF and RQI); however, an important point is that did not correlate with the flow zone indicator (FZI) proposal by Amaefule, due to some inconsistencies in its formulation. From the analysis of the behavior of petrophysical parameters for different intervals of the well, fractured, highly fractured zones and intervals without fractures are established with possibility to be exploited. It is concluded that to define average values of the petrophysical parameters in fractured carbonate reservoirs it is not recommended. As an additional contribution of this thesis, new correlations called RQI_T and IUF_T are presented, useful to evaluate the petrophysical quality of the reservoir as a unique function of K, and a flow unit index, respectively, producing good results.

Also, a block diagram focused to the integral evaluation of fractured carbonate reservoirs process is proposed, where the importance of fracture modeling is highlighted. The carbonate systems have characteristics that generate great challenges for their characterization and the production management; in this way, the techniques used for sands reservoirs, normally fail in this type of reservoirs. Finally, in the process of exploitation in naturally fractured carbonate reservoirs, the existence of a single fracture can be the great difference, the problem is to identify them.

Lista de Tablas

- Tabla 1.1. Evaluación de porosidades y permeabilidades de las rocas productivas o de yacimientos más comunes (Levorsen, 1967).
- Tabla 2.1. Valores de m para calizas y dolomías, asimismo de terrígenos (AMGP, 2019).
- Tabla 2.2. Factores de tortuosidad y cementación (AMGP, 2019).
- Tabla 2.3. Valores de permeabilidad asociadas a un yacimiento carbonatado complejo naturalmente fracturado de alta productividad (Padilla, 2013).
- Tabla 2.4. Espesores y valores promedio de K para diferentes intervalos del pozo de estudio con presencia de fracturas de alta conductividad.
- Tabla 2.5. Valores promedio de K , S_w y ϕ_e para diferentes intervalos del pozo de estudio.
- Tabla 3.1. Valores promedio de K , S_w y ϕ_e para diferentes intervalos del pozo de estudio.

Lista de Figuras

- Figura 1.1. Esquema de porosidades (esta tesis, basada en Álvarez, 2019).
- Figura 1.2. Etapas de estudio de fracturas y microestructuras en núcleos para definir tipos de fallas, origen de fracturas y direcciones preferenciales de flujo (Pacheco, 2002).
- Figura 1.3. Diagrama de bloques con énfasis en el modelado del medio fracturado (esta tesis).
- Figura 2.1. Bloques del Campo Akal (CNH, 2013).
- Figura 2.2. Distribución de pozos operando durante el mes de Marzo de 2019 y su distancia respecto al contacto promedio gas-aceite en el bloque NW del Campo Akal (CNH, 2019, figura recortada para Tesis).
- Figura 2.3. Ventanas óptimas de explotación en los bloques del campo Akal (Lozada, 2014).
- Figura 2.4. Ventanas de aceite en los bloques del campo Akal (Lozada, 2014).
- Figura 2.5. Comportamiento del exponente m_f de Rasmus (1983) vs. ϕ_t sobre curvas tipo de m_{var} (o m_v) vs. $\phi_t - \tau$ de Padilla (2022) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.
- Figura 2.6a. Comportamiento de S_w contra profundidad en el intervalo 4200 a 4400m del pozo de estudio para tres valores constantes del exponente m : 1, 1.5 y 2 con $a=1$.
- Figura 2.6b. Comportamiento de S_w contra profundidad en el intervalo 4200 a 4400m del pozo de estudio considerando dos valores de tortuosidad $a=1$ y 2 con $m=2$ constantes.
- Figura 2.6c. Comportamiento de S_w contra profundidad en el intervalo 4200 a 4400m del pozo de estudio considerando 3 valores de tortuosidad $a= 1, 2$ y 2.5 con $m=2$ constante.
- Figura 2.6d. Comportamiento de S_w contra profundidad en el intervalo 4200 a 4400m del pozo de estudio considerando tortuosidad $a=1$ con $m=2$ y m_f .

- Figura 2.6e. Comportamiento de S_w contra profundidad en el intervalo 4200 a 4400m del pozo de estudio considerando tortuosidad $a=2$ con $m=2$ y m_f .
- Figura 2.7. Comportamiento de curvas de saturación de agua vs. profundidad con $m=2$ constante y m_f , intervalo 4047-4627m del pozo de estudio, $a=1$.
- Figura 2.8. Comportamiento de porosidad efectiva contra porosidad total (ϕ_e vs. ϕ_t) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.
- Figura 2.9. Comportamiento de porosidad efectiva contra porosidad total (ϕ_e vs. ϕ_t) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio. Rango de porosidad total del 0 al 10%.
- Figura 2.10. Comportamiento de porosidad de flujo contra porosidad total (ϕ_{flujos} vs. ϕ_t) sobre curva tipo de Padilla (2022) de ϕ_{flujos} vs. $\phi_t - \tau$ para el intervalo 4047- 4627m del pozo de estudio.
- Figura 2.11. Comportamiento de porosidad de fractura contra porosidad total (ϕ_f vs. ϕ_t) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.
- Figura 2.12. Comportamiento de porosidad matriz (Elkewidy y Tiab, 1998) contra porosidad total (ϕ_{mv} vs. ϕ_t) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.
- Figura 2.12a. Comportamiento de porosidad matriz m_v vs. profundidad para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.
- Figura 2.13. Comportamiento de porosidad total contra porosidad de flujo (ϕ_t vs. ϕ_{flujos}) sobre curva tipo de Mendoza et al. (2011) de ϕ_t vs. $\phi_{flujos} - m$ para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.
- Figura 2.14. Comportamiento de saturación de agua contra porosidad efectiva (S_w vs. ϕ_e) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.
- Figura 2.15. Comportamiento de curvas de porosidad efectiva (ϕ_e) contra profundidad en el intervalo 4047-4627m.
- Figura 2.16. Comportamiento de curvas de porosidad secundaria (ϕ_{sec}) contra profundidad en el intervalo 4047-4627m.
- Figura 2.17. Comportamiento de curvas de porosidad de fractura (ϕ_f) contra profundidad en el intervalo 4047-4627m.
- Figura 2.18. Comportamiento de permeabilidad contra porosidad de fractura (K vs. ϕ_f) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio. K calculada con la correlación de Jorgensen (1988).
- Figura 2.18a. Comportamiento de distribución de permeabilidades en gráfica de frecuencia para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.
- Figura 2.18b. Comportamiento de distribución de permeabilidades en porcentajes de frecuencia

para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.

Figura 2.19. Comportamiento de variabilidad de permeabilidad contra porosidad de fractura (K vs. ϕ_f) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio. Intervalo de porosidad del 0 al 20%.

Figura 2.20. Determinación de litología (calizas y dolomías) en gráfica de *cross-plot* de RHOB vs, NPHI para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.

Figura 2.21. Comportamiento de permeabilidad contra saturación de agua (K vs. S_w) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.

Figura 2.22. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Jorgensen.

Figura 2.23. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Wyllie-Rose_3.

Figura 2.24. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Coates.

Figura 2.25. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Timur_3

Figura 2.26. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Morris-Biggs_1.

Figura 2.27. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Carothers.

Figura 2.28. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m,
Coates-Dummannoir_1.

Figura 2.29. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Wyllie-Rose_1.

Figura 2.30. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Wyllie-Rose_2.

Figura 2.31. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m,
Coates-Dummannoir_2.

Figura 2.32. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Morris-Biggs_2.

Figura 2.33. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Timur_2.

Figura 2.34. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Timur_1.

Figura 2.35. Comportamiento de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, Tixier.

Figura 2.36. Comportamiento de curvas de permeabilidad (Jorgensen, 1988) vs. profundidad con $m=2$ y m_f de (Rasmus, 1983), intervalo 4047-4627m.

Figura 2.37. Curvas de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.38. Indicador de fracturamiento DT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.
Sensibilidad con valor de corte de 0.45.

Figura 2.39. Indicador de fracturamiento DT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.
Sensibilidad con valor de corte de 0.49.

Figura 2.40. Indicador de fracturamiento DT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.
Sensibilidad con valor de corte de 0.52.

Figura 2.41. Curvas de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.42. Indicador de fracturamiento DT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Valor de corte: 0.52.

Figura 2.43. Indicador de fracturamiento RT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Valor de corte: 0.55.

Figura 2.44. Índice de Intensidad de fracturas IIF vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.45. C-3045D, muestra: (A) 4203.5 m y (B) 4204 m (Ricoy, 2005).

Figura 2.46. C-3045D, muestra 1: 4201.6 m (Ricoy, 2005).

Figura 2.47. C-3045D, muestra 1: 4203 m (Ricoy, 2005).

Figura 2.48. C-3045, muestra 1: 4200.3 m (Ricoy, 2005).

Figura 2.49. C-3045D, muestra 1: 4299.5 m (Ricoy, 2005).

Figura 2.50. Curva de porosidad efectiva vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.51. Curva de porosidad de fractura vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.52. Curva de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.53. Curva de porosidad matriz-vúgulo vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.54. Indicador de Fracturas DT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m. $DT \leq 0.52$.

Figura 2.55. Índice de Intensidad de Fracturas IIF vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.56. Índice de Calidad del Yacimiento RQI vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.56a. Curva de RQI_T vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.57. Comportamiento de RQI vs. $\phi_e/(1-\phi_e)$ para el intervalo 4047-4627m como lo sugiere Ohen (2000) para zonificar unidades de flujo.

Figura 2.58. Comportamiento del exponente m_f vs. RQI para el intervalo 4047-4627m como lo sugiere Ohen (2000).

Figura 2.59. Índice de permeabilidad vs. profundidad, intervalo fracturado #1.

Figura 2.60. Índice de permeabilidad vs. profundidad, intervalo fracturado #2.

Figura 2.61. Índice de permeabilidad vs. profundidad, intervalo fracturado #3.

Figura 2.62 Índice de permeabilidad vs. profundidad, intervalo fracturado #4.

Figura 2.63. Índice de permeabilidad vs. profundidad, intervalo fracturado #11.

Figura 2.64. Índice de permeabilidad vs. profundidad, intervalo fracturado #12.

Figura 2.65. Índice de permeabilidad vs. profundidad, intervalo fracturado #13.

Figura 2.66. Indicador de Zona de Flujo FZI vs. profundidad, intervalo 4047-4627m con K de Jorgensen.

Figura 2.67. Indicador de Zona de Flujo FZI vs. profundidad, intervalo 4047-4627m con K de Wyllie-Rose_3.

Figura 2.68. Saturación de aceite vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.69. Comportamiento de IUF_T-NORM (esta tesis) vs. Profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.70. Comportamiento del Índice de Intensidad de Fracturamiento (IIF) y ϕ_{flujo} vs. Profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.71. Curvas de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.72. Indicador de Fracturamiento DT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.73. Índice de Intensidad de Fracturas IIF vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.74. Indicador de K de fracturas (I_{FK}) vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.75. Posibilidad de Fracturas (P_F) vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.76. Interpretación petrofísica del pozo (esta tesis) correlacionada con el comportamiento de producción de aceite, gas y agua del pozo 3045D (Información de producción, CNH, 2021).

Figura 2.77. Comportamiento de S_w vs. K, intervalo 4047.3-4083.1m, h= 23 m.

Figura 2.78. Comportamiento de S_w vs. ϕ_e , intervalo 4047.3-4083.1m, h= 23 m.

Figura 2.79. Comportamiento de S_w vs. K, intervalo 4047.3-4125.3m, h= 61 m.

Figura 2.80. Comportamiento de S_w vs. ϕ_e , intervalo 4047.3-4125.3m, h= 61 m.

Figura 2.81. Comportamiento de K vs. ϕ_e , intervalo 4125.8-4231.4m, h= 106 m.

Figura 2.82. Comportamiento de K vs. ϕ_e , intervalo 4331.1-4353.6, h= 22 m.

Figura 2.83. Comportamiento de K vs. ϕ_e , intervalo 4478.1-4539.1 m, h= 61 m.

Figura 2.84. Comportamiento de S_o vs. ϕ_e , intervalo 4478.1-4539.1 m, h= 61 m.

Figura 2.85. Comportamiento de S_o vs. K, intervalo 4478.1-4539.1 m, h= 61 m.

Figura 2.86. Comportamiento de K vs. ϕ_e , intervalo 4240.1-4263.7 m h= 23 m.

Figura 2.87. Comportamiento de S_o vs. ϕ_e , intervalo 4240.1-4263.7 m, h= 23 m.

Figura 2.88. Comportamiento de S_o vs. K, intervalo 4240.1-4263.7 m, h= 23 m.

Figura 2.89. Comportamiento de K vs. ϕ_e , intervalo 4260.5-4263.7 m, h= 3 m.

Figura 2.90. Comportamiento de S_o vs. K, intervalo 4260.5-4263.7 m, h= 3 m.

Figura 2.91. Comportamiento de K vs. ϕ_e , intervalo 4430.6-4477.9 m, h= 47 m.

Figura 2.92. Comportamiento de S_o vs. ϕ_e , intervalo 4430.6-4477.9 m, h= 47 m.

Figura 2.93. Comportamiento de S_o vs. K, intervalo 4430.6-4477.9 m, h= 47 m.

Figura 3.1. Comportamiento de RQI vs. ϕ_e en el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.

Figura 3.2. Comportamiento de RQI vs. ϕ_z en el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.

Figura 3.3. Comportamiento de RQI vs. K/ϕ_e y función de ajuste en el intervalo 4047-4627m.

Figura 3.4. Comportamiento de RQI vs. K/ϕ_z y función de ajuste en el intervalo 4047-4627m.

Figura 3.5. Comportamiento creciente de ϕ_z y ϕ_e vs. K en el intervalo 4047-4627m.

Figura 3.6. Comparación del comportamiento de RQI y RQI* vs. ϕ_z en el intervalo 4047-4627m.

Figura 3.7. Comportamiento de RQI vs. K/ϕ_z en el intervalo 4047-4627m y función de ajuste.

Figura 3.8. Correlación de RQI vs. RQI** en el intervalo 4047-4627m y función de ajuste.

Figura 3.9. Comparación del comportamiento de RQI y RQI** vs. ϕ_z en el intervalo 4047-4627m.

Figura 3.10. Comportamiento de RQI vs. K en el intervalo 4047-4627m y función de ajuste.

Figura 3.11. Correlación de RQI vs. RQI_T en el intervalo 4047-4627m y función de ajuste.

Figura 3.12. Correlación de RQI_T/ RQI vs. K en el intervalo 4047-4627m y función de ajuste.

Figura 3.13. Comparación del comportamiento de RQI y RQI_T vs. ϕ_z intervalo 4047-4627m.

Figura 3.14. Curva de RQI vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 3.15. Curva de RQI** vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 3.16. Curva de RQI_T vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 3.17. Curva de RQI_Oh vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 3.18. Comportamiento creciente de datos sintéticos de ϕ_z vs. ϕ_e .

Figura 3.19. Comportamiento de datos sintéticos de FZI vs. ϕ_z para diferentes valores K.

Figura 3.20. Comportamiento de FZI (Amaefule) vs. Profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 3.21. Comportamiento de IUF** (esta tesis) vs. Profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 3.22. Comportamiento de IUF_T (esta tesis) vs. Profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 3.23. Comportamiento de IUF_T-NORM(esta tesis) vs. Profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 3.24. Comportamiento de K vs. profundidad para el intervalo 4550–4600m.

Figura 3.25. Comportamiento de FZI_1 (modificada de Amaefule, esta tesis) vs. Profundidad, intervalo 4047-4627m.

Figura 3.26. Comportamiento de FZI_2 (modificada de Amaefule, esta tesis) vs. Profundidad, intervalo 4047-4627m.

Introducción

Los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados son sistemas que presentan infinidad de variaciones en las transmisibilidades, resultado del alto grado de complejidad en la distribución tridimensional de los parámetros litológico-petrofísicos y estructurales. Un aspecto trascendental en la evaluación de estos yacimientos, es la identificación de fracturas y los sistemas de fracturas, proceso que se ha venido desarrollando con base a la integración tanto de información geológico-petrofísica como dinámica, en donde se considera información desde la escala micro a megascópica; es decir, desde laminas delgadas hasta información sísmica 3D, pasando por el análisis de muestras de núcleos correlacionados con registros geofísicos de pozos, así como datos de presión y producción. En esta tesis se aborda el problema de la identificación de fracturas tomando como base la información de registros geofísicos convencionales de resistividad y de porosidad, con el objetivo de investigar y evaluar la posible correlación de índices petrofísicos de permeabilidad y de fracturamiento de un pozo localizado en un yacimiento carbonatado complejo naturalmente fracturado de la zona marina de México. De esta forma, en el Capítulo 1 se presentan algunos aspectos generales inherentes a los registros geofísicos, del significado de algunos parámetros petrofísicos importantes y su determinación, y del proceso de evaluación integral de yacimientos; se presenta un diagrama para el proceso de evaluación integral de yacimientos fracturados, resaltando el modelado del medio fracturado. En el Capítulo 2, como parte medular del presente trabajo, se desarrollan varios aspectos importantes; cabe señalar, el estudio de sensibilidad del exponente de cementación (m) y de permeabilidad como base para establecer resultados sobre la existencia o no de correlación entre los índices petrofísicos de permeabilidad y de fracturamiento (DT y IIF), con la calidad del yacimiento (RQI) y zonas de flujo (FZI), y cómo impactan en el comportamiento de producción; asimismo, la evaluación del comportamiento de la K , S_w y ϕ_e en intervalos con y sin fracturas, y su comparación con valores promedio de estos parámetros. En el Capítulo 3 como aportación adicional, se presentan dos correlaciones, para evaluar la calidad del yacimiento (RQI_T) como para identificar unidades de flujo (IUF_T), dando buenos resultados. Finalmente, en el Capítulo 4 se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Capítulo 1

Antecedentes

Desde 1911 se realizaron los primeros experimentos de prospección del subsuelo por medio de mediciones de resistividad superficial, llevados a cabo por Conrad Schlumberger, los que consistieron en inducir una corriente eléctrica al subsuelo entre dos varillas metálicas y dibujar las líneas de potencial constante sobre un plano, indicando la naturaleza y geometría de los cuerpos, los resultados fueron publicados en 1920.

El 5 de septiembre de 1927, en Pechelbronn, en la región francesa de Alsacia, Schlumberger decidió medir la resistividad directamente con una sonda eléctrica a varias profundidades en los pozos perforados de 500 metros de profundidad. A partir de esto surgió un nuevo término para describir los resultados de este levantamiento, registro de pozo de resistividad eléctrica. Este primer registro era una gráfica trazada a mano, pero que podía ayudar a identificar las formaciones geológicas a su alrededor, permitiendo ver lo que había en el pozo, y debido a que los registros de resistividad demostraron ser repetibles en los pozos vecinos, fue posible hacer una correlación precisa de las formaciones. Fue hasta 1929, que este registro se comercializó en Venezuela, Estados Unidos y Rusia, debido a su gran utilidad para la correlación e identificación de las capas conteniendo hidrocarburos.

Más adelante se observó que cuando no se inducía corriente, se producía un potencial al estar en contacto con la formación y el lodo de perforación, este efecto fue conocido como *potencial espontáneo* y fue incluido en 1931 junto al registro eléctrico. Fue hasta la mitad de los años 80, que se dio un desarrollo en las herramientas que permitían obtener imágenes resistivas o acústicas de las formaciones. Las mediciones eran obtenidas por medio de electrodos, y actualmente se adquieren por medio de arreglos de electrodos que están acoplados a cada patín de las herramientas empleadas.

Otros avances en la historia de los registros son los siguientes:

- En 1939 se introdujo el registro de rayos gamma, siendo el primer registro nuclear de pozo, utilizado para determinar cualitativamente la arcillosidad de las rocas y realizar la correlación geológica.
- En 1941 se introdujo el registro de neutrones, ya que los registros eléctricos no eran eficientes para encontrar zonas porosas en calizas masivas.
- En 1948 se le llamó registro de inducción a aquel donde se utilizaba corriente alterna para registrar pozos que se corrían con lodos base aceite.
- En 1949 se desarrolló el registro laterolog, el cual mide la resistividad verdadera de la formación en lodos conductivos.
- En 1953 con el registro de densidad se pudo precisar la densidad de la roca.
- En 1970 fue el nacimiento del procesamiento de los registros. Siendo las computadoras quienes hicieron posible un análisis con mayor detalle y más rápido.

Actualmente se siguen desarrollando nuevas herramientas con el objetivo de conocer más a fondo las propiedades de las rocas y poder determinar algunos parámetros indispensables para la evaluación de los yacimientos.

Registros Geofísicos de Pozo

Los registros geofísicos de pozo son representaciones digitales o analógicas de las propiedades físicas del material litológico del subsuelo en función de la profundidad. Entre sus usos está el poder determinar la presencia y cantidad de agua, minerales, etc. El diagnóstico que proporcionan los registros es puntual a una escala de investigación de centímetros, es continuo y de alta resolución, haciendo de esta una técnica ampliamente utilizada en la industria petrolera, en la minería, la geohidrología, la geotermia y la geotecnia.

La clasificación de los registros se divide en dos grupos (Schlumberger, 1989; ver también AMGP, 2019): el primero está en función del principio físico de la herramienta al adquirir los datos en el pozo y el segundo de la propiedad petrofísica a medir.

Clasificación en función del principio físico de la herramienta:

- Registros de Resistividad
- Registros Acústicos
- Registros Radioactivos
- Registros Mecánicos

Clasificación en función de la propiedad petrofísica a medir:

- Registros de Resistividad
- Registros de Porosidad: sónico, densidad y neutrón

Registros de Resistividad.

La resistividad es la capacidad intrínseca que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas. Los registros de resistividad se utilizan para estimar contactos agua–aceite, para calcular la resistividad del agua de formación (R_w) junto con la porosidad y la resistividad verdadera de la formación (R_t).

Registros de Resistividad Profunda

- Registro Eléctrico (ES). Está representado por 2 curvas normales con distintos espaciamientos en los electrodos, lo que le permite obtener distintas profundidades de investigación en la formación, así como también el uso de una curva lateral. Algunas de sus aplicaciones son la determinación de R_{xo} y de R_t a

partir de la información del registro, la determinación de zonas con hidrocarburos, la determinación de contactos agua-hidrocarburos (aceite o gas) y la correlación entre pozos.

- Registro Eléctrico Enfocado (LL). Su principio de funcionamiento se basa en poder enfocar la corriente eléctrica dentro de las formaciones para mantener la medición por medio de un gran número de electrodos. Su diseño se debe a la necesidad de poder minimizar y evitar los efectos que alteran la respuesta del registro eléctrico (ES), especialmente en casos donde se tienen lodos muy conductores y capas muy delgadas.
- Registro Doble Inducción Enfocado (DIL). Su diseño fue para obtener valores más exactos de la zona virgen de la formación, reducir el efecto que tiene el diámetro del agujero sobre la sonda, y dar una mejor respuesta en las capas delgadas.
- Registro de Inducción (IES/IL). Se desarrolló para medir la resistividad de la formación en pozos que contenían lodos base aceite y en agujeros perforados neumáticamente. La herramienta no funciona en lodos no conductivos.
- Registro Doble Inducción Fasorial. Realiza mediciones de resistividad en tres diferentes profundidades de investigación, proporcionando información para determinar las resistividades de la zona virgen, la zona barrida y la zona de transición.
- Registro Eléctrico Enfocado Azimutal (ARI). Con esta herramienta de laterolog, se obtienen medidas direccionales profundas alrededor de la perforación con una resolución vertical alta.
- Registro Arreglo de Inducción (AIT). Con esta herramienta se pueden adquirir 28 mediciones de inducción diferentes, en intervalos de 3 pulgadas, permitiendo la generación de imágenes de la resistividad de la formación en 2 dimensiones, logrando mostrar las capas y los efectos de invasión. También se pueden calcular los siguientes parámetros: la resistividad de la zona virgen, de la zona lavada y tres parámetros de invasión.
- Registro Inducción de Alta Resolución (HRI). Se utiliza un arreglo electromagnético para determinar la resistividad de la formación, en agujeros que

contienen fluidos de baja y media conductividad. Permite investigar con mayor profundidad y con mejor resolución vertical.

- Registro Doble Lateral (DLL). Cuando se tienen formaciones altamente resistivas, esta herramienta proporciona información más confiable. En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas. Por esto, si se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro Doble Laterolog. Sin embargo, se necesita de un medio conductor entre la herramienta y la pared del pozo. Por ello, no es posible efectuar este registro en lodos no conductivos. La herramienta DLL tiene una respuesta que va de 0.2 a 40000 ohm-m, rango mucho más amplio que aquel que cubren los instrumentos laterolog anteriores a este.

La medición del laterolog-profundo (LLD) de la herramienta DLL posee una profundidad de investigación mayor que las herramientas laterolog anteriores y se extiende una gama de condiciones de la formación en donde es posible determinar de manera confiable la Resistividad verdadera (R_t). Para lograr esto, se requieren electrodos de guardia muy grandes. La distancia entre los extremos de los electrodos de guardia de la herramienta DLL- R_{x0} es de aproximadamente 28 pies. La medición del laterolog-somero (LLS) tiene la misma resolución vertical del instrumento laterolog-profundo (LLD), pero mide en la región alrededor del agujero afectado por la invasión. Utiliza un tipo de enfoque llamado pseudo-laterolog, por el cual la corriente de enfoque regresa a los electrodos cercanos en lugar de electrodos remotos. Esto provoca que la corriente de medición se disperse más rápidamente una vez que ha entrado a la formación. Así, se produce una profundidad de investigación menor.

Registros de Resistividad Somera

Los registros de micro-resistividad se caracterizan por ser obtenidos a través de patines apoyados contra la pared del pozo, con configuraciones de electrodos que tienen una pequeña profundidad de investigación y una buena resolución vertical. Algunas aplicaciones de registros de micro-resistividad utilizados junto a los registros de resistividad media y profunda son: determinar hidrocarburos móviles, corregir la

resistividad profunda por invasión, corregir los registros de porosidad por efectos de hidrocarburos livianos, determinar espesor de enjarre y determinar S_{xo} .

- Registro Micro Eléctrico (ML). Esta herramienta contiene un patín con tres electrodos que se encuentran separados entre si por una pulgada, lo que permite obtener dos mediciones con diferentes profundidades de investigación, información del enjarre (si existe) y de un pequeño volumen de formación inmediatamente detrás del enjarre. Estas dos mediciones son un excelente indicador de presencia de invasión; es decir, de permeabilidad en la zona de estudio.
- Registro Micro Enfocado (MLL). Este registro es el predecesor del registro MSFL y tiene una profundidad de investigación de aproximadamente 4 pulgadas. Su uso es adecuado en caso de enjarres no muy gruesos (espesor menor a 3/8").
- Registro Micro Proximidad (MPL). Este registro también es predecesor del MSFL y tiene una profundidad de investigación mayor que la del MLL. Su uso es adecuado en casos de enjarre de mayor espesor.
- Registro Mico Esférico Enfocado (MSFL). La medición de este registro se obtiene con un patín que posee un arreglo de electrodos presionado contra la pared del pozo por un brazo mecánico opuesto, permitiendo obtener la medición del diámetro del pozo. La configuración de los electrodos en el patín enfoca la corriente enviada a la formación de tal forma que apenas se investigan unas pulgadas, lo que permite obtener información de la zona lavada; ésta se puede combinar con otras herramientas como el Registro Doble Eléctrico Enfocado (DIL) y Doble Lateral (DLL).

Otra mejora se encuentra en la respuesta de la herramienta en las zonas poco profundas de Rxo en presencia de enjarre.

Registros Radioactivos

La determinación de la porosidad de la formación se puede realizar de manera indirecta a través de medidas obtenidas con sondas radioactivas y sónicas. Existen tres tipos de sondas radioactivas, Neutrón Compensado, Lito-Densidad Compensado y Rayos Gamma Espectral.

- Registro de Neutrón Compensado (CNL). Se utiliza principalmente para delinear formaciones porosas y determinar su porosidad. Responde principalmente a la cantidad de hidrógeno de la formación.

La herramienta sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI), y se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es en fracción o en %, con un rango de valores que va desde 0.45 a -0.15% en calizas y dolomías, y 0.6 a 0% en terrígenos y siliciclastos. Está diseñada para combinarse con cualquier otra herramienta para proporcionar un registro de neutrones simultáneo. Puede correrse en agujeros llenos de fluido, revestidos o abiertos. La sonda de Neutrón Compensado utiliza una fuente radioactiva y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente, y esto depende del fluido contenido en los poros de la roca y por lo tanto, de la porosidad. La sonda es útil como indicador de gas, esto es porque mide el índice de hidrógeno y el gas contiene un bajo índice, entonces, la porosidad aparente medida será baja. Las principales aplicaciones de la sonda son determinar la porosidad, identificador de litologías, análisis de contenido de arcillas y detección de gas.

- Registro de Lito-Densidad (LDL O LDT). Es una versión mejorada de registros anteriores como el registro de densidad de formación (FDC), además de la medición de densidad total, también mide el factor fotoeléctrico de la formación.

La herramienta sirve para estimar la densidad del sistema roca-fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Este registro es una sonda que utiliza una fuente radioactiva emisora de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la roca e inferir con base en esto la porosidad. Para obtener la densidad, se mide el conteo de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material, lo anterior debido a que el conteo obtenido está en función del número de electrones por cm^3 y este se relaciona con la densidad real del material, lo que hace posible la determinación de la densidad.

Si el registro de densidad es bajo, indica alta porosidad, y si es alto, indica baja porosidad. La unidad de medida es g/cm^3 con un rango de valores que va desde 1.95 a 2.95, en calizas y de 1.65 a 2.65 para terrígenos y saliclastos. La principal utilidad de este registro es el análisis de porosidad, la determinación de litología, calibrador del agujero e identificador de presiones anormales.

- Registro Espectroscopia de Rayos Gamma. Mide la radioactividad natural de la formación; este registro mide el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno y permite determinar las concentraciones de potasio, torio y uranio en la formación.

La respuesta de una sonda de rayos gamma depende del contenido de arcilla de la formación. La mayor parte de la radiación gamma natural encontrada en la tierra es emitida por elementos radioactivos de la serie del uranio, torio y potasio. El análisis de las cantidades de torio y potasio en las arcillas ayudan a identificar el tipo de arcillas. El análisis del contenido de uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras. En rocas carbonatadas, se puede obtener un buen indicador de arcillosidad si se resta de la curva de rayos gamma la contribución del uranio.

Las principales aplicaciones son el análisis del tipo de arcilla, la detección de minerales pesados, el contenido de potasio en evaporita y la correlación entre pozos. Otras curvas que genera el registro NGT son las curvas: potasio (POTA), torio (THO) y uranio (URA).

- Registro de Rayos Gamma Natural. Mide la radioactividad natural de las formaciones. Es útil para detectar y evaluar depósitos de minerales radioactivos; como potasio y uranio. Las aplicaciones principales son un indicador de arcillosidad, correlación y detección de marcas o trazadores radiactivos. En formaciones sedimentarias, el registro refleja el contenido de arcilla; esto se debe a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas. Las formaciones limpias usualmente tienen un bajo nivel de materiales radioactivos.

En general, si la respuesta es baja indica bajo contenido de arcilla, y si es alta indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de

valores que generalmente va de 0 a 100. Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas, para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas.

Registros Acústicos

Una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. Lo que hace es registrar el tiempo (t), que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Esto es conocido como tiempo de tránsito, la cual depende de la litología y porosidad. El sonido emitido del transmisor choca contra las paredes del agujero. Esto establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas directas dentro de la columna de fluido.

El objetivo principal del registro sónico es la determinación de porosidad (SPHI) en las rocas penetradas por el pozo, a partir del tiempo de tránsito de las ondas. Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad, y por lo tanto, mayor es la porosidad de la roca. La utilidad de este registro se puede señalar: la calibración de datos sísmicos, sismogramas sintéticos, determinación de porosidad, detección de fracturas, característica mecánica de las rocas, estabilidad del agujero, cementación de la tubería y detección de gas.

Existen tres herramientas sónicas en uso: el Registro Sónico Compensado (BHC), Registro Sónico de Espaciamiento Largo (LSS) y la herramienta *Array Sonic*:

- BHC. Utiliza un transmisor superior, otro inferior y dos pares de receptores sónicos. Esta sonda reduce substancialmente el efecto ruidoso de cambios en el tamaño del agujero y errores por inclinación de la sonda. Cuando uno de los transmisores envía un pulso, se mide el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo en los dos receptores correspondientes. Los transmisores de la herramienta envían pulsos alternativamente y los valores de t se leen en pares alternados de receptores. Una computadora en la superficie promedia automáticamente los valores de t de los dos conjuntos de receptores para compensar los efectos de agujero, y también integra las lecturas de tiempo de tránsito para obtener tiempos de viaje totales.

- LSS. Actualmente se dispone de herramientas sónicas LSS, que tienen espaciamientos entre el transmisor y el receptor de 8 y 10 pies o 10 y 12 pies. Miden el tiempo de tránsito de la formación a mucha mayor profundidad que la herramienta BHC. Esta tiende a proporcionar una medición libre de efectos por la alteración de la formación, daño por invasión de fluidos y por agrandamiento del agujero. La sonda LSS tiene dos transmisores y dos receptores. Las lecturas se toman en dos posiciones diferentes de profundidad de la sonda: la primera cuando los dos receptores alcanzan la profundidad del punto de medición y la otra cuando los dos transmisores lo hacen.
- *Array Sonic*. Proporciona todas las mediciones de los registros BHC y LSS. La herramienta consta de dos transmisores piezoeléctricos de banda ancha separados por un espacio de 2 pies. Dos receptores piezoeléctricos se localizan a 3 y 5 pies del transmisor superior. Estos receptores tienen una doble función, en agujero abierto se utilizan en conjunto con los dos transmisores para hacer registros en función de t compensados por los efectos del agujero. En pozos revestidos se utilizan para hacer registros de cementación estándar y registros de densidad variable.

Registros Mecánicos

- Registro de Temperatura. Se corren en los pozos productores para localizar fuentes de producción en el agujero, asistir en localización de canales y posiblemente discriminar entradas de gas y líquido.

En pozos inyectoros, estos registros localizan zonas de inyección y pueden resaltar canalizaciones detrás de la tubería. Otras aplicaciones son la evaluación de la altura en una fractura indicada, localizar zonas de colocación de ácido y detectar la cima del cemento.

- Registro de Calibración. Este registro proporciona información de las condiciones del agujero y las dimensiones del diámetro del pozo a lo largo de la columna estratigráfica.

La curva *Bit Size* (diámetro de la barrena) permite conocer el diámetro de la barrena que se empleó durante la perforación. Este registro viene acompañado con el registro Caliper (CALI), que es una herramienta que mide el diámetro del pozo o agujero, el cual es de mucha utilidad a la hora de diferenciar litologías resistentes de las poco resistentes. Su principal función es determinar el estado del agujero (derrumbado o no derrumbado). Mientras mayor sea el diámetro del agujero (CALI) en comparación con el diámetro de la barrena (BS), menor es la competencia de la roca perforada (agujero derrumbado). Si el diámetro del agujero es similar al diámetro de la barrena, indica que la roca es competente (agujero no derrumbado). Si el diámetro del agujero es menor que el diámetro de la barrena, puede indicar que se trata de lutitas expansivas o que se formó un enjarre muy grueso.

Existen tres registros con los cuales se puede obtener la porosidad de las rocas, estos son el registro sónico, de densidad y de neutrón.

Registro Sónico. Mide el tiempo (de tránsito) que requiere una onda acústica para viajar a través de la roca. El tiempo que tarda la onda en recorrer una formación determinada dependerá de la litología y de la distribución de porosidad, y será proporcional a la cantidad de fluido que existen en los espacios porosos y en la cantidad de matriz.

Registro de Densidad. Este es un registro radiactivo con el cual se obtiene la densidad total de la formación. También es empleado para identificar minerales de depósitos en evaporitas, detección en gas, determinar la densidad de hidrocarburos, evaluar litologías complejas y las propiedades mecánicas de las rocas. El equipo está conformado por una fuente emisora y dos detectores de rayos gamma. La fuente radioactiva que es aplicada a la pared del agujero en un cartucho deslizable, emite rayos gamma de mediana energía. Estos rayos gamma son partículas de alta energía que chocan con los electrones de la formación. Aquí se produce una interacción llamado el efecto Compton, que consiste en que la energía se va perdiendo con cada

choque, esta es cedida a los electrones y las partículas continúan pero ahora con la energía disminuida. Los rayos gamma que llegan al detector, son contados para indicar la densidad de la formación y el número de colisiones está directamente relacionado con el número de electrones de la formación. La densidad de los electrones está ligada con el volumen de densidad real, la densidad del material de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que rellenan los poros. Esta herramienta tiene algunas limitaciones, ya que tiene muy poca profundidad de investigación, y en las secuencias de carbonatos da valores pesimistas de porosidad.

Registro de Neutrón. Este registro responde a la cantidad de hidrógeno que hay en la formación, es por eso que en formaciones limpias con poros saturados con agua o aceite, el registro refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido. Para conocer el principio de este registro se utilizan los neutrones. Estas partículas tienen una masa similar a la masa de un átomo de hidrógeno. La sonda contiene una fuente radioactiva que emite neutrones de alta energía, estos chocan o realizan una colisión elástica con los núcleos de los materiales de la formación. Con cada colisión, el neutrón pierde parte de su energía. Esta pérdida de energía depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón. Los neutrones van disminuyendo su velocidad y hasta que son capturados por los núcleos de átomos de cloro, hidrógeno o silicio, estos se excitan y difunden un rayo gamma de alta energía, que es captado por un detector de la sonda. Si la concentración de hidrógeno es alta, los neutrones desaceleran y son capturados a una corta distancia de la fuente. Si la concentración de hidrógeno es poca, los neutrones se alejan de la fuente antes de que sean capturados. Dentro de sus aplicaciones están: determinar la porosidad, el análisis de contenido de arcillas, identificar litología y la detección de gas.

Índices Petrofísicos de Porosidad y Permeabilidad

Los índices petrofísicos se determinan mediante los resultados de la interpretación de registros geofísicos de pozo. Estos parámetros son: porosidad, resistividad, saturación de fluidos, permeabilidad, fracturamiento, etc. Los parámetros de interés principal en el presente trabajo son, la porosidad, permeabilidad y el fracturamiento.

Índice de Porosidad. La porosidad total o absoluta (ϕ) es el volumen total de poros por unidad de volumen de roca; en otras palabras, es la fracción del volumen de roca que no está ocupada por sólidos; así: $\phi = V_p/V_r$, en donde: $V_p + V_s = V_r$ (V_p es el volumen de poroso y V_s es el volumen de sólidos o de granos). De esta misma forma, la porosidad efectiva (ϕ_e) es la fracción de los espacios porosos continuos interconectados, lo que define el espacio poroso disponible para almacenar un fluido, en sentido estricto ésta es más importante. La porosidad se considera una de las propiedades más importantes que poseen las rocas de los yacimientos, ya que es un indicador del volumen donde pueden encontrarse los hidrocarburos (volumen poroso saturado de aceite: $hA\phi S_o = V_p S_o$). Asimismo, la relación que define la saturación de un fluido está definida por la fracción del espacio poroso (volumen de poros) ocupado por un fluido particular, $S_{\text{fluido}} = V_{\text{fluido}}/V_p$, en donde el fluido puede ser aceite, gas o agua (o, g, w).

La porosidad también se puede clasificar en *porosidad primaria* (depositacional) y *secundaria* (diagenética); en general, corresponden al periodo de depositación de los sedimentos, y debido a procesos posteriores a la depositación, respectivamente.

De acuerdo a Amyx (1960), en rocas carbonatadas, las que muestran configuraciones de poros más complejas, dos o más sistemas de poros pueden presentarse; el material finamente cristalino referido como matriz contiene poros uniformemente abiertos resultado de la estructura cristalina de la roca. También presenta sistemas usualmente más abiertos como resultado de la lixiviación o del fracturamiento de la roca primaria. Así, los poros vugulares son más grandes y originados por procesos de lixiviación de la roca posterior a la depositación. Asimismo, las fracturas pueden tener una gran contribución al volumen de poros abiertos en la

roca; sin embargo, ambos vóculos y fracturas, pueden estar sellados total o parcialmente por calcita u otros materiales, pero son altamente variables en tamaño y distribución en los sistemas carbonatados, aún más que en rocas intergranulares (clásticas o detríticas o siliciclásticas o terrígenas).

Collins (1961) señala que algunas rocas ígneas tienen una alta porosidad total pero esencialmente no tienen porosidad efectiva, y que además de ser un indicador de permeabilidad, no es una medida de esta. Para materiales no consolidados de tamaño de grano no uniforme, la porosidad es dependiente de la distribución del tamaño de grano. Una variedad de tamaños de granos permitirá que granos más pequeños llenen los poros formados por granos más grandes, lo que resultará en bajas porosidades.

Las rocas carbonatadas están formadas por más del *cincuenta por ciento* de minerales carbonatados, principalmente calcita, dolomita y aragonita. Las detríticas formadas por fragmentos procedentes de la erosión de rocas carbonatadas preexistentes, son similares a sedimentos terrígenos pero con granos de naturaleza carbonatada; mientras que las calizas (autóctonas) están constituidas por componentes carbonatados originados primariamente por procesos químicos o bioquímicos, en un ambiente de sedimentación continental o marino, y constituyen la mayor parte de las rocas carbonatadas. En contraste, las rocas siliciclásticas se forman a medida que los sedimentos son desplazados, se depositan y litifican; se pueden distinguir por su composición y el tamaño de los granos. Así, las rocas carbonatadas son sujetas a procesos diagenéticos, los que actúan y modifican los sedimentos después de su depositación, y se llevan a cabo desde condiciones superficiales hasta grandes profundidades; estos reducirán o mejorarán la porosidad de la roca.

La estructura de una roca carbonatada está relacionada con su origen sedimentario: aloquímico u ortoquímico. Los aloquímicos (fósiles) representan las rocas carbonatadas de origen bioquímico o químico, y que normalmente han sufrido algún grado de transporte y estos restos pasan a los sedimentos; mientras que los ortoquímicos (material intergranular), constituye el material calcáreo compuesto por un agregado de cristales finos (micrita, esparita o espatita y calcita) que aglutina (matriz y cementante) a los aloquímicos. Los intraclastos son fragmentos de sedimentos carbonatados poco

consolidados y extraídos por erosión (acción del oleaje o corrientes) o por la erosión de zonas expuestas, los que son transportados y sedimentados posteriormente en la propia cuenca de sedimentación. Presentan morfología irregular, de tamaño variable, suelen ser micríticos, y se establece que la matriz es lodo micrítico. Modificaciones posteriores implicarían cambios texturales. Respecto al cementante, el que está basado en precipitados químicos (cristales) cierran la porosidad.

Cabe señalar que la clasificación de las rocas carbonatadas más usadas son las presentadas por Folk (1959) y Dunham (1962); sin embargo, el esquema más usado en la descripción de las calizas es la presentada por Embry y Klovan (1971), quienes modifican y añaden 5 tipos más a la clasificación de Dunham. Folk establece su clasificación con base en porcentajes relativos de granos (aloquímicos), matriz micrítica y cemento esparítico (ortoquímicos), diferenciando en porcentaje de granos tres tipos básicos de calizas: aloquímicas >10%, micríticas <10% y biolititas; dentro de las calizas aloquímicas distingue las calizas esparíticas (espacio intergranular ocupado por esparita) y calizas micríticas (espacio intergranular ocupado por micrita).

Por otro lado, Dunham distingue carbonatos con textura depositacional reconocible y de textura cristalina. Los primeros: 1. Boundstone - los componentes originales se encuentran ligados durante la sedimentación debido a la acción de organismos bioconstructores: corales, algas rodoíceas, cianobacterias; 2. Grainstone - textura grano-soportada y sin matriz micrítica; el espacio intergranular puede estar ocupado por cemento; 3. Packstone - textura grano-soportada y con matriz micrítica; el espacio intergranular está ocupado por micrita; 4. Wackestone - textura matriz-soportada con más del 10% de granos, y 5. Mudstone - textura matriz-soportada con menos del 10% de granos. Los segundos son carbonatos cristalinos cuya textura depositacional no es reconocible.

Los 5 tipos que añaden Embry y Klovan a la clasificación de Dunham son 3 subtipos dentro de los Boundstone, esto son: Framestone - tipo de bioconstrucción en la que los organismos construyen armazones rígidos (e.g. arrecifes de corales); Bindstone - tipo de bioconstrucción por organismos (esqueléticos o no) que incrustan y atrapan el sedimento (e.g. estromatolitos) y Bafflestone: tipo de bioconstrucción en la que los

organismos atrapan sedimento por efecto pantalla (e.g. *mud mounds*). Además de: Rudstone - textura grano-soportada, en la que los clastos tienen un tamaño > 2 mm y están en una proporción superior al 10% y Floatstone - textura matriz-soportada, en la que los clastos tienen un tamaño > 2 mm y están en una proporción superior al 10%.

Por último, Friedman (1965) presenta una clasificación útil para calizas y dolomías cristalinas, en las que no se aprecia la textura deposicional. Considera la textura cristalina (forma de los cristales) y la fábrica cristalina (dimensión y relaciones mutuas entre cristales).

Como se verá en los resultados del caso de estudio, la porosidad va a mostrar fuertes variaciones en el rango de valores menores al 1% y mayores al 50%, lo que sin duda alguna está relacionado con procesos diagenéticos.

En este sentido, el esquema más aceptado para clasificar la porosidad es la presentada por Choquette y Pray. (1970), basada en la selectividad de fábrica; es decir, poros delimitados por los elementos de fábrica o sólidos (partículas primarias, cristales y granos) y la que no depende de la selectividad de fábrica; es decir, de otro origen. Así, dentro de la porosidad; 1) selectiva de fábrica se tienen los tipos: interpartícula, intrapartícula, fenestral, protegida (*shelter*) y de crecimiento (*growth-framework*), de origen depositacional, además de intercristalina y móldica de origen diagenético; 2) en la porosidad no selectiva de fábrica: fractura, canales, vúgulos y cavernas, las dos primeras de origen mecánico y las siguientes de origen diagenético; y finalmente, 3) porosidad selectiva o no de fábrica: brecha, perforación (*boring*), galería (*burrow*) y de desecación (*shrinkage*). Cabe señalar que la porosidad de fractura está asociada a procesos de deformación originados por eventos tectónicos postdeposicionales y son el origen de la existencia de fracturamiento natural a diferentes escalas.

Lucia (1995) presenta otra clasificación basada en el tipo de fábrica, si es dominada por granos o por lodo, y en donde considera como base la clasificación de Dunham.

Algunos factores que influyen en los procesos diagenéticos son el tipo de roca, ambiente sedimentario, profundidad, temperatura y presión. Dentro de los procesos diagenéticos se pueden mencionar: micritización, recristalización, compactación,

cementación, disolución y la dolomitización; durante los cuales, la roca puede aumentar o disminuir la porosidad; de estos, los siguientes son procesos que aumentan la porosidad:

Disolución. Es el resultado del desequilibrio de la interacción entre la composición del agua de los poros y la mineralogía de las partículas. El resultado de este proceso es favorable y consta del desarrollo de diferentes tipos de poros o porosidad secundaria sobre el sedimento primario (bioclastos) con porosidad primaria (intercristalina e intracristalina). Es un proceso causante de la porosidad secundaria en carbonatos.

Dolomitización. Consiste básicamente en el reemplazo total o parcial de calcita por dolomita, también origina porosidad secundaria importante.

Por otro lado, procesos que reducen la porosidad son la compactación y la cementación. La compactación se da por fenómenos de sobrecarga y esfuerzos tectónicos, con lo anterior, la pérdida de volumen y la reducción de la porosidad. En esencia es producida por efectos de la presión litostática y se manifiesta en el reordenamiento de los granos produciendo empaques más densos, pérdida de agua y porosidad, reducción de espesores, y otros. Respecto a la cementación, está ligado el crecimiento de cristales en espacios preexistentes a partir de la precipitación de soluciones saturadas. Estos espacios pueden ser tanto interpartícula como intrapartícula, siendo el resultado final la litificación del sedimento y con esto la pérdida de porosidad.

Los tipos de porosidades que fueron calculadas y utilizadas para evaluar el caso de estudio (ver figura 1.1) son las siguientes:

Porosidad total. Es el volumen total del espacio que ocupan los poros respecto al volumen total de la roca, sin importar si contribuye o no al flujo.

Porosidad efectiva. Toma en cuenta sólo los espacios que ocupan los poros interconectados; excluye los poros aislados, y es menor que la porosidad total.

Porosidad de flujo. Está conformada por las zonas porosas interconectadas que permiten el desplazamiento de los fluidos.

Porosidad de entrapamiento. Es aquella porosidad interconectada que no permite el flujo de los fluidos.

Porosidad de fractura. Está asociada a eventos tectónicos y tienen que ver con la existencia de fracturas naturales abiertas.

Porosidad secundaria. Se desarrolla después de la depositación, y en donde se incluyen las porosidades intercrystalina, moldica, vugular y fracturas. En la Ingeniería de yacimientos la porosidad secundaria básicamente está conformada por fracturas y vúgulos, la razón es la gran complejidad en su modelado matemático, y en general, la porosidad en sistemas carbonatados la dividen en *porosidad primaria* (o porosidad de matriz) y *porosidad secundaria*, y elemento de almacenamiento de fluidos.

Un punto importante de señalar respecto a los estudios de laboratorio en muestras pequeñas de rocas carbonatadas, las que por naturaleza presentan mayor grado de heterogeneidad, dirigirá a valores de porosidad en donde no estará incluido el efecto de vúgulos, cavidades de disolución y fracturas, por lo que los valores calculados no serán representativos; lo que hace necesario utilizar muestras grandes o núcleos de diámetro completo para determinar en forma más consistentes tanto el volumen de roca como de poros. Amyx establece que la porosidad primaria es la determinada en muestras pequeñas; la porosidad total la determinada de muestras de núcleo completo; sin embargo, para rocas intensamente fracturadas no hay técnicas satisfactorias, por lo que es difícil determinar la fracción del espacio poroso que contribuye al yacimiento por los sistemas de fracturas.

Cabe señalar que hasta la fecha la realización de estudios de laboratorio en muestras de núcleos de diámetro completo de rocas carbonatadas fracturadas no es normal. Lo anterior da gran realce e importancia a los trabajos e innovaciones con base a resultados de registros geofísicos de pozos.

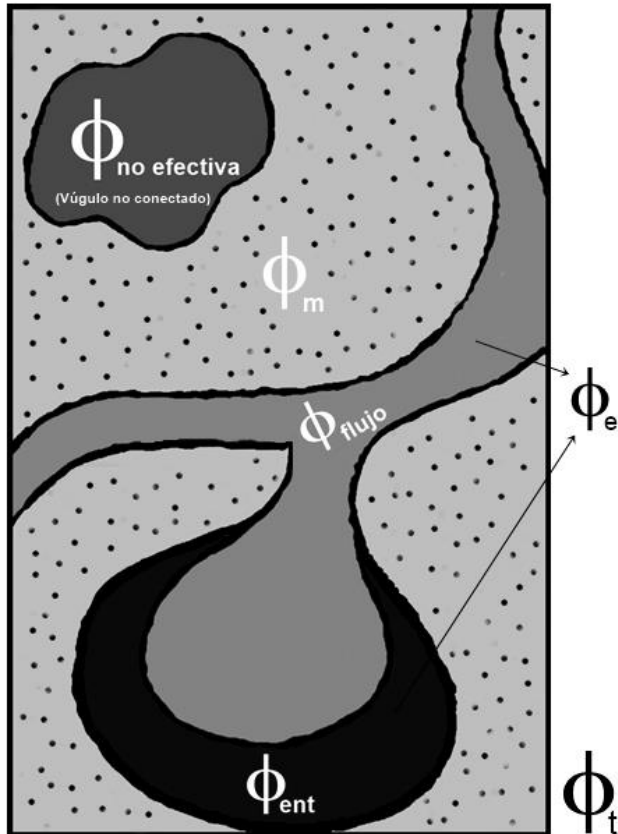


Figura 1.1. Esquema de porosidades (esta tesis, basada en Álvarez, 2019).

Otras posibilidades para observar y caracterizar los espacios vacíos en muestras de núcleos son por ejemplo: el análisis de conteo de puntos, análisis de imágenes, tomografía computarizada de rayos-X (CT), y otros.

- El análisis de conteo de puntos cuantifica la porosidad contando el número de poros en una sección o lamina delgada. Esta metodología se asocia con grandes errores por la suposición incorrecta de que el área de porosidad en una sección delgada 2D es proporcional al volumen de poros 3D y la sobrerrepresentación de la porosidad submicroscópica (Halley, 1978).
- El análisis de imágenes convierten las fotomicrografías de secciones delgadas en dos fases binarias: 1) fase de roca y 2) fase de poro (Ehrlich et al., 1991). El análisis de imágenes puede sufrir los mismos problemas que el conteo de puntos. La precisión del análisis de imágenes está limitada por la

calidad de las fotomicrografías y por el error del operador al dividir la fotomicrografía en las fases de roca y poro. Sin embargo, el análisis de imágenes tiene una ventaja clave sobre las otras metodologías de cuantificación de porosidad; proporciona información valiosa sobre las características del sistema de poros de una roca, por ejemplo el tipo, tamaño y la forma de los poros.

- Las abundancias modales de porosidad y las características del sistema de poros también se pueden medir directamente en tres dimensiones utilizando escáneres de tomografía computarizada (TC) de rayos-X (Wildenschild y Sheppard, 2013). Aunque limitada por el tamaño de la muestra, la resolución de tales mediciones puede ser tan baja como unas pocas micras. Esta técnica requiere equipos costosos y un tiempo de procesamiento significativo.

Otras técnicas que proporcionan imágenes 3D son: la resonancia magnética nuclear (RMN); haz de iones focalizados-SEM (FIM), microscopía electrónica de transmisión (TEM), Tomografía de Neutrones y otras más; o para mejorar las 2D, la microscopía de barrido láser confocal (CLSM) que, aunque se utiliza sólo en granos individuales y no en medios porosos 3D, genera imágenes de alta calidad.

En la presente tesis, los valores de porosidad fueron determinados con base a la respuesta de los registros, sísmico, de densidad y neutrón, ya comentados anteriormente.

Índice de Permeabilidad. La permeabilidad (K) es la propiedad petrofísica más importante, cuya unidad son los milidarcies, y está definida como la capacidad que tiene una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella (es la constante de proporcionalidad establecida por Darcy en 1856), y para que exista permeabilidad debe haber una fracción de porosidad interconectada, lo que también depende de otras características como son: la geometría de poros, tortuosidad, el grado de compactación y cementación, de la medida de las gargantas entre los poros, etc. Si existe porosidad y saturación de aceite pero no existen regulares a buenas características de permeabilidad, no habrá posibilidades para que se dé el fenómeno de flujo de fluidos, a

no ser que se lleve a cabo el proceso de estimulación por medio de fracturamiento hidráulico, y con esto favorecer el fenómeno de flujo del yacimiento hacia los pozos.

En las estimulaciones en yacimientos carbonatados se utiliza ácido clorhídrico a diferentes concentraciones, aunque también existen estimulaciones no ácidas. La técnica de fracturamiento hidráulico ha sido utilizada en forma intensiva en todo el mundo principalmente en yacimientos que presentan baja permeabilidad, tanto en formaciones carbonatadas como en arenas. productoras de aceite o de gas. El objetivo del fracturamiento hidráulico (hydraulic fracturing) es facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo; es decir, mejorar la capacidad (Kh) y la eficiencia de flujo de la formación productora, lo que normalmente es evaluado por medio del análisis de datos de presión transitoria.

El proceso de fracturamiento básicamente consiste en aplicar presión a una formación hasta que se produce la ruptura de la roca y crea una fractura artificial. Una vez generada la fractura, se continúa aplicando presión para extenderla y crear un canal de flujo que conecte las fracturas naturales y la matriz de la roca y con esto crear un área de drene de fluidos dentro del yacimiento. Esta área de drene decrece rápidamente con el tiempo, ya que la fractura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones originales. Para evitar el cierre de la fractura se utiliza un apuntalante o sustentante, cuya función es soportar las paredes abiertas de la fractura, y en este sentido es un proceso periódico al cual son sometidos los pozos, lo cual tiene un costo económico, y de ahí la importancia de localizar las fracturas naturales. Para mayor información sobre el proceso de fracturamiento de pozos existe literatura especializada (Gidley et al., 1989, Economides et al., 1994).

Existen diferentes tipos de permeabilidades:

- Absoluta (K): cuando el espacio poroso está saturado al 100% con un sólo fluido.
- Efectiva (k_e): cuando el espacio poroso está saturado por más de un fluido; es decir, k_o , k_g y k_w , en donde los subíndices: o=aceite, g=gas y w=agua.

- Relativa (k_{re}): está representada por el cociente de la permeabilidad efectiva respecto a permeabilidad absoluta; es decir: $k_{ro}=k_o/K$, $k_{rg}=k_g/K$ y $k_{rw}=k_w/K$.

Existen diferentes escalas e intensidad de fracturamiento en yacimientos carbonatados, incluso algunos requieren ser fracturados en forma artificial. Estas fracturas no cambian la permeabilidad de la matriz pero sí mejoran la capacidad de flujo de la formación. La presencia de fracturas incrementa la permeabilidad del sistema poroso. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad y por lo tanto de alta conductividad pueden afectar el fenómeno de flujo dentro del yacimiento, permitiendo también el flujo prematuro de agua o gas, o en su caso de ambos al mismo tiempo.

Desde el punto de vista de Ingeniería de Yacimientos, estos pueden tener permeabilidad primaria (es aquella asociada a la matriz, k_m) y permeabilidad secundaria a la asociada a la existencia de fracturas (k_f). De esta forma, si el fenómeno de flujo o de *conducción* se da en los dos medios, se les denomina como yacimientos de doble permeabilidad (Dk). Esta misma combinación de medios petrofísicos (matriz y fracturas) también se da en términos de porosidad como sistema de *almacenamiento* de fluidos; de esta forma, si existe porosidad primaria (asociada a la matriz de la roca, ϕ_m) y porosidad secundaria asociada a las fracturas (ϕ_f), se considera un medio de doble porosidad ($D\phi$), que en su conjunto definen un medio de doble permeabilidad–doble porosidad ($Dk-D\phi$). Si además se considera la porosidad vugular, se estará hablando de un sistema petrofísico de tripe porosidad ($T\phi$), es decir matriz, fractura y vugulos. En ausencia de fracturas y vugulos, el sistema petrofísico se considera de simple porosidad denominado como yacimiento homogéneo, el que resulta ser un modelo muy idealizado en el contexto de los sistemas carbonatados visualizado desde un punto de vista geológico-petrofísico. Con base al trabajo original de Barenblatt et al.,1960 , el modelo analítico básico de $D\phi$ fue establecido por Warren y Root (1962), en donde la matriz almacena y las fracturas conducen el fluido del yacimiento hacia los pozos.

La permeabilidad también puede determinarse por medio de:

- Análisis de laboratorio en muestras de núcleos. Pueden ser en muestras o tapones convencionales o en núcleos de diámetro completo (análisis especiales).

Su escala de investigación es puntual y son estudios tardados; desafortunadamente se realizan en un número limitado de muestras. Este aspecto, se abordará *grosso modo*, más adelante.

- Análisis de pruebas de presión transitorias. Proporcionan valores promedio de K dentro de un área de flujo en los yacimientos; es decir, tienen una escala de investigación incluso de cientos de metros, esto significa que los valores determinados no son representativos de un punto específico dentro del yacimiento y dependen de las condiciones de flujo en el momento en que se toma la prueba (i.e. bajo condiciones dinámicas); para más detalles ver: Mathews y Russell (1967), Earlougher (1977), Horne (1990), Sabet (1991), Bourdet (2002) y otros autores. Esta área de estudio representa una parte muy importante en el proceso de caracterización integral de yacimientos. Cabe señalar que, otra alternativa para estimar la permeabilidad es con base en el comportamiento transitorio o inicial de los datos de producción de los pozos.

La permeabilidad absoluta también puede ser estimada indirectamente por medio de correlaciones como las presentadas por: Wyllie-Rose (1950-58), Morris-Biggs (1967), Timur (1968), Coates (1981), y Coates-Dummannoir (1974) y Jorgensen (1988), las que utilizan propiedades petrofísicas obtenidas de la medición de registros geofísicos de pozos. Existen otros modelos que requieren además de parámetros dimensionales a escala de granos como son las propuestas por: Krumbein-Monk (1943), Berg (1970), Van Baaren (1979) y Wong (1988), Mavko y Nur (1997), y las que requieren de resultados de presiones capilares como la Swanson (1981), entre otras.

Como ya se señaló, tanto porosidad como permeabilidad son parámetros petrofísicos que caracterizan los medios porosos, y estos también pueden ser determinados por medio de estudios de laboratorio en muestras de núcleos (Amyx et al, 1960; Collins, 1961; Monicard, 1980). En el caso de formaciones carbonatadas vulgares y/o fracturadas, los estudios deben realizarse en núcleos de diámetro completo. Otros parámetros que se determinan de pruebas de laboratorio son: la resistividad, presión capilar, permeabilidades efectivas, permeabilidades relativas, mojabilidad, saturación, etc.

En caso que no existan muestras de núcleos para el cálculo de las permeabilidades relativas, también existen correlaciones, son más complejas ya que requieren de datos de saturación de agua irreducible y datos de presiones capilares; y son diseñadas para sistemas en donde fluyen más de un fluido. Para sistemas agua-aceite y gas -aceite, se tiene el método de Wyllie y Gardner (1958), también existen los métodos de Corey (1954), Pirson et al (1964), Naar y Herderson (1961), Wahl et al (1958), Torcaso y Wyllie (1958), Stone (1970), Jones (1978), Timmerman (1982), la mayoría aplican en arenas consolidadas y no consolidadas.

Determinaciones de laboratorio:

a) Porosidad. Consiste en determinar de una muestra convencional o tapón de 2.5 x 4 cm del núcleo (obtenida durante la perforación de los pozos) el volumen de roca y el volumen de poros ($V_p = V_r - V_s$, en donde V_s es el volumen de sólidos o granos).

El volumen de roca de muestras regulares puede ser calculado de la medida de sus dimensiones. Para muestras de formas irregulares el procedimiento usual utiliza el volumen de fluido desplazado. Para determinar el volumen del fluido desplazado se usan métodos volumétricos y gravimétricos, en donde es necesario evitar la penetración de fluidos dentro del espacio poroso de la muestra; esto se puede lograr recubriendo la muestra con parafina, saturar la muestra con el fluido en que se va a sumergir y usando mercurio el cual no tiende a entrar en los espacios porosos pequeños de muestras intergranulares. Es decir, que el volumen de roca se obtiene de la pérdida de peso de la muestra cuando es sumergida en un fluido. P.e. para una muestra revestida e inmersa en agua se requiere: a. el peso de la muestra seca, b. el peso de la muestra revestida y c. el peso de la muestra revestida inmersa en agua; se calcula: d. el peso del revestimiento (b-a), e. el volumen del revestimiento (d/densidad del revestimiento), f. peso del agua desplazada (b-c), g. volumen del agua desplazada (f/densidad del agua), h. volumen de agua desplazada - volumen del revestimiento (g-e) y finalmente el volumen de roca (definido por el punto h). Por otro lado, para determinar el volumen de poros, pueden ser usados los siguientes procedimientos (todos los métodos para determinar el volumen poroso dirigen a la porosidad efectiva y se basan en la extracción o introducción de fluidos en el espacio poroso): 1. Washburn-Bunting

(inyección de mercurio) modificado por Stevens; 2. Ley de Boyle (inyección de helio); 3. Saturación de líquido y otros (Monicard, Pirson, Amyx y Collins). Cabe señalar que la mayoría presentan limitantes.

Por ejemplo, uno de los procedimientos más usados es el de inyección de helio; este gas tiene ventajas sobre otros ya que: penetra rápidamente en los poros pequeños, es un gas inerte y no se absorbe en la superficie de la roca como si lo hace el aire; puede ser considerado como un gas ideal ($z=1$) para valores de presión y temperatura normalmente empleados en las pruebas, y por lo tanto ofrece un medio útil para determinar la porosidad de rocas de baja permeabilidad. Es claro que esta última ventaja va a tener repercusiones negativas en muestras fracturadas de alta permeabilidad. Para estimar el volumen de sólidos (V_s) también existen procedimientos de laboratorio.

b) Permeabilidad. Este parámetro se mide pasando un fluido de viscosidad conocida a través de una muestra de núcleo de dimensiones medidas, midiendo el gasto de flujo y las caídas de presión. Se utilizan varias técnicas para medir la permeabilidad dependiendo de las dimensiones y forma de las muestras, grado de consolidación, tipo de fluido utilizado, rango de confinamiento y presión aplicada al fluido, además del rango permeabilidad de la muestra de núcleo. Las pruebas de permeabilidad se realizan en muestras que se han limpiado y secado, y se utiliza un gas; esto se debe a que el gas adquiere un estado estable rápidamente, no alterará los minerales y se logra fácilmente una saturación del 100% con un sólo fluido. Básicamente se dispone dos técnicas: medición de la permeabilidad al aire y al agua; la primera utiliza aire (u otros gases) considerando el efecto Klinkenberg (todos los gases a alta presión se comportan como líquidos), mientras que la segunda utiliza agua bajo la teoría establecida por Darcy.

En el primer caso, se realizan cuando menos cuatro mediciones de permeabilidad al gas (tres diferentes gases: nitrógeno, helio, aire) a distintas presiones medias de flujo bajo condiciones laminares. Las permeabilidades y los inversos de las presiones medidas se grafican en papel cartesiano, en donde se obtendrán líneas rectas. Se extrapolan las líneas rectas hasta la ordenada al origen ($1/p=0$) y se obtiene la k_L

(permeabilidad al líquido), la que es afectada por un factor de corrección para obtener la permeabilidad absoluta (K). La tabla 1.1 muestra sólo un ejemplo de clasificación de porosidad y permeabilidad de rocas de yacimientos, la cual fue presentada por Levorsen (1967). Otra clasificación es la presentada por Bear (1972).

Porosidad (%)	Evaluación	Permeabilidad (milidarcies)
0-5	Despreciable	-
5-10	Pobre	-
10-15	Moderada	1.0-10
15-20	Buena	10-100
20-25	Muy buena	100-1000
> 25	Excelente	> 1000

Tabla 1.1. Evaluación de porosidades y permeabilidades de las rocas productoras o de yacimientos más comunes (Levorsen, 1967)

La permeabilidad en yacimientos carbonatados fracturados es un parámetro altamente variable, desde un rango de fracciones de milidarcies hasta valores incluso mayores a 10,000 mD (Padilla, 2021).

Indicadores de Fracturamiento

El interés que se tiene en los sistemas carbonatados fracturados es debido al potencial de producción de petróleo, vinculado principalmente con los intervalos que presentan porosidad secundaria, los que normalmente también son asociados a altas permeabilidades y altas producciones de aceite, por lo tanto, la identificación de fracturas resulta ser de gran interés económico.

Para lo anterior, los registros geofísicos de pozo son utilizados para definir estos intervalos fracturados. Cabe señalar que aunque las fracturas representan un punto medular para la producción de aceite en yacimientos carbonatados, éstas también tienen un impacto negativo debido a que también representan la vía natural para la irrupción temprana de agua y ser un punto crítico para implantar algún proceso de recuperación secundaria.

Las fracturas pueden ser identificadas por medio del análisis dinámico de datos de presión transitoria (presión vs. tiempo), siempre que sean intersectadas por los pozos; también las fallas, las que normalmente generan fracturamiento asociado; siendo su escala de investigación megascópica, generando resultados confiables, aunque a nivel de detalle respecto a las características de las fracturas o de los sistemas de fracturas no es la mejor herramienta (comunicación personal, Padilla 2021). Otra posibilidad es el análisis de núcleos; en esta última, la escala de investigación es puntual, distando mucho de tener representatividad a nivel de yacimiento. En este sentido, dado que los registros geofísicos son tomados en la mayoría de los pozos, de donde se obtiene información continua de la formación a lo largo de su trayectoria, o al menos en los intervalos de interés (intervalos productores), cobran gran importancia.

La localización de los intervalos fracturados y la orientación de los sistemas de fracturas constituyen dos parámetros de importancia, condicionando una explotación óptima de los hidrocarburos. El conocimiento de su orientación permite plantear el desarrollo de un campo y los trabajos de producción primaria y de recuperación secundaria, esta orientación proporciona los caminos preferentes de los hidrocarburos. Es posible evaluar las formaciones fracturadas por medio *de registros geofísicos de*

pozo clásicos o convencionales, aunque estos no miden directamente las fracturas, su respuesta está influenciada por la presencia de ellas (Castrejón y Porres, 1993).

Hasta la fecha se han podido establecer posibilidades para la identificación de fracturas en yacimientos carbonatados fracturados. Registros como el Caliper, GR, SP, sísmico (DT), densidad y neutrón son convencionales; por otro lado, los registros de rayos - gamma espectral, lito-densidad, micro-escáner de formación (FMS) y FMI son no convencionales. A continuación se menciona como se manifiestan las fracturas en los siguientes registros (Arango y Plata, pub. sin fecha; Martínez et al, pub. sin fecha):

- El registro caliper (CALI) da una medida del diámetro del agujero. Las zonas fracturadas pueden verse reflejadas por una reducción de su lectura debido a un aumento en el espesor del enjarre de lodo (Suau y Gartner, 1986) u observar el alargamiento del pozo en la dirección de las fracturas debido al desmoronamiento de la zona fracturada durante la perforación (Fertl, 1980). Esto es que, en zonas altamente fracturadas se generan pérdidas de lodo de perforación y derrumbes en las paredes del pozo que originan cavernas en el agujero, ensanchando la cara del pozo y provocando un aumento en la lectura. Las formaciones altamente permeables y poco presionadas también pueden causar la acumulación de enjarre, lo que dará como resultado que la herramienta registre un tamaño de agujero más pequeño. Las formaciones no consolidadas también pueden mostrar efectos de alargamiento de pozos.
- El registro de rayos gamma (GR) detecta y evalúa la radioactividad presente en los minerales que conforman la roca de la formación. Es un excelente indicador del contenido de arcilla debido al alto contenido de elementos radioactivos presentes en las lutitas. En las fracturas, el perfil del GR puede mostrar anomalías; el aumento de radioactividad se ha explicado por la depositación de sales de uranio a lo largo de las superficies de discontinuidad de una fractura o grietas abiertas (Fertl, 1980; Boyeldieu y Winchester, 1982; Suau y Gartner, 1986). La espectroscopia de rayos gamma natural registra las concentraciones de masa individuales de uranio, torio y potasio. Un alto contenido de uranio puede reflejar el efecto de las lutitas o el depósito de sales de uranio en las

fracturas (Serra et al, 1980). La solubilidad de los compuestos de uranio explica su transporte y su frecuente aparición en fracturas.

- El perfil del registro de potencial espontáneo (SP) registra las diferencias en potencial natural eléctrico entre un electrodo móvil ubicado en el pozo y un fijo en superficie. Enfrente de las arcillas las lecturas del SP son prácticamente constantes (una línea recta o línea base de lutitas), mientras que para el caso de formaciones permeables con presencia de fracturas, en donde es factible que se dé una pérdida de lodo, se verá reflejado como deflexiones negativas de la curva, lo que está asociado al aumento de la permeabilidad de la roca (Pirson, 1977). Frente a zonas fracturadas una deflexión negativa más sistemática será debida a un potencial de flujo (el flujo de iones filtrados de lodo en la formación); sin embargo, los potenciales de transmisión también pueden ocurrir cerca de los lechos de limo (Crary et al., 1987). Una de las limitantes es que las lecturas del SP no son confiables en formaciones carbonatadas duras. Este perfil debe ser usado como complemento para indicar fracturamiento (Suau y Gartner, 1986).
- Registros de resistividad. Miden la capacidad de los fluidos de una formación para conducir la corriente eléctrica. Si se considera que en un sistema de fracturas totalmente lleno de hidrocarburos, el lodo de perforación desplaza los fluidos invadiendo las fracturas, la respuesta de estas herramientas puede ser empleada para identificar zonas fracturadas. En la herramienta de micro-resistividad, los perfiles reflejarán una separación positiva. Por otro lado, en casos donde existen anomalías de resistividad en un intervalo y suficiente contraste de resistividad con los estratos adyacentes, los perfiles de inducción permiten identificar la presencia de fracturas gracias a una alta lectura de picos (Timko, 1966). Esto permite señalar que va existir un incremento en la resistividad cuando se atraviesa una fractura, debido al aumento en la densidad del lodo no conductor (base aceite o base agua dulce) que se almacena en las fracturas. El registro de doble inducción (doble-laterolog o LL8) puede indicar la presencia de fracturas, siempre y cuando lea una menor resistividad que el registro de inducción (ILD) y haya invasión de filtrado de lodo con resistividad

menor a la de la formación (base agua salada). El LL8 es una herramienta de espaciamiento corto enfocada verticalmente y que puede responder a formaciones con capas delgadas y/o con fracturas verticales afectadas por lodo conductivo que las rellena; mientras que el ILD lee la conductividad horizontal y sus lecturas dependen de corrientes inducidas, las que fluyen en forma horizontal, y las que son afectadas levemente por el fluido conductivo que llena las fracturas verticales (Boyeldieu y Winchester, 1982). El perfil LL8 se separa a la izquierda del ILD en las zonas fracturadas. El uso de estos registros puede ser afectado y producir errores por factores como: relación entre la resistividad del filtrado de lodo (R_{mf}) y la resistividad del agua de formación (R_w), resistividad del fluido presente en las fracturas, amplitud, longitud, configuración, y extensión lateral de las fracturas; litología, porosidad, salinidad, etc. (Beck et al, 1977).

El doble-laterolog generalmente proporciona tres medidas de resistividad: el laterolog profundo (investiga aproximadamente 10 pies en la formación), el laterolog poco profundo (3 a 6 pies) y micro-esférico enfocado (MSFL) que mide la resistividad en la zona invadida. El efecto de las fracturas dependerá principalmente de la dirección de la fractura, el tamaño (tamaño de apertura y altura), la longitud y el líquido dentro de la fractura. Una zona fracturada debe aparecer como una anomalía muy conductora para las herramientas de micro-resistividad, porque estas ven las fracturas como si estuvieran completamente llenas de filtrado de lodo.

- Registros de imágenes. Implica imágenes de fondo de pozo a la superficie y la conversión de datos en imágenes bidimensionales. Los dispositivos más utilizados son el Formation Micro-Imager (FMI) y el Borehole Televiewer (BHTV). El FMI es una herramienta de resistividad con grupos de electrodos donde cada grupo se encuentra en almohadillas ortogonales entre sí. La porosidad, el fluido de formación, las características de textura de la roca y la rugosidad del pozo afectan la calidad de las imágenes FMI. El BHTV utiliza un transductor ultrasónico para enviar un pulso acústico corto a la pared del pozo (Zemanek et al., 1969). El transductor gira rápidamente en el pozo. Las señales de amplitud y tiempo de tránsito se pueden hacer con transductores de frecuencia variable.

Tanto los registros FMI como los BHTV proporcionan imágenes de alta resolución, por lo que se consideran los métodos más directos y efectivos para detectar fracturas en pozos. Sin embargo, la distorsión de la imagen y la presencia de fracturas inducidas pueden producir un sesgo significativo en la caracterización de las poblaciones de fracturas. Además, el área de muestreo para estos registros está restringida a la vecindad inmediata del pozo. Los registros de imágenes no están tan ampliamente disponibles como los registros convencionales.

- Grafica M-N de lito-porosidad. Esta técnica ayuda a interpretar formaciones con litologías complejas (Bucker et al., 1969). Maneja información simultánea de los registros de Neutrón, Sónico y Densidad, de los cuales pueden obtenerse dos parámetros de porosidad independientes, M (eje y, porosidad de matriz normalizada por el registro de densidad, depende del registro sónico y densidad) y N (eje x, porosidad total, depende del registro de neutrón y densidad). El gráfico puede ayudar a detectar la porosidad secundaria, pero sin diferenciar vóculos y fracturas. Considerando que el registro sónico, responde solamente a la porosidad de matriz, y el neutrón y densidad a la porosidad total, entonces N no se verá afectada por la presencia de porosidad secundaria, mientras que M aumentará en la medida que haya más porosidad secundaria.
- Criterio de posibilidad de fracturamiento. Está definido por una expresión, un umbral, una mediana y un máximo de posibilidad de fracturamiento; para el caso de un indicador de resistividad (doble-laterolog) el criterio es: $P_F = \log (LLD/LLS)$. Si la relación $LLD/LLS=1$; es decir son iguales, $P_F=0$, se considera que no hay fracturas. Si $LLD/LLS=1.12$ es el mínimo valor para el cual hay posibilidad de fracturamiento ($P_F=0.05$); una posibilidad mediana de fracturamiento corresponde a $LLD/LLS=1.26$ ($P_F=0.1$); mientras que el máximo de posibilidad corresponde a $LLD/LLS=1.51$ ($P_F=0.4$).
- El registro de densidad es un registro continuo de la densidad aparente de la formación. El registro de densidad de detector dual, reporta dos valores: un valor de densidad no compensada utilizando un detector de espaciamiento largo (ρ_{ls}) y

un valor de corrección de densidad $\Delta\rho$ o medida de la corrección realizada a la densidad aparente para compensar por enjarre de lodo y para la herramienta de densidad cuando no asiente perfectamente contra la pared del pozo; también responderá a una fractura llena de líquido. La corrección es añadida a los valores no compensados para obtener la densidad aparente compensada, ρ_b (Bassiouni, 1994): $\rho_b + \rho_{ls} = \Delta\rho$. Dado que los registros de densidad son una medida de la porosidad total del yacimiento, las fracturas llenas con fluido disminuirán la densidad aparente registrada, creando un pico negativo agudo en la curva de densidad y un correspondiente pico en la corrección $\Delta\rho$.

Cuando existen fracturas, el lodo presente en ellas puede indicar una anomalía de la curva (deflexión positiva o negativa del cero de la curva), aun cuando las condiciones del agujero sean buenas. En una litología constante (calizas limpias), la rugosidad de la cara del pozo obedecerá casi exclusivamente a la presencia de fracturas. En estos casos la curva de corrección actúa como un caliper muy sensitivo que detecta la rugosidad del agujero y la presencia de fracturas.

- El principio de medición del registro de neutrones se basa en el hecho de que el hidrógeno es muy eficiente para desacelerar los neutrones rápidos. Similar al registro de densidad, registros tipo neutrón, es una medida de la porosidad total del yacimiento en formaciones saturadas de fluidos. Por lo tanto, en presencia de fracturas, se espera que el registro de neutrón tenga un comportamiento similar al registro de densidad.

Las combinación de los *registros de porosidad* (neutrón, sónico y densidad) pueden ser un método eficaz para indicar la presencia de fracturas. Se supone que el registro sónico provee la porosidad de matriz, mientras que los otros, los perfiles de porosidad total. De esta forma, la diferencia entre las porosidades obtenidas es interpretada como la porosidad secundaria total. De acuerdo a Beck et al., 1977, existen cuatro problemas al emplear esta técnica para la identificación de fracturas: 1.- La combinación provee un valor de porosidad secundaria total, lo que implica que la porosidad de fracturas sólo puede ser conocida si se está seguro que no hay otro tipo de porosidad secundaria; 2.- La porosidad total puede ser subestimada debido a que su valor es derivado de una

herramienta que mide solamente un lado del agujero, y si, por ejemplo, la fractura está ubicada al otro lado, esta no será considerada; 3.- Debido a las variaciones en arcillosidad, el método puede indicar valores de porosidad de fractura inexistentes; y 4.- Debido a irregularidades del agujero, la porosidad total puede ser sobrestimada.

- Registro de intensidad variable. Esta herramienta también es conocida como micro-sismograma o registro de densidad variable (VDL). Los cambios drásticos en amplitud representan intervalos de alta permeabilidad (posibles fracturas) que son registrados por la herramienta mediante una sucesión de sombras en escala de grises (patrón chevrón). Las áreas más oscuras corresponden a cambios positivos de amplitud, mientras que las más claras representan cambios negativos.
- El registro sónico se puede definir como el registro de uno o más parámetros de trenes de ondas acústicas para la estimación de propiedades de las rocas. El registro incluye la medición tanto del *tiempo de tránsito* de intervalos como del registro de amplitud/atenuación (CBL) principalmente para las *ondas de compresión* y de *cizalla*. El registro de tiempo de tránsito registra el tiempo requerido para que una onda acústica atraviese una longitud dada de la formación.

La mayoría de las herramientas *acústicas* están diseñadas para detectar la primera onda de compresión en llegar sólo cuando el nivel de energía alcanza un cierto umbral. (Jorden et al., 1986). Si el nivel de energía no alcanza el valor umbral, se produce un salto de ciclo. El salto de ciclo puede ocurrir cuando la atenuación en una formación es anormalmente alta (debido a la baja compactación, hidrocarburos ligeros o fracturas) o cuando el lodo se corta con gas. En rocas duras, el salto de ciclo puede ser un buen indicador de fracturas (Fertl, 1980). El *registro de amplitud sónica* registra el nivel de energía de una onda acústica, mientras que el registro de atenuación acústica registra la disminución de la amplitud a través de una distancia específica en el medio; delinea las fracturas midiendo la pérdida de energía causada por la conversión, de modo que ocurre cuando una onda acústica alcanza una fractura llena de líquido. La amplitud de la señal es afectada por el ángulo de inclinación de la fractura, el número de fracturas,

la forma de la cara de la fractura y la naturaleza del material dentro de la fractura (Guyod et al., 1969). Sin embargo, es necesario tener cuidado en la interpretación del registro de amplitud, ya que los cambios litológicos o la porosidad pueden producir efectos similares a la respuesta de fracturas (Aguilera, 1976).

Se sabe que el registro sísmico (DT) o de amplitud sísmica es empleado para la detección de fracturas, esto se debe a la variación de atenuación acústica que experimenta una onda cuando ocurre un cambio drástico en la permeabilidad. Pickett (1963) indicó que las lecturas de velocidad acústica generadas por el registro sísmico, identifican cuatro tipos de ondas relacionadas con su velocidad de viaje:

- Compresional (onda P): Cuando la onda se encuentra con una fractura llena de fluido, su amplitud se reduce debido a la reflexión en la interface. Su respuesta se ve más atenuada por fracturas verticales, Morris et al (1964).
- De cizalla (onda S): Por lo general son más atenuadas por fracturas horizontales. Cuando una onda de este tipo encuentra una fractura llena de fluido su amplitud desaparece.
- De lodo (onda M): Viaja desde el transmisor hacia el receptor a la velocidad de la onda compresional.
- De baja velocidad (onda Stoneley): Viaja desde el transmisor hacia el receptor a una velocidad menor que la de las ondas compresionales.

Existen otros registros con posibilidades para identificar fracturas como:

- Registro de identificación de fracturas (FIL: Fracture Identification Log).
- Fullbore Formation Microimager (FMI).

Además, con base en registros convencionales otras combinaciones hacen posible establecer indicadores de fracturamiento, algunos de estas son:

- Separación entre curvas del registro Laterolog (LLD, LLS y MSFL) o del registro de Inducción (ILD, ILM, SFLA)
- Índice de porosidad secundaria PHIND-PHIS
- Gráfica RhoMAA - DtMAA del método MID-PLOT
- Gráfica PhIN - Rhob

Con base en la respuesta del registro sísmico de amplitud, para la identificación de fracturas, se utilizan las siguientes relaciones, dos de ellas dependen del registro sísmico (DT) y otra del registro de resistividad (RT): $DT_I=DT4P/DT4S$, en donde DT4P= onda sísmica compresional, ($\mu s/pie$) y DT4S=onda sísmica de cizalla, ($\mu s/pie$); $DT_2=DTCO/DTSM$, en donde DTCO= onda sísmica compresional, ($\mu s/pie$) y DTSM= onda sísmica de cizalla, ($\mu s/pie$); $RT=Rt/Rxo$, en donde Rt= resistividad de la formación, (ohm-m) y Rxo= resistividad de la zona invadida de lodo, (ohm-m).

Otra forma de identificar fracturas es usando el *índice de intensidad de fracturamiento* (IIF) presentada por Elkewidy y Tiab (1998), quienes se basan en las definiciones del coeficiente de partición de fracturas (Aguilera, 1995 y Pirson et al., 1963) y del índice de intensidad de fracturas (Pirson, 1967) como una relación entre porosidad secundaria y porosidad total; de donde establecen: $IIF=\phi_t^m$; término al que Pérez-Rosales (1976) le denomina como porosidad de flujo (ϕ_{fluo}).

Respecto a la influencia de los intervalos fracturados sobre la respuesta de los registros geofísicos, Castrejón y Porres (1993) establecen indicadores para calcular un valor de probabilidad de fracturamiento; estos son: 1.- Las diferencias entre las resistividades del doble-laterolog (LLD y LLS, Rasmus, 1986); 2.- Porosidad de fracturas del registro de resistividad (Serra, 1985); 3.- Para el caso de lodos con barita, valores altos de Pe; 4.- Cálculo de porosidad de fractura obtenidas de las medidas del factor fotoeléctrico (Serra, 1985); 5.- Indicadores de porosidad de los registros: sísmico, densidad y neutrón; 6.- Disminución de los valores de densidad no provocado por intervalos arcillosos y/o derrumbes; 7.- Alto contenido de uranio medido del rayos-gama corregido; 8.- Valores de $m < 1.5$; 9.- Elongación de uno de los diámetros del registro de echados y bajas en la resistividad de los dos patines que se encuentran a 180° de este registro.

Otra técnica más avanzada para identificar fracturas usando registros convencionales es la *inferencia difusa* (Martínez et al, pub. *sin fecha*).

Modelado de Fracturas

Pacheco (2002) señala que en términos generales, las fracturas son rasgos por los cuales la roca ha perdido cohesión independientemente de su origen geológico, y representan un volumen que puede ser ocupado por fluidos y además pueden funcionar como un camino preferencial para el movimiento de los mismos, por lo cual es sumamente importante conocer los parámetros principales de los sistemas de fracturas. Para establecer el desarrollo de fracturas es importante establecer el origen de estas, así como sus atributos como son:

1. **Tamaño.** Se refiere a la dimensión de la superficie de una fractura, como está en un plano que no se extiende indefinidamente, se puede establecer su dimensión, en sentido vertical y horizontal, lo cual es importante para conocer su influencia en la permeabilidad de los yacimientos.
2. **Densidad.** Se relaciona con el número de trazas de fracturas que cortan una línea transversal por unidad de longitud, lo que depende de factores como la litología, posición estructural, espesor de las capas y presión de confinamiento entre otros; se utilizan los términos: abundante, regular y escaso.
3. **Intensidad.** Se refiere a la concentración de esfuerzos en ciertas áreas debido principalmente a la posición estructural; lo que se asocia a la generación de fracturas de origen tectónico y que se relaciona con estructuras mayores como pliegues y fallas.
4. **Orientación e inclinación.** Se refiere al rumbo de los planos de fractura; es decir, a la dirección de intersección entre los planos de fractura con un plano horizontal, así también, al ángulo de inclinación de estos planos.
5. **Abertura.** Es la separación de las paredes de la fractura en la roca, ya que no todas las fracturas presentan la misma anchura, lo que depende de su origen.
6. **Relleno de minerales.** El relleno de materiales (calcita o dolomita y en menor proporción anhidrita y sílice) ya sea parcial o total, es importante definirlo, ya que esta reduce la porosidad y permeabilidad del yacimiento.

7. Disolución de sus planos. Esta aumenta considerablemente la porosidad y la permeabilidad; se ha visto que los campos de mayor productividad están asociados a una disolución de los planos de fractura, posterior al desarrollo del fracturamiento; pozos con valores de K hasta de 7000 mD.

Lo anterior es para comprender con mayor claridad el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados. Las fracturas son rasgos estructurales con orden y distribución bien definidos, ya que responden a esfuerzos de la corteza terrestre, dentro los cuales están los generados por fuerzas verticales (gravedad) y tangenciales (tectónicas), siendo las tangenciales las causantes de las fracturas, las cuales producen fenómenos de tipo regional en donde se generan grandes desplazamientos de unidades rocosas, ocasionando zonas plegadas y falladas, a veces de grandes dimensiones y muy complejas. Lo mencionado arriba concuerda con Padilla (2006), quien concluye que las variaciones petrofísicas verticales y laterales observadas en YNF en gran parte tienen su origen en los fenómenos tectónicos y son magnificadas aún más por las facies sedimentarias, que en condiciones favorables se verá traducido en altas permeabilidades y producciones. En términos de eficiencia de flujo y productividad, las mejores condiciones están asociadas a la existencia de fracturas y microfracturas en la vecindad de los pozos.

Para entender el origen de las fracturas, es importante realizar un estudio de las formaciones del subsuelo a diferentes escalas, utilizando las fuentes de información y las herramientas disponibles que permitan identificar los intervalos afectados por fracturas y sus características. Dentro de las fuentes de información más importantes están los núcleos (orientados o no), los que proveen grandes oportunidades de observación directa (Kulander et al., 1990), con lo cual se puede establecer el paleocampo de los esfuerzos que les dio origen. Dentro de las herramientas que proporcionan información *indirecta* (a diferentes escalas) del subsuelo y que si son procesados, analizados e interpretados adecuadamente, se obtendrá información de intervalos fracturados y más información valiosa, se pueden mencionar:

- Registros geofísicos de pozo
- Información sísmica

- Datos de presión transitoria

En esencia, realizar estudios integrales de caracterización de yacimientos acoplando diferentes disciplinas es un punto clave, en donde es muy importante considerar el estudio de *microestructuras en núcleos*, que contemple la relación con las estructuras mayores como pliegues y fallas presentes en el yacimiento.

La problemática asociada a YNF carbonatados es inconmensurablemente compleja, por lo que es necesario llevar a cabo estudios sobre una muy estricta y efectiva conjugación dinámica y estática, que integre en forma sistemática los resultados de diversas disciplinas. Y es inminente que un estudio aislado soportado aún en las metodologías más avanzadas y herramientas más modernas refleje un alto grado de incertidumbre (Padilla, 2006).

Análisis de fracturas y microestructuras en núcleos. El análisis micro-estructural es una herramienta útil para reconocer las estructuras mayores como pliegues y fallas, esto con base en el análisis de rasgos de compresión a una escala de centímetros, y que con base en modelos estructurales va a permitir deducir el paleocampo de esfuerzos, con lo que es posible establecer una relación entre microestructuras y estructuras geológicas mayores (aplicado con éxito a varios estudios de caracterización geológico-petrofísica de yacimientos: Pacheco et al., 1994; Porres et al., 1996; Pacheco y Escalante, 1996; Pacheco et al., 1998). La metodología de Pacheco (2002) incluye las siguientes etapas (ver figura 1.2):

- Selección de pozos. Primero se seleccionan los pozos verticales que hayan cortado núcleos, ya que proporcionarán datos en cuanto a relaciones espaciales de fracturas y en la inclinación real de estrías de fallamiento, iniciando la revisión de los núcleos con los niveles estratigráficos más antiguos.
- Ubicación cronológica de núcleos. Se inicia con los niveles estratigráficos más antiguos. La revisión se realiza del núcleo más profundo al más somero, lo que permite ubicar a los sistemas de fracturas, y en general a las microestructuras en tiempo y espacio, y su relación con los eventos tectónicos de la región.

- Orientación de núcleos. Se ubican en su posición vertical, auxiliándose con las marcas registradas en estos. Se procede a la orientación de los núcleos, esto resulta difícil cuando no se cuenta con registros de imágenes del pozo. Cuando no se cuenta con estos registros, se considera la estratificación observada en los núcleos.
- Descripción litológica. Identificación y descripción a escala megascópica de la composición litológica de cada muestra de núcleo, definiendo litología y textura, así como las características diagenéticas observables con son: los procesos de dolomitización, recristalización y disolución, asimismo, porosidad primaria y secundaria. Posteriormente se identifican y describen la composición mineralógica de la roca, tipo de porosidad primaria, rellenos de fracturas y eventos de dolomitización, entre otras.
- Identificación de estrías de fallamiento. Estas microestructuras son de mucha utilidad y tienen que manejarse con cuidado, esto es debido a las implicaciones en la reconstrucción o interpretación del modelo estructural; lo que ha sido de mucha utilidad para definir tipo de fallas y paleo-campos de esfuerzos.
- Definición de sistemas de fracturas. Primeramente se analizan los núcleos de pozos verticales, en donde se observan y definen las relaciones espaciales de fracturas, reconociendo las familias (sets) de fracturas y posteriormente los sistemas, para lograr establecer el paleo-campo de esfuerzos para dichos sistemas.
- Descripción de fracturas. Se consideran los atributos enumerados anteriormente.
- Representación de fracturas en 3D. Se requiere analizar la relación entre el desarrollo de sus atributos mencionados anteriormente y los esfuerzos que los originaron, mostrando la o las familias de fracturas y la dirección del esfuerzo máximo compresivo que las originó. De esta manera se trata de efectuar un escalamiento de la información, al relacionar rasgos micro-estructurales en núcleos con estructuras mayores identificadas por sismología a escala hectométrica y kilométrica.
- Integración de fracturas y microestructuras con otras disciplinas. La integración de información e interpretación que se obtienen de diferentes fuentes, permite

establecer modelos estructurales realistas para explicar el origen y distribución de las fracturas.

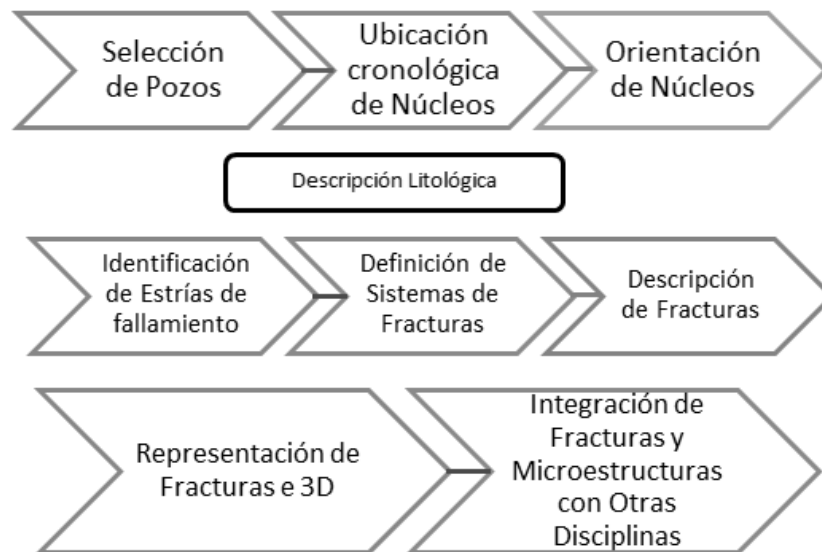


Figura 1.2. Etapas de estudio de fracturas y microestructuras en núcleos para definir tipos de fallas, origen de fracturas y direcciones preferenciales de flujo (Pacheco, 2002).

En referencia a las escalas, Valencia y Albarrán (2002) señalan que la Geología Estructural estudia las deformaciones de la corteza terrestre, cubre todas las escalas, desde la microscópica, pasando por las muestras de mano, el afloramiento, la regional y hasta los aspectos de la tectónica de placas. Las técnicas de estudio dependen de la escala. La escala megascópica incluye las imágenes de satélite, cubos y secciones sísmicas, cartas geológicas y algunos tipos de cartas estructurales y secciones geológicas; la mesoscópica (afloramiento, muestra de mano y núcleo), la que algunos autores la consideran como análisis micro-estructurales, y en donde se considera el reconocimiento de las formas estructurales y sus elementos geométricos, representaciones estadísticas y estereográficas, así como el análisis de fracturas y microestructuras en núcleos (Pacheco, 2002); mientras que la escala microscópica señalan que la deformación y cronología de los eventos de deformación de las rocas, no sólo se de aprecian a nivel macroscópico mediante fallas, fracturas, pliegues, etc., las rocas se ven afectadas a nivel microscópico en su arreglo original o textural, mediante la deformación de los cristales.

Evaluación Integral de Yacimientos Naturalmente Fracturados

Los yacimientos carbonatados poseen características que generan desafíos para su caracterización, producción y manejo, y las técnicas que se emplean para los yacimientos de areniscas, en su mayoría fallan al ser aplicadas en yacimientos carbonatados. Los yacimientos de areniscas presentan un alto grado de continuidad horizontal en el desarrollo de su porosidad, pero en el caso de las rocas carbonatadas este fenómeno es de extensión muy limitada, tanto horizontal como verticalmente. Otra diferencia está en las aberturas de los poros. Las calizas son menos uniformes, tanto en forma y tamaño.

El 60% de las reservas mundiales de petróleo las encontramos en los yacimientos carbonatados. Es por esto que, en la industria del petróleo, estos yacimientos son de mayor interés económico. En el caso de México, hasta la fecha, la mayor parte de la producción y de las reservas de hidrocarburos provienen de la región Sur y Marina. Su alta productividad se debe a la existencia de un sistema complejo de porosidad secundaria por fracturas y cavidades de disolución, así como la presencia de sistemas de fracturas en diferentes escalas e intensidad, llegando incluso a la existencia de yacimientos intensamente fracturados como es el caso del campo Akal, productor desde la formación Brecha-Cretácico Superior hasta el Jurásico.

Los yacimientos carbonatados se caracterizan por ser grandes estructuras, los que llegan a presentar grandes espesores saturados con hidrocarburos, y en presencia de fracturas conductivas, van a mostrar comportamientos de producción excepcionales.

Las rocas carbonatadas poseen porosidades incluso mayores al 50%; sin embargo, en un mismo yacimiento ésta puede reducirse a menos del 1%; esto mismo sucede con la permeabilidad, la cual puede variar de menos de 1 a más de 10,000 mD; es por eso que los yacimientos carbonatados son altamente complejos, los que van a exhibir variaciones abruptas en la distribuciones tridimensionales litológica-petrofísicas y estructurales, lo que también se verá reflejado en su comportamiento dinámico.

Padilla (2019) renombra a los YNF como YCCNF (yacimientos carbonatados complejos naturalmente fracturados), y desde un punto de vista dinámico concluye que:

- Estos yacimientos están más allá de los modelos conceptuales y analíticos de doble-porosidad o de triple-porosidad, los que están basados en un sistema idealizado constituido por elementos petrofísicos como son la matriz, fracturas y vórgulos, en donde la matriz y vórgulos almacenan, mientras que las fracturas y eventualmente los vórgulos conectados representan las vías de conducción de los fluidos hacia los pozos.
- Señala que es categórico que su evaluación resulta ser un proceso altamente complejo, dado que cada yacimiento es totalmente distinto de otro, y que en esencia son impredecibles.
- Los modelos analíticos y numéricos podrían mostrar nula correspondencia con las características geológico-petrofísicas y estructurales reales de los yacimientos carbonatados fracturados más simples.
- Aclara que la respuesta de presión en medios altamente complejos no podrá capturar los rasgos petrofísico-estructurales microscópicos, ya que estos están fuera de su escala de investigación,
- Resultaría extraordinario que la respuesta dinámica registrada en yacimientos carbonatados fracturados, los cuales presentan extremas variaciones en las heterogeneidades y anisotropías, pudiera seguir el comportamiento de los modelos analíticos, y que hasta ahora no hay evidencias; esto a pesar de que esta condición petrofísica (punto de vista geológico-petrofísico) pudiera existir en algún punto en el espacio tridimensional de un YCCNF cualesquiera.
- La identificación de rasgos estructurales microscópicos hasta mesoscópicos en yacimientos carbonatados fracturados (microfracturas, vórgulos, fracturas menores y otros) están fuera de las posibilidades de análisis de la respuesta dinámica de presión; esto mismo sucede con los datos de producción. La única evidencia de las heterogeneidades y anisotropías se verá reflejada en un comportamiento de la diferencial de presión altamente irregular, imposible de modelar hasta ahora.

- Existe un sin fin de comportamientos dinámicos en un mismo yacimiento, lo que en esencia da muestra del alto grado de complejidad de los YCCNF, los que son irrepetibles e impredecibles.

En los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados existe un alto nivel de incertidumbre en cuanto a su evaluación y modelado; esto es debido a la gran complejidad de las estructuras, los procesos de alteración sufridos por la roca y también la falta de procedimientos y de herramientas adecuadas para realizar una caracterización más realista. Así, en los esquemas de caracterización de formaciones naturalmente fracturadas se puede señalar que existe un limitado conocimiento acerca del origen, evolución y geometría de los sistemas de fracturas que caracterizan estos yacimientos. Existen herramientas que proporcionan información indirecta del subsuelo como son los registros geofísicos de pozo, datos sísmicos y datos de pruebas de pozo de presión y producción, los que deben ser procesados, analizados e interpretados adecuadamente para obtener información valiosa, y en donde se deben integrar los resultados a escala de núcleos, recortes, laminas delgadas, etc.

Las etapas implícitas en la *evaluación integral de los yacimientos* está constituida por diferentes procesos cien por ciento vinculados; es decir, que no se pueden llevar a cabo en forma independiente o aislada; *grosso modo*, son las siguientes:

- *Evaluación Litológica-Petrofísica*. La base para este proceso son los registros geofísicos de pozo convencionales y no convencionales, los cuales deben ser validados, editados y calibrados, para la conformación de las curvas para su interpretación; además de requerir información de laboratorio (resultados petrofísicos, petrográficos, salinidades, resistividades de fluidos de perforación, densidades, temperatura, análisis de agua de formación, etc.), descripciones de núcleos, registros de imágenes, planos de cimbras, planos de atributos, secciones estructurales, etc. De su cuantificación se podrá establecer información de la zonificación litológica y petrofísica, fracturamiento, composición mineralógica, volumen de arcillas, porosidades (total, efectiva, fracturas, primaria, etc.), saturación de fluidos, índices de permeabilidad y fracturamiento (combinación de registros), espesores netos, planos de iso-índices de hidrocarburos, clases

petrofísicas para la definición de unidades de flujo, contactos, cuantificación de volúmenes originales, etc.

- *Evaluación Estratigráfica.* El estudio petrográfico en muestras de núcleos incluye la definición de las características micro y megascópicas. Estos resultados son usados en la definición litológica de las unidades lito-estratigráficas, facies y la construcción de modelos sedimentarios. La descripción megascópica se realiza a escala de núcleos (a simple vista) y con lupa en mano. Consiste en identificar estructuras sedimentarias, fracturas y otros rasgos cinemáticos, rellenos de fracturas, tamaño de los componentes líticos que conforman las muestras y la clasificación litológica, constituyentes mineralógicos de los granos, de matriz y del cementante, procesos diagenéticos (cementación, dolomitización, disolución, micro-fracturamiento, compactación, etc.) y presencia de hidrocarburos. Del estudio microscópico (petrográfico y estereoscópico) en láminas delgadas, se identifican de manera concisa los constituyentes mineralógicos, la textura, litología, tipos de porosidad y su interconexión con vórgulos, microfracturas y fracturas, la morfología y distribución de los espacios porosos, fósiles, tamaño y forma de granos, cementante o matriz que aglutina los granos o cristales de minerales, y micro fracturamiento. Los porcentajes de porosidad y de minerales son exclusivos del estudio en láminas delgadas.

Otra parte medular del análisis de muestras corresponde al *análisis de fracturas y microestructuras en muestras de núcleos* (ver Modelado de Fracturas), punto también importante en la *evaluación estructural* de los yacimientos, cuyo objetivo es conocer la disposición, distribución, e intensidad de fracturamiento en los yacimientos. Las fuerzas tectónicas que producen fracturamiento se asocian con la generación de estructuras mayores como: plegamiento, fallamiento (lateral, normal e inverso), diapirismo salino y de arcillas. Para establecer el origen del fracturamiento, el estudio en núcleos se relaciona con los resultados de la interpretación sísmica, registros geofísicos de pozos, secciones de correlación geológica y pruebas de presión transitoria.

- *Evaluación Estructural.* Requiere información de los cubos sísmicos, información geológica, análisis de fracturas y microestructuras en muestras de núcleos, registros geofísicos, etc.; con lo que se podrá determinar la configuración

estructural y tipo de estructura del yacimiento, configuración de fallas (salto, orientación, dimensiones, tipo de desplazamiento, buzamiento y alcance stratigráfico), límites estructurales, cimas y bases, segmentación interna del yacimiento (bloques), intrusiones salinas, origen de la estructura y esfuerzos principales. Si la información sísmica es de buena calidad se podrá realizar un análisis de atributos sísmicos.

- *Evaluación Dinámica.* Se realiza con base en el análisis e interpretación de datos de variación de presión registrados en el fondo de los pozos; de donde podrán ser determinadas la distribución de permeabilidades, cambios litológicos, rasgos estructurales mayores, límites de los yacimientos, entre otros; esto apoyado con datos del comportamiento de producción y necesariamente de resultados de la evaluación geológico-petrofísica del yacimiento, así como de estudios especiales de laboratorio de roca y fluidos.
- *Modelo Integral Estático y Dinámico.* Es el modelo espacial resultante construido de la integración de resultados derivados de la evaluación geológica-petrofísica y de la evaluación dinámica; en la actualidad está representado por un modelo geo-celular, el que está constituido por infinidad de celdas con propiedades petrofísicas bien definidas en el marco de una estructura que delimita correctamente el yacimiento.
- *Modelo de Simulación Numérica.* La integración estática y dinámica del yacimiento (modelo geo-celular) es fundamental en la construcción del modelo de simulación. Estos modelos deben reflejar la influencia espacial de los componentes geológico-estructurales, así como las variaciones en las propiedades petrofísicas y de los fluidos, y deben validar y dar sentido práctico a las características dinámicas y estáticas del yacimiento. Lo cual proporcionará un mayor grado de certidumbre en la evaluación de las diferentes alternativas de explotación (primaria, secundaria o terciaria), tanto a escala de pozo como de yacimiento.

Es importante señalar que los modelos deben ser actualizados en forma continua conforme a la nueva información registrada durante el desarrollo de los campos. La

siguiente lista enumera parte de la información requerida para llevar a cabo la evaluación integral de yacimientos:

- Columnas geológicas de los pozos.
- Datos generales de los pozos (coordenadas).
- Datos de perforación de pozos (etapas, lodos, pérdida de fluidos, etc.).
- Informe de terminación de los pozos (intervalos disparados).
- Estado mecánico de pozos.
- Informe geológico final de los pozos.
- Relación de pozos con núcleos.
- Información de registros geofísicos de los pozos convencionales y especiales.
- Muestras de núcleo y de canal.
- Estudios paleontológicos de los pozos.
- Cubos sísmico 3D y líneas sísmicas de alta resolución.
- Perfil sísmico de velocidad en pozos.
- Estudios petrofísicos de laboratorio en muestras de núcleos.
- Datos de presiones promedio del yacimiento
- Información de producción por pozo.
- Datos de prueba de presión transitoria por pozo.
- Pruebas de presión – producción.
- Análisis de fluidos (PVT) representativos.
- Otros

Finalmente, la figura 1.3 muestra un diagrama de bloques (propuesto en esta tesis) para el proceso de evaluación integral de yacimientos carbonatados fracturados, resaltando el modelado del medio fracturado.

Diagrama de Bloques para la Evaluación Integral de Yacimientos Carbonatados Fracturados & Estrategias de Explotación

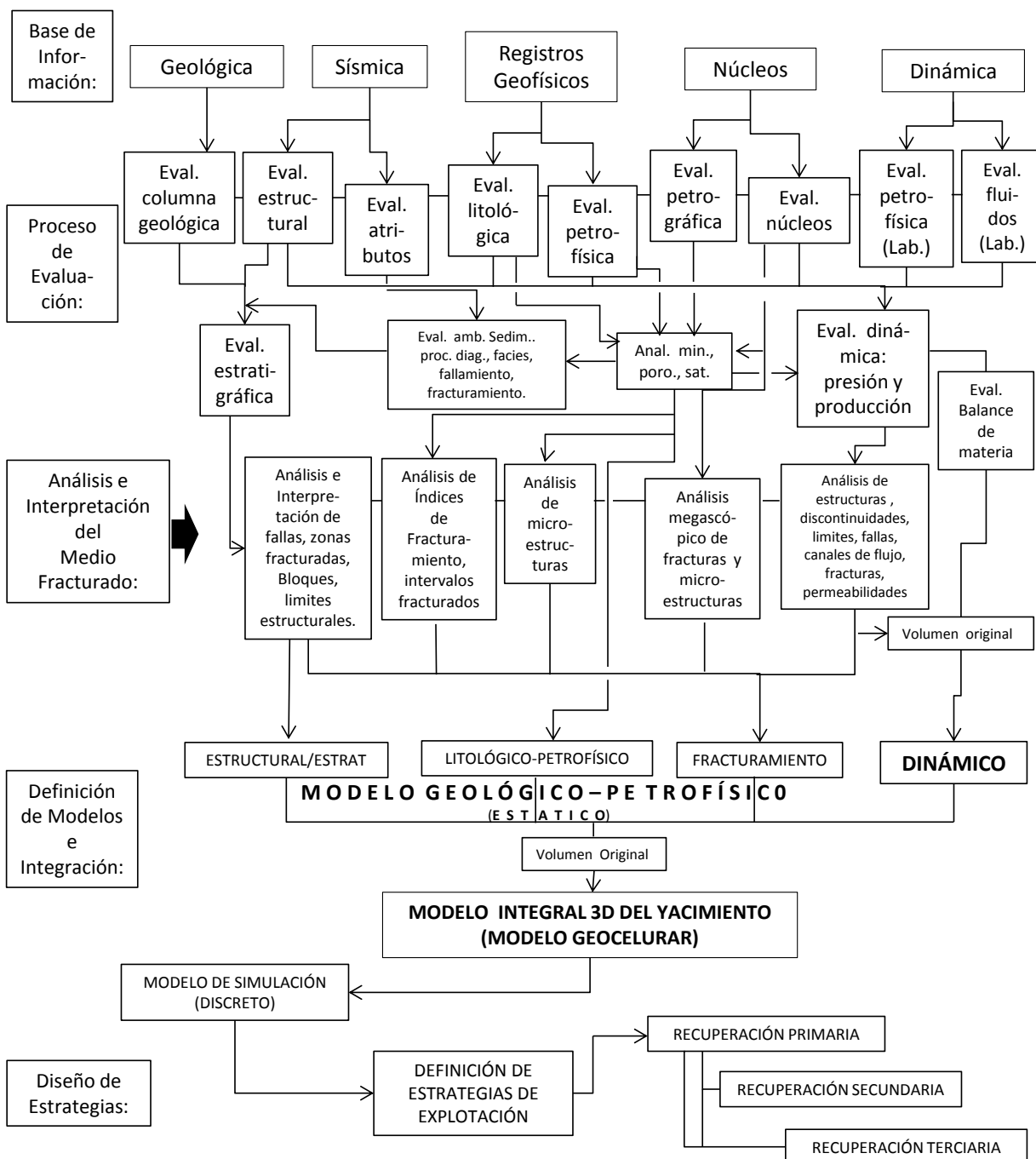


Figura 1.3 Diagrama de bloques con énfasis en el modelado del medio fracturado (esta tesis).

Capítulo 2

Evaluación y Resultados del Caso de Campo

Los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados son sistemas altamente heterogéneos y anisotrópicos. Los cambios en los tipos porosos son debido a procesos de disolución y diagenéticos y la existencia de complejos e intrincados sistemas de fracturas asociados a fallamiento y/o plegamiento, los que crean desde micro fracturas hasta canales de muy alta conductividad (fracturas y fallas conductoras), lo que origina cambios en las propiedades petrofísicas que afectan el fenómeno de flujo tanto en la vecindad como lejos de los pozos, y con esto grandes variaciones en las capacidades de flujo, asociadas no sólo a condiciones de producción favorables, sino también a la irrupción temprana de agua; así, la evaluación de los sistemas de fracturas resulta ser un proceso muy importante pero en extremo complejo (Padilla y Toledo, 2013). Esta problemática, asociada a los yacimientos carbonatados fracturados, hace necesario llevar a cabo estudios integrales sistemáticos sobre una estricta y efectiva conjugación de información estática y dinámica, y es previsible que un estudio aislado soportado incluso en las metodologías más novedosas, bases de información óptimas y herramientas avanzadas de análisis, reflejen un alto grado de incertidumbre. Resultados dinámicos conjugados con modelos sedimentarios, petrográficos y diagenéticos de los rellenos de fracturas permiten identificar sistemas fracturados de baja a muy alta productividad, o medios intensamente fracturados que siguen modelos de yacimientos puramente homogéneos (Porres et al. 1996, Padilla 2004, 2006).

Antecedentes Generales del Yacimiento y Pozo

El pozo de estudio (C-3045D) está localizado en el Bloque NW del campo Akal perteneciente al complejo Cantarell. El Campo Akal corresponde a un anticlinal asimétrico limitado al oeste (W) por una falla normal y por una falla inversa al norte (N); al sur (S) se presentan condiciones de baja porosidad y permeabilidad, limitada por el contacto agua-aceite. La formación es naturalmente fracturada con porosidad

secundaria vugular conectada por complejos sistemas de fracturas y micro-estructuras. Los hidrocarburos provienen de dos intervalos principales, el superior corresponde a Brechas dolomitizadas del Cretácico Superior Paleoceno y por otro lado el inferior, calizas dolomitizadas del Cretácico Medio e Inferior (Rojas y Torres, 1994).

Ricoy (2005) señala que el Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) consiste de espesores alternados de carbonatados con siliciclásticos finos (limos); los sedimentos del Jurásico Superior Tithoniano (JST) son ricos orgánicamente y representan la roca madre y sello de la formación JSK; el Cretácico (K) está dividido en tres unidades, el Cretácico Inferior (KI), Medio (KM) y Superior (KS). El KI consiste de dolomías de cuenca y mudstones intercaladas con calizas bioclásticas; el KM de wackstone y packstones gradando a limolitas intercaladas con capas de dolomías que han sido interpretadas como material de plataforma depositado por turbiditas de baja densidad; también presenta intervalos consistentes de conglomerados de brechas interpretadas como flujos de escombros. El KS consiste principalmente de brechas calcáreas dolomitizadas; mientras que los sedimentos Terciarios comprenden calcarenitas del Paleoceno y del Eoceno. La Geología contenida en la estratigrafía del Cretácico Superior es de gran interés económico debido al hecho de que la mayor parte de la producción de petróleo proviene de ella.

La Brecha del Cretácico Superior o Brecha Paleoceno Terciario Cretácico Superior (BPTKS) hasta el JSK representan las acumulaciones más importantes de hidrocarburos. La litología de las formaciones productoras van desde brechas calcáreas hasta calizas dolomitizadas naturalmente fracturadas; sus porosidades están asociadas a fracturas, vugulos y a la matriz de la roca. La permeabilidad de fracturas puede variar desde 1 a valores mayores a 15 darcys, mientras que la de la matriz, sólo de unos cuantos milidarcies (<10mD), lo que le otorga al campo muy altas transmisibilidades resultado de la alta conductividad de las fracturas, y con lo anterior la alta productividad de los pozos; esto no sólo de los pozos productores del campo Akal, sino de otros campos productores de la zona marina como: Ku, Maloob, Zaa, Abkatún, Pol, Chuc, Ixtal, Onel y otros (Padilla 2021).

La información de registros geofísicos del pozo de estudio corresponde al intervalo de 4047 a 4627mv dentro de la formación Cretácico Medio. De acuerdo a datos técnicos reportados por Xu (2011), el pozo no profundizó hasta el Jurásico. En este mismo sentido, y conforme a la configuración de la cima de la Brecha del Paleoceno – Cretácico Superior (BPKS) presentada por Pacheco (2002), se puede establecer que el Bloque NW del campo Akal en donde se localiza el pozo de estudio está a una profundidad variando entre los 1200 y 2000 mbnm. BPKS también puede ser encontrado como BTPKS.

Con base en datos de registros PLT y pruebas de pozo, Vázquez et al., 2010, establece la consistencia de resultados dinámicos con modelos de fracturas del campo Cantarell, lo que permitió caracterizar los diferentes sistemas de fracturas en términos de la conectividad y conductividad, en donde existen redes de fracturas conectando espacialmente aportando valores promedio de permeabilidad de cientos de milidarcies, lo que va a depender de la longitud, orientación y densidad de las fracturas. En el caso del pozo 3045D, señala que este exhibió la presencia de periodo de flujo asociado a una falla conductora.

A modo de información general, la figura 2.1 muestra los seis bloques en los está dividido el campo Akal; el pozo de estudio se encuentra en el bloque NW. La figura 2.2 presenta la distribución de pozos operando al mes de febrero de 2013 y su distancia respecto al contacto promedio gas-aceite en el bloque NW del campo (CNH, 2013). Por otro lado, las figura 2.3 y 2.4 muestra las ventanas óptimas de explotación de los diferentes bloques del campo, además de establecer una permeabilidad promedio para el bloque NW de 4756 mD; asimismo dos secciones representativas (A-A' y B-B') del campo Akal, además de mostrar tanto el contacto gas-aceite como agua-aceite, respectivamente.

Como se puede constatar, la información técnica geológico-petrofísica, dinámica y de producción del pozo de estudio, en general es muy limitada, parte de ella reportada en un par de tesis y algunos artículos técnicos.

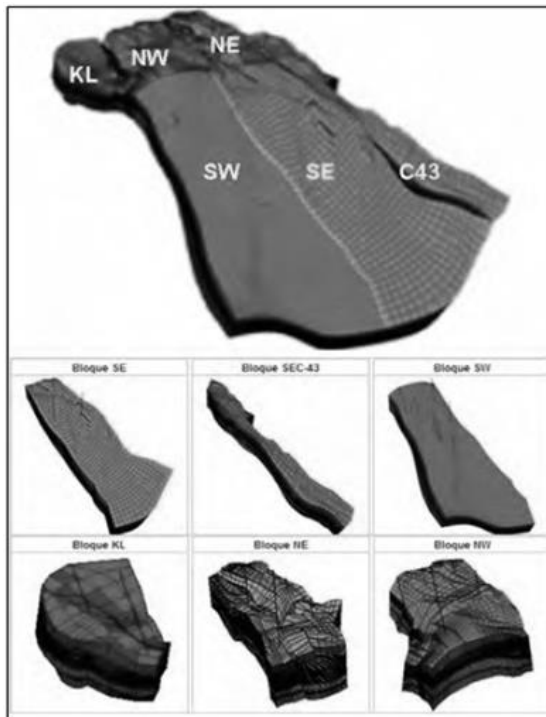


Figura 2.1. Bloques del Campo Akal (CNH, julio 2013).

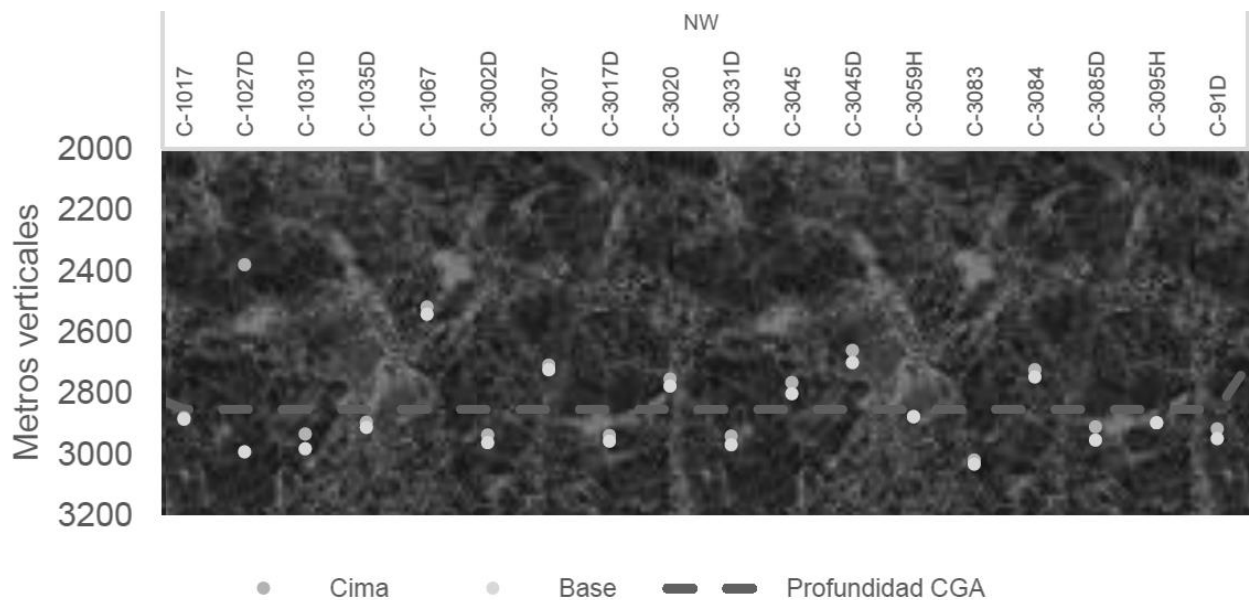


Figura 2.2. Distribución de pozos operando durante el mes de Marzo de 2019 y su distancia respecto al contacto promedio gas-aceite en el bloque NW del Campo Akal (CNH, 2019, figura recortada para Tesis).

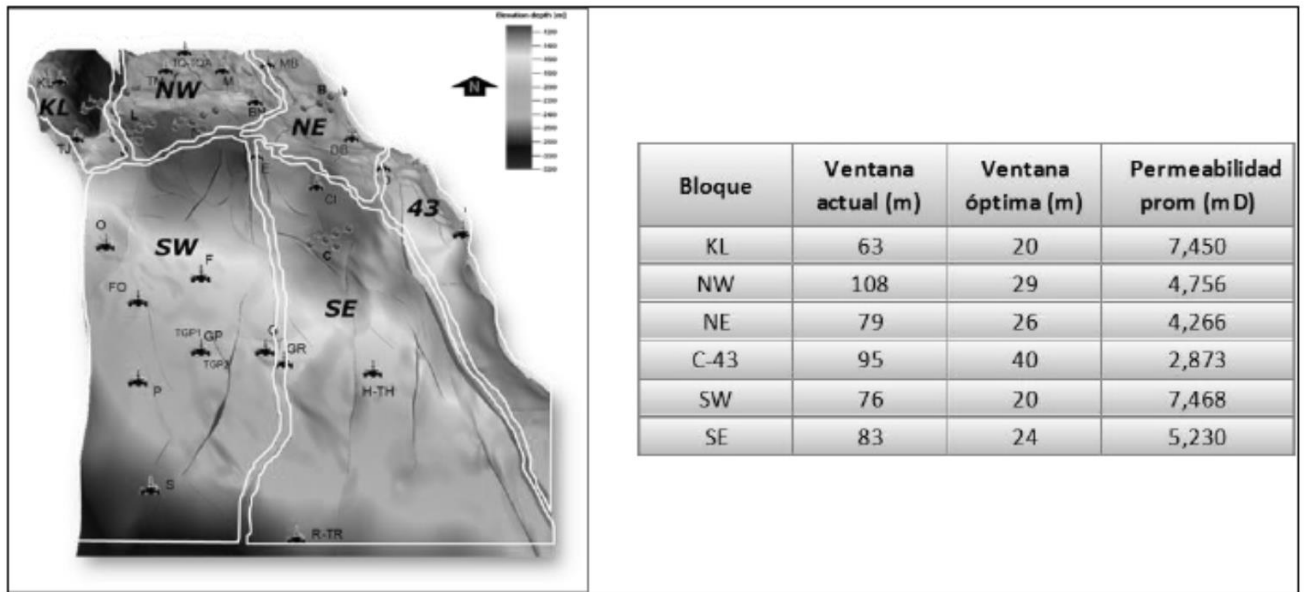


Figura 2.3. Ventanas óptimas de explotación en los bloques del campo Akal (Lozada, 2014).

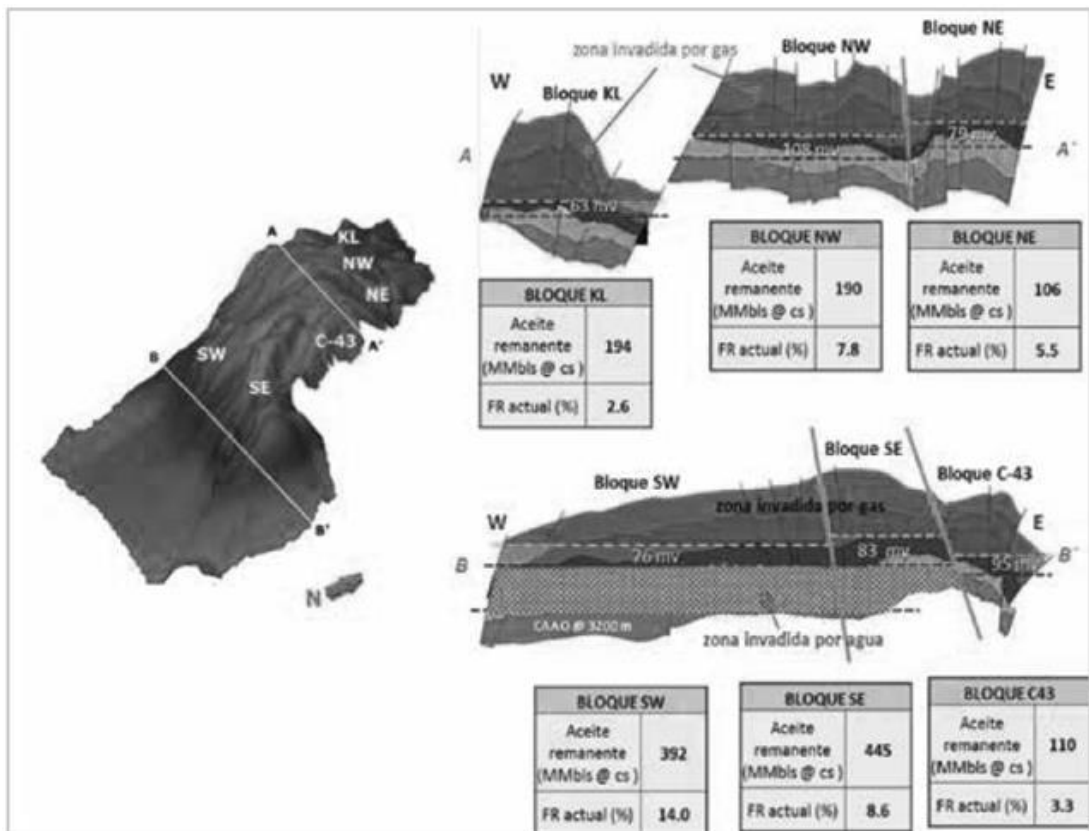


Figura 2.4. Ventanas de aceite en los bloques del campo Akal (Lozada, 2014).

Información de Registros Geofísicos y Correlaciones

Para llevar a cabo el análisis de correlación petrofísica se contó con un juego de registros geofísicos convencionales, cargados en cuatro archivos LAS en el intervalo 4047.28-4627.78m. Los registros cargados en cada archivo son los siguientes:

- Archivo1: DRHO, NPHI, PEF, RHOB, SGR, TENS, BS y CALI
- Archivo2: POTA, SGR, TENS, THOR, TPRA, TURA, UPRA, URAN, BS y CGR
- Archivo3: BS, TENS, LLS, CALS, MSFL y GR
- Archivo4: SPHI, DTCO, DTSM, VPVS, DT2R, DTRS, DTTT, DTTS, DT1, DT2, DT4P y DT4S

La selección de los registros de trabajo se estableció con base a las ecuaciones a emplear. La base de todos los cálculos está en la determinación del volumen de arcilla, con esta se calculan porosidades y más adelante para calcular exponente de cementación, saturaciones, permeabilidades, e indicadores petrofísicos de fracturas. A manera de resumen la siguiente tabla muestra las correlaciones utilizadas.

Volumen de arcilla:	$V_{cl} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$
Porosidad densidad:	$PHID = \frac{RhoM - RHOB}{RhoM - RhoF}$
Porosidad total:	$PHIT = \frac{PHID + PHIN}{2}$
Porosidad efectiva:	$PHIE = PHIT(1 - V_{cl})$ $PHIE = PHIN(1 - V_{cl})$
Porosidad secundaria:	$PHI_{SEC} = PHIT - PHIS$ $PHI_{SEC} = PHID - PHIS$ $PHI_{SEC} = PHIN - PHIS$
Porosidad de flujo:	$PHI_{FLU} = PHIT^{mf}$
Porosidad de entrampamiento:	$PHI_{ENT} = PHIT - PHIF$
Porosidad de fractura:	$PHI_{FRAC} = \frac{(PHIE^{mf+1} - PHIE^{mf})}{PHIE^{mf} - 1}$ $PHI_{FRAC} = \frac{(PHIE^{mf+1} - IIF)}{IIF - 1}$
Porosidad matriz-vúgulo:	$PHI_{M_VUG} = (PHIE^{mf} - PHIE)/(PHIE^{mf} - 1)$

Exponente de Cementación Variable:

$$mf = \frac{\log((PHIS)^3 + (PHIS)^2 * (1 - PHIT) + (PHIT - PHIS))}{\log(PHIT)}$$

Indicadores de Fracturamiento:

$$DT: \quad DT = \frac{DT4P}{DT4S}$$

$$RT: \quad RT = \frac{RT}{Rxo}$$

$$\text{Índice de Intensidad de fractura:} \quad IIF = PHIE^{mf}$$

Saturación de agua:

$$Sw = \left(\frac{a Rt}{\phi^{mf} Rt} \right)^{1/2}$$

Saturación de agua irreductible:
(carbonatos $kl = 20$)

$$Swi = \frac{100 * \phi e^2}{(100 * \phi e^2) + (Kl * 0.5)}$$

Saturación de aceite:

$$So = 1 - Sw$$

Volumen total de agua:

$$Bvw = \phi e * Sw$$

Permeabilidad:

$$\text{Jorgensen:} \quad K = 84105 \left(\frac{PHIE^{mf+2}}{1 - PHIE} \right)$$

$$\text{Timur:} \quad K = 8581 \left(\frac{\phi e^{4.4}}{Swi^2} \right)$$

$$K = \left(\frac{100 * \phi e^{2.25}}{Swi} \right)^2$$

$$\text{Morris-Biggs:} \quad K = 62500 \left(\frac{\phi e^6}{Swi^2} \right)$$

$$\text{Coates-Dumanoir:} \quad K = \left(\frac{300^2}{2^8} \right) \left(\frac{\phi e^4}{Swi^4} \right)$$

$$\text{Coates:} \quad K = \left(\frac{100 * \phi e^2 (1 - Swi)}{Swi} \right)^2$$

$$\text{Wyllie-Rose:} \quad K = 62500 \left(\frac{\phi e^{3+mf}}{Swi^2} \right)$$

$$K = 62500 \left(\frac{Rt}{F * Rw} \right) (\phi^{3m})$$

Índice de Calidad del
Yacimiento:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi e}}$$

Indicador de Zona de Flujo:

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

$$\phi z = \frac{\phi e}{1 - \phi e}$$

Cabe señalar que para el proceso de estimación de parámetros petrofísicos se elaboró una hoja de cálculo. Los archivos "LAS" se cargaron a la hoja eliminando los registros que no son de utilidad para el objetivo de la presente tesis.

Análisis y Evaluación de Parámetros Petrofísicos

En esta sección se presenta un análisis, evaluación y estudio de sensibilidad de los algoritmos de estimación petrofísica. La base de cálculo de las propiedades petrofísicas desarrollada en este trabajo (hoja de cálculo) fue validada con un programa comercial especializado. La premisa fundamental es el uso del exponente de cementación variable (m_t), también denominado como exponente de entrapamiento, de flujo, etc.

Análisis del Exponente de Cementación y Saturación de agua

La ecuación de Archie (1942) establece que,

$$F_R = \phi_t^{-m} \quad , \quad (2.1)$$

en donde $F_R=R_o/R_w$; es decir, que el factor de resistividad F_R (factor de resistividad de la formación) de una muestra porosa y permeable está dada por la relación de la resistividad de la muestra saturada al 100% con un electrolito (R_o) y la resistividad del fluido que la satura (R_w), a partir de la cual se puede establecer el valor del exponente de cementación m , de la siguiente forma;

$$m = -\log\left(\frac{F_R}{\phi_t}\right) \quad , \quad (2.2)$$

En las ecs.(2.1) y (2.2) m es el exponente de cementación o de Archie, quien estableció que la resistividad de la roca saturada (R_o) es directamente proporcional a la resistividad del fluido saturante (R_w), siendo el parámetro de proporcionalidad el factor de resistividad (F_R), y en donde $R_o>R_w$, por lo que $F_R>1$. Así, el valor de F_R va a depender de la litología de la roca y de la geometría de los canales porosos intercomunicados. Alvares en su tesis, dirigida por Mendoza (2019), señalan que a diferencia de la porosidad efectiva (ϕ_e), en la porosidad de flujo (ϕ_{flujo}) no toda la porosidad conectada (porosidad de entrapamiento, ϕ_{ent}) permite el flujo, tal como lo

demuestra Pérez-Rosales (1976) por medio de pruebas de laboratorio. De la definición de porosidad de flujo de Pérez-Rosales, definen el exponente m como sigue,

$$m = \log\left(\frac{\phi_{\text{flujo}}}{\phi_t}\right), \quad (2.3)$$

denominando a m como *exponente de flujo*; lo anterior bajo el significado físico del volumen poroso que participa en forma efectiva en el flujo. Anteriormente, Mendoza (2015) señala que es muy importante considerar que el exponente de entrapamiento (m), en primer lugar es un parámetro que no se puede medir en forma directa, y en segundo lugar, que debe de ser variable para que pueda ser representativo en un proceso de caracterización de yacimientos. Lo que también es consistente con las conclusiones presentadas por Civan (2002).

En este mismo orden de ideas, Padilla (2022) establece que un rango de variación más realista para m es en el intervalo $2 \geq m > 0.5$, lo que no significa que m no pueda tomar valores mayores que dos ($m > 2$), pero se estará tratando con medios porosos con posibilidades petrofísicas muy limitadas para permitir el fenómeno de flujo o en su caso medios con flujo altamente restringido o sin flujo, lo que en la práctica dirigirá a tareas necesarias y periódicas de fracturamiento inducido hidráulicamente para que los pozos puedan producir; denominando a m como *exponente de capacidad de flujo*, y que de ninguna forma debe ser considerado como una constante, y menos en yacimientos carbonatados complejos naturalmente fracturados (YCCNF), nombre para denominar a los sistemas carbonatados fracturados (ver Capítulo 1).

Considerando un exponente de m variable (m_f), y con la información de los registros de densidad, neutrón y sónico para la profundidad de 4047 a 4627m del pozo de estudio, se realizó el cálculo de la porosidad total (ϕ_t) y con esto el comportamiento del exponente m_f definido por Rasmus (1983), el que está expresado como,

$$m_f = \frac{\log[PHIS^3 + (PHIS^2 * (1 - PHIT)) + (PHIT - PHIS)]}{\log(PHIT)}, \quad (2.4)$$

Como se observa, la ec. (2.4) requiere tanto del perfil de porosidad sónica (PHIS) como de la porosidad total (PHIT). La figura 2.5 muestra las curvas tipo de Padilla (2022) de m_v vs. ϕ_t y τ (en donde: m_v es el exponente de m variable y τ es el coeficiente variable de tortuosidad); curvas que permiten correlacionar el comportamiento del caso de estudio con la definición de zonas de flujo predominantes. El comportamiento de m_f contra ϕ_t (círculos) muestra la gran variabilidad del exponente m , en contraste de considerar un valor de m constante, como se especifica en la tabla 2.1, referente al valor de m como una constante para calizas y dolomías (AMGP, 2019). Un distintivo asociado a los sistemas carbonatados es la extrema variabilidad litológica, que en el caso bajo estudio corresponde a calizas dolomitizadas con presencia de fracturas. La variable “a” en la tabla 2.2 corresponde al coeficiente de tortuosidad. Cabe recordar que tanto m como “a” son parámetros difíciles de determinar o medir, tal como lo señala Mendoza (2015).

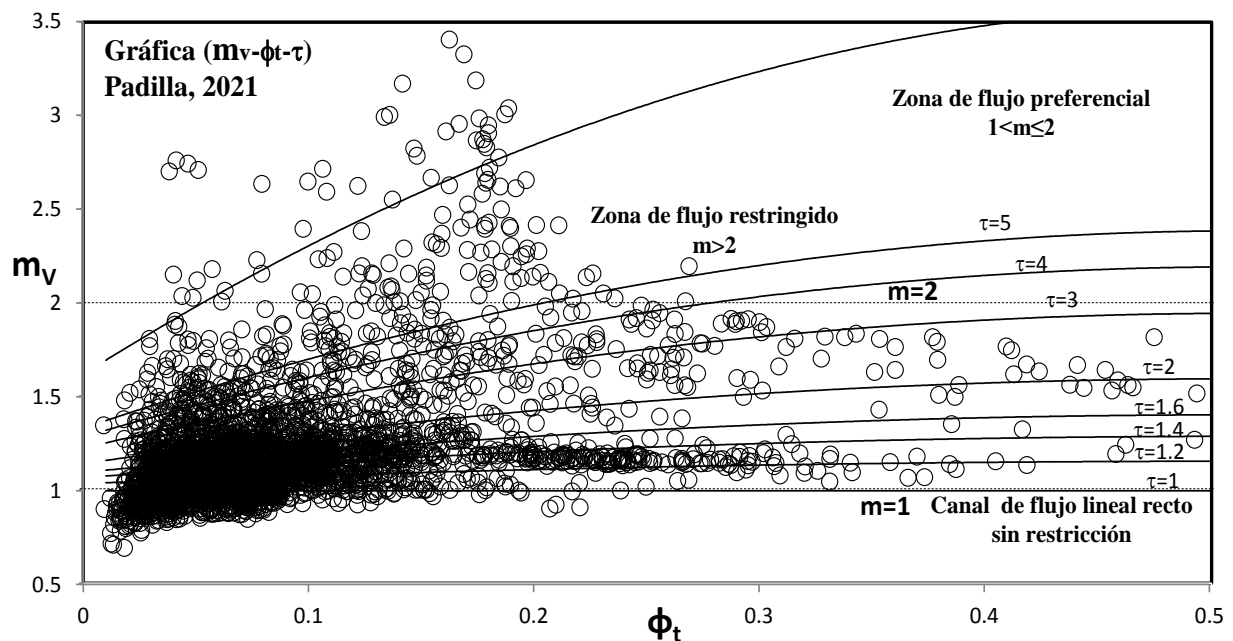


Figura 2.5. Comportamiento del exponente m_f de Rasmus (1983) vs. ϕ_t sobre curvas tipo de m_{var} (o m_v) vs. $\phi_t - \tau$ de Padilla (2022) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio correspondiente a un yacimiento carbonatado complejo naturalmente fracturado (YCCNF).

Rocas calizas y dolomías	"m"
Mudstone - Wackestone	2
Mudstone - Wackestone ligeramente dolomitizado	2
Mudstone - dolomitizado	2
Packstone	1.8
Grainstone	1.6
Dolomía	2.3
Rocas terrígenas	"m"
Arena no consolidada	2.15 > 16% de porosidad
Arenisca	2.0 < 16% de porosidad
Brecha	1.6
Calcarenitas	1.6

Tabla 2.1. Valores de m para calizas y dolomías y terrígenos (AMGP, 2019).

	CARBONATOS	ARENAS	ARENISCAS
		Porosidad > 16% (Humble)	Porosidad < 16% (Tixier)
a	1.0	0.62	0.81
m	1.6, 1.8, 2.0 y 2.3	2.15	2.0

Tabla 2.2. Factores de tortuosidad y cementación (AMGP, 2019).

En el comportamiento mostrado en la figura 2.5 también se puede observar que el crecimiento de m está vinculado al aumento de la tortuosidad ($a=\tau$) del medio poroso, que en el pozo de estudio toma valores de $m>2.5$ y valores de tortuosidad $a>>5$; estos resultados dan muestra del alto grado de complejidad petrofísica de la columna carbonatada estudiada en el presente trabajo de tesis. De lo anterior, se presentan las siguientes observaciones:

- Los valores cercanos a $m=1$ y $a=\tau=1$ están asociados a la existencia de fracturas de alta conductividad; sin embargo, aunque existen zonas con fracturas, éstas no representan un rasgo o característica petrofísica

dominante en el pozo, y como se verá más adelante, si se refleja en el comportamiento de producción.

- Presenta zonas con flujo restringido ($m > 2$) o en su caso sin posibilidades de flujo ($m > 2.5$), mostrando incluso valores de tortuosidad > 5 .
- La característica más dominante del pozo es la presencia de zonas de flujo preferencial, con valores de $1 \leq m < 2$.

Ohen (2000), del análisis en muestras de rocas fracturadas, muestra que m puede variar de 1.4 en zonas fracturadas a valores tan altos como 2.43 en zonas de fracturas o vugulares mineralizadas. Estas consideraciones muestran consistencia con lo observado en los resultados mostrados en la figura 2.5.

Con los resultados anteriores, se calculó la saturación de agua (S_w) con la ecuación de Archie definida por la ec.(2.5), considerando $a=1$ (“ a ” en tabla 2.2) para canales porosos lineales rectos, y $R_w=0.03$ (resistividad del agua de formación) para diferentes valores del exponente m : 1, 1.2, 1.5, 1.7, 2 y 2.2 (ver tabla 2.1 y 2.2). Asimismo, para un valor de $m=2$ (para carbonatos) se evaluaron diferentes valores del tortuosidad, en donde $a=1, 1.5, 2.0$ y 2.5 . La formulación de m_f de Rasmus se evaluó para los diferentes valores de tortuosidad y con esto verificar su efecto en la estimación de S_w .

$$S_w = \sqrt{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}}, \quad (2.5)$$

En la ec.(2.5) el exponente m se sustituyó por el exponente variable m_f (ec.2.4); se establece que para carbonatos (calizas y dolomías) m puede variar de 1.6 hasta 2.3 (ver tabla 2.1). ϕ es la porosidad efectiva, en donde: $PHIE=PHIT(1-Vcl)$, con PHIT de los perfiles PHID y PHIN, mientras que R_t es obtenida de la curva de resistividad profunda del registros doble-laterolog (LLD). Con el valor de S_w se podrá calcular la saturación de aceite (S_o), con la siguiente regla de restricción,

$$S_o = 1 - S_w, \quad (2.6)$$

Una alternativa para determinar un valor de R_w es del análisis de agua de formación, en este caso se fijó en 0.03 ohm-m. Cabe señalar que R_w va a depender de la salinidad del agua de formación, la cual va a variar con la profundidad, aunque en la práctica se fija un valor característico. Conforme a lo mencionado anteriormente, a continuación se presentan perfiles de S_w vs. *profundidad* para el intervalo específico de 4200 a 4400m del pozo de estudio:

- La figura 2.6a considera tres valores constantes del exponente m : 1, 1.5 y 2 con $a=1$ (carbonatos). Se observa que a mayor valor del exponente ($m=2$ línea marcada) se incrementa S_w . La figura 2.5 muestra valores de $m > 2.5$.
- La figura 2.6b considera dos valores de tortuosidad $a=1$ y 2, con $m=2$ constante. Se observa que a mayor valor de tortuosidad con $m=2$ la saturación de agua se incrementa. Se puede concluir que ambos perfiles de S_w son muy cercanos (línea tenue $a=1$ y línea marcada $a=2$). De la tabla 2.2, se establece un valor de $a=1$ para carbonatos; sin embargo, la figura 2.5 muestra valores de a ó τ variando en el rango de 1 a valores > 5 .
- La figura 2.6c considera dos valores de tortuosidad $a=1$ y 2, con $m=2$ constantes, tal como en la figura 2.6b, pero adicionando el valor de $a=2.5$. A mayor valor de tortuosidad ($a=2.5$ línea gruesa) S_w no muestra cambios importantes o se incrementa en forma relativa. La figura 2.5 muestra valores de $1 \geq a > 5$ y valores de $0.5 < m < 3.5$.
- La Figura 2.6d considera un valor de tortuosidad $a=1$ (carbonatos) con m variable o m_f (línea tenue) y $m=2$ constante para carbonatos (línea gruesa). Se observa un incremento de la saturación de agua al considerar un valor constante de $m=2$. La figura 2.5 muestra valores de $0.5 < m < 3.5$.
- La figura 2.6e considera un valor de tortuosidad $a=2$ con m variable o m_f (línea tenue) y $m=2$ constante (línea gruesa). Se observa un notable

incremento de S_w al considerar un valor de $m=2$, esto respecto a los resultados observados en la figura 2.6d para $a=1$.

De las evaluaciones realizadas, se puede concluir que incrementos en el exponente de cementación m y de tortuosidad " a " van a dirigir a incrementos de S_w . Por otro lado, el usar un exponente de m variable (o m_f) resultará en menores valores de S_w . Cabe mencionar que el considerar un exponente variable es más realista y más acorde a la condición de alta variabilidad petrofísica que va prevalecer normalmente en los sistemas carbonatados fracturados.

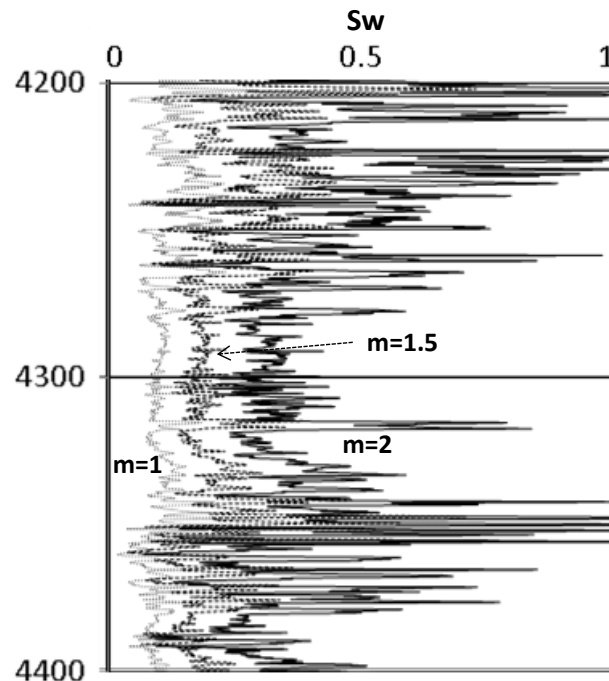


Figura 2.6a. Comportamiento de S_w contra *profundidad* en el intervalo 4200 a 4400m del pozo de estudio para tres valores constantes del exponente m : 1, 1.5 y 2 con $a=1$. A mayor valor de m se incrementa S_w .

En sistemas carbonatados, m no debe considerarse como una constante como se especifica en las tablas 2.1 y 2.2, de donde se puede deducir que la tortuosidad tampoco debe considerarse como una constante.

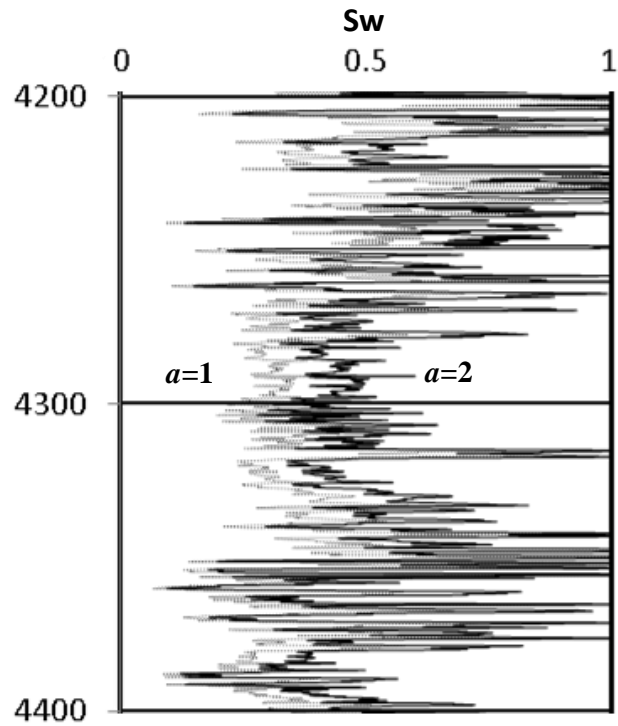


Figura 2.6b. Comportamiento de S_w contra *profundidad* en el intervalo 4200 a 4400m del pozo de estudio considerando dos valores de tortuosidad $a = 1$ y 2 con $m=2$ constantes. A mayor tortuosidad S_w se incrementa.

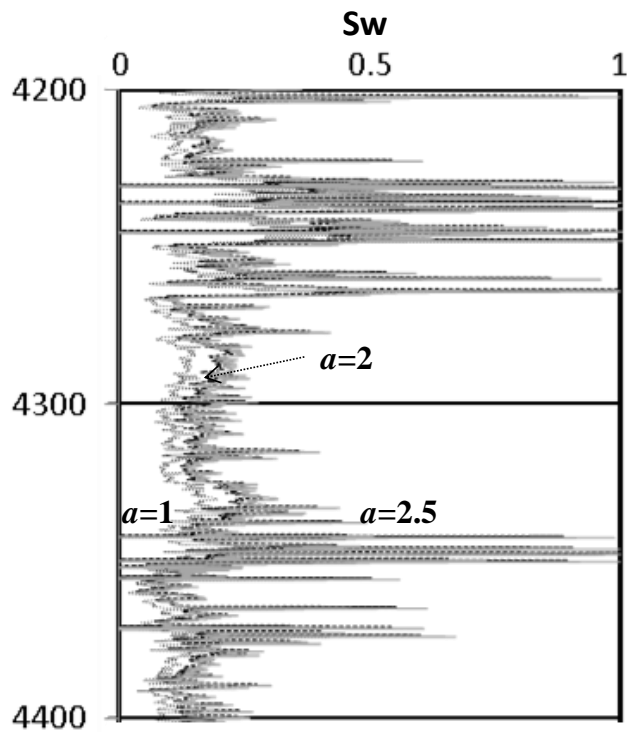


Figura 2.6c. Comportamiento de S_w contra *profundidad* en el intervalo 4200 a 4400m del pozo de estudio considerando 3 valores de tortuosidad $a = 1, 2$ y 2.5 con $m=2$ constante. El efecto sobre S_w es relativo.

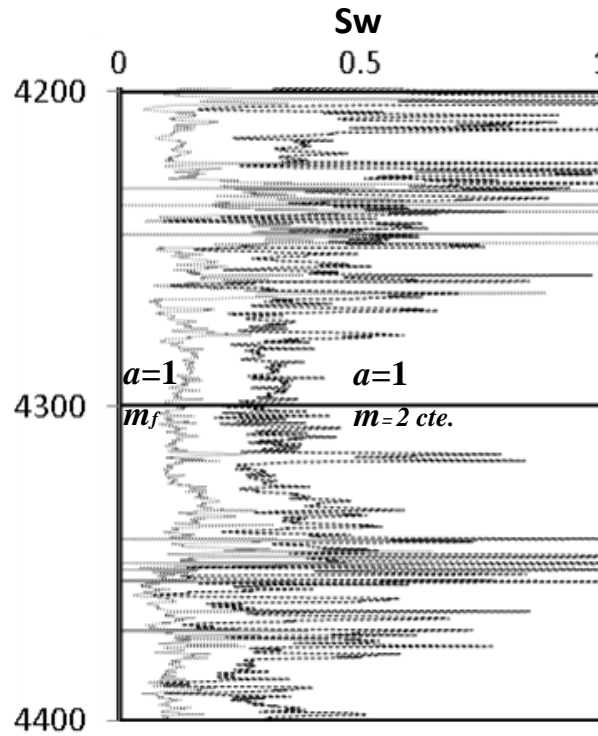


Figura 2.6d. Comportamiento de Sw contra *profundidad* en el intervalo 4200 a 4400m del pozo de estudio considerando tortuosidad $a=1$ con $m=2$ y m_f ; con $m=2$ la Sw se incrementa.

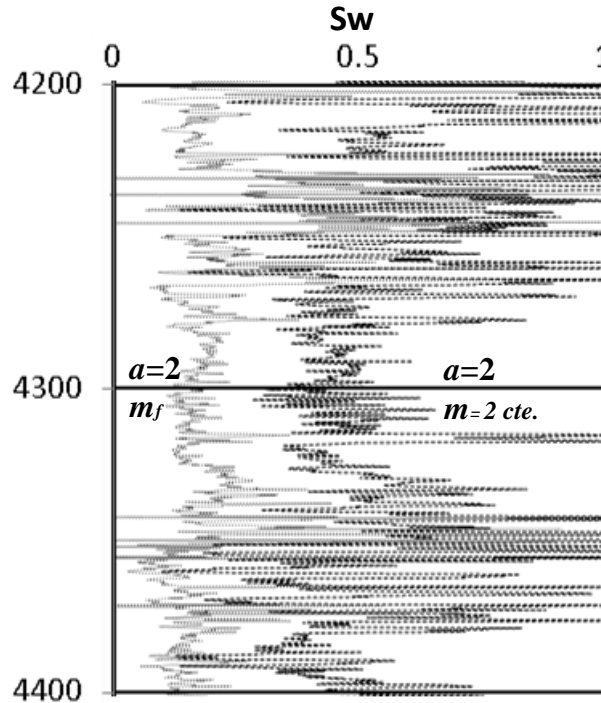


Figura 2.6e. Comportamiento de Sw contra *profundidad* en el intervalo 4200 a 4400m del pozo de estudio considerando tortuosidad $a=2$ con $m=2$ y m_f ; con $a=2$ se incrementa aún más la Sw respecto al perfil con $a=1$ (ver figura 3.6d).

La figura 2.7 presenta el comportamiento general del perfil de saturación de agua contra profundidad para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio. Los valores de S_w con $m=2$ (líneas tenues) en general son más grandes a los obtenidos de usar el exponente m variable (líneas marcadas). Lo anterior es consistente con los perfiles de saturación de agua mostrados en las figuras 2.6a a 2.6e. Es importante observar que en ambas respuestas se aprecia una zona con alta saturación de agua en el intervalo 4070 a 4125m con una S_w promedio del 65%, intervalo también vinculado a la presencia de fracturas conductoras, lo que será analizado más adelante; y a partir de 4125m y hasta la profundidad total la S_w promedio es del 13%. En este mismo sentido, el considerar un valor de $m=2$ (carbonatos), conlleva a una S_w promedio del 97%, y del 41% a partir de 4125m y hasta la profundidad total, esto es niveles de saturación de agua muy altos.

Conforme a los resultados obtenidos para el caso de estudio, el considerar un valor de $m=2$ reducirá significativamente las posibilidades de explotación del pozo; a este respecto, el pozo ha producido por 19 años, esto es desde el 2002 hasta el 2020 (CNH, 2021), alcanzando su pico de producción de 13,500 bpd a mediados del 2004, lo que resulta una condición de producción difícil de alcanzar con los niveles de S_w estimados usando un valor de $m=2$. Es importante mencionar que el agua apareció en el pozo hasta el 2007; es decir, después de 6 años de producción de aceite (qo), en donde hay que considerar que los volúmenes de agua no son importantes. El gasto máximo de producción de agua (qw) se alcanzó hasta el 2010 con 1,600 bpd.

El considerar un valor constante de m va a repercutir negativamente en la estimación de saturaciones más altas, esto va a limitar las posibilidades de explotación de los pozos, cuando es probable que no sea así. También hay que tomar en cuenta que la escala de investigación de los registros geofísicos es de centímetros (esto es en la cara del pozo), por lo que es necesaria la correlación con los pozos vecinos y con esto decidir las acciones conducentes para el adecuado proceso de explotación.

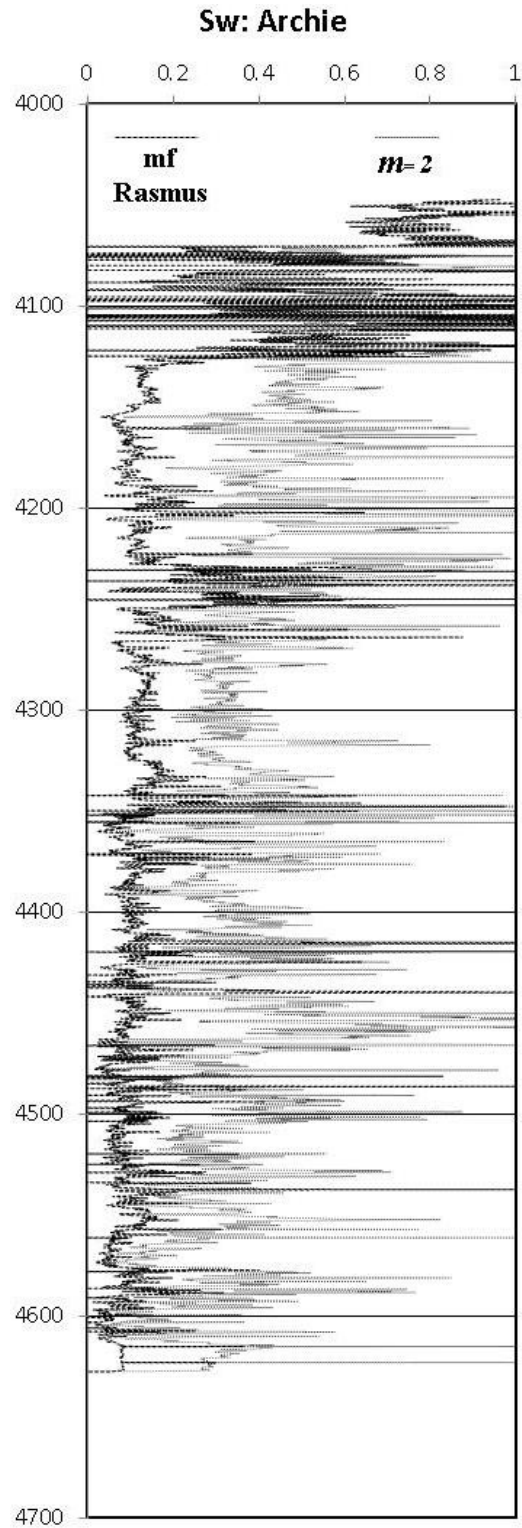


Figura 2.7. Comportamiento de curvas de saturación de agua vs. profundidad con $m=2$ constante y m_f , intervalo 4047-4627m del pozo de estudio, $a=1$.

Análisis del Comportamiento de Porosidades

Respecto al comportamiento de porosidad, la figura 2.8 muestra el comportamiento de porosidad efectiva (ϕ_e) contra porosidad total (ϕ_t) para el pozo de estudio. Se determinó un coeficiente de correlación de 0.96 de la línea de ajuste (línea continua); en este sentido, se puede establecer que la porosidad efectiva no muestra una correlación absoluta 1:1 con la porosidad total, de tal forma que $\phi_e < \phi_t$. Se pueden observar valores de porosidades muy altas, cuando análisis petrofísicos de laboratorio en muestras núcleos de formaciones carbonatadas fracturadas reportan valores menores al 20%, esto puede ser debido a la baja representatividad de las muestras de núcleos, en donde normalmente las fracturas o vórgulos están ausentes, además de los procedimientos y de los equipos de laboratorio (porosímetros y permeámetros).

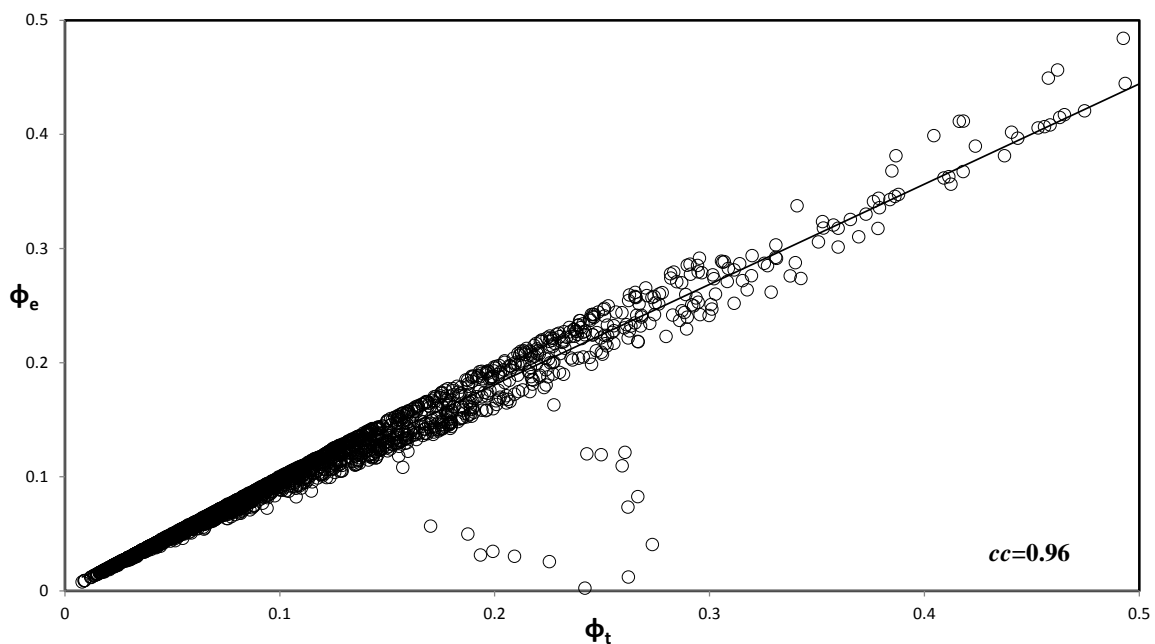


Figura 2.8. Comportamiento de porosidad efectiva contra porosidad total (ϕ_e vs. ϕ_t) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio en un sistema carbonatado naturalmente fracturado.

La diferencia entre ambas porosidades se reduce a valores de ϕ_t bajos, tal como se observa en la figura 2.9, en donde se analiza el rango de ϕ_t entre 0 y el 10%, lo que se puede verificar en la línea de ajuste (línea punteada).

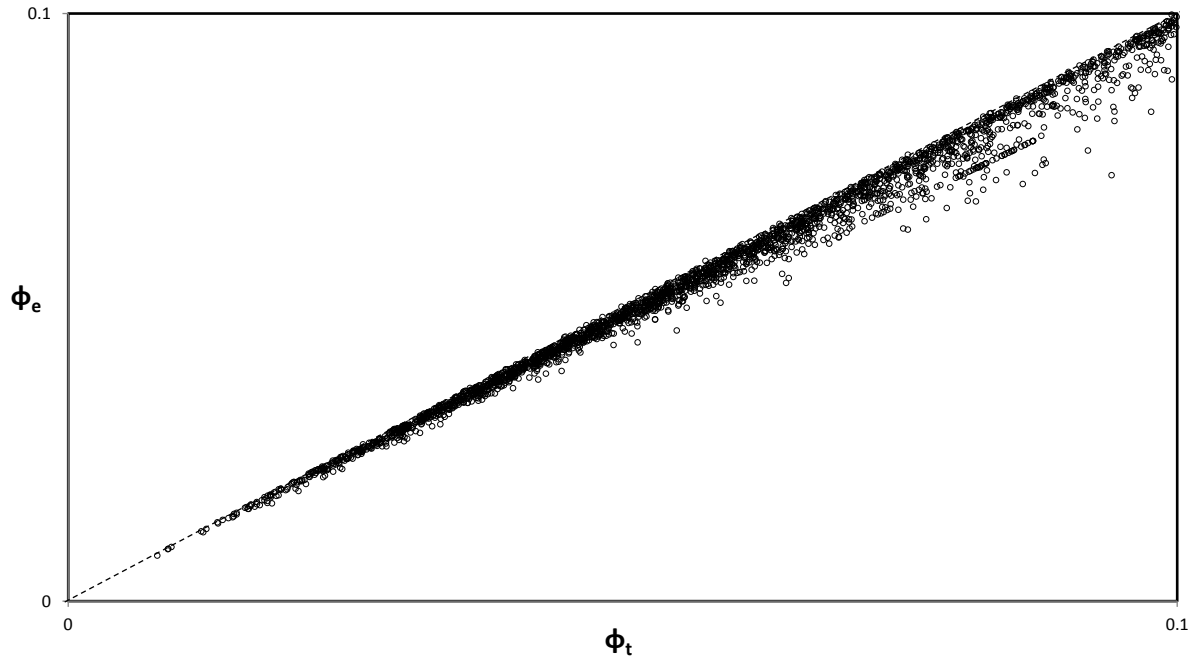


Figura 2.9. Comportamiento de porosidad efectiva contra porosidad total (ϕ_e vs. ϕ_t) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio en un sistema carbonatado naturalmente fracturado. Rango de porosidad total del 0 al 10%.

Por otro lado, de la definición de Pérez-Rosales para la porosidad de flujo (ϕ_{fluj}), dada por $\phi_{fluj} = \phi_t^{m_f}$, y usando el exponente variable m_f tenemos que,

$$\phi_{fluj} = \phi_t^{m_f} \Rightarrow PHI_{fluj} = PHIT^{m_f} \quad (2.7)$$

Usando la ec.(2.7), la figura 2.10 muestra el comportamiento de la porosidad de flujo (ϕ_{fluj}) contra porosidad total (ϕ_t). Los datos para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio son sobrepuestos sobre la curva tipo de Padilla (2022) de ϕ_{fluj} vs. $\phi_t - \tau$ (o "a"). Los siguientes son puntos importantes a observar:

- La porosidad de flujo (ϕ_{fluj}) se va a incrementar con la porosidad total, y mostrará fuertes variaciones para un sólo valor de ϕ_t .
- El incremento de la tortuosidad va a reducir la porosidad de flujo (ver puntos a, a', b y b').

- El incremento de la tortuosidad también va incrementar la Sw. Ver figuras 2.6b a 2.6e.
- La presencia de canales de flujo de alta conductividad (fracturas conductoras) aumentaran la $\phi_{\text{flujó}}$.

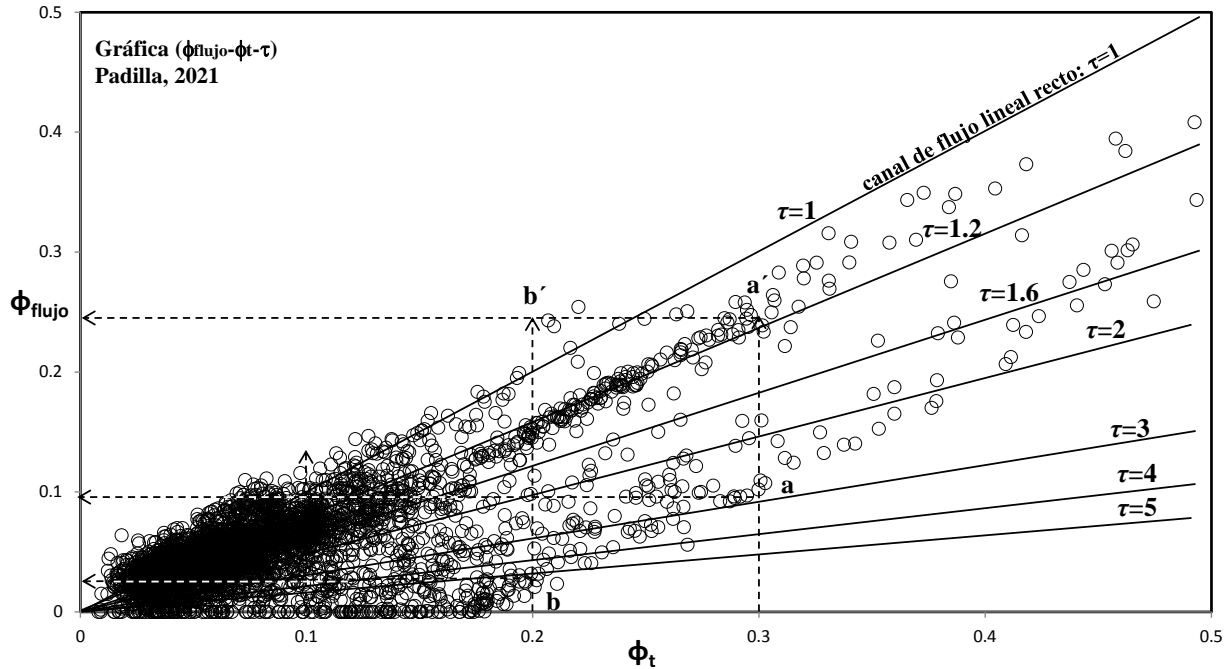


Figura 2.10. Comportamiento de porosidad de flujo contra porosidad total ($\phi_{\text{flujó}}$ vs. ϕ_t) sobre curva tipo de Padilla (2022) de $\phi_{\text{flujó}}$ vs. $\phi_t - \tau$ para el intervalo 4047- 4627m del pozo de estudio en un sistema carbonatado naturalmente fracturado.

En contraste con la porosidad efectiva, en la porosidad de flujo no toda la porosidad conectada permite el flujo (porosidad de entrapamiento), de tal forma que la $\phi_{\text{flujó}} < \phi_e$. Al comparar el comportamiento de la figura 2.10 (puntos dispersos) con la tendencia mostrada en la figura 2.8 (con coeficiente de correlación de 0.96) se puede verificar lo antes mencionado, en donde a mayor tortuosidad (τ o a) menos $\phi_{\text{flujó}}$.

En este mismo orden de ideas, la porosidad de fracturas (ϕ_f), ver ec. (2.8), como parte de la porosidad conectada que permite el flujo es menor que la porosidad de flujo y más aún que la porosidad efectiva, de tal forma que la $\phi_f < \phi_{\text{flujó}} < \phi_e$, lo que se puede verificar al comparar el comportamiento de la figura 2.11 con las figuras 2.8 y 2.10. Los

puntos a y a', b y b' en las figuras 2.10 y 2.11 validan lo señalado, en donde $\phi_f \leq \phi_{\text{flujo}}$, y en donde la diferencia es mayor a valores grandes de tortuosidad.

$$PHI_F = \frac{PHIE^{mf+1} - PHIE^{mf}}{PHIE^{mf} - 1} \quad (2.8)$$

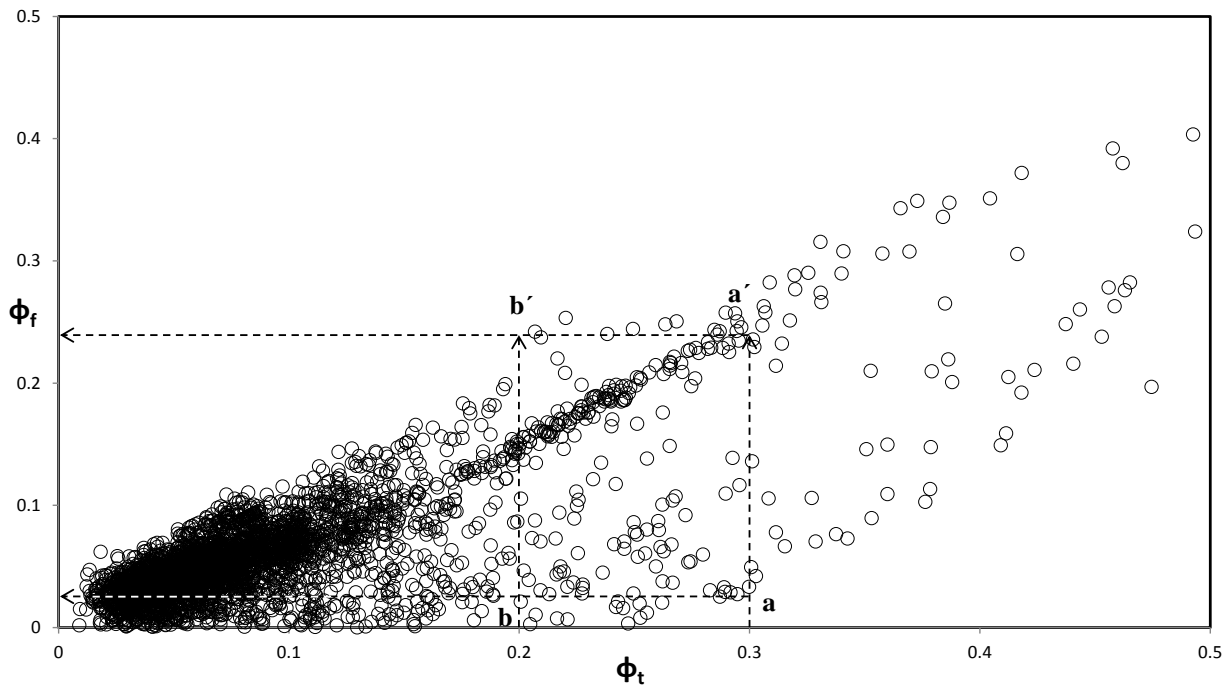


Figura 2.11. Comportamiento de porosidad de fractura contra porosidad total (ϕ_f vs. ϕ_t) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio en un sistema carbonatado naturalmente fracturado.

También se determinó la porosidad matriz, ϕ_{mv} (Elkewidy y Tiab, 1998) cuyo comportamiento es estimado con la ec. (2.9) y mostrado en la figura 2.12; en donde la mayor cantidad de datos se presentan para un rango de porosidad total del 0.01 al 25%, con valores de $\phi_{mv} < 10\%$. Lo anterior puede ser observado en el perfil de ϕ_{mv} vs. Profundidad, mostrado en la figura 2.12a, en donde sólo en ciertos intervalos específicos alcanza valores arriba del 15%. Se observa que la mayor cantidad de datos presentan valores de $\phi_{mv} < 5\%$ (78% del total); sin embargo, podría representar un parámetro relevante en términos de la capacidad de almacenamiento del medio poroso, lo que podría favorecer la capacidad de flujo de la formación.

$$PHI_MV = \frac{PHIE^{mf} - PHIE}{PHIE^{mf} - 1} \quad , \quad (2.9)$$

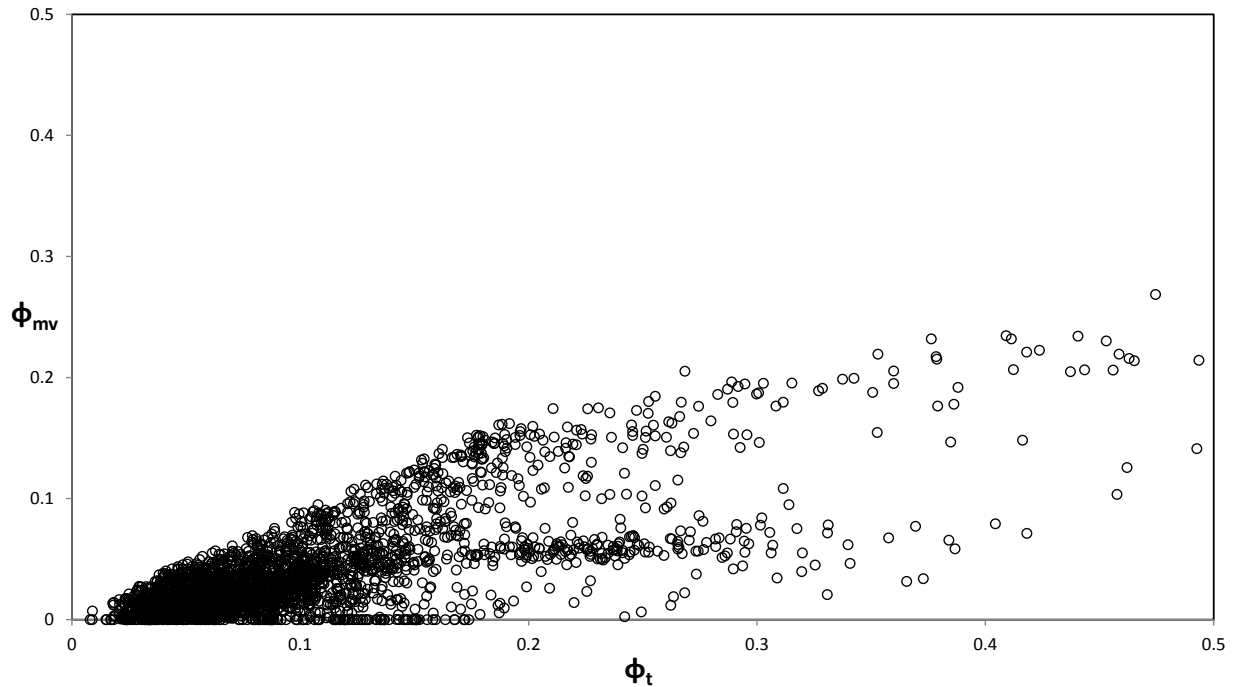


Figura 2.12. Comportamiento de porosidad matriz (Elkewidy y Tiab, 1998) contra porosidad total (ϕ_{mv} vs. ϕ_t) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio en un sistema carbonatado naturalmente fracturado.

Alvares (2019) señala que la *gráfica de abanico* desarrollada por Mendoza et al. (2011) conforma un método práctico y confiable capaz de detectar e identificar punto a punto el estado físico de la roca, o bien ante la presencia de uno o más de los seis procesos generadores de porosidad secundaria, con la ventaja de asignarles su clasificación integral con alto grado de detalle (ver figura 2.13), de esta forma:

- Porosidad primaria: inter-granular o inter-partícula: alta (IA) o baja (IB).
- Porosidad secundaria limpia: fracturas o fisuras (FF) de largo alcance, cavernas o vórgulos comunicados (CC) o aislados (CA) debidos a la apertura por disolución o al bloqueo por cementación o re-cristalización de la garganta de poro.
- Porosidad con presencia de arcilla o pirita: fracturas o cavernas con arcilla (AF o AC).

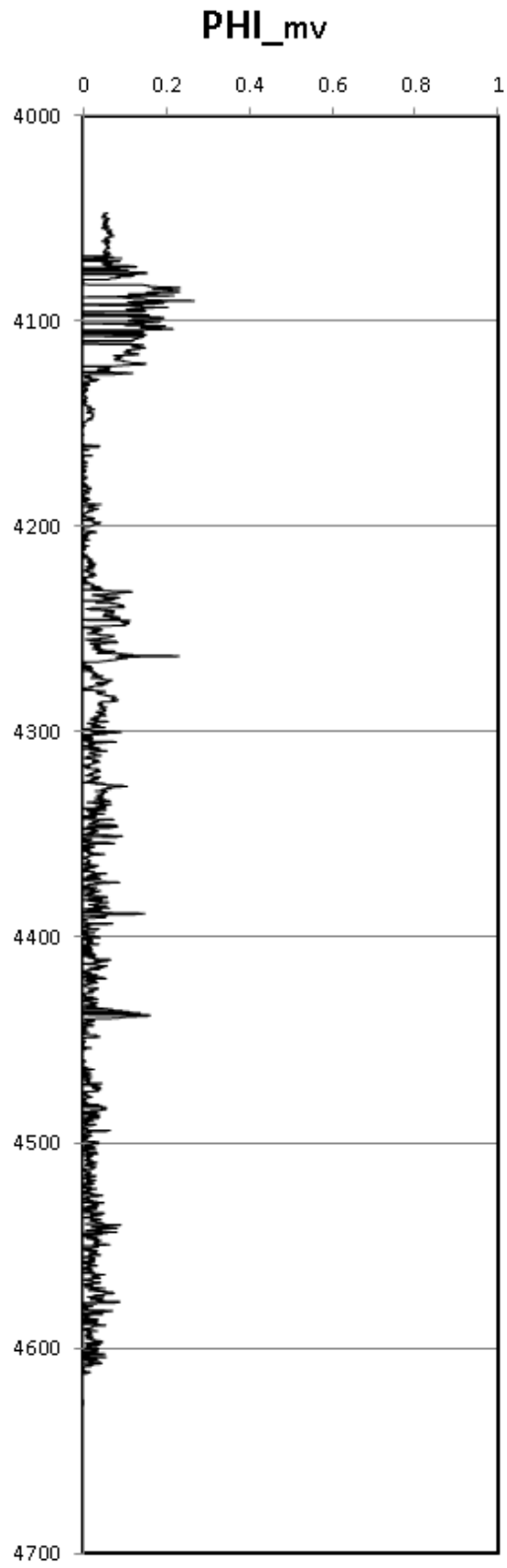


Figura 2.12a. Comportamiento de porosidad matriz ϕ_{mv} vs. *Profundidad* para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.

Las siete zonas reflejan la coexistencia de diferentes tipos-porosos, y en este sentido la alta heterogeneidad que presentan los yacimientos carbonatados fracturados. Conforme a lo anterior, y de acuerdo al comportamiento mostrado en la figura 2.13, el pozo corresponde a un sistema carbonatado con presencia de fracturas, con porosidad primaria y vugulos conectados y no. Esto es consistente con los resultados de la figura 2.10, en donde se observa con mayor claridad la mayor proporción de zonas con baja porosidad de flujo ($\phi_{\text{flujo}} < 10\%$), las que están asociadas a valores grande de tortuosidad y por lo tanto del exponente de cementación.

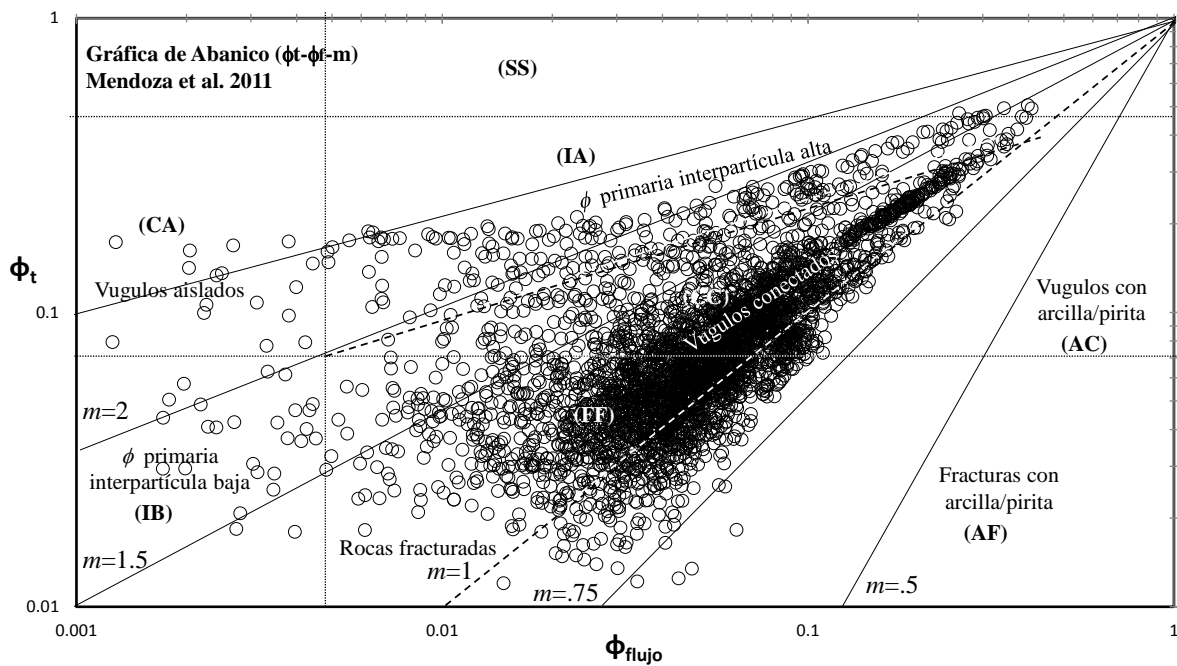


Figura 2.13. Comportamiento de porosidad total contra porosidad de flujo (ϕ_t vs. ϕ_{flujo}) sobre curva tipo de Mendoza et al. (2011) de ϕ_t vs. $\phi_{\text{flujo}} - m$ para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio en un sistema carbonatado naturalmente fracturado.

Por otro lado, respecto al comportamiento de S_w , los valores máximos están asociados a $\phi_e < 15\%$, así, al incrementarse la porosidad la saturación de agua disminuye, tal como se muestra en la figura 2.14. Se observa además, la existencia de puntos con $S_w > 50\%$ incluso hasta del 100%.

Cabe señalar que con lo analizado hasta este punto, el yacimiento corresponde a un sistema carbonatado en donde las fracturas no son un rasgo dominante; lo anterior

significa que pueden existir intervalos con presencia importante de fracturas o presentarse en forma aislada, y asimismo, grandes intervalos sin fracturas.

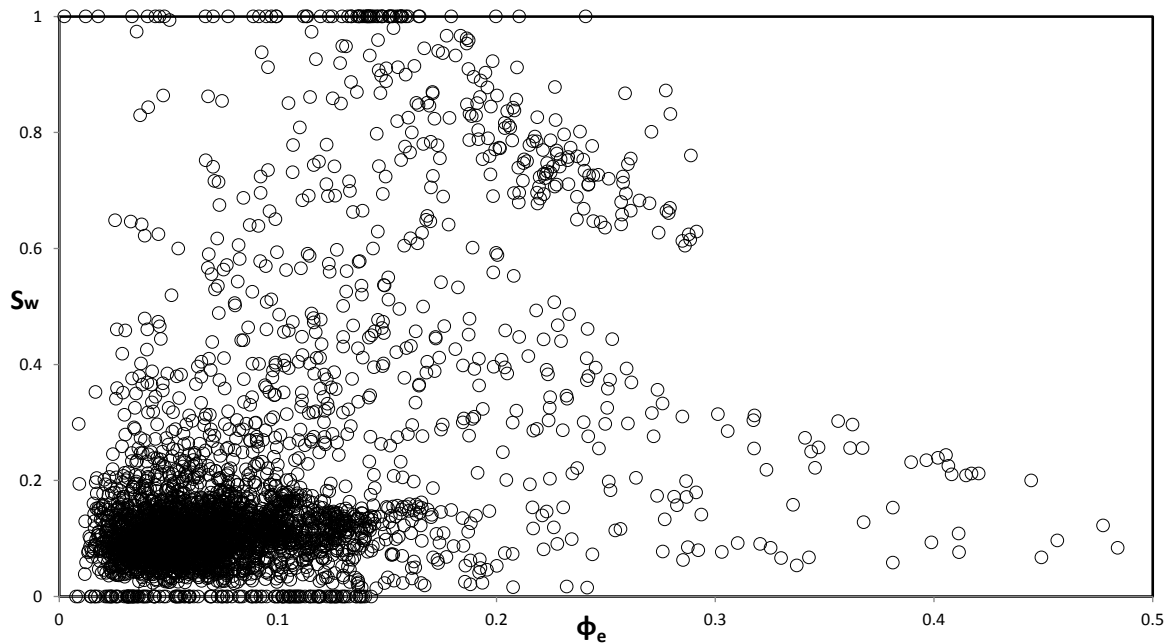


Figura 2.14. Comportamiento de saturación de agua contra porosidad efectiva (S_w vs. ϕ_e) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio en un sistema carbonatado naturalmente fracturado. Los valores máximos de S_w están asociados porosidades de flujo <15%, al incrementarse la porosidad S_w disminuye.

Los perfiles de porosidad efectiva (ϕ_e) mostrados en la figura 2.15 corresponden a las respuestas obtenidas de las ec. (2.10) y (2.11), línea tenue y punteada, respectivamente.

$$\phi_e = PHIT(1 - Vcl) \quad , \quad (2.10)$$

$$\phi_e = PHIN(1 - Vcl) \quad , \quad (2.11)$$

Los perfiles de porosidad secundaria (ϕ_{sec}) mostrados en la figura 2.16 corresponden a las respuestas de las ecs. (2.12) a (2.14), línea tenue, punteada y continua, respectivamente:

$$\phi_{\text{sec}} = PHIT - PHIS \quad , \quad (2.12)$$

$$\phi_{\text{sec}} = PHID - PHIS \quad , \quad (2.13)$$

$$\phi_{\text{sec}} = PHIN - PHIS \quad , \quad (2.14)$$

Los perfiles de porosidad de fractura (ϕ_f) mostrados en la figura 2.17 corresponden a las respuestas de las ecs. (2.15), (2.10) y (2.16), líneas tenue, punteada y continua, respectivamente:

$$\phi_f = \frac{PHIE^{m_f+1} - PHIE^{m_f}}{PHIE^{m_f} - 1} = \frac{A}{B} \quad , \quad (2.15)$$

$$\phi_f = \frac{PHIE^{m_f+1} - IIF}{IIF - 1} = \frac{C}{D} \quad , \quad (2.16)$$

En la ec. (2.16), IIF es el índice de intensidad de fracturamiento (ver ec. 2.17), de tal forma que las ecs. (2.15) y (2.16) son idénticas. Por otro lado, la ec. (2.12) es incluida en las figuras 2.16 y 2.17 para efectos de comparación con las otras curvas.

Cabe resaltar que ϕ_{sec} , en la Ingeniería de Yacimientos, considera básicamente los efectos de fracturas, y eventualmente vóculos.

$$IIF = PHIE^{m_f} \quad , \quad (2.17)$$

De las tres figuras se puede concluir que los perfiles resultantes presentan muy pequeñas variaciones; así, para efectos de cálculos de ϕ_e y ϕ_f se usarán las ecs. (2.10) y (2.15).

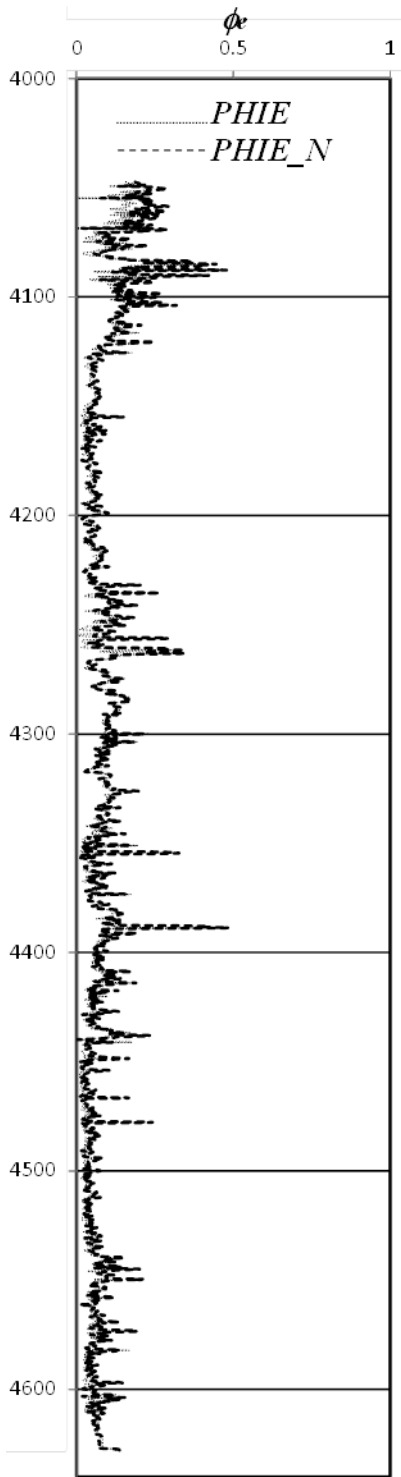


Figura 2.15. Comportamiento de curvas de *porosidad efectiva* (ϕ_e) contra *profundidad* en el intervalo 4047-4627m.

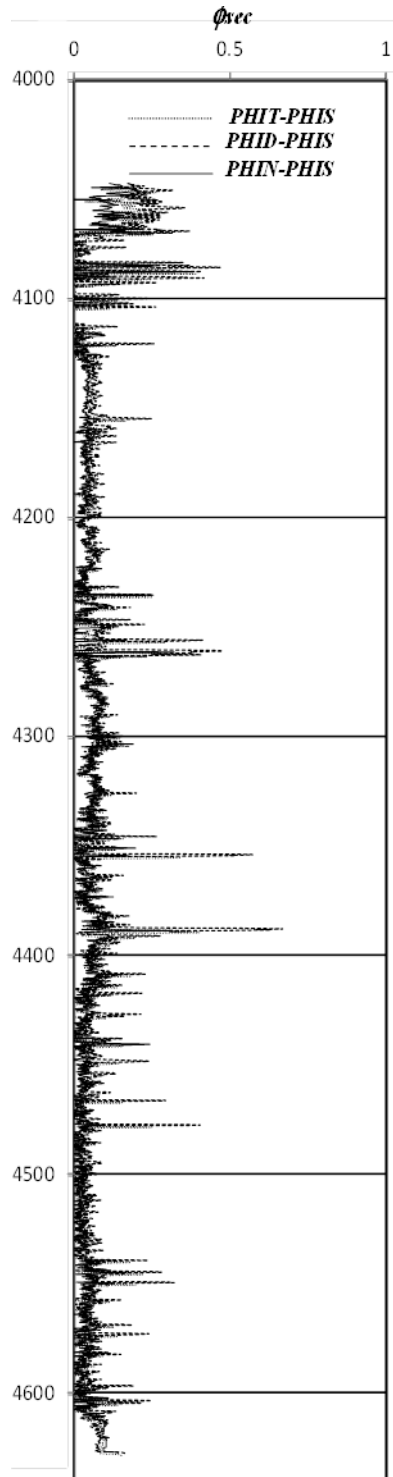


Figura 2.16. Comportamiento de curvas de *porosidad secundaria* (ϕ_{sec}) contra *profundidad* en el intervalo 4047-4627m.

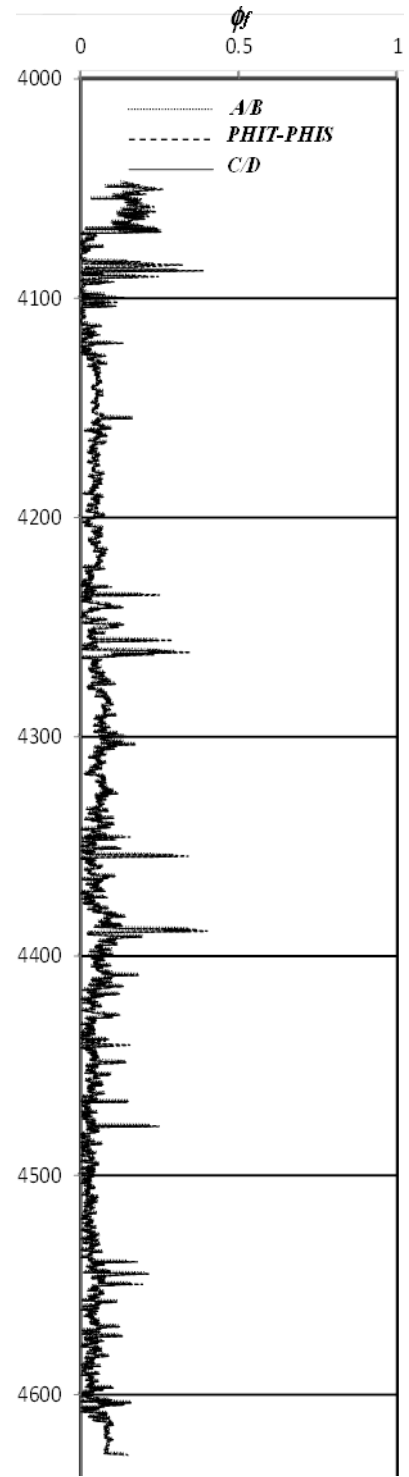


Figura 2.17. Comportamiento de curvas de *porosidad de fractura* (ϕ_f) contra *profundidad* en el intervalo 4047-4627m.

Análisis del Comportamiento de Permeabilidades

El comportamiento de permeabilidad (K) contra porosidad de fractura (ϕ_f) es mostrado en figura 2.18; en donde K fue obtenida por medio de la formulación de Jorgensen (1988) y ϕ_f de la respuesta de la ec. (2.15) usando la curva de PHIE y m_f de Rasmus. En esta figura se verifica la extrema variabilidad en el comportamiento de K contra ϕ_f para el pozo de estudio, la cual es observada normalmente en yacimientos carbonatados fracturados. Para el pozo de estudio se establecen los intervalos de análisis definidos por: a-a', b-b', c-c' y d-d', de donde se delinear los siguientes puntos relevantes:

- Caso (A). Para ϕ_f del 10% (a - a'), K varía de 50 a 5000 mD.
- Caso (B). Para ϕ_f del 15% (b - b'), K varía de 300 a 7000 mD
- Caso (C). Para ϕ_f del 20% (c - c'), K varía de 1000 a 10000 mD
- Caso (D). Para el intervalo de ϕ_f de 0 al 15% (d - d'), K varía de 0.1 a 7000 mD

Lo anterior significa que para un sólo valor de ϕ_f (casos A, B y C) se establece una variación extrema de permeabilidad. En el pozo de estudio las variaciones encontradas pueden ir desde 0.1 hasta 30000 mD; sin embargo, el mayor número de valores de permeabilidad están entre 0.01 y 500 mD para $1 \leq \phi_f \leq 15\%$ (caso D).

A este respecto, se considera que valores cercanos o arriba de 1000 mD están asociados a intervalos con presencia de fracturas o zonas de mayor intensidad de fracturamiento. Se observa además que en el rango de $\phi_f < 10\%$, K puede variar de 0.1 a 1000 mD, tal como sucede normalmente en yacimientos carbonatados fracturados.

Con estos resultados y lo señalado al inicio de este capítulo, se puede verificar que establecer una posible correlación de K como una función de ϕ_f en yacimientos carbonatados fracturados, como el analizado en esta tesis, es un proceso muy complicado de realizar.

Padilla et al (2013) señala que así como la respuesta de presión puede denotar la presencia de canales naturales de alta conductividad intersecando los pozos y vía natural de comunicación preferencial para el fenómeno de flujo del yacimiento a los

pozos, del análisis de transitorios de producción se pueden definir muy altas permeabilidades debido a la presencia de fracturas o zonas intensamente fracturadas, reportando permeabilidades que varían de 2 a 30 darcys asociadas a fracturas, ver tabla 2.3, tal como sucede en el caso de campo evaluado. Respecto a lo anterior, las fracturas o sistemas de fracturas responden rápidamente a la diferencial de presión entre el yacimiento y los pozos.

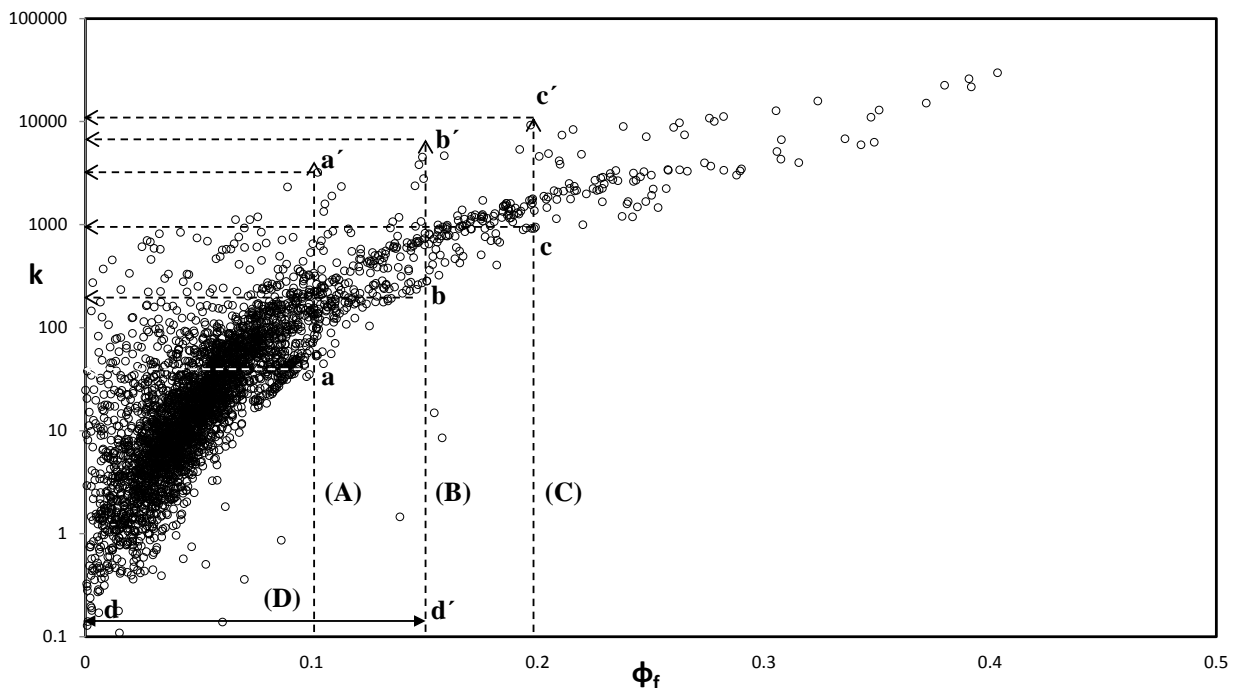


Figura 2.18. Comportamiento de permeabilidad contra porosidad de fractura (K vs. ϕ_f) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio en un sistema carbonatado naturalmente fracturado. K es calculada con la correlación de Jorgensen (1988).

Con base en un conteo de datos, la figura 2.18a muestra el comportamiento estadístico en gráfica de frecuencia de los datos de permeabilidades estimados para el pozo de estudio. Se observa, como se había señalado anteriormente, que las fracturas asociadas a altos valores de permeabilidad no representan el rasgo petrofísico dominante en este pozo, en donde se incluyen canales de flujo con $K > 500$ mD hasta canales de alta a muy alta conductividad, en el rango de 1000 a 30,000 mD. Puede considerarse que el medio poroso de estudio está asociado a un sistema petrofísico

predominantemente de regular a baja permeabilidad, esto es, valores de $K < 500$ mD en una proporción del 93%, el porcentaje restante (7%), está asociado a intervalos dominados por fracturas de regular a muy alta conductividad, tal como se observa en la figura 2.18b; esto es un medio matricial de regular a baja permeabilidad, lo que también concuerda con la distribución de porosidades.

Es importante mencionar que en términos de producción en sistemas carbonatados, la existencia de una fractura hace la gran diferencia, el problema es identificarlas.

La figura 2.19 muestra la misma información que la figura 2.18 para el rango de porosidad del 0 al 20%; el objetivo es mostrar con más detalle la extrema variabilidad de la permeabilidad con porosidad normalmente observada en yacimientos carbonatados fracturados, de donde se establecen las siguientes observaciones para los intervalos de análisis A, B y C:

- Caso (A). Para ϕ_f del 3% (a - a'), K varía de 0.5 a 1000 mD.
- Caso (B). Para ϕ_f del 5% (b - b'), K varía de 5 a 1000 mD
- Caso (C). Para ϕ_f del 8% (c - c'), K varía de 20 a 1000 mD

Pozo	Permeabilidad de Fractura (md)
1	1591
2	10446
3	864
4	3683
5	3887
6	1812
7	1988
8	38877
9	7312

Tabla 2.3 Valores de permeabilidad asociadas a un yacimiento carbonatado complejo naturalmente fracturado de alta productividad, Padilla (2013).

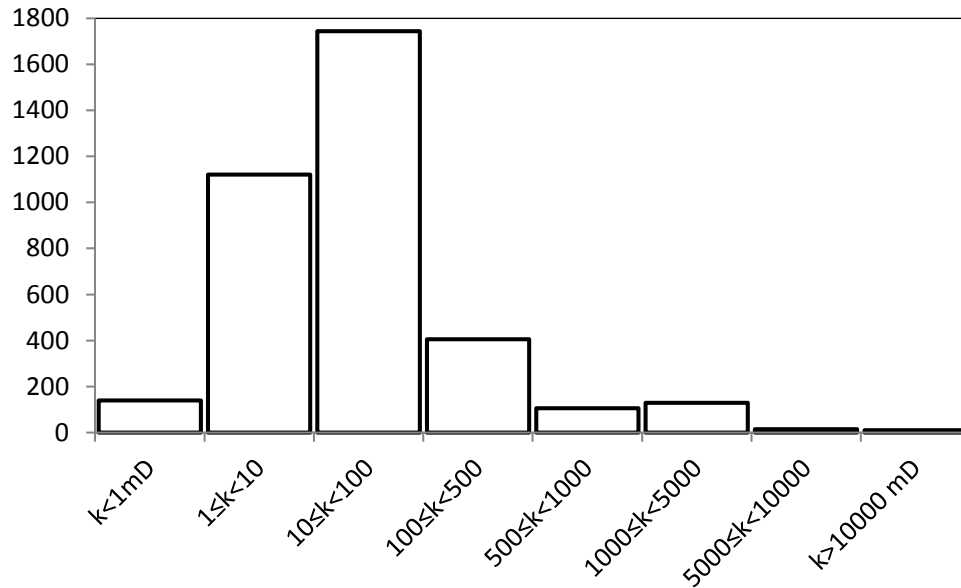


Figura 2.18a. Comportamiento de distribución de permeabilidades en gráfica de frecuencia para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.

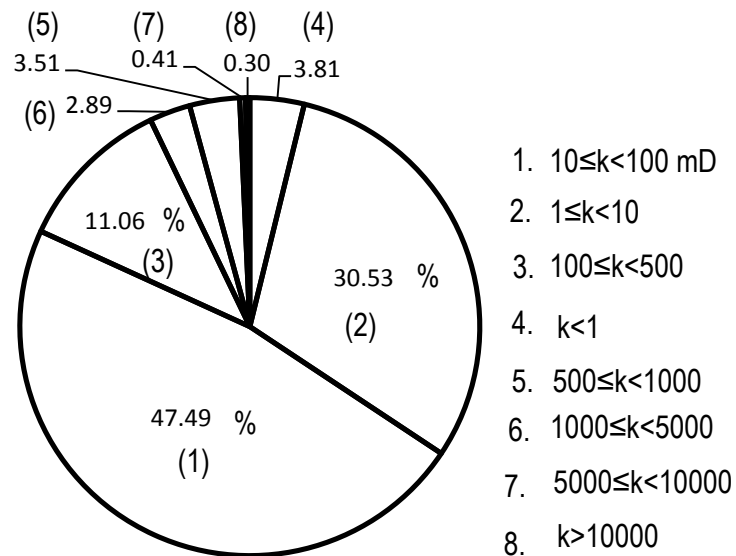


Figura 2.18b. Comportamiento de distribución de permeabilidades en porcentajes de frecuencia para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.

Los resultados anteriores son consistentes con las conclusiones establecidas por Padilla (2004, 2006), quien señala:

- La problemática asociada a yacimientos carbonatados naturalmente fracturados es inconmensurablemente compleja, en esencia son en extremo complejos, en donde la definición de las características estructurales representan un punto de impacto para el fenómeno de flujo, por lo que el análisis de fracturas y microestructuras en núcleos y su correlación con información de registros geofísicos, datos sísmicos, presiones y de producción son muy importantes en el modelado de los principales sistemas de fracturas. En este sentido el comportamiento de los datos de producción (aceite, gas y agua) se abordarán más adelante en esta tesis.
- Las variaciones petrofísicas verticales y laterales observadas en sistemas carbonatados fracturados en gran parte tienen su origen en los fenómenos tectónicos y son magnificadas aún más por las facies sedimentarias, que en condiciones favorables se verá traducido en altas permeabilidades. Esto se observa en las figuras 2.18 y 2.19.
- Enfatiza que en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados los cambios en la porosidad NO representan un punto de correlación respecto a la variación de la permeabilidad, debido principalmente al fuerte impacto de las litofacies, procesos de disolución y fracturamiento, por lo que recomienda, de ser necesario, definir correlaciones a escala de unidades litoestratigráficas o de unidades de flujo, además de que es normal encontrar zonas con muy bajas hasta muy altas permeabilidades de un mismo pozo y respecto a otro pozo en el mismo yacimiento. A nivel de pozo esto es observado en nuestro caso de estudio.
- En yacimientos carbonatados complejos naturalmente fracturados es normal que los pozos productores más importantes estén asociados a altas permeabilidades; sin embargo, también es normal que muchas veces éstos estén rodeados por pozos en la misma área o bloque con permeabilidades menores de 0.1 mD.
- Respecto a la litología en yacimientos carbonatados concluye que altos valores en el grado de dolomitización normalmente está asociados a altas porosidades; sin embargo, no es una regla. En este sentido, asignar un tipo-poroso específico

en medios carbonatados fracturados no es absoluto, contrario a lo que establece Nelson (1985); ya que son una combinación de muchos tipos porosos en el dominio espacial (3D) de los yacimientos, lo que se reflejará en las fuertes variaciones en la distribución de las propiedades litológico-petrofísicas y estructurales. Esto es consistente con lo observado en la figura 2.20, referente a la distribución de calizas y dolomías en la formación asociada al pozo.

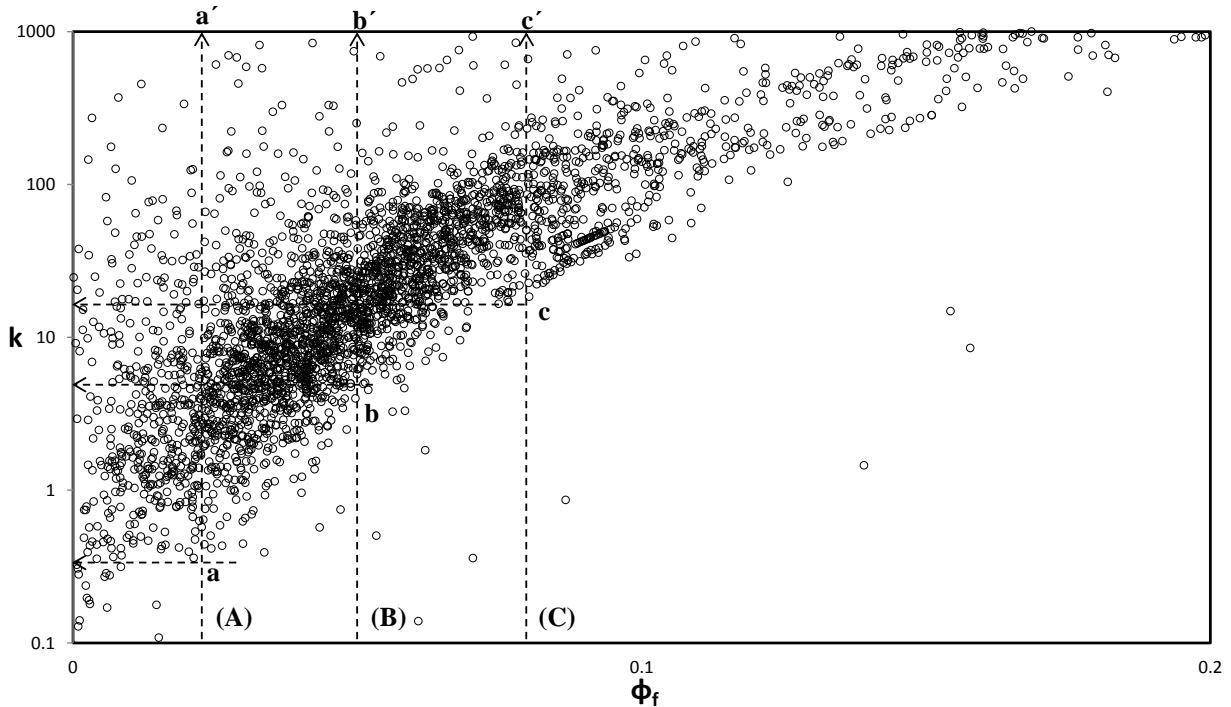


Figura 2.19. Comportamiento de variabilidad de permeabilidad contra porosidad de fractura (k vs. ϕ_f) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio en un sistema carbonatado naturalmente fracturado. Intervalo de porosidad del 0 al 20%.

La figura 2.21 muestra el comportamiento de permeabilidad contra S_w para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio, en donde se observa que incrementos del valor de S_w conlleva a reducciones de la permeabilidad, esto también sucede cuando más de un fluido saturan el medio poroso, y esto tiene que ver con la reducción de la permeabilidad efectiva (k_e) e indudablemente con reducciones de ϕ_e (comunicación personal, Padilla, 2021).

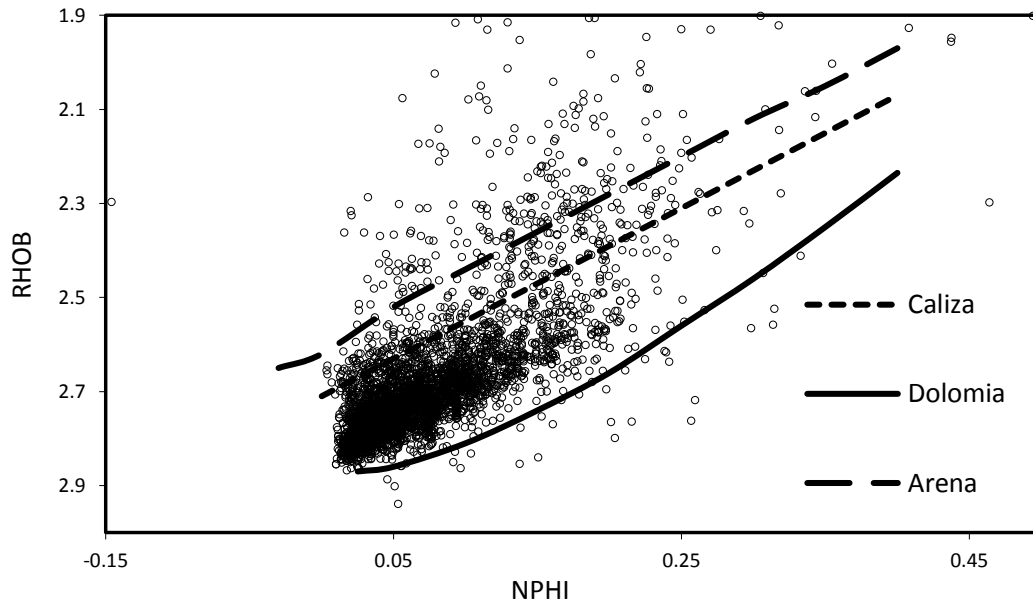


Figura 2.20. Determinación de litología (calizas y dolomías) en gráfica de *cross-plot* de RHOB vs, NPHI para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio en un sistema carbonatado naturalmente fracturado.

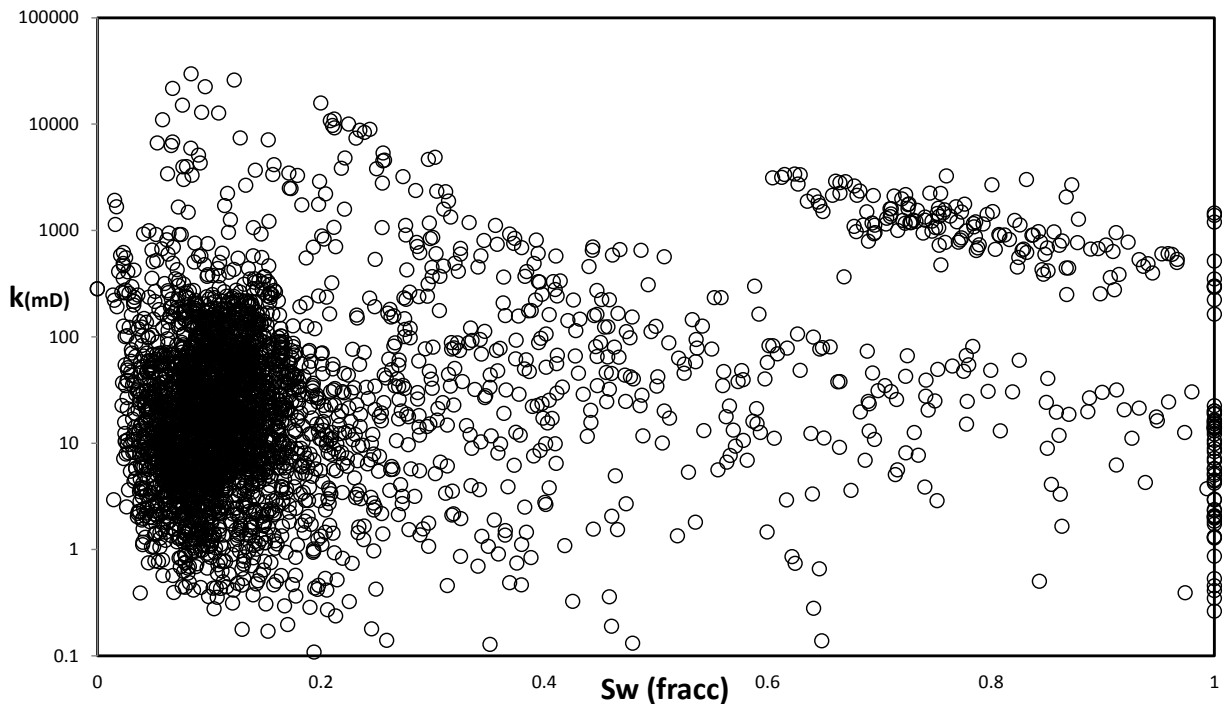


Figura 2.21. Comportamiento de permeabilidad contra saturación de agua (K vs. Sw) para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio en un sistema carbonatado naturalmente fracturado. Incrementos de Sw conlleva a reducciones de la permeabilidad cuando más de un fluido saturan el medio poroso (p.e. aceite y agua).

Evaluación de Correlaciones de Permeabilidad

Para seleccionar la correlación de permeabilidad (k), se realizó un estudio de sensibilidad de las ecuaciones desarrolladas (para arenas) por: Jorgensen (1988), Timur (1968), Coates (1981), Wyllie-Rose (1950), Morris-Biggs (1967), Coates-Dumanoir (1974), Tixier (1949) y Carothers, dadas las siguientes expresiones:

$$k_{JORGENSEN} = \frac{84105 * PHIE^{mf+2}}{1 - PHIE}, \quad (2.18)$$

$$k_{TIMUR_1} = \frac{8.58 * PHIE^{4.4}}{S_w^2}, \quad (2.19)$$

$$k_{TIMUR_2} = \frac{10000 * PHIE^{5.0625}}{S_w^2}, \quad (2.20)$$

$$k_{TIMUR_3} = \frac{10000 * PHIE^{5.0625}}{S_{w_{ir}}^2}, \quad (2.21)$$

$$k_{COATES} = \frac{10000 * PHIE^4 (1 - S_w)^2}{S_w^2}, \quad (2.22)$$

$$k_{WYLLIE-ROSE_1} = \frac{62500 * PHIE^{3mf}}{S_{w_{ir}}^2}, \quad (2.23)$$

$$k_{WYLLIE-ROSE_2} = \frac{62500 * PHIE^{3mf}}{S_w^2}, \quad (2.24)$$

$$k_{WYLLIE-ROSE_3} = \frac{62500 Rt}{FRw} PHIE^{3mf} , \quad (2.25)$$

$$k_{MORRIS-BIGGS_1} = \frac{62500 * PHIE^6}{S_w^2} , \quad (2.26)$$

$$k_{MORRIS-BIGGS_2} = \frac{62500 * PHIE^6}{S_{wir}^2} , \quad (2.27)$$

$$k_{COATES_DUMANOIR_1} = \frac{351.6 * PHIE^4}{S_{wir}^4} , \quad (2.28)$$

$$k_{COATES_DUMANOIR_2} = \frac{351.6 * PHIE^4}{S_w^4} , \quad (2.29)$$

$$k_{TIXIER} = \frac{62500 * PHIE^9}{S_{wir}^2} , \quad (2.30)$$

$$k_{CAROTHERS} = \frac{4x10^8}{F^{3.65}} , \quad (2.31)$$

Con base en las ecs. (2.18) a (2.31), las figuras 2.22 a 2.35 muestran los perfiles de permeabilidad contra profundidad para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio, de donde se derivan las siguientes observaciones:

- Las ecuaciones que representaron mejor las variaciones petrofísicas en el sistema carbonatado bajo estudio, son las formulaciones de Jorgensen (figura 2.22); asimismo, las propuestas de Wyllie-Rose_3 (figura 2.23) y Coates

(figura 2.24). Es importante señalar que en el pozo de estudio las fracturas no son el principal rasgo petrofísico, pero interactúan con condiciones petrofísicas favorables a nivel de matriz porosa y permeable.

- Las formulaciones de Timur_3 (figura 2.25), Morris-Biggs_1 (figura 2.26) y de Carothers (figura 2.27) resaltan los intervalos de muy alta permeabilidad ($k > 1000$ mD), mostrando grandes intervalos en donde dominan valores de permeabilidad de regulares a bajas en el rango de 1 a 100 mD e incluso intervalos impermeables. En este tipo de medios los periodos de producción son de sólo algunos años, se manifiesta un vaciamiento muy rápido del aceite almacenado en las fracturas.
- Respecto a las correlaciones de Coates-Dumanoir_1 (figura 2.28) y Wyllie-Rose_1 (figura 2.29) evaluadas con Sw_{ir} , así como Wyllie-Rose_2 (figura 2.30) y Coates-Dumanoir_2 (figura 2.31) evaluadas con Sw , en general sobreestiman por mucho los valores de permeabilidad; mostrando grandes intervalos con $K \gg 10000$ mD y $K \gg 1000$ mD, respectivamente. Asimismo, grandes intervalos porosos y permeables mostrando regular a alta permeabilidad $100 \leq K \leq 1000$ mD. Es recomendable tener cuidado con el uso de la Sw_{ir} , ya que van a sobreestimar los valores de K ; y en este caso correspondería a un medio intensamente fracturado, lo que no es consistente con el comportamiento de producción.
- Las correlaciones de Morris-Biggs-2 (figura 2.32) y de Timur (figura 2.33) subestiman los valores de permeabilidad y no evidencian la existencia de fracturas de alta conductividad. Corresponden a un medio carbonatado matricial, con permeabilidades de regulares a muy bajas ($1 \leq K \leq 100$ mD), pero dominando las baja permeabilidades ($K < 10$ mD). Presentan sólo algunos saltos que evidencian la existencia de fracturas de regular a baja conductividad. Hay que considerar que el pozo de estudio tuvo un máximo de producción de 13,500 bpd y un tiempo de producción de 20 años, situación que no responde a estas características petrofísicas.

- Una situación más drástica a la señalada en el punto anterior, es la establecida de usar las correlaciones de Timur_1 (figura 2.34), la que muestra permeabilidades <1 mD; y la de Tixier (figura 2.35), marcando esencialmente grandes intervalos impermeables ($K=0$) y en forma aislada intervalos con permeabilidades variando de 1 a 100 mD. En realidad reflejan un medio petrofísico muy compacto sin presencia de canales conductores.

Se considera que las dos ecuaciones que representan mejor las variaciones de permeabilidad son las presentadas por Jorgensen (figura 2.22) y por Wyllie-Rose_3 (figura 2.23); aunque la de Jorgensen muestra resultados más conservadores resalta adecuadamente los intervalos o puntos de alta permeabilidad asociadas a fracturas de alta a muy alta conductividad y zonas de permeabilidad de regular a baja (1 a 100 mD); asimismo, los intervalos de regular a alta permeabilidad (100 a 1000 mD).

En el caso de la ecuación de Coates (figura 2.24), aunque resalta adecuadamente los saltos de K asociadas a fracturas, en general muestra intervalos más compactos con permeabilidades de regulares a muy bajas ($K < 100$ mD).

Finalmente, del estudio de sensibilidad sobre la permeabilidad, la figura 2.36 muestra el perfil de permeabilidades calculadas con la correlación de Jorgensen con $m=2$ y m_f para el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio. Los valores estimados con m constante, en algunos intervalos son menores a los calculados con una m variable (m_f) debido a valores de S_w más grandes.

Cabe resaltar que la ecuación de Jorgensen ha sido referenciada en trabajos técnicos aplicados a yacimientos carbonatados fracturados.

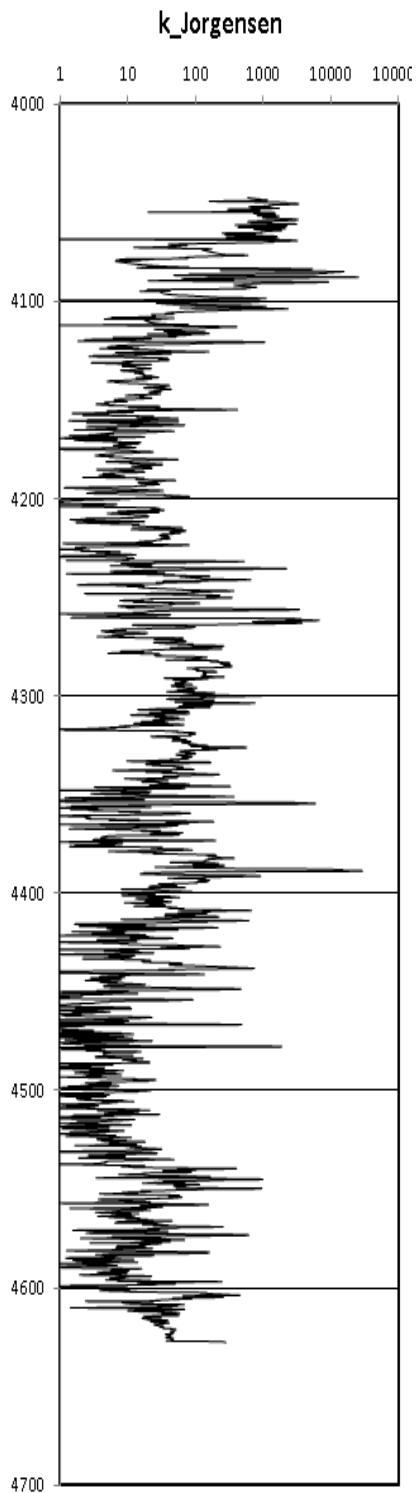


Figura 2.22. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Jorgensen (1988).

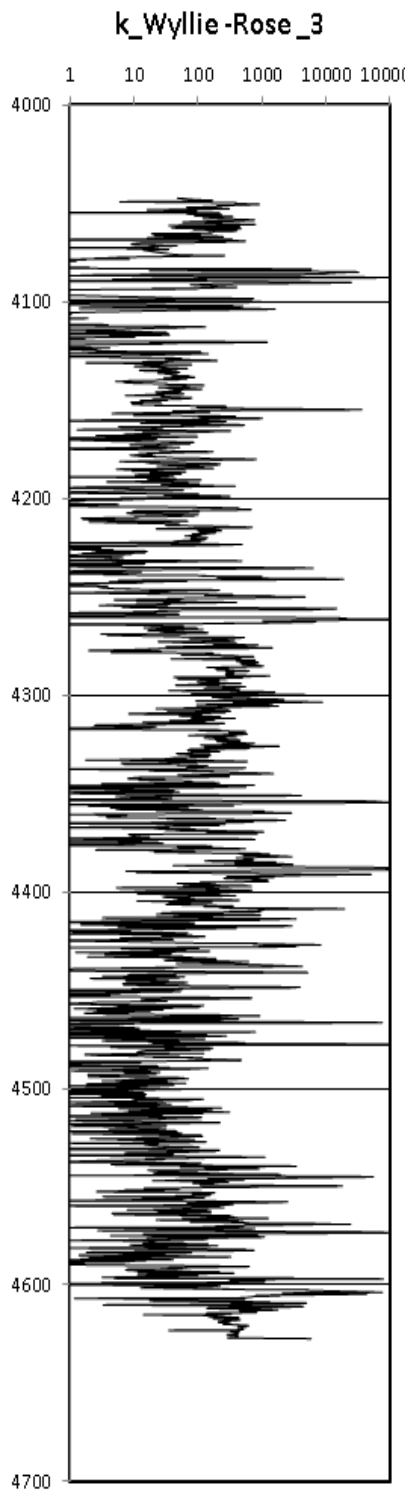


Figura 2.23. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Wyllie-Rose (1950).

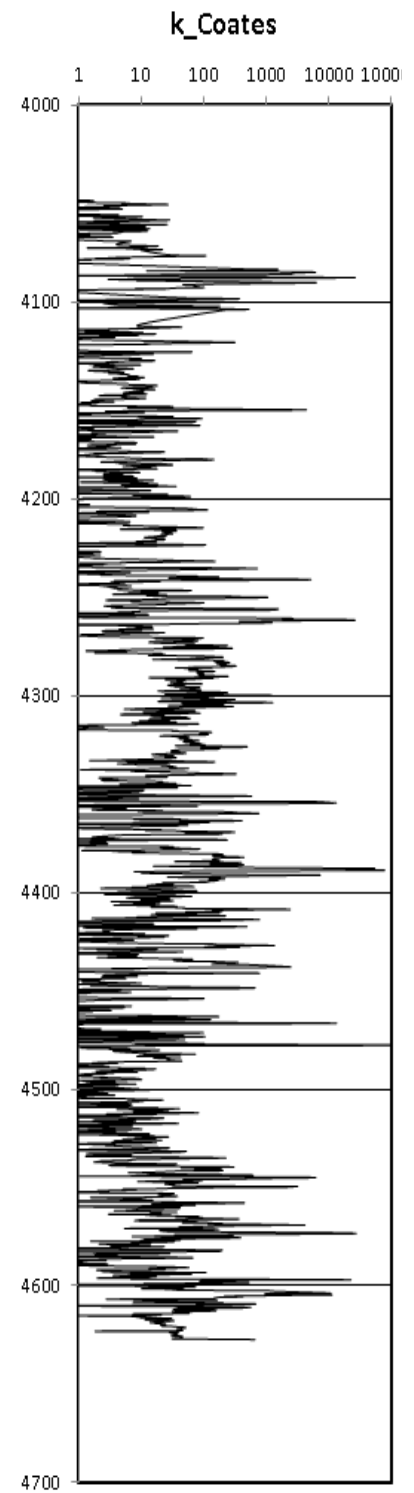


Figura 2.24. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Coates (1981).

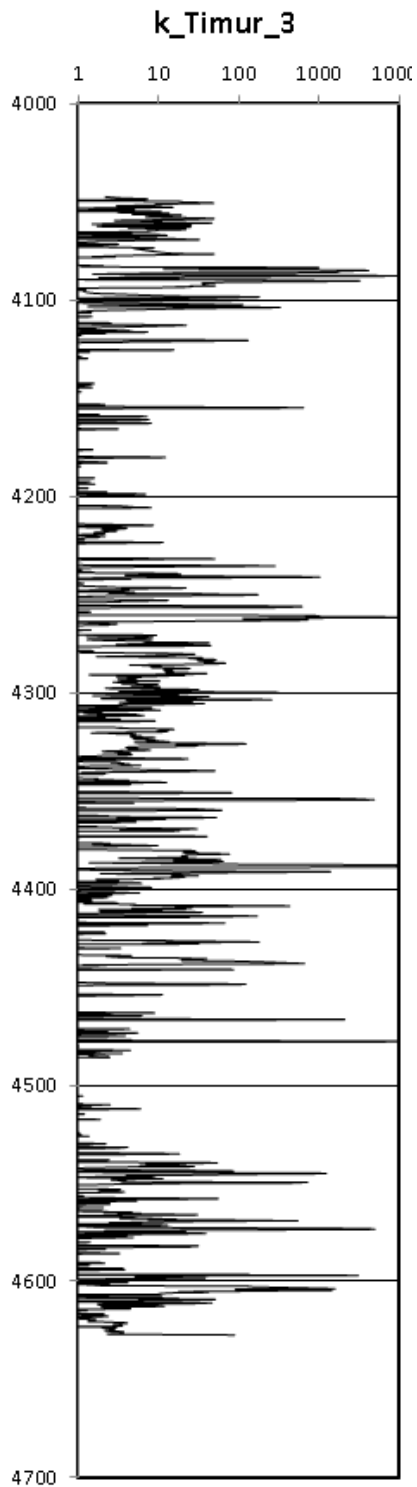


Figura 2.25. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627mv. Timur (1968)

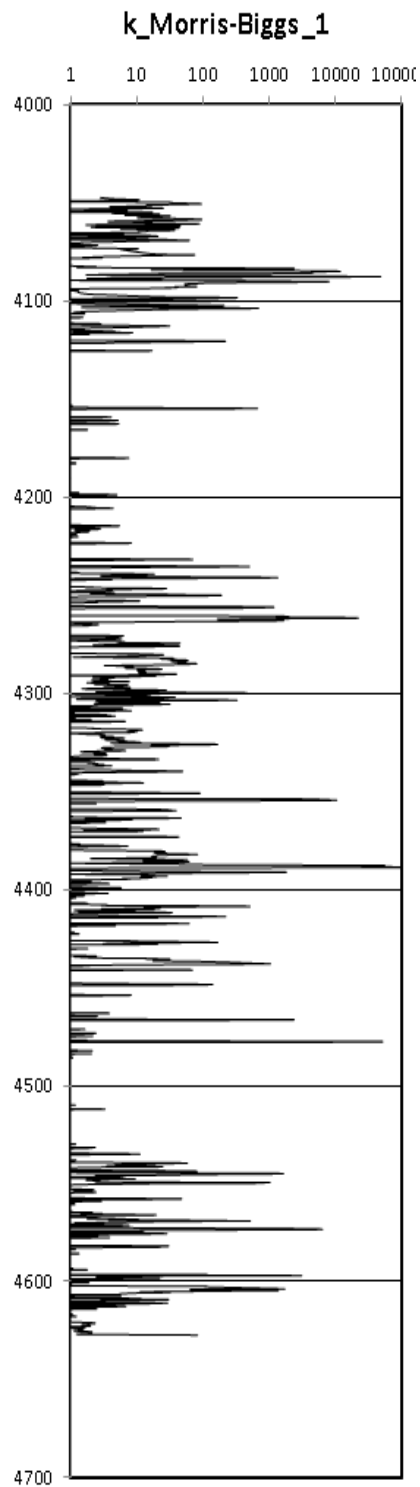


Figura 2.26. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Morris-Biggs (1967).

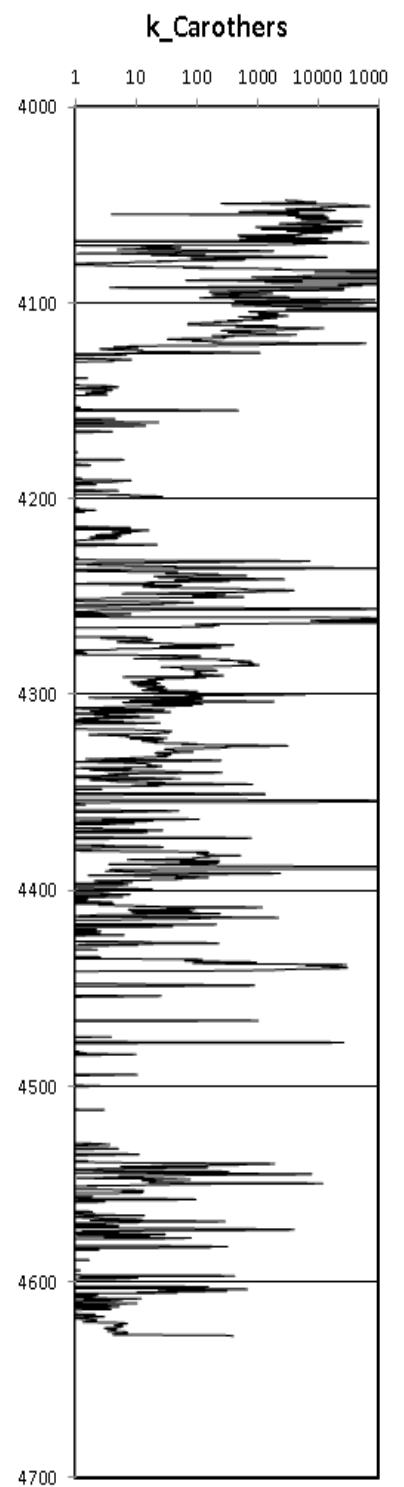


Figura 2.27. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Carothers.

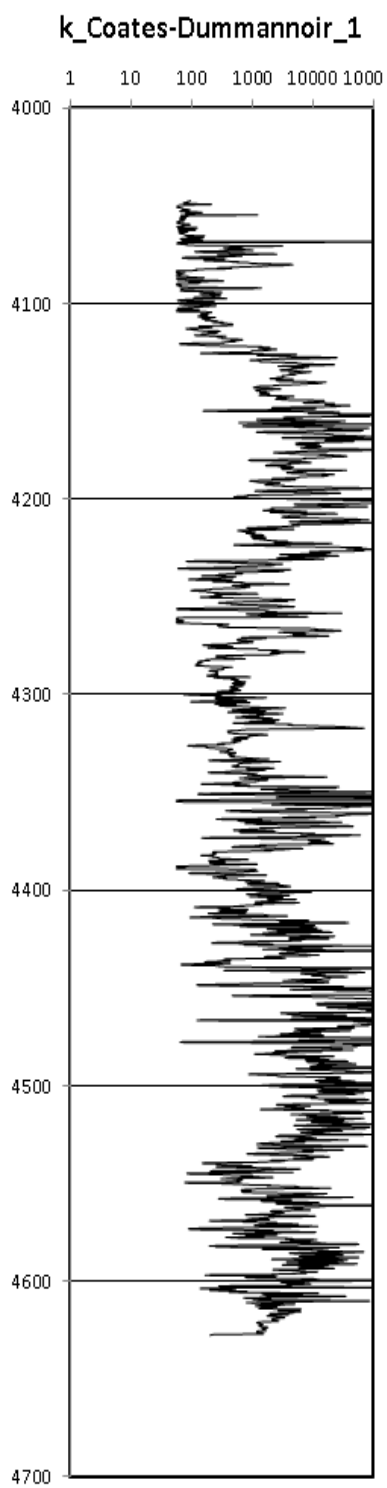


Figura 2.28. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Coates-Dum. (1974).

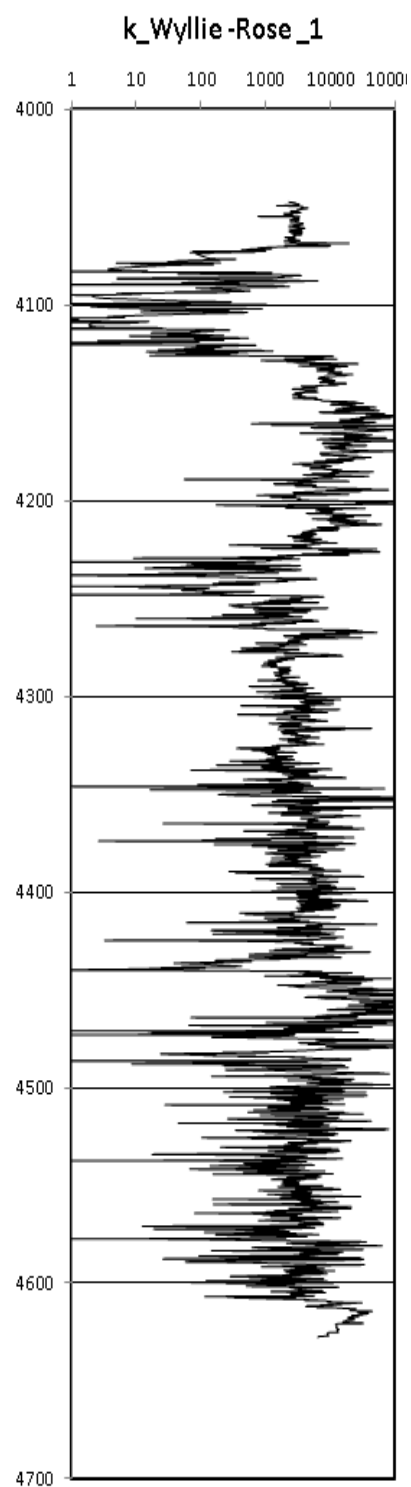


Figura 2.29. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Wyllie-Rose (1950)

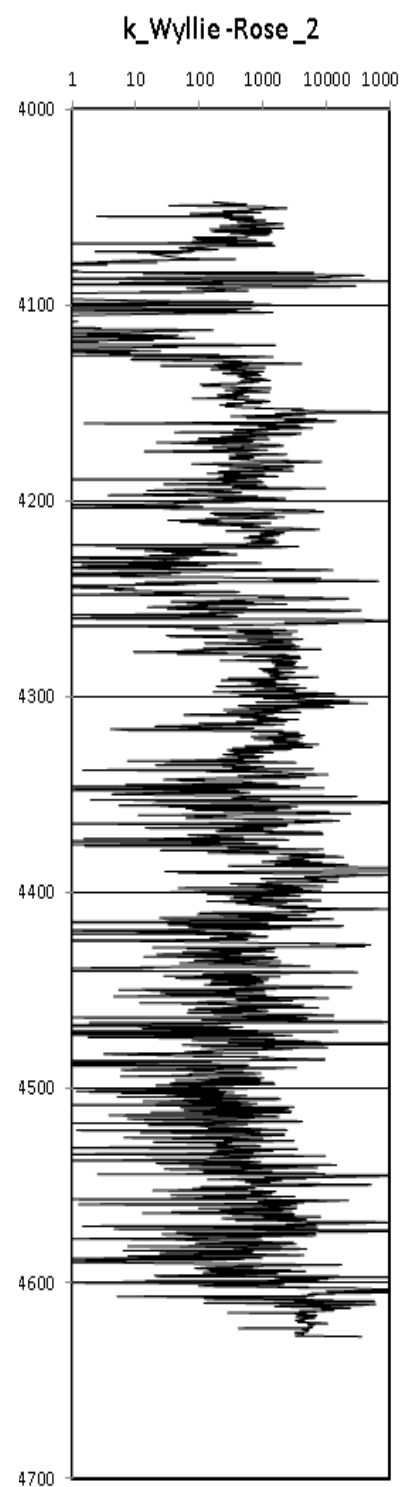


Figura 2.30. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Wyllie-Rose (1950).

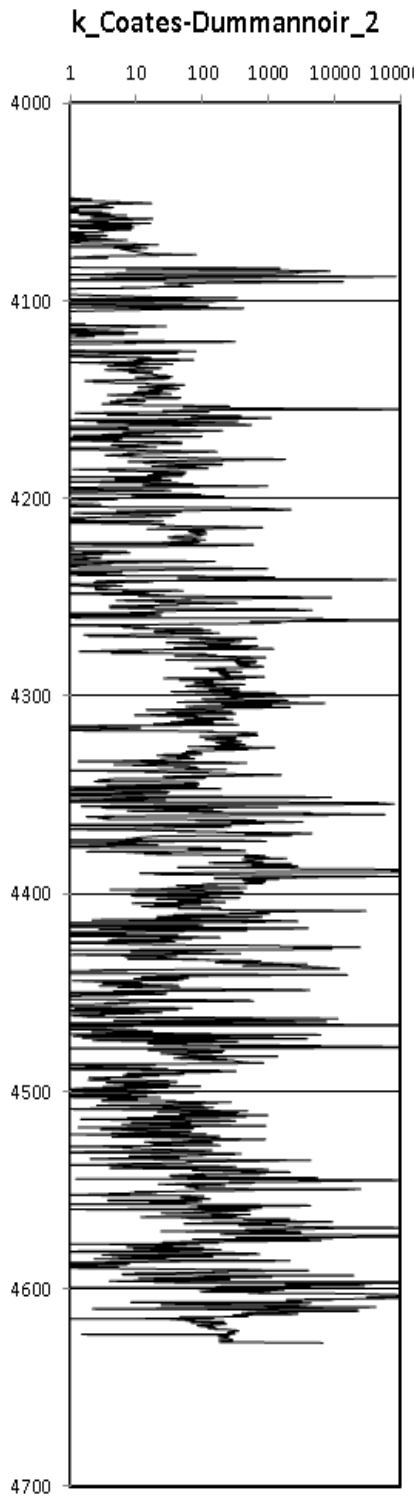


Figura 2.31. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Coates-Dumanoir. (1974).

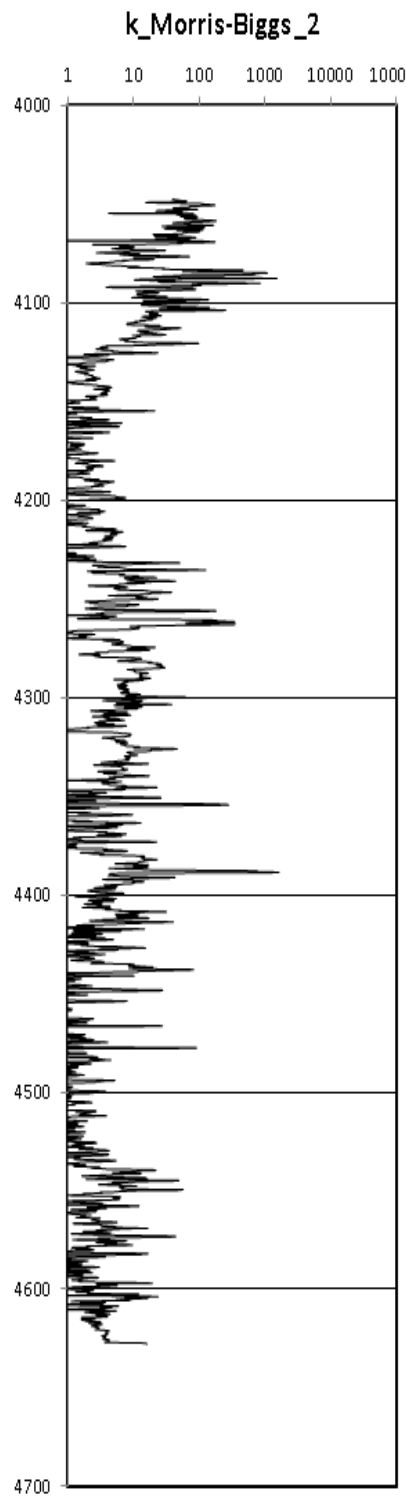


Figura 2.32. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Morris-Biggs (1967).

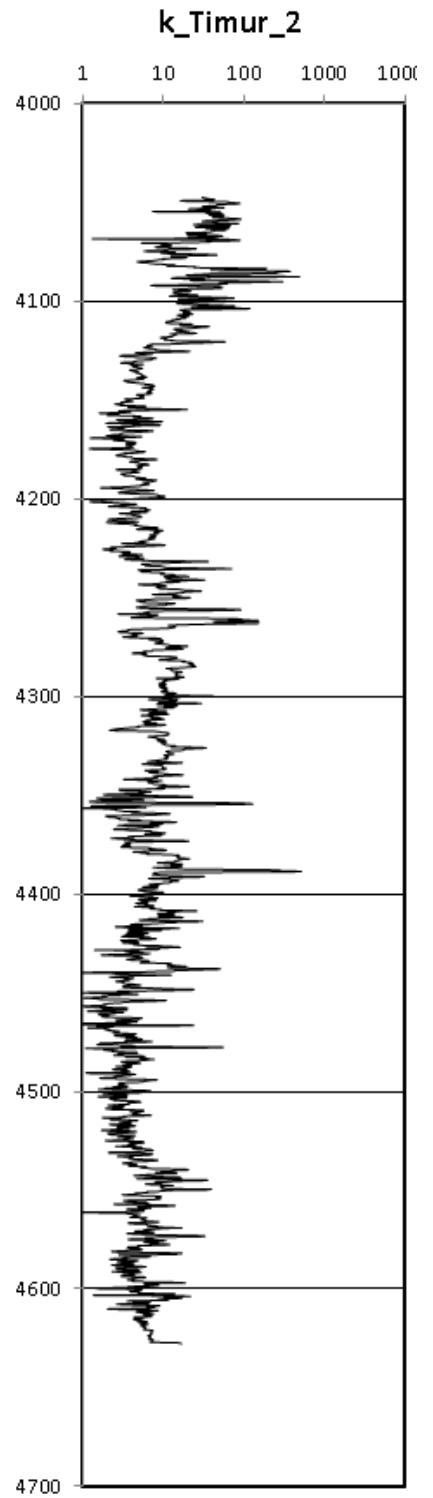


Figura 2.33. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Timur (1968).

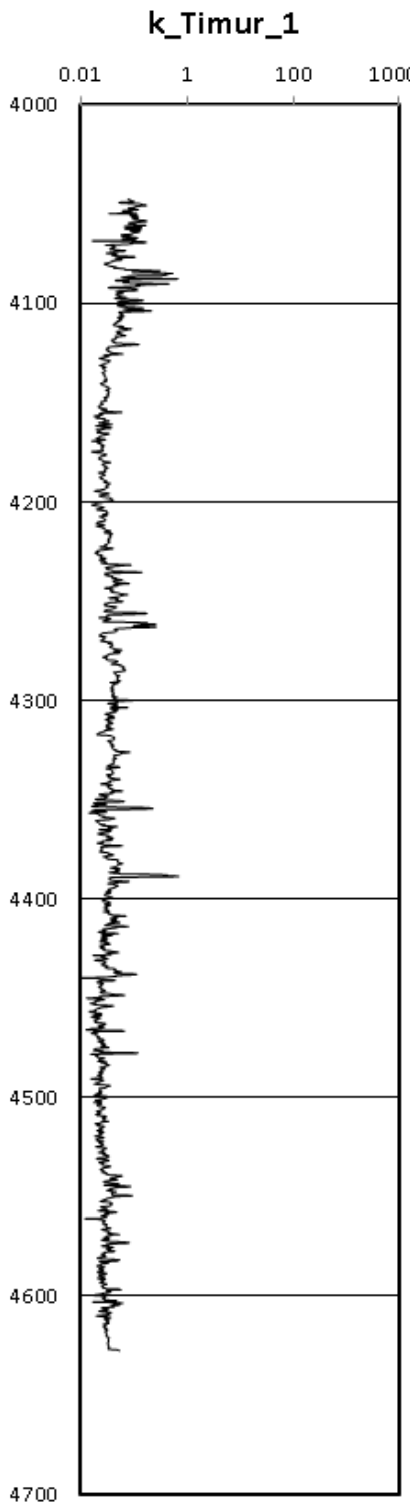


Figura 2.34. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Timur (1968).

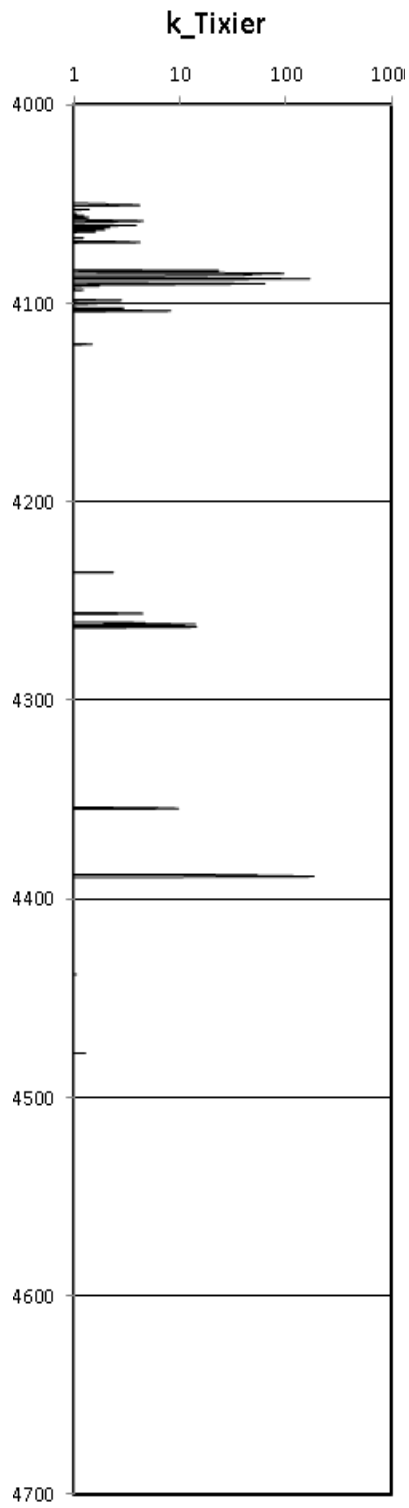


Figura 2.35. Comportamiento de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m. Tixier (1949).

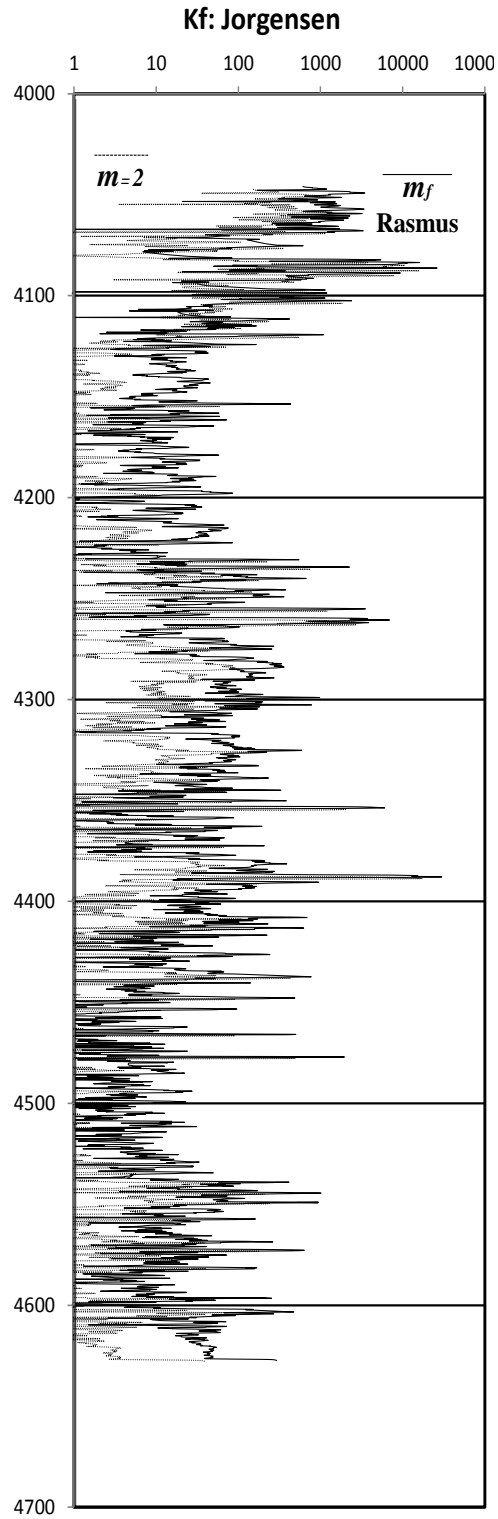


Figura 2.36. Comportamiento de curvas de permeabilidad (Jorgensen, 1988) vs. *profundidad* con $m=2$ y m_f de Rasmus (1983), intervalo 4047-4627m.

Correlación del Índice de Permeabilidad con Indicadores de Fracturamiento

Un aspecto importante es encontrar un punto de correlación entre K y un indicador de fracturamiento. Para tal efecto, se utilizó la ondas compresional (P) y de cizalla (S) del registro sónico, el cual es empleado para detectar fracturas dada la variación de atenuación acústica experimentada por una onda cuando tiene lugar un cambio drástico de permeabilidad. Se usaron los perfiles sónicos compresional DT4P y DT4S, y de cizalla DT4S y DTSM. Las fracturas pueden ser identificadas en esos intervalos cuando el tiempo de tránsito de la onda de cizalla es mucho mayor (menor velocidad) que la compresional para una dada litología (ver ecs. 2.32 y 2.33). En este mismo sentido, en un sistema de fracturas lleno de hidrocarburos, el lodo desplaza los fluidos cerca del pozo invadiendo las fracturas. La respuesta de la herramienta de resistividad puede ser usada para identificar fracturas. En general, las áreas fracturadas serán representadas por una diferencia positiva entre las curvas de resistividad verdadera (R_t) y de la zona invadida (R_{xo}). Con este criterio se puede determinar cualitativamente la intensidad de fracturas con la relación dada por la ec. (2.34).

$$DT = \frac{DT4P}{DT4S}, \quad (2.32)$$

$$DT_{-1} = \frac{DT4S}{DTSM}, \quad (2.33)$$

$$RT = \frac{R_t}{R_{xo}}, \quad (2.34)$$

Después de evaluar las relaciones para DT (ecs. 2.32 y 2.33), se estableció que ambas producen los mismos resultados, por lo que se hará uso de la ec. (2.32). Un punto importante es respecto al valor de corte para identificar fracturas, tal que:

si $DT \leq 0.45$ entonces $DT=1$ (identifica fractura), de lo contrario $DT=0$

por otro lado,

si $RT \leq 0.55$ entonces $RT=1$ (identifica fractura), de lo contrario $RT=0$

Una consideración fundamental es que las respuestas de DT y RT deben mostrar cierta correlación con los valores altos de permeabilidad (asociados a fracturas) los que definen la existencia de canales de flujo muy importantes, en este caso son fracturas de alta conductividad ($k \geq 1000$ mD); sin embargo, al evaluar con un valor de restricción de 0.45 limita la identificación de fracturas, ver figuras 2.38 y 2.39. Al restringir con un valor de 0.49, ver figura 2.39, correlacionan aún más con la respuesta de permeabilidad. A este respecto, se realizaron varias evaluaciones variando el valor de corte, llegándose a establecer un valor de 0.52 como valor seleccionado y propuesto en esta tesis para el pozo de estudio, el cual muestra una mayor correlación con el perfil de permeabilidades (ver figura 2.37), como se puede observar en la figura 2.40. Cabe señalar que el valor de 0.52 es menor al establecido para RT de 0.55. Respecto a la respuesta de RT (ec.2.34) se dio libertad del valor de corte; sin embargo, no mejoró su correlación con permeabilidad y con esto la identificación de fracturas, por lo que se descartó, ver figura 2.43. De la ec. (2.16) para el cálculo de la porosidad de fractura (ϕ_f), IIF es el *índice de intensidad de fracturas*, el cual se calcula con la ec. (2.17). Los resultados de IIF mostrados en la figura 2.44 correlacionan con la respuesta de DT (ver figura 2.42) y de permeabilidad (ver figura 2.41).

En las figuras 2.45 a 2.49 se observa información de algunas muestras de núcleos del pozo C-3045D, en donde se observan los pié de figura. En referencia a la porosidad fenestral, Ricoy (2005) señala que está asociada a porosidad elevada pero de baja permeabilidad. En donde resaltar la existencia de clastos fracturados, ver figura 2.47. Las muestras de núcleos, como se anota en los pie de figura, fueron recuperadas a una profundidad alrededor de los 4200 a 4205m, en donde, de acuerdo a los resultados alcanzados en la presente tesis, no hay evidencias de fracturamiento (ver figuras 2.41, 2.42 y 2.44). Asimismo, para el intervalo de 4200 a 4210m se determinaron los siguientes valores promedio: $K=10.8$ mD, $S_w=16\%$ y $\phi_e=4.5\%$, estos resultados son consistentes y punto de correlación importante. Hay que mencionar que para el pozo de estudio la información técnica documentada es muy escasa, por lo que parte de la información referenciada sobre este pozo, también es limitada y proviene de tesis como la de Xu (2011) y de Ricoy (2005).

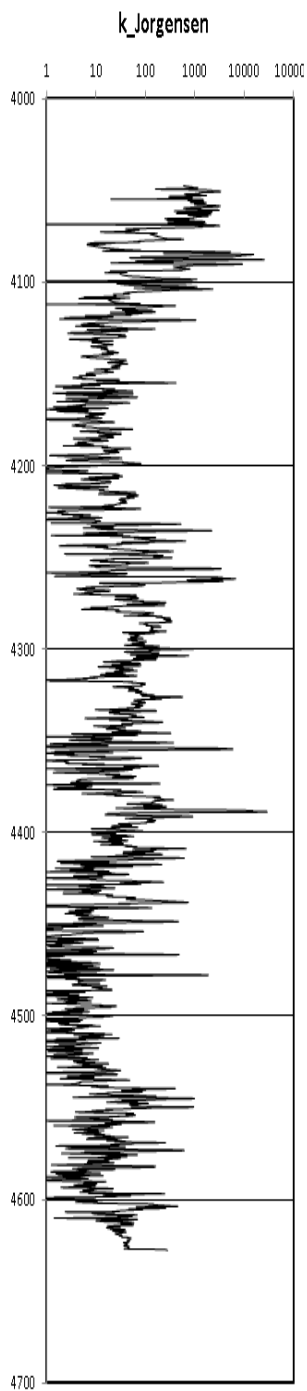


Figura 2.37. Curvas de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

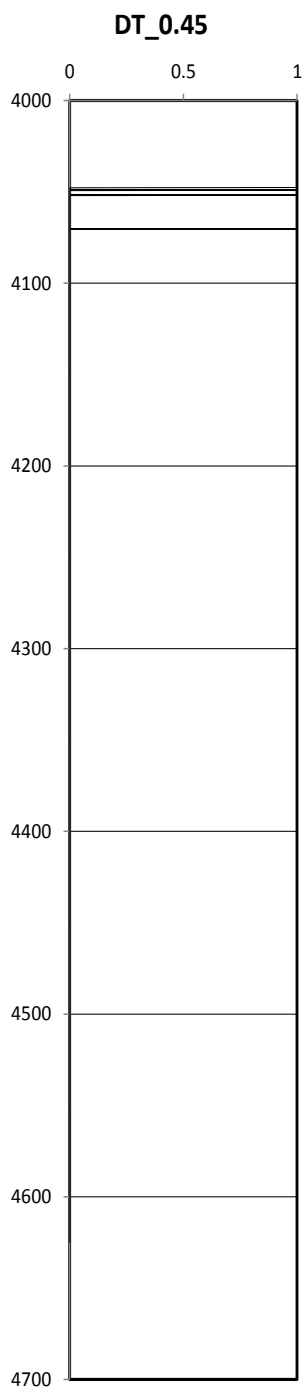


Figura 2.38. Indicador de fracturamiento DT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m. Sensibilidad con valor de corte: 0.45

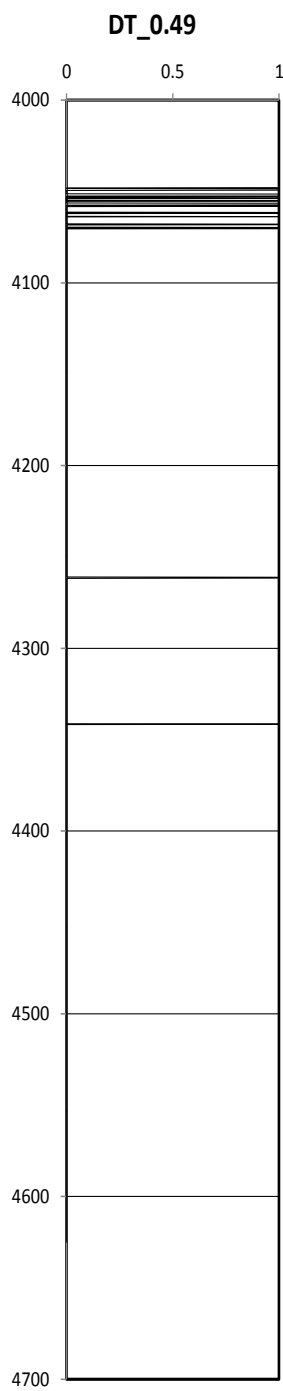


Figura 2.39. Indicador de fracturamiento DT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m. Sensibilidad con valor de corte: 0.49

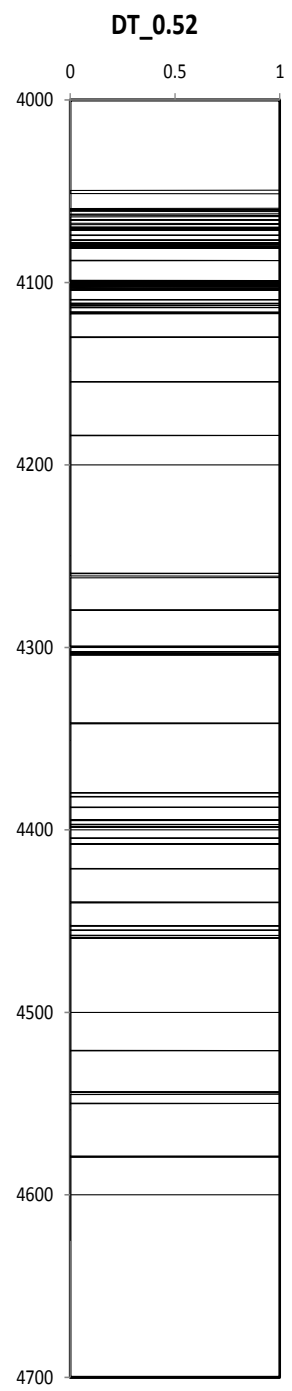


Figura 2.40. Indicador de fracturamiento DT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m. Sensibilidad con valor de corte: 0.52

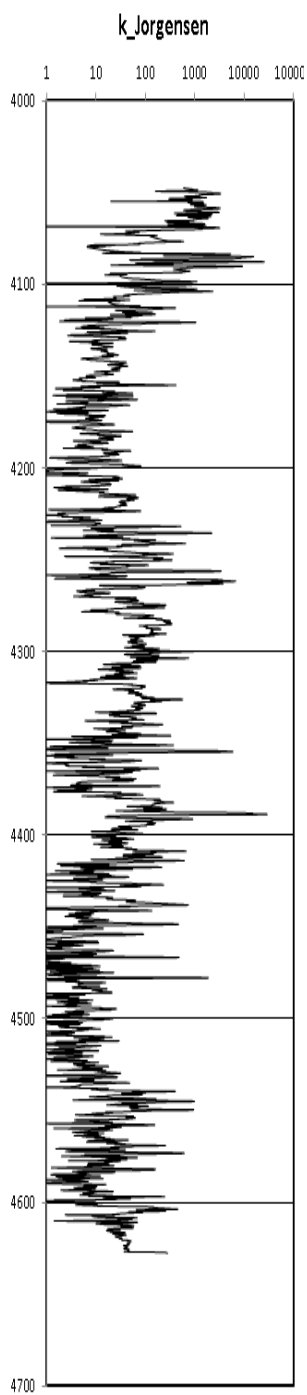


Figura 2.41. Curvas de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m. (Ver también figura 3.22)

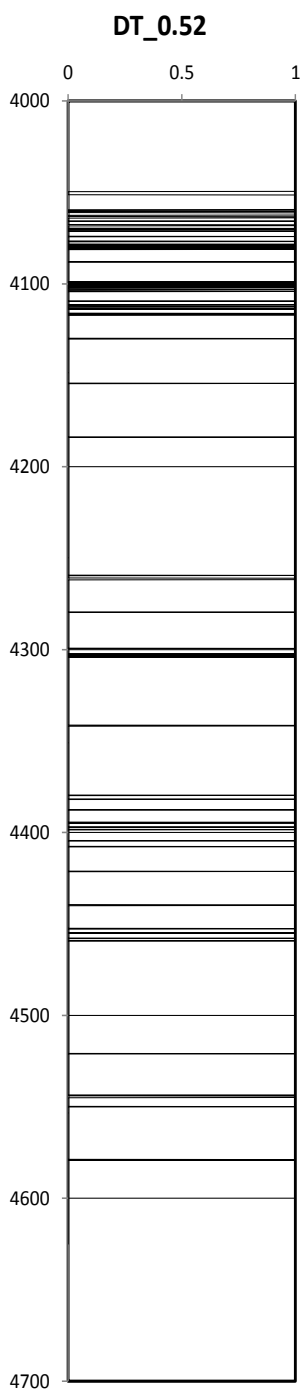


Figura 2.42. Indicador de fracturamiento DT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m. Valor de corte: 0.52

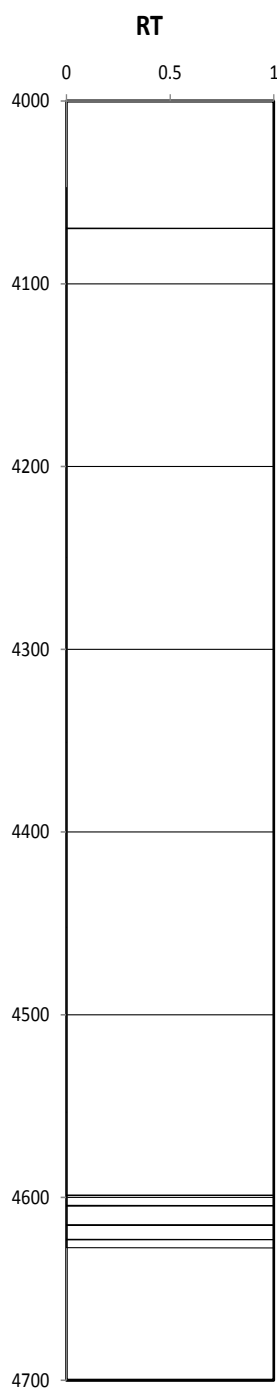


Figura 2.43. Indicador de fracturamiento RT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m. Valor de corte: 0.55

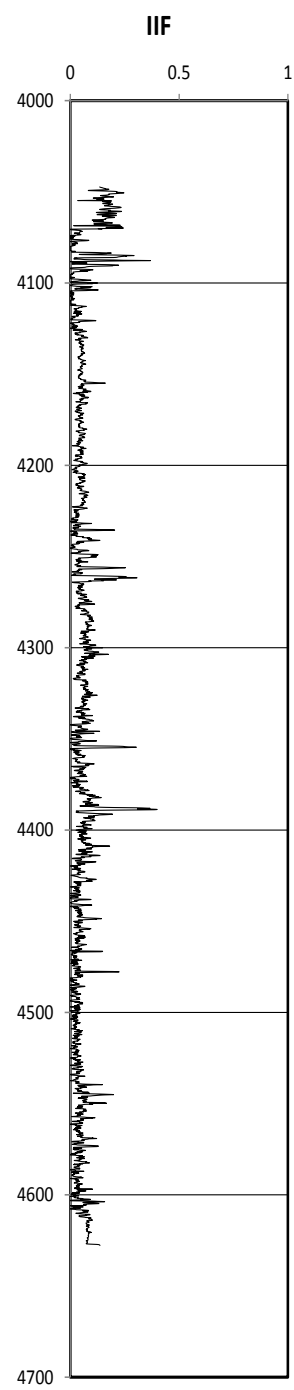


Figura 2.44. Índice de Intensidad de fracturas IIF vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

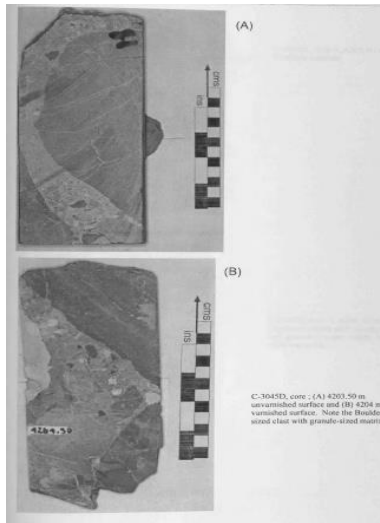


Figura 2.45. C-3045D, muestra: (A) 4203.5 m y (B) 4204 m. Ricoy (2005).

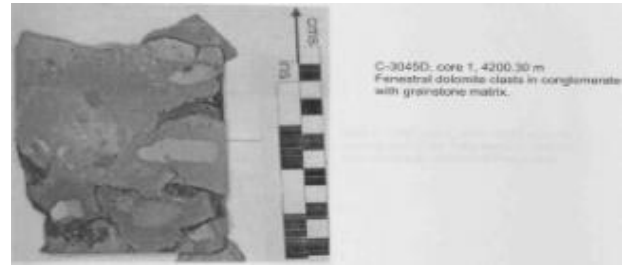


Figura 2.48. C-3045, muestra 1: 4200.3 m. Ricoy (2005).



Figura 2.46. C-3045D, muestra 1: 4201.6 m. Ricoy (2005).

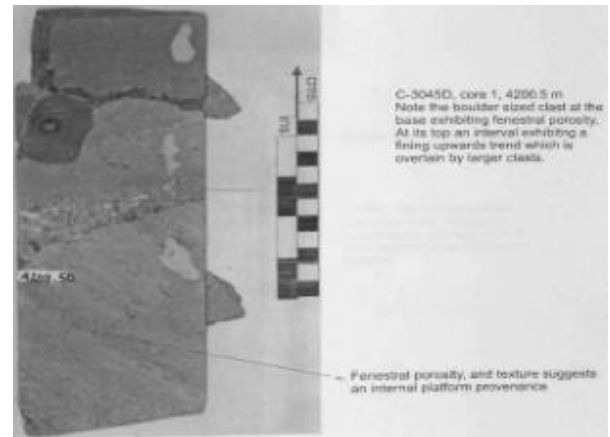


Figura 2.49. C-3045D, muestra 1: 4299.5 m. Ricoy (2005).



Figura 2.47. C-3045D, muestra 1: 4203 m. Ricoy (2005).

Correlación de Índices de Permeabilidad y Fracturamiento con el Índice de Calidad del Yacimiento (RQI) y RQI_{-T}

En esta sección se muestra conforme a los resultados obtenidos que, para el caso específico del pozo de estudio:

1. Existe correlación en profundidad entre los perfiles de porosidad efectiva y la respuesta de permeabilidad, ver figuras 2.50, 2.51 y 2.52. Como ya fue señalado los valores de porosidad de fractura resultan ser menores a la porosidad efectiva ($\phi_f < \phi_e$), pero si reflejan la existencia de fracturas en intervalos específicos a diferentes profundidades.
2. El 78% de los puntos presentan una porosidad de matriz (ϕ_m) < 5%, ver figura 2.53.
3. Existe correlación en profundidad entre el indicador de fracturas (DT) y el índice de intensidad de fracturamiento (IIF) de Elkewidy, ver figuras 2.54 y 2.55, y también con la respuesta de permeabilidad (ver figura 2.52). Así, altos valores de K (>1000 mD) correlacionan muy bien con DT e IIF, el cual es función directa de la porosidad.
4. Existe correlación en profundidad entre los valores del Índice de Calidad (petrofísica) del Yacimiento (RQI) de Amaefule (1993), ver ec. (2.35) y figura 2.56 con permeabilidad (ver figura 2.52) y porosidad de fractura (ver figura 2.51). La mejor calidad petrofísica la definen intervalos con mayores valores de permeabilidad y porosidad. Se puede verificar que RQI_{-T} , (ver ec. 3.6 en el Capítulo 3) desarrollada en esta tesis, produce resultados muy aproximados a la ec.(2.35) para RQI; la diferencia es que sólo depende de k, ver figura 2.56a.

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}}, \quad (2.35)$$

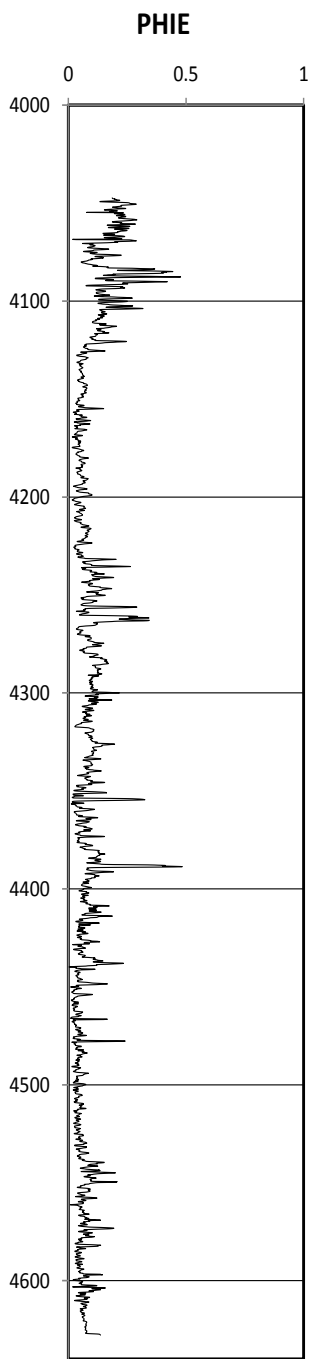


Figura 2.50. Curva de porosidad efectiva vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

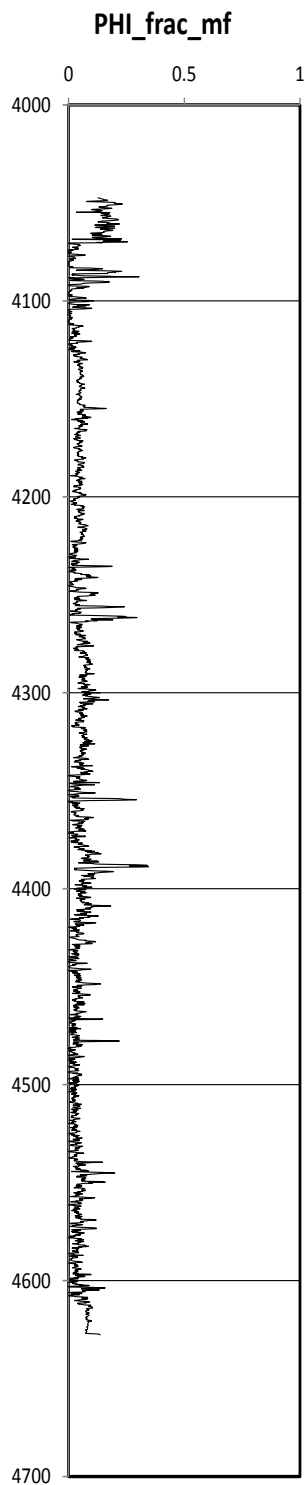


Figura 2.51. Curva de porosidad de fractura vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

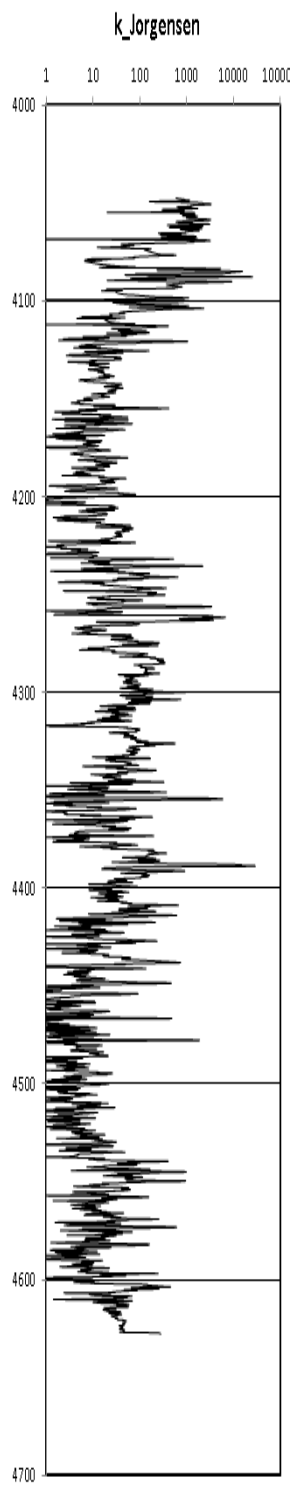


Figura 2.52. Curva de K vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

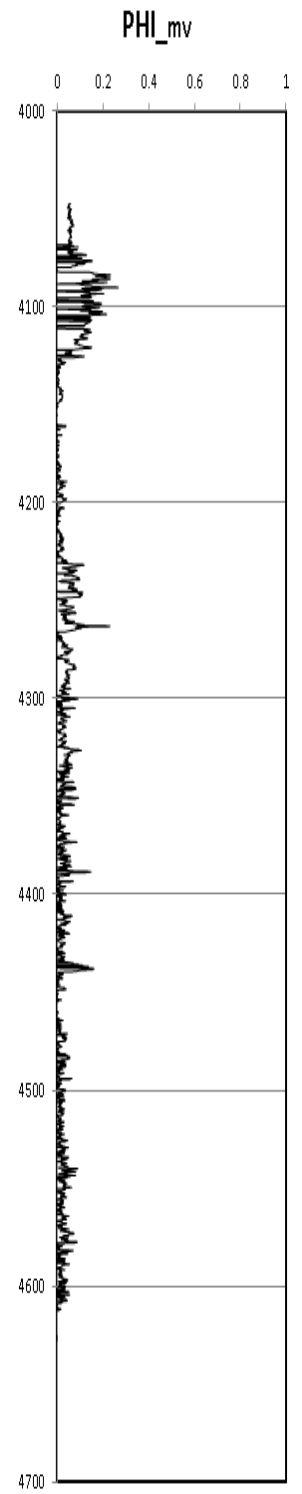


Figura 2.53. Curva de porosidad matriz-vugulo vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

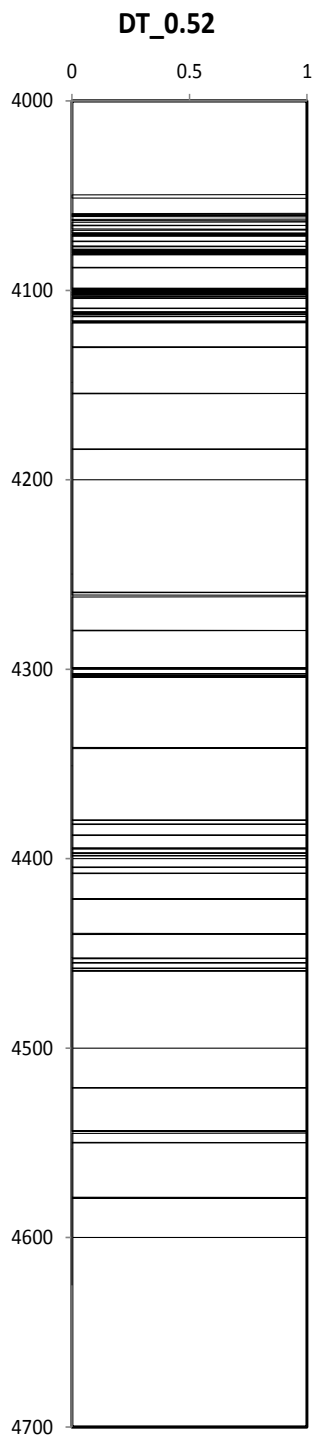


Figura 2.54. Indicador de Fracturas DT vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

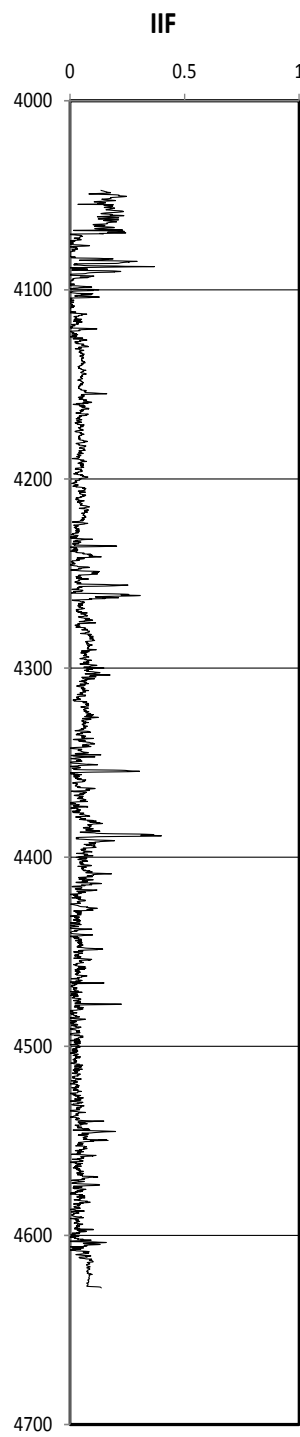


Figura 2.55. Índice de Intensidad de Fracturas IIF vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

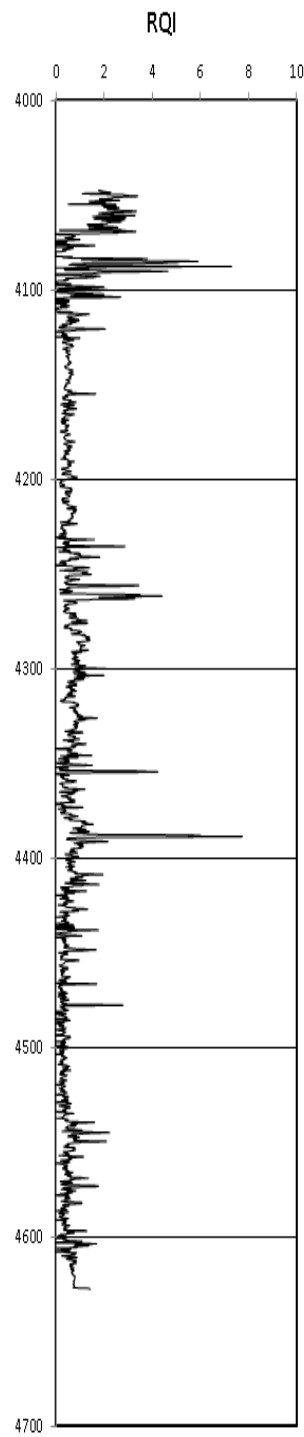


Figura 2.56. Índice de Calidad (petrofísica) del Yacimiento RQI vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

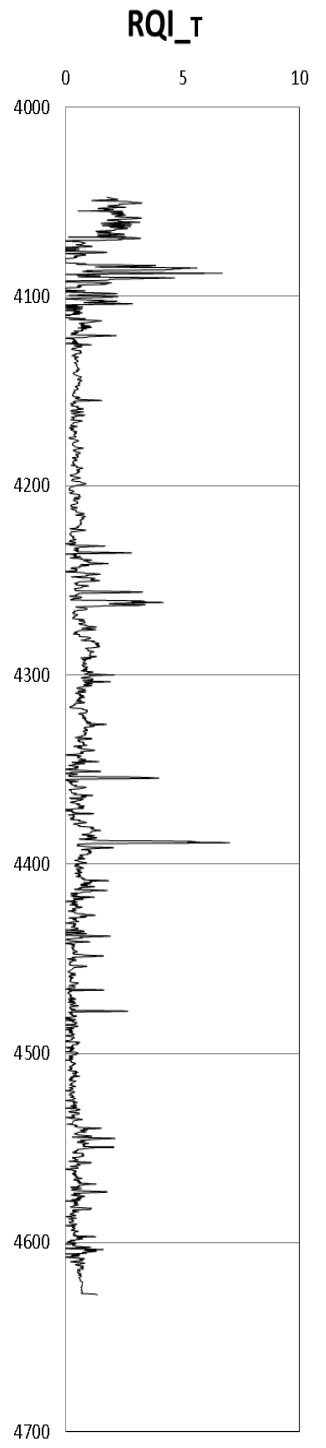


Figura 2.56a. Curva de RQI_T vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

Ohen (2000) para un caso de yacimiento naturalmente fracturado, considerando la información limitada de resultados de núcleos, utiliza la relación de RQI contra ϕ_z como vía de identificar *zonas de flujo*, las que correlaciona con el exponente de cementación (m); de esta forma:

- $m \leq 1.65$: zona fracturada de alta conductividad.
- $1.65 < m \leq 1.93$: zona con fracturas y vóculos.
- $1.93 < m \leq 2.3$ y $m > 2.3$: zona matricial.

Respecto a lo anterior, para zonas fracturadas de alta conductividad además de zonas fracturadas con presencia de vóculos conectados Padilla (2022) establece valores de $m \leq 1.2$. Con las ideas de Ohen, la figura 2.57 presenta la gráfica de RQI vs. ϕ_z cuyo comportamiento es concordante con los resultados mostrados en las figuras 2.10 y 2.18. Por otro lado, la figura 2.58 muestra el comportamiento de m_f vs. RQI, mostrando bajos valores del exponente m_f a altos valores de RQI y viceversa, lo que también es concordante con el comportamiento mostrado en la figura 2.5.

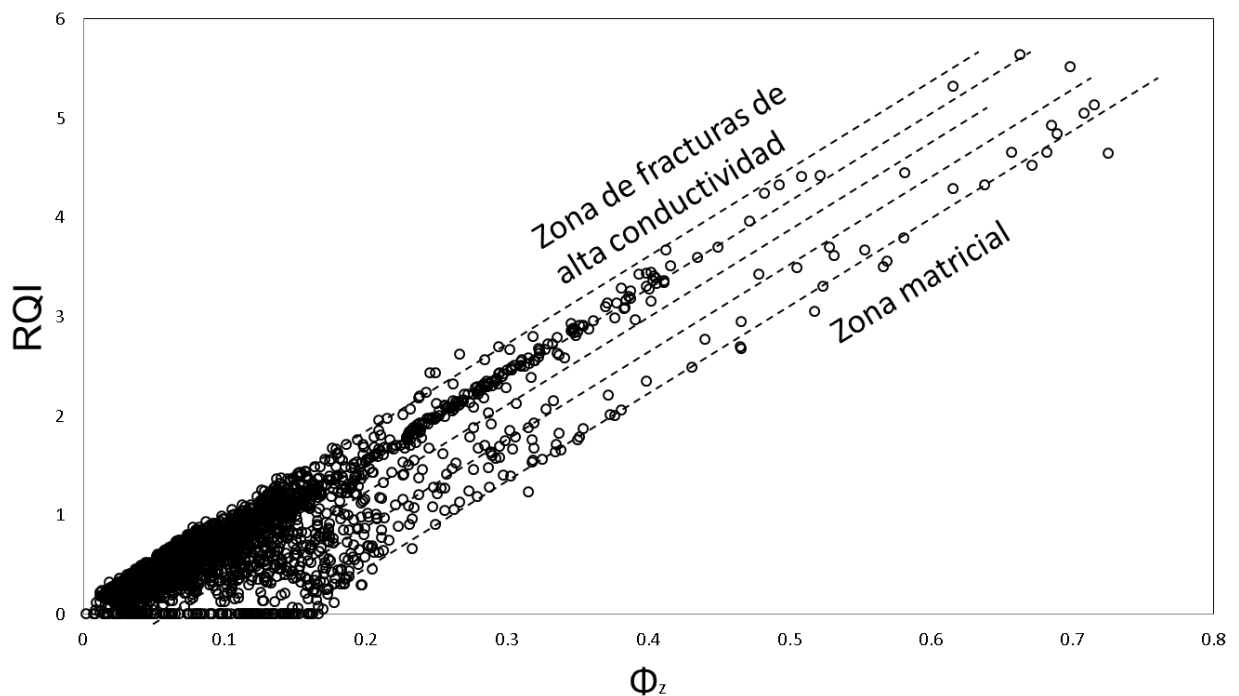


Figura 2.57. Comportamiento de RQI vs. $\phi_e/(1-\phi_e)$ para el intervalo 4047-4627m como lo sugiere Ohen (2000) para zonificar unidades de flujo.

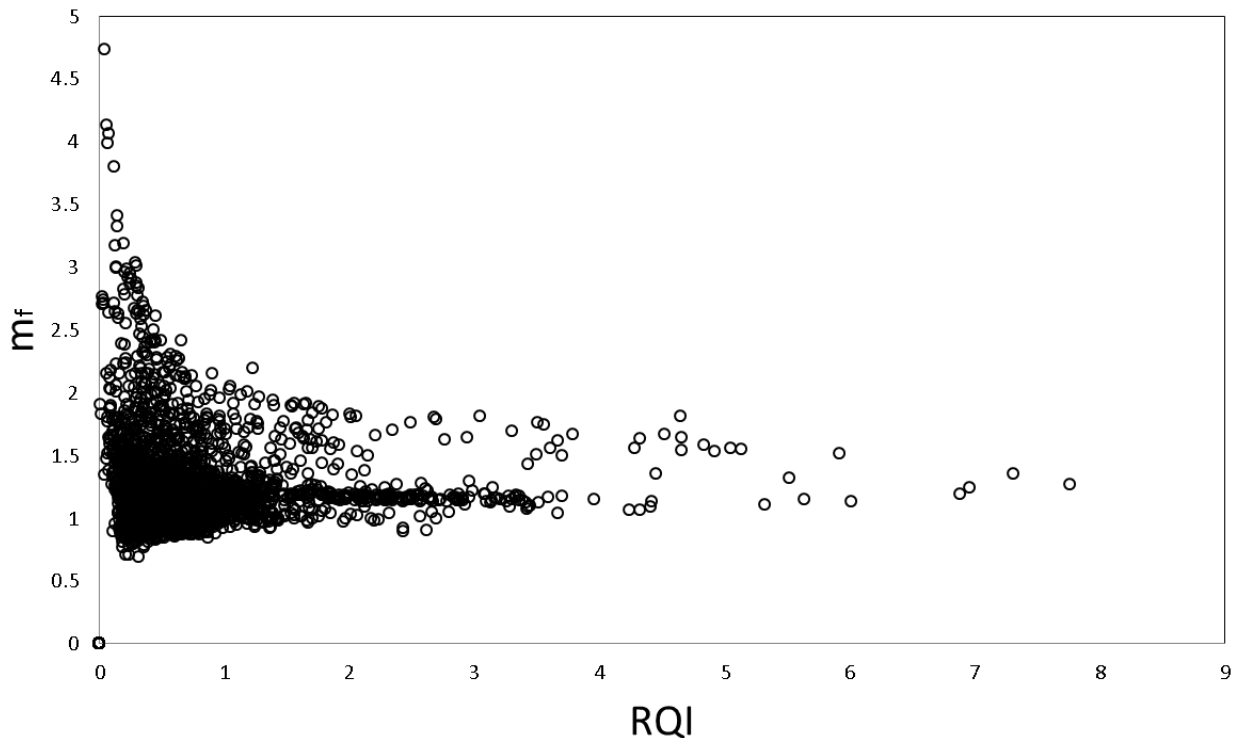


Figura 2.58. Comportamiento del exponente m_f vs. RQI para el intervalo 4047-4627m como lo sugiere Ohen (2000).

Evaluación Petrofísica de Intervalos Fracturados

En referencia a la existencia de fracturas señalada en el punto 1 de la sección anterior, la tabla 2.4 muestra 16 intervalos con valores de $K \geq 700$ mD, para el que se considera que correlacionan con la existencia de fracturas de regular a muy alta conductividad (con consistencia con las K mostradas en la tabla 2.3). El espesor total fracturado es de 34.7m, que respecto al espesor total, representa sólo un 6% con una K promedio de 2495 mD, que resulta ser un valor de permeabilidad alto pero no representativo. Cabe enfatizar que, aunque las fracturas asociadas no representan el rasgo principal de este pozo, si tienen un efecto importante en el proceso de producción del pozo, el que como se verá, es de alta productividad. El 94% del espesor total corresponde a un medio poroso matricial.

Las figuras 2.59 a 2.65 muestran el comportamiento de permeabilidades asociada a fracturamiento para los intervalos: 1 a 4 y 11 a 13.

#	Intervalo (m)	h m	K mD	ϕ_e fracc.	Sw %
1	4047.28 – 4069.99	22	1228	0.22	79
2	4083.25 – 4085.99	2.8	5877	0.34	28
3	4087.36 – 4087.97	0.6	9786	0.36	17
4	4089.8 – 4090.87	1	3895	0.31	22
5	4098.34 – 4098.49	0.2	976	0.26	29
6	4099.86 – 4100.32	0.6	883	0.24	31
7	4102.45 – 4102.60	0.2	1016	0.27	36
8	4103.53 – 4103.97	0.5	1560	0.28	33
9	4235.19 – 4235.65	0.5	1341	0.22	21
10	4255.92 – 4256.53	0.6	2242	0.26	17
11	4260.64 – 4263.23	2.6	2863	0.28	15
12	4353.91 – 4354.83	0.9	3674	0.28	8
13	4387.59 – 4388.96	1.4	13613	0.38	7
14	4391.25 – 4391.40	0.2	868	0.19	5
15	4477.51 – 4477.81	0.3	1571	0.22	1
16	4549.44 – 4549.74	0.3	777	0.19	7
Promedios		34.7	2495	0.26	22

Tabla 2.4. Espesores y valores promedio de K para diferentes intervalos del pozo de estudio con presencia de fracturas de alta conductividad.

Se pueden establecer las siguientes precisiones:

- Intervalo #1. De regular a alta K, hasta 3500 mD con alta Sw.
- Intervalo #2. De alta a muy alta K, hasta 16000 mD con regular Sw.
- Intervalo #3. De alta a muy alta K, hasta 27000 mD con baja Sw, h=0.6m.
- Intervalo #4. De alta K, hasta 9200 mD con regular Sw, h=1m.
- Intervalo #11. De alta K, hasta 7000 mD con baja Sw.
- Intervalo #12. De alta K, hasta 6000 mD con muy baja Sw.
- Intervalo #13. De alta a muy alta K, hasta 30000 mD con muy baja Sw.

Un parámetro común a los intervalos anotados, son las altas a muy altas permeabilidades, las que evidentemente están asociadas a la existencia de fracturas.

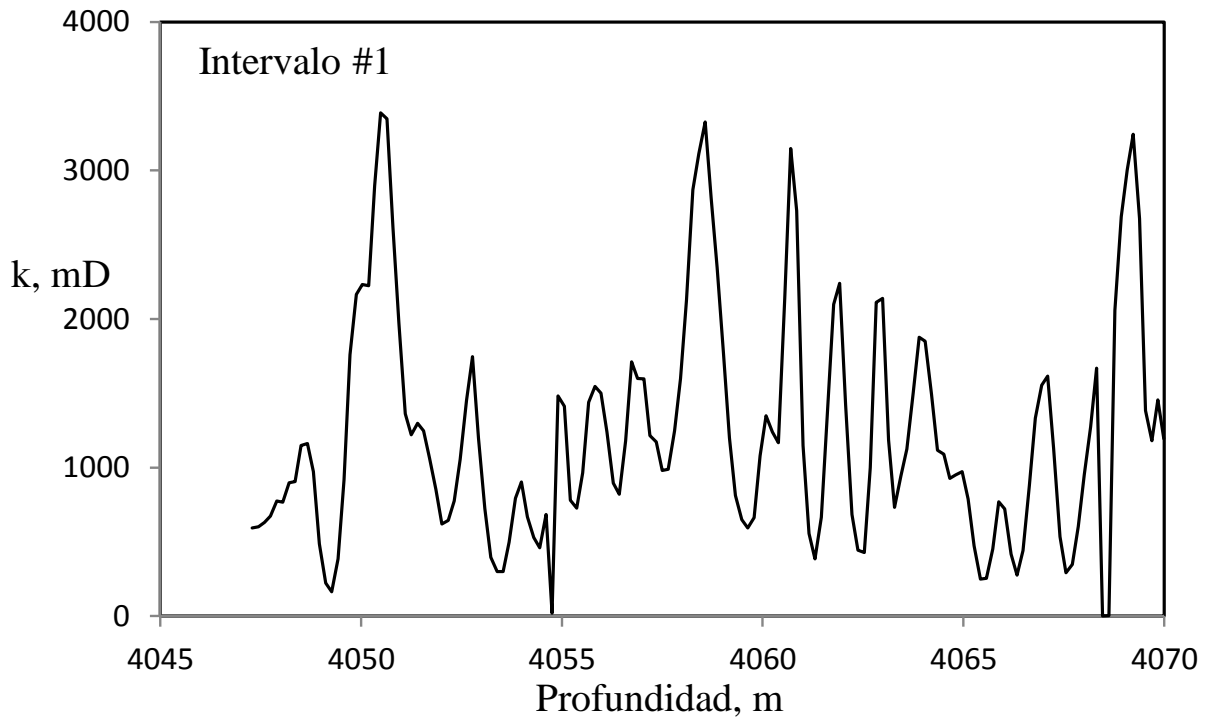


Figura 2.59. Índice de permeabilidad vs. *profundidad*, intervalo fracturado #1.

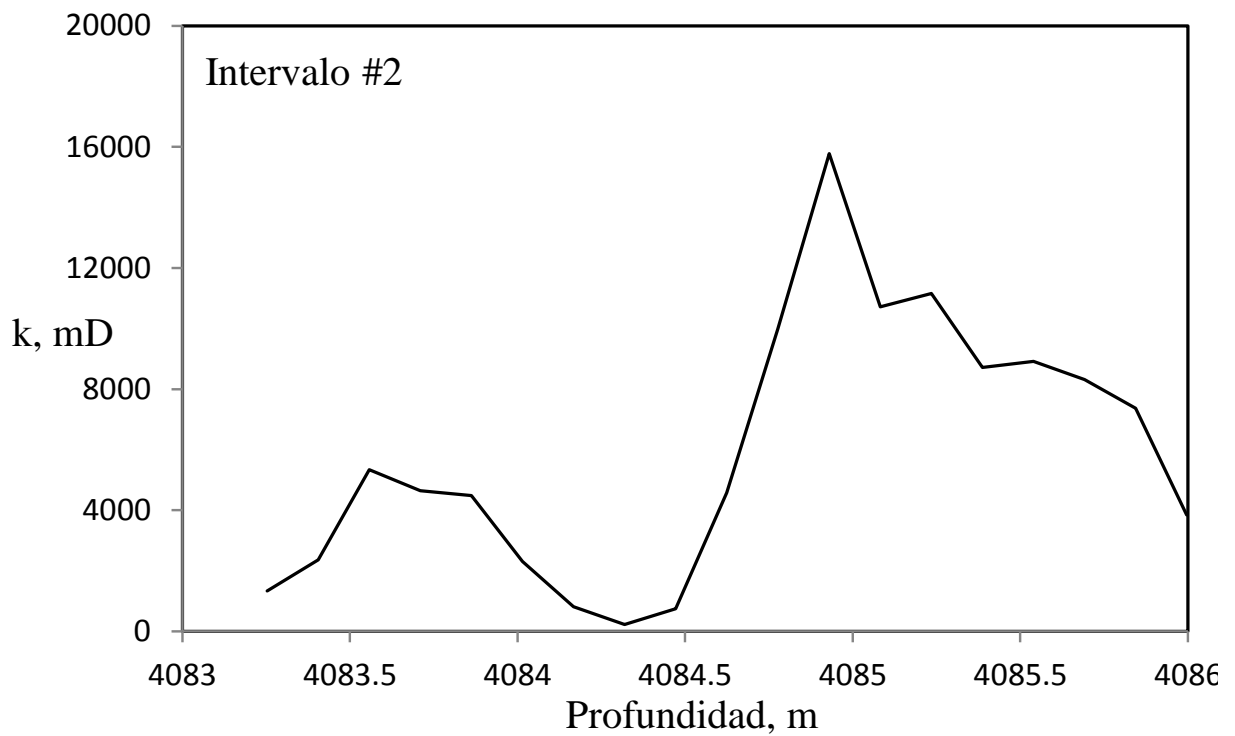


Figura 2.60. Índice de permeabilidad vs. *profundidad*, intervalo fracturado #2.

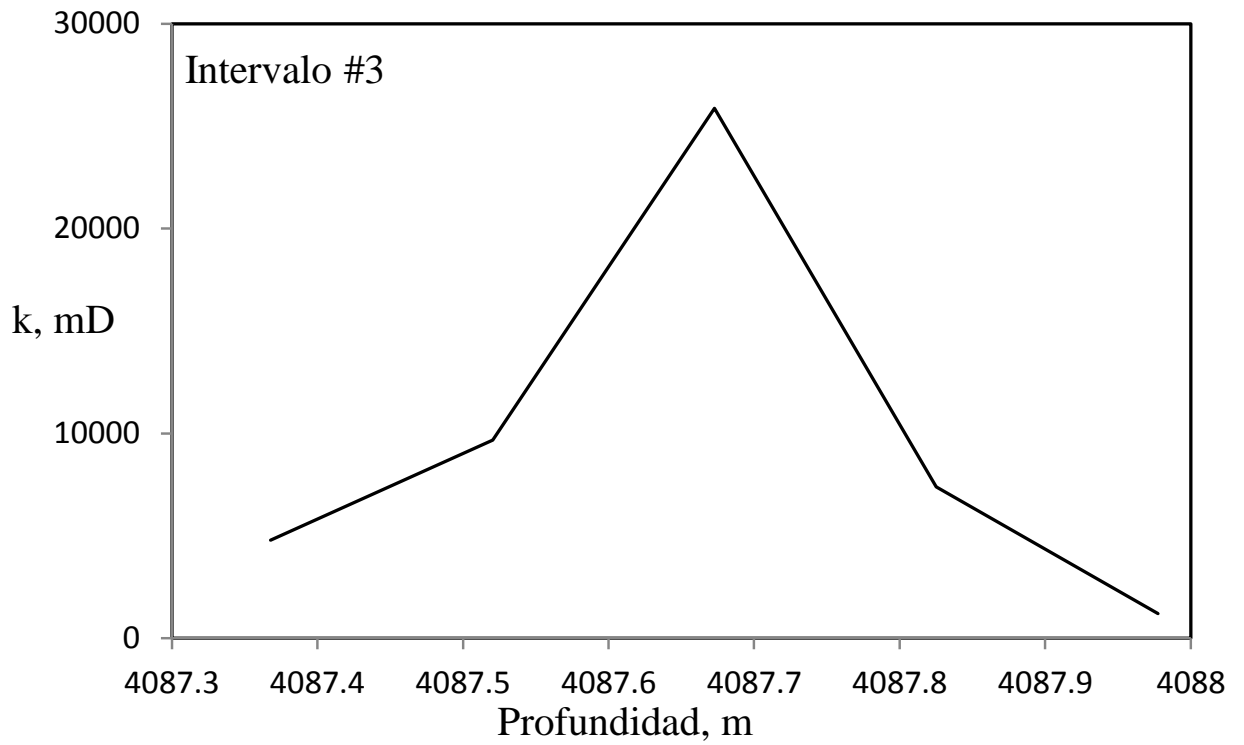


Figura 2.61. Índice de permeabilidad vs. *profundidad*, intervalo fracturado #3.

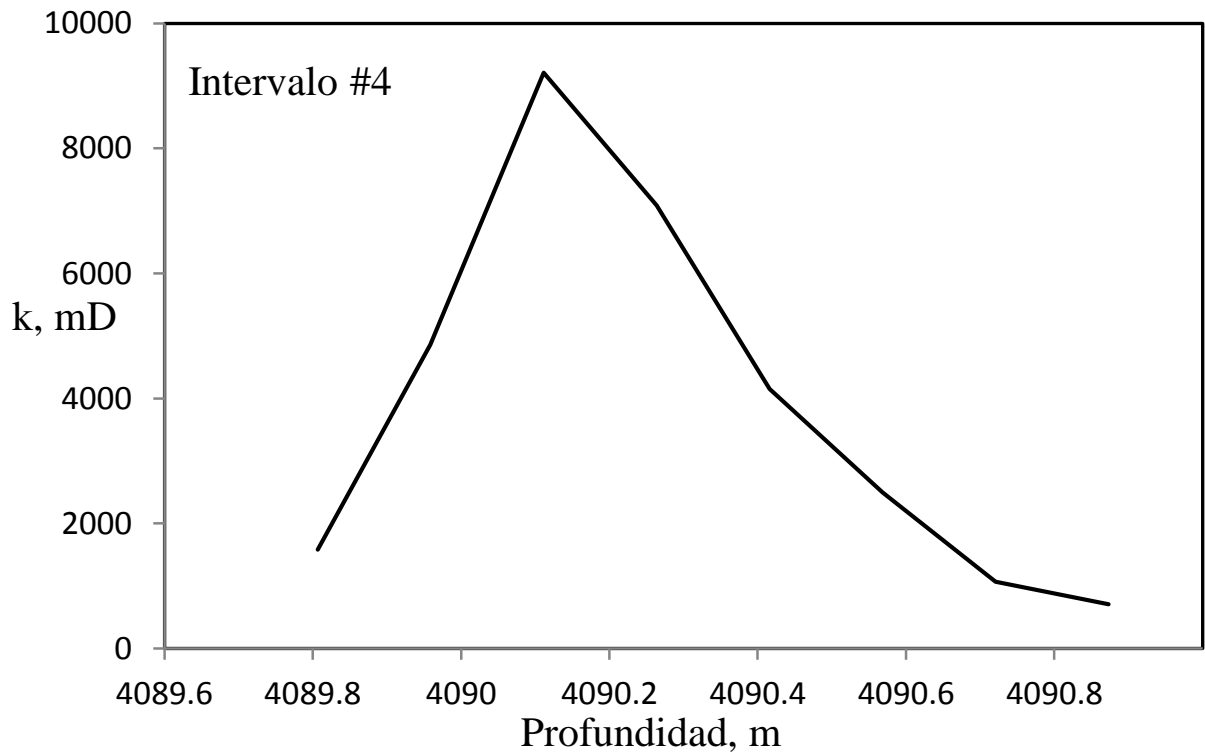


Figura 2.62 Índice de permeabilidad vs. *profundidad*, intervalo fracturado #4.

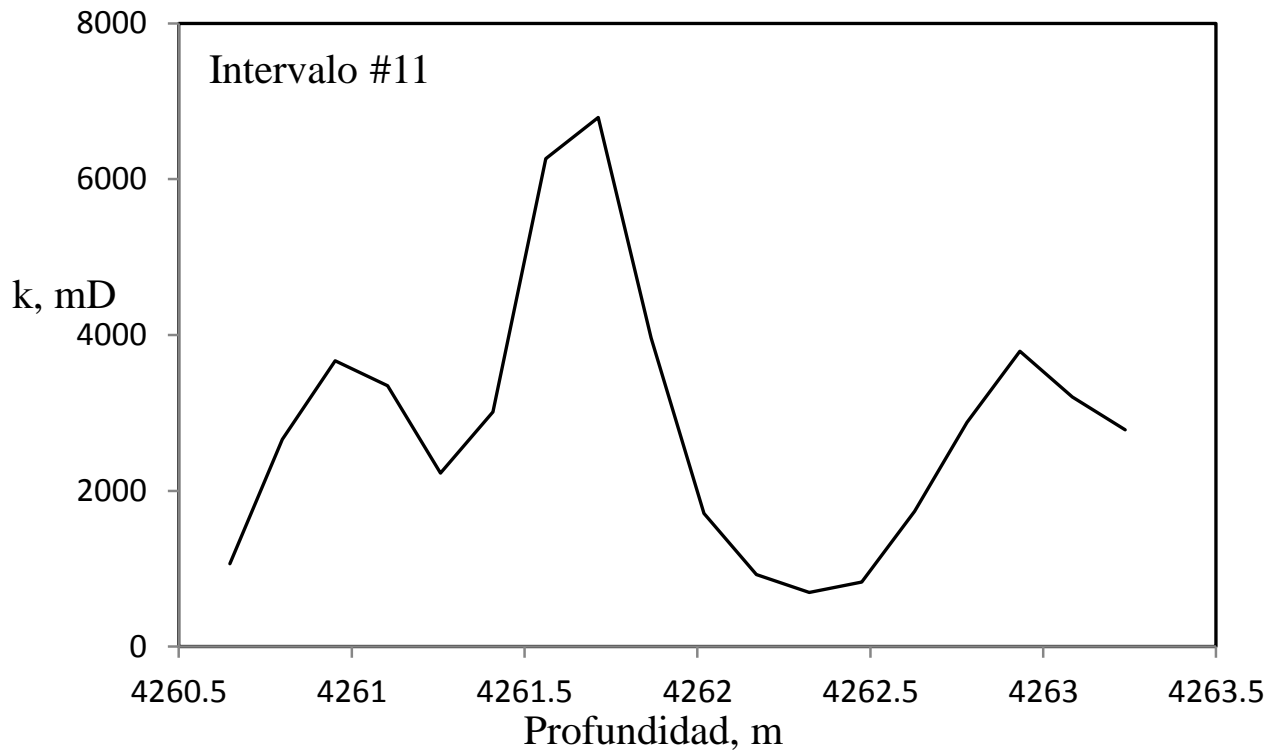


Figura 2.63. Índice de permeabilidad vs. *profundidad*, intervalo fracturado #11.

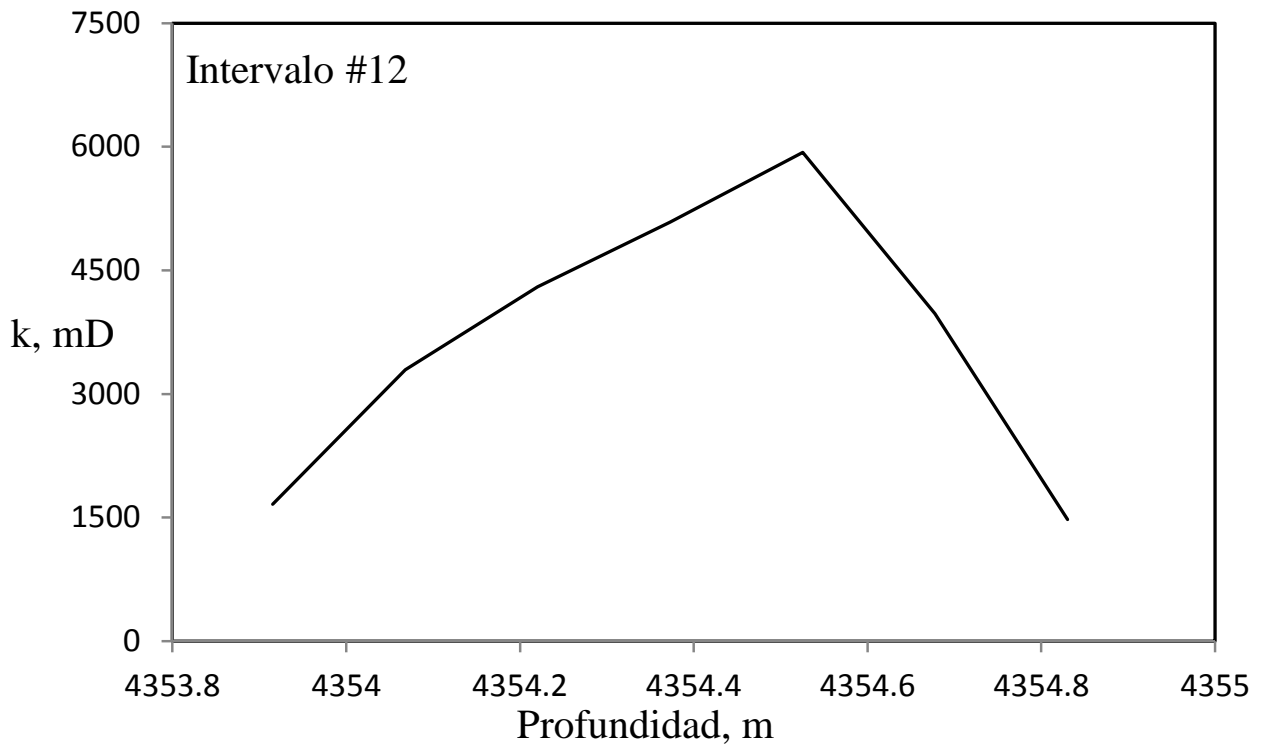


Figura 2.64. Índice de permeabilidad vs. *profundidad*, intervalo fracturado #12.

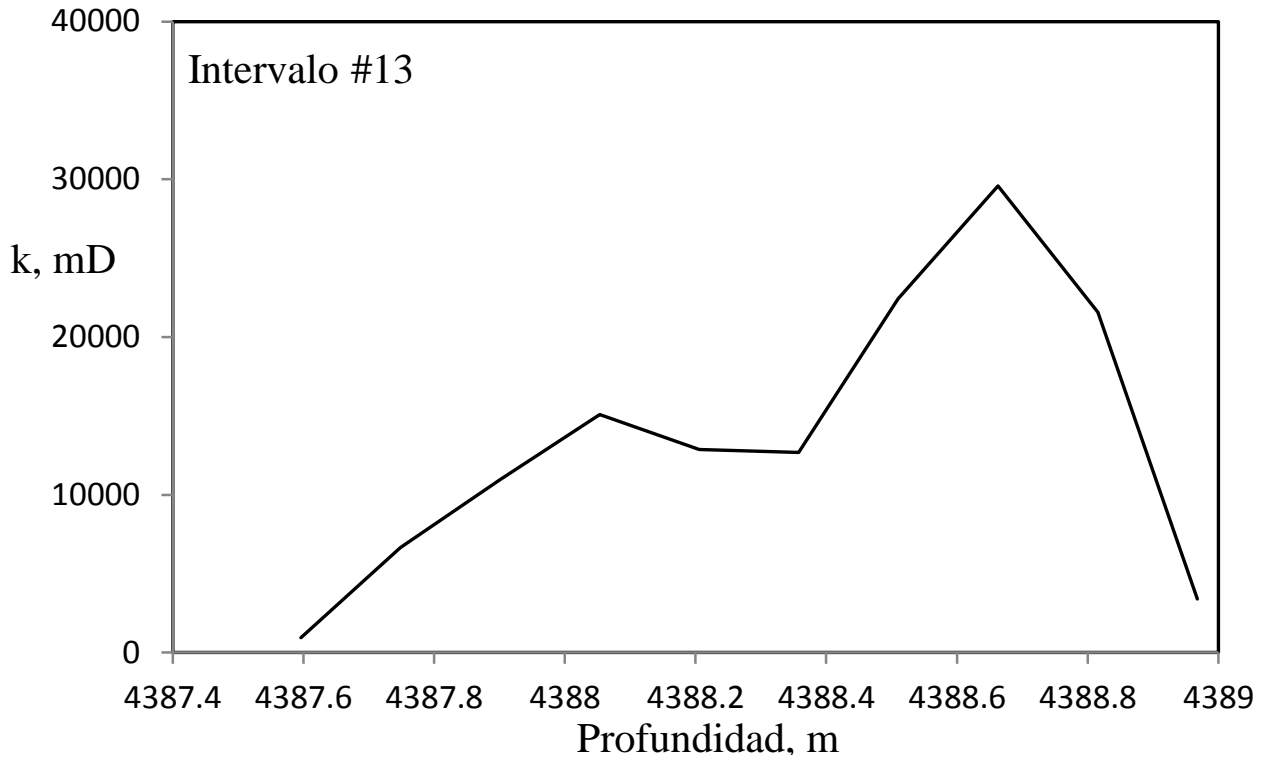


Figura 2.65. Índice de permeabilidad vs. *profundidad*, intervalo fracturado #13.

Correlación de Índices Petrofísicos con el Indicador de Zona de Flujo (FZI) y el Índice de Unidad de Flujo (IUF_T)

Amaefule (1993) con base al concepto de unidad de flujo (hidráulica), establece el Indicador de Zonas de flujo (FZI), dado por la siguiente relación;

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z}, \quad (2.36)$$

en donde $\phi_z = \phi_e / (1 - \phi_e)$. Ohen (2000) señala que la clave para entender el potencial de hidrocarburos de un yacimiento naturalmente fracturado es evaluar el volumen de hidrocarburos a través de la determinación de la saturación de agua y definir su capacidad de flujo a través de la estimación de la porosidad y la permeabilidad. Esto incluye la caracterización de las *unidades de flujo*, lo que permitirá determinar el cambio de la calidad del yacimiento con la intensidad y distribución de las fracturas, la

que está basada en datos de tortuosidad, índice de intensidad de fractura, porosidad de matriz, de fractura, y total, y asimismo, del exponente de cementación. Lo anterior es consistente con lo señalado por Porres et al (1996) y por Padilla et al (2004).

En este punto se puede asegurar que los YCCNF no son homogéneos ni isotrópicos, y en donde no existe relación entre porosidad y permeabilidad, lo que ha dificultado grandemente la descripción de estos yacimientos; son altamente complejos estática y dinámicamente, y pueden contener infinidad de estratos, que en algunos casos pueden considerarse como unidades de flujo (hidráulicas) o no. De esta forma, considerando la extrema variabilidad petrofísica de los sistemas carbonatados fracturados se pueden establecer las siguientes premisas:

- Si existe un intervalo poroso y permeable saturado de aceite en donde existen fracturas conductoras y una matriz porosa y permeable que almacena y conduce, indudablemente constituye una unidad de flujo.
- Si existe un intervalo poroso con permeabilidad suficiente y saturado de aceite, también constituye una unidad de flujo; en éste, la capacidad de flujo va a depender de la permeabilidad y del espesor.
- Si existe un intervalo muy restringido en permeabilidad pero saturado de aceite, por su naturaleza estática y dinámica no constituye una unidad de flujo natural, a no ser que se induzcan canales conductivos (i.e. fracturamiento hidráulico) para promover por un tiempo limitado el fenómeno de flujo; aunque el medio poroso va a mantener su características petrofísicas de no flujo.
- Espesores no saturados de aceite no representan unidades de flujo. Esta misma consideración aplica en la explotación de cualquier tipo de fluido.

En resumen, se puede aseverar que una unidad de flujo es un espesor del yacimiento saturado de algún fluido (e.g. aceite, gas, agua), y que posee porosidad y permeabilidad para almacenar y permitir el flujo del fluido saturante. Lo anterior va a depender de las características litológico-petrofísicas-estructurales y dinámicas del yacimiento. De esta forma, una *unidad sin flujo* es un espesor del yacimiento sin posibilidades de permitir el flujo de fluidos. De esta forma, una unidad de flujo tiene que ver con la calidad petrofísica del medio y de los fluidos contenidos.

Los yacimientos carbonatados fracturados pueden estar constituidos por una combinación de zonas con y sin posibilidades de flujo. Por ejemplo, el yacimiento Akal productor de la Brecha, es considerado un sistema altamente poroso intensamente fracturado, por lo que, en sí mismo representa una monumental unidad de flujo de más de mil metros de espesor saturado de aceite con permeabilidades incluso mayores a los 15 darcies, lo que históricamente se vio reflejado en muy altas producciones de aceite, tal que un sólo pozo llegó a producir más de 30,000 bpd.

Ebanks (1983) introdujo el concepto de unidad de flujo desde un punto de vista geológico, señalando de las unidades de flujo que:

- Es un volumen específico de un yacimiento que se compone de una o más cualidades litológicas de yacimiento y no yacimiento dentro de un mismo volumen, así como los fluidos que contienen.
- Es correlativa a escala de inter pozos.
- Es reconocible por medio de resultados de registros.
- Puede estar en comunicación con otras unidades de flujo.

Para el pozo de estudio se determinó la distribución de FZI con la formulación propuesta por Amafeule dada por la ec. (2.36), la cual no depende de la saturación, y cuyos resultados son mostrados en las figuras 2.66 y 2.67, usando las correlaciones de k de Jorgensen y de Wyllie-Rose (con comportamientos similares), respectivamente; de donde se derivan las siguientes observaciones:

1. La mayor parte del espesor del pozo presenta altos valores de FZI.
2. Intervalos con altos valores de k no presentan valores de FZI favorables.
3. Intervalos con menor calidad petrofísica muestran valores de FZI favorables, en donde se registran permeabilidades menores a 10 mD

Con los resultados anteriores, se concluye que los índices de fracturamiento y de permeabilidad correlacionan; sin embargo, NO correlacionan con FZI, esto a pesar de que existen intervalos que presentan valores de RQI favorables, resultado de características petrofísica también favorables. Como se observa en la figura 2.68,

intervalos saturados de aceite aún con condiciones petrofísicas no favorables presentan altos valores FZI; esto no tiene consistencia con el concepto de unidad de flujo.

Amafeule establece que el Indicador de Zona de Flujo (FZI) es un parámetro único que incorpora los atributos geológicos de textura y mineralogía en la discriminación de facies geométricas de poros distintos (unidades hidráulicas), tal que todas las muestras con valores similares de FZI constituyen una unidad hidráulica con atributos de garganta de poro similares; en una gráfica log-log de RQI vs. ϕ_z definirán líneas rectas con pendiente unitaria. En conclusión, existen algunas inconsistencias en la formulación de FZI de Amafeule, lo que se analizará en el Capítulo 3, y en donde también se proponen nuevas formulaciones para RQI y FZI, que en la presente tesis se denominan como RQI_T (ec. 3.6) e Índice de Unidad de Flujo (IUF_T), ver ec.(3.11); asimismo dos expresiones modificadas para FZI (ec.3.13 y ec.3.14).

La figura 2.69 muestra el comportamiento de IUF_TNORM (esta tesis), que es la normalización dada por IUF_T / IUF_TMAX, en donde IUF_T si correlaciona con el comportamiento de ϕ_e , k, DT, IIF y con RQI en los diferentes intervalos del pozo de estudio.

Otro resultados es que se verifica que el indicador de intensidad de fracturamiento (IIF) definido por Elkewidy y Tiab (1998), dado como $IIF = \phi_f^m$ es igual a la ϕ_{flujo} (ver ec.2.7) definida por Pérez-Rosales (1976), como se muestra en la figura 2.70.

Asimismo, la figura 2.74 muestran un indicador de fracturas por permeabilidad (I_{FK} =1 para $k \geq 500$ mD) resaltando fracturas de regular a muy alta permeabilidad (definido es esta tesis).

Finalmente, la figura 2.75 muestra el indicador de probabilidad de fracturamiento (P_F): mínima a media=0.5 (línea punteada) y media a máxima=1 (línea continua), respectivamente, de donde se observa una correlación parcial con K, DT, IIF, I_{FK}, ver figuras 2.71 a 2.74.

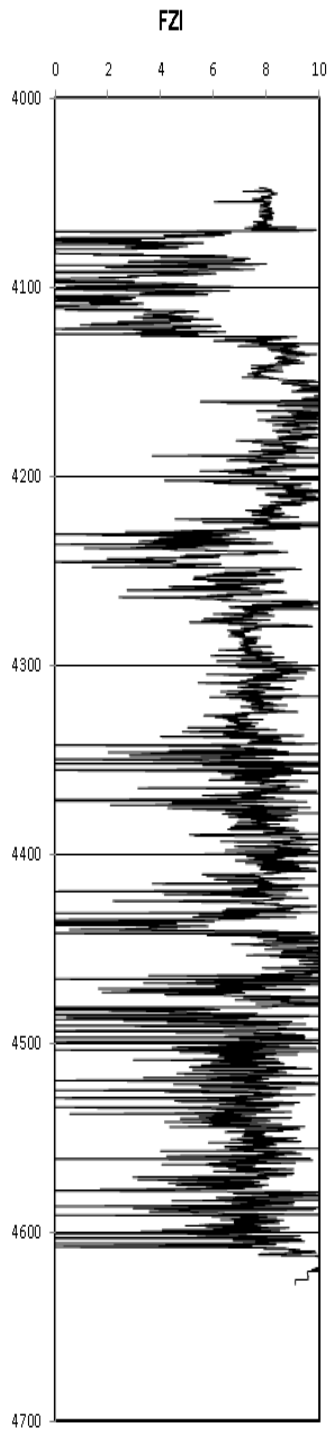


Figura 2.66. Indicador de zona de flujo FZI vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, con K de Jorgensen.

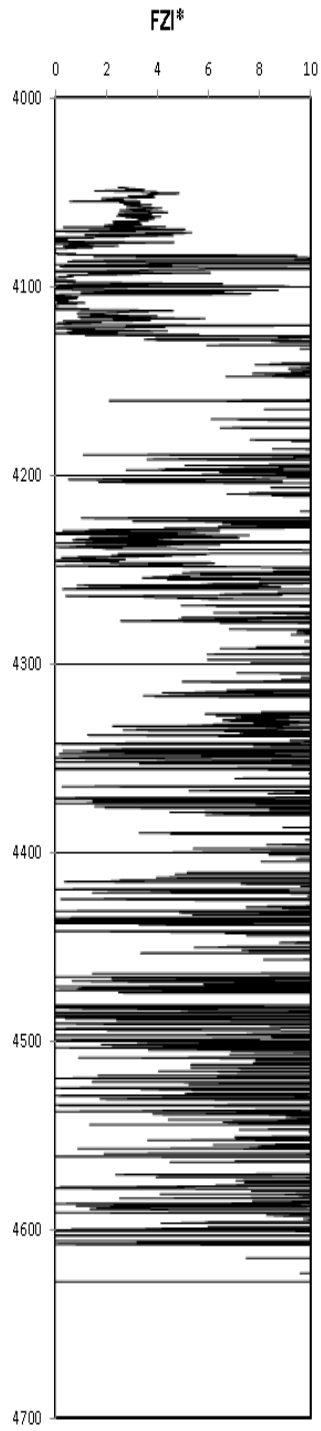


Figura 2.67. Indicador de zona de flujo FZI* vs. profundidad, intervalo 4047-4627m, con K de Wyllie-Rose_3.

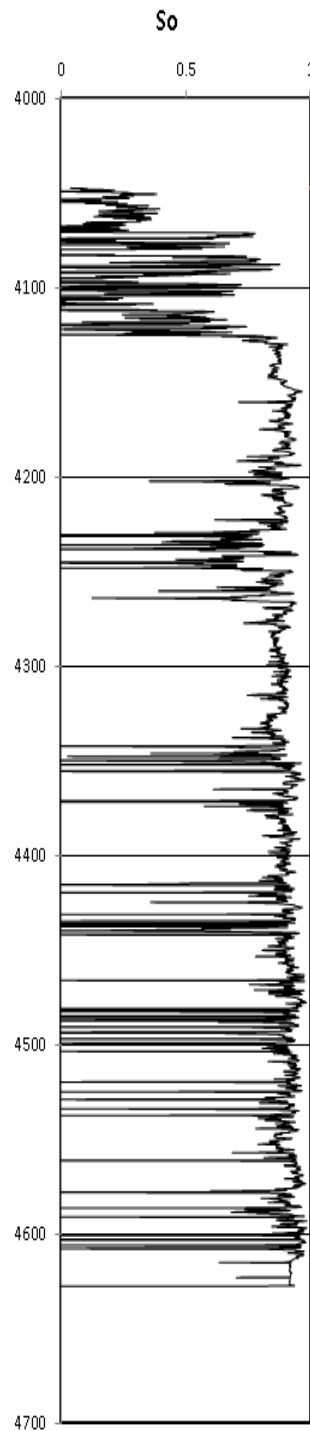


Figura 2.68. Saturación de aceite vs. profundidad, intervalo 4047-4627m.

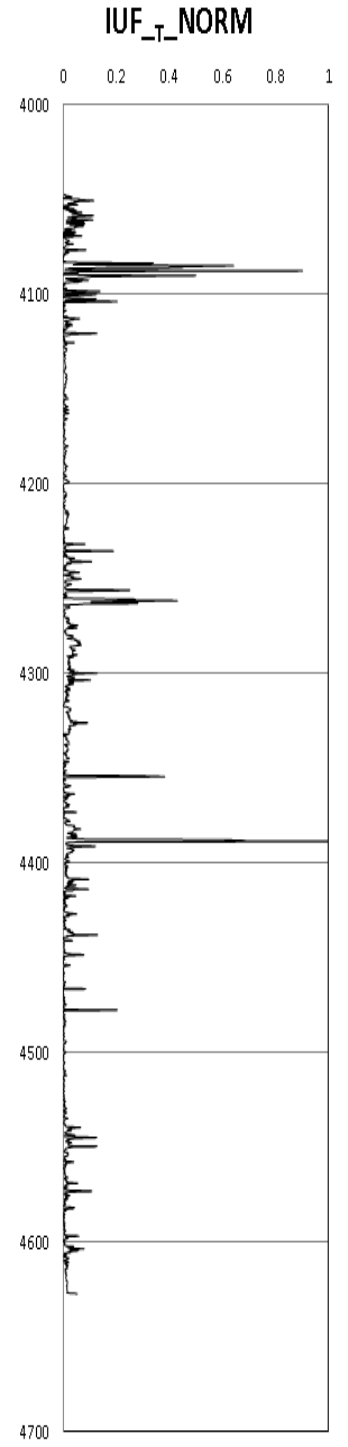


Figura 2.69. Comportamiento de IUF_T NORMALIZADA (esta tesis) vs. Profundidad, intervalo 4047-4627m.

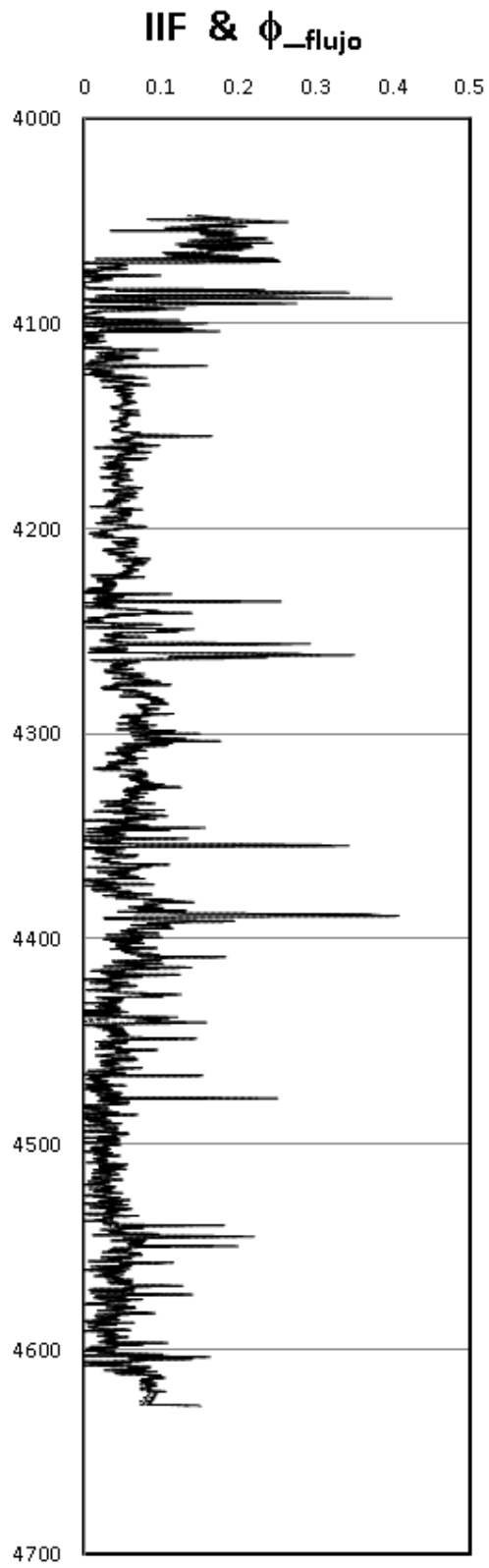


Figura 2.70. Comportamiento del Índice de Intensidad de Fracturamiento (IIF) y ϕ_{flujo} vs. Profundidad, intervalo 4047-4627m.

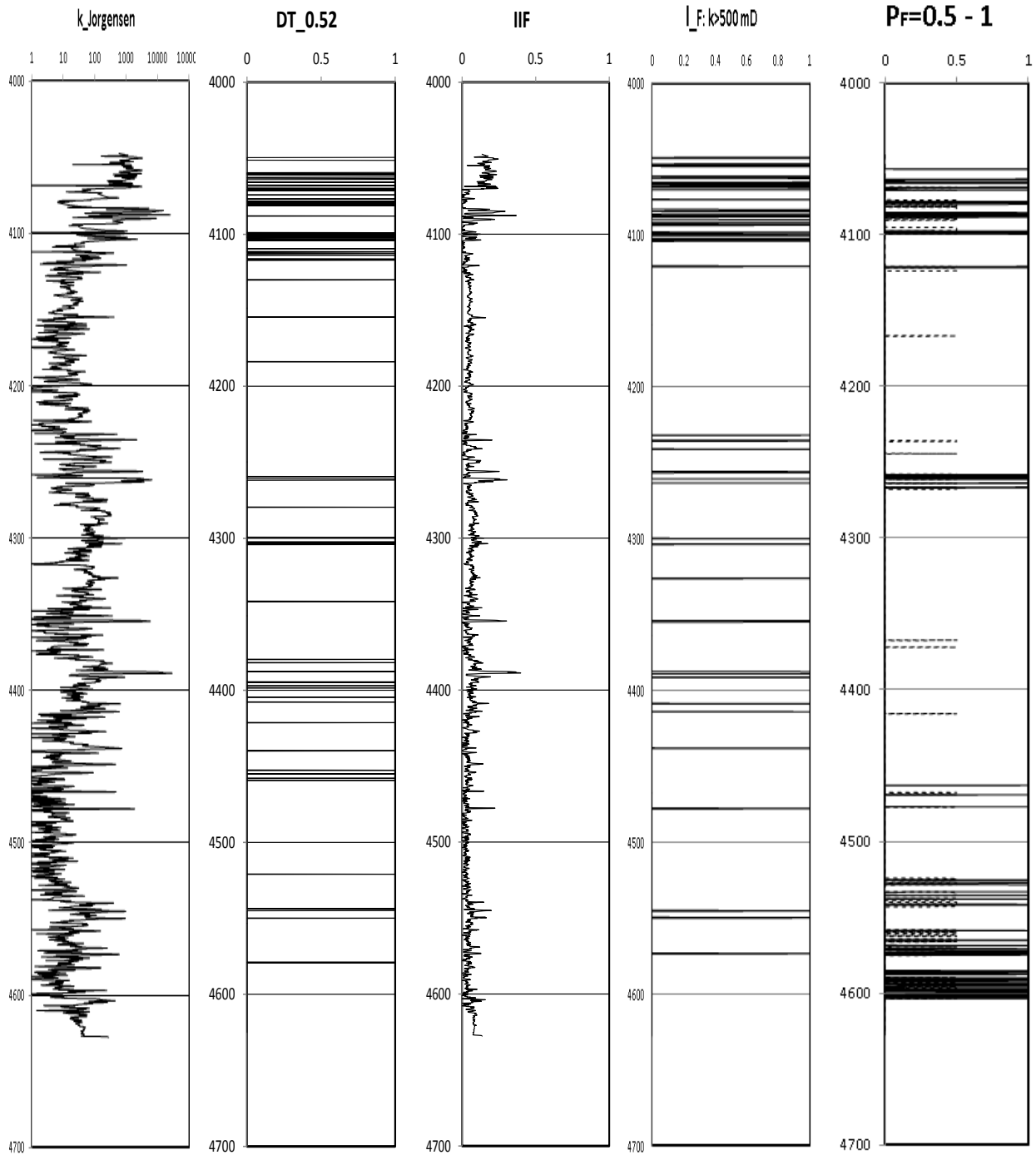


Figura 2.71. Curvas de K vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.72. Indicador de fracturamiento DT vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.73. Índice de Intensidad de Fracturas IIF vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.74. Indicador de K de fracturas (P_FK) vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m.

Figura 2.75. Posibilidad de Fracturas (PF) vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m.

Correlación de Índices Petrofísicos con el Comportamiento de Producción

La figura 2.76 presenta el comportamiento de producción (CNH, 2021) de aceite (línea continua), agua (línea discontinua) y gas (línea punteada) correlacionado con la interpretación petrofísica del pozo de estudio, en donde se identifican las siguientes etapas:

1. Incremento de la producción de aceite debido al flujo preferencias a través de las fracturas de alta conductividad ($K > 1000 \text{mD}$). En esta etapa las fracturas almacenan el aceite y lo conducen hacia el pozo. De mediados del 2003 a mediados del 2004, la producción máxima promedio fue de 13,000 barriles por día. Cabe señalar que estos niveles de producción sólo se presentan en sistemas naturalmente fracturados de alta productividad.
2. Se presenta el vaciamiento de aceite de las fracturas y entonces la producción de petróleo cae hasta los 3000 barriles por día a mediados del 2006.
3. Se presenta un continuo incremento de la producción de agua, el cual inicia en 2007 y alcanza su máximo nivel a finales del 2010 con 1600 bpd de agua. El aceite almacenado y producido en las etapas 1 y 2, es substituido paulatinamente por agua. Al inicio de la etapa 3 el sistema matricial (+ vùgulos) comienza a aportar aceite, las permeabilidades asociadas pueden variar en el rango de 0.1 a 500 mD, las fracturas siguen aportando aceite en mínimo volumen, dando preferencia al agua. A partir del 2011 y hasta finales del 2016 la producción de agua cae de 1600 a 50 bpd.
4. Esta etapa está relacionada con la etapa 3. Aunque la producción de aceite se estabiliza en niveles aproximados de los 4000 barriles por día en el periodo 2007 al 2010 (incremento de la producción de agua) por el aporte de aceite por fracturas, matriz y vùgulos, a partir del 2011 se presenta una declinación continua pero suave de la producción de aceite hasta el 2020 con 800 barriles por día.

5. Antes del 2014 la producción de gas es asociada al ritmo de producción de aceite; sin embargo, a partir del 2014 y hasta el 2020, el gas producido podría estar asociado a un casquete o zona de gas localizado en la cima de la formación productora. La consideración básica es que el gas puede fluir libremente en todo tipo poroso (matriz, micro-vúgulos, vúgulos, micro-fracturas, fracturas y más aún por fallas).
6. Se presenta el agotamiento de la producción de aceite del pozo, restando únicamente producir gas a razón de un gasto promedio de 38 millones de pies cúbicos por día, volumen nada despreciable.

A partir de los resultados evaluados, se puede concluir que existe correlación del comportamiento de producción con los indicadores petrofísicos

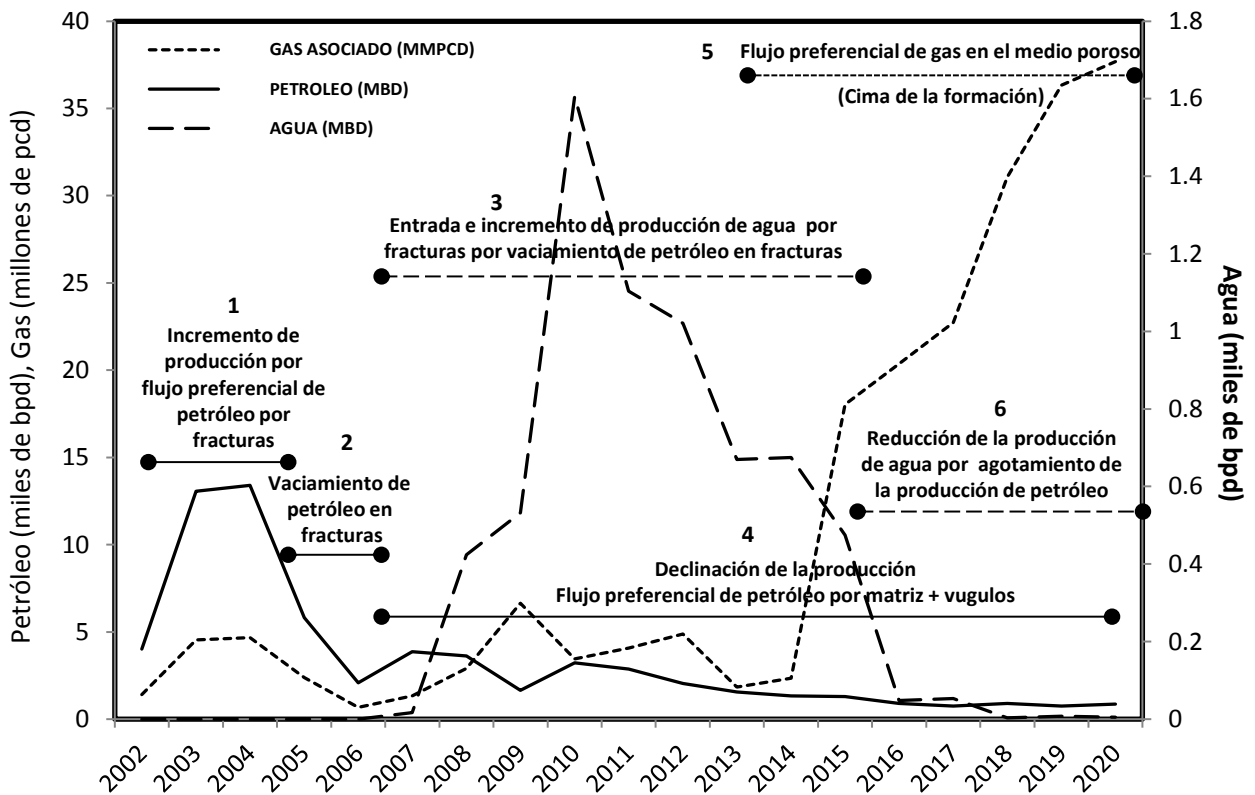


Figura 2.76. Interpretación petrofísica del pozo (esta tesis) correlacionada con el comportamiento de la producción de aceite, gas y agua del pozo 3045D (esta tesis con base en información de producción reportada por la CNH, 2021).

Análisis del Comportamiento Petrofísico y Expectativas de Producción

Las figuras 2.77 a 2.93 muestran el comportamiento de permeabilidad (K), porosidad efectiva (ϕ_e) y de saturaciones tanto de agua (S_w) como de aceite (S_o) para 8 intervalos seleccionados tal como se indica en la tabla 2.5, en donde se especifican los valores promedio de los parámetros evaluados (K, ϕ_e , S_w y S_o) con el espesor (h) del intervalo analizado. Hay que considerar que en sistemas carbonatados fracturados establecer un promedio de los parámetros petrofísicos, como puede ser la K, puede dar una idea equivocada de su magnitud real, y por lo tanto no representativo. Tomando en cuenta lo antes mencionado, se presentan las siguientes observaciones:

- Intervalo #1. Es un intervalo de 36m con permeabilidades variando desde 0.1 hasta de 3500mD. Presenta fracturas de alta conductividad en un medio de alta porosidad. Presenta valores de S_w arriba del 60% para todo el rango de permeabilidades, incluso hasta del 100%. Valores de S_w abajo del 60% están asociadas a bajas porosidades y permeabilidades. Este intervalo es caracterizado por una alta intensidad de fracturamiento. Es un intervalo con alto riesgo para su explotación. Ver figuras 2.77 y 2.78.
- Intervalo #2. Es un intervalo adicional de 25m abajo del intervalo 1, los que suman 61m en total. Las permeabilidades va de 0.1 hasta 25,000mD. Presenta fracturas de alta a muy alta conductividad en un medio también de alta porosidad. El intervalo de 25m muestra valores de S_w del 20% al 50% para todo el rango de permeabilidades. Este intervalo es caracterizado por alta intensidad de fracturamiento. Es un buen prospecto para su explotación. Ver figuras 2.79 y 2.80.
- Intervalo #3. Es un gran espesor de 106m con permeabilidades hasta de 80mD sin presencia de fracturas importantes; con valores de S_w promedio abajo del 15% para todo el rango de permeabilidades. Este intervalo es caracterizado por regulares a bajas porosidades y permeabilidades; lo anterior se ve reflejado también en regulares posibilidades de explotación dado su gran espesor. Ver figura 2.81.

- Intervalo #4. Es similar al intervalo 3 pero con un espesor de sólo 22m. El rango de permeabilidades va de 0.1 a 70 mD sin presencia de fracturas importantes y con una S_w promedio del 19%. Este intervalo es caracterizado por regulares a bajas porosidades y permeabilidades. Las posibilidades de explotación son de regulares a bajas. Ver figura 2.82.
- Intervalo #5. Es un intervalo de 61m con permeabilidades abajo de los 30mD sin presencia de fracturas; es decir, con características petrofísicas desfavorables, aunque la S_o está arriba del 60% para todo el rango de porosidades y permeabilidades. Es un intervalo con limitadas posibilidades de explotación. Ver figuras 2.83 a 2.85.
- Intervalo #6. Es un intervalo de 23m con permeabilidades variando desde 0.1 hasta de 7000mD. Presenta fracturas de alta conductividad en un medio de alta porosidad. Presenta valores de S_o arriba del 40% para todo el rango de porosidades y permeabilidades. Este intervalo es caracterizado por una alta intensidad de fracturamiento. Es un intervalo con muy buenas posibilidades de explotación. Ver figuras 2.86 a 2.88.
- Intervalo #7. Este limitado intervalo de sólo 3m es parte del intervalo #6, con permeabilidades variando de 250 a 7000mD. Presenta fracturas de alta conductividad en un medio de alta porosidad. Presenta valores de S_o arriba del 70% para todo el rango de porosidades y permeabilidades. Este intervalo es caracterizado por una alta intensidad de fracturamiento. Es un intervalo con muy buenas posibilidades de explotación. Ver figuras 2.89 y 2.90.
- Intervalo #8. Es un intervalo de 47m de regulares a bajas permeabilidades entre 0.1 y 500mD, con presencia de algunas fracturas. La S_o está arriba del 60% para todo el rango de porosidades y permeabilidades. Este intervalo es caracterizado por altas porosidades. Es un intervalo con buenas posibilidades de explotación. Ver figuras 2.91 a 2.93

#	Intervalo (m)	h (m)	Valores Promedio		
			K (mD)	Sw (%)	ϕ_e (%)
1	4047.3 – 4083.1	36	918	72	19
2	4047.3 – 4125.3	61	945	64	18
3	4125.8 – 4231.4	106	16	13	5
4	4331.9 – 4353.6	22	29	19	7
5	4478.1 – 4539.1	61	7	10	4
6	4240.1 – 4263.7	23	491	22	12
7	4260.5 – 4263.7	3	2047	17	26
8	4430.6 – 4477.9	47	42	11	5

Tabla 2.5. Valores promedio de k, Sw y ϕ_e para diferentes intervalos del pozo de estudio.

Se puede concluir que salvo el intervalo 1, el cual refleja altos valores de Sw, los intervalos 2 y 6 a 8, presentan altas posibilidades de ser explotados, con So arriba del 50%; es decir, buenas expectativas de producción. Por otro lado, los intervalos 3 y 4 presentan de regulares a bajas expectativas de producción, siendo más limitadas para el intervalo 5, resultado de su bajo rango de permeabilidades, aunque presentan altos valores de So. En este caso es de práctica común en sistemas carbonatados realizar la estimulación de pozos por medio de fracturamiento hidráulico, y con esto mejorar las condiciones de producción.

Cabe mencionar que para los intervalos 3, 4 y 5, la figura 2.66 muestra valores altos del indicador de zona de flujo (FZI), lo cual, como ya fue señalado, resulta inconsistente, al contrario de lo observado en la figura 2.69, la cual marca adecuadamente las posibles unidades de flujo (IUF_T NORM).

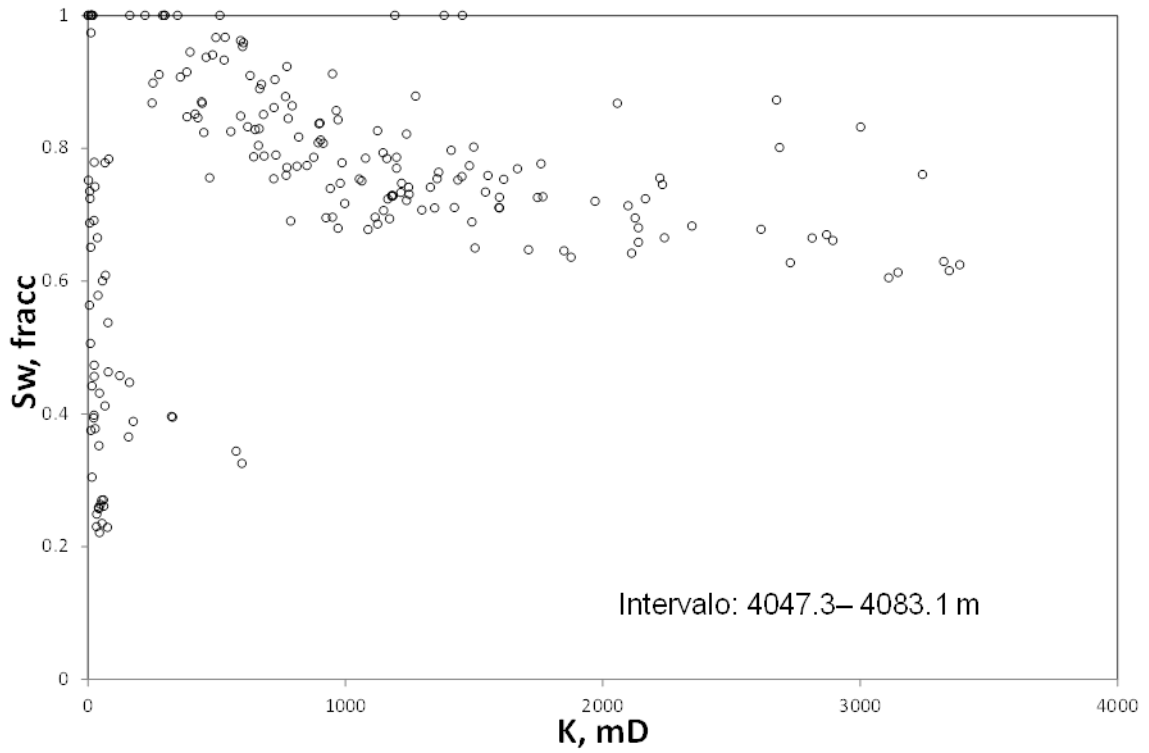


Figura 2.77. Comportamiento de S_w vs. K , intervalo 4047.3-4083.1 m. $h=23$ m.

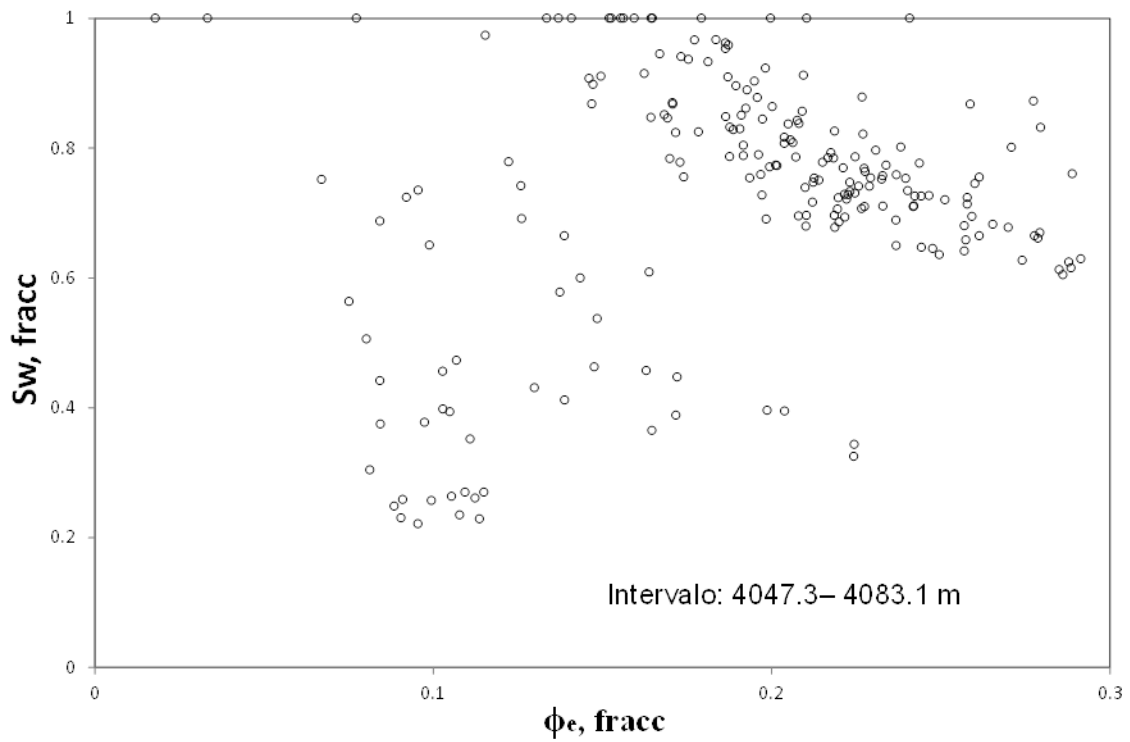


Figura 2.78. Comportamiento de S_w vs. ϕ_e , intervalo 4047.3-4083.1 m. $h=23$ m.

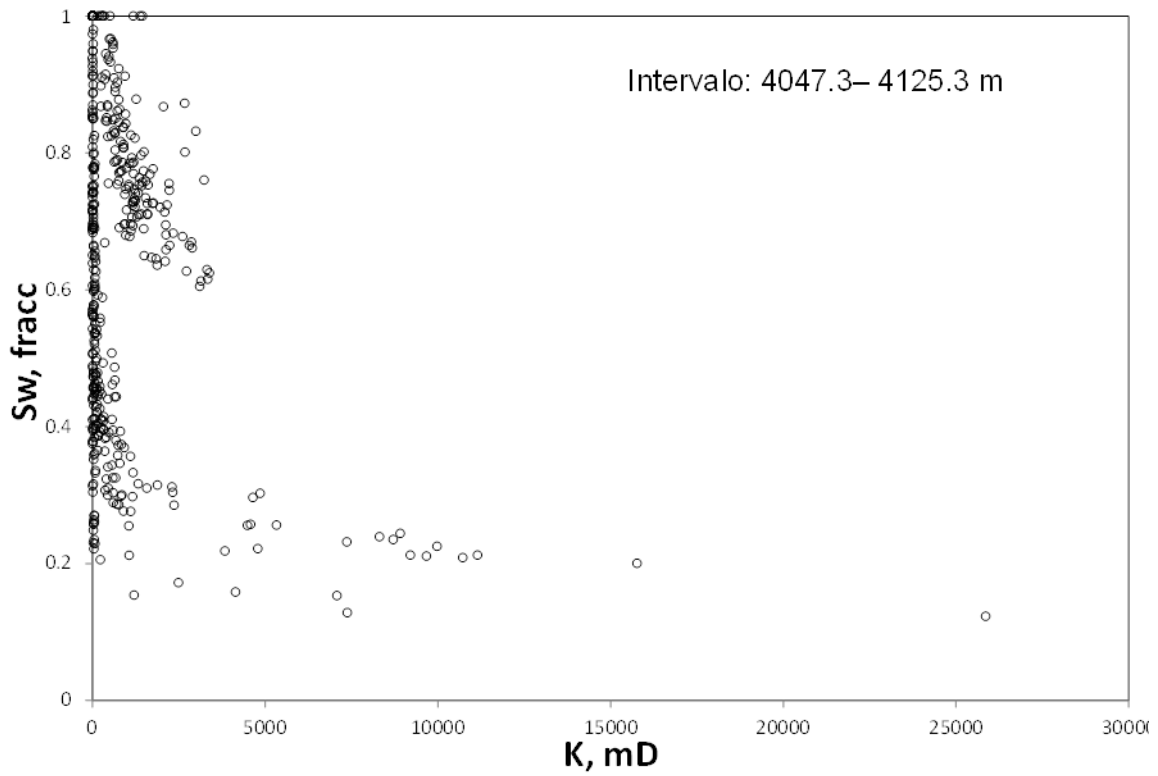


Figura 2.79. Comportamiento de S_w vs. K , intervalo 4047.3-4125.3 m. $h=61$ m.

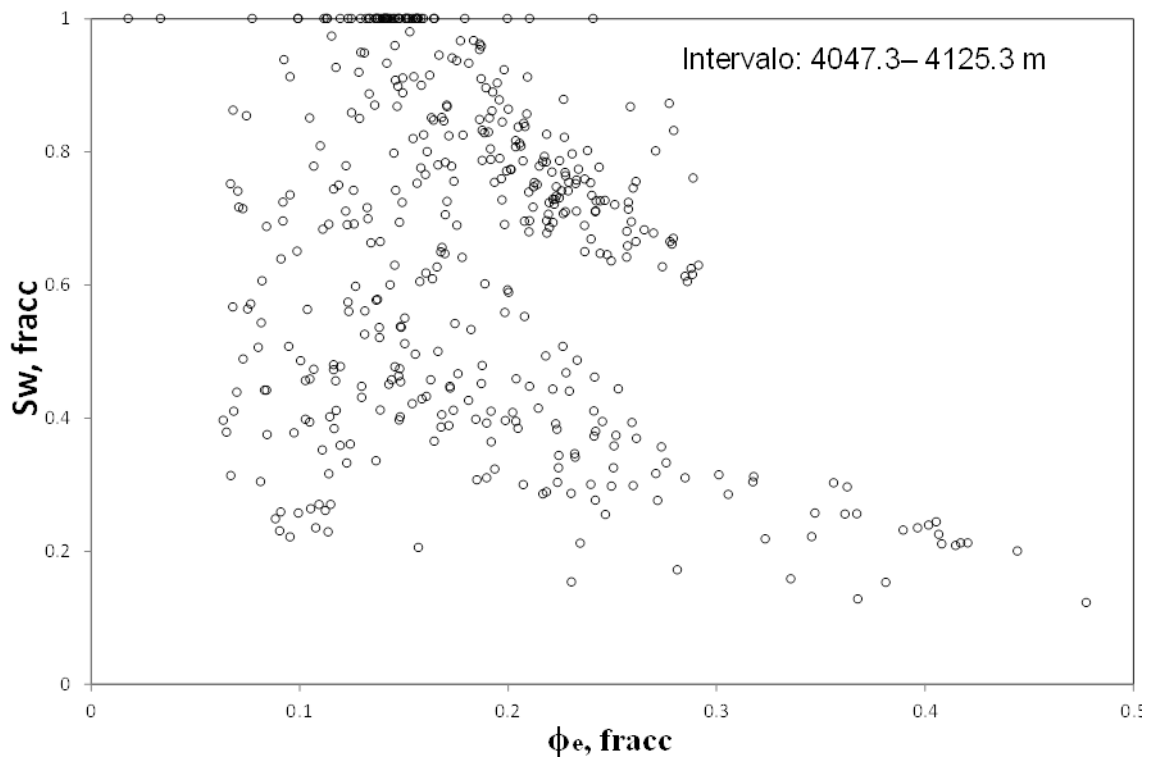


Figura 2.80. Comportamiento de S_w vs. ϕ_e , intervalo 4047.3-4125.3 m. $h=61$ m.

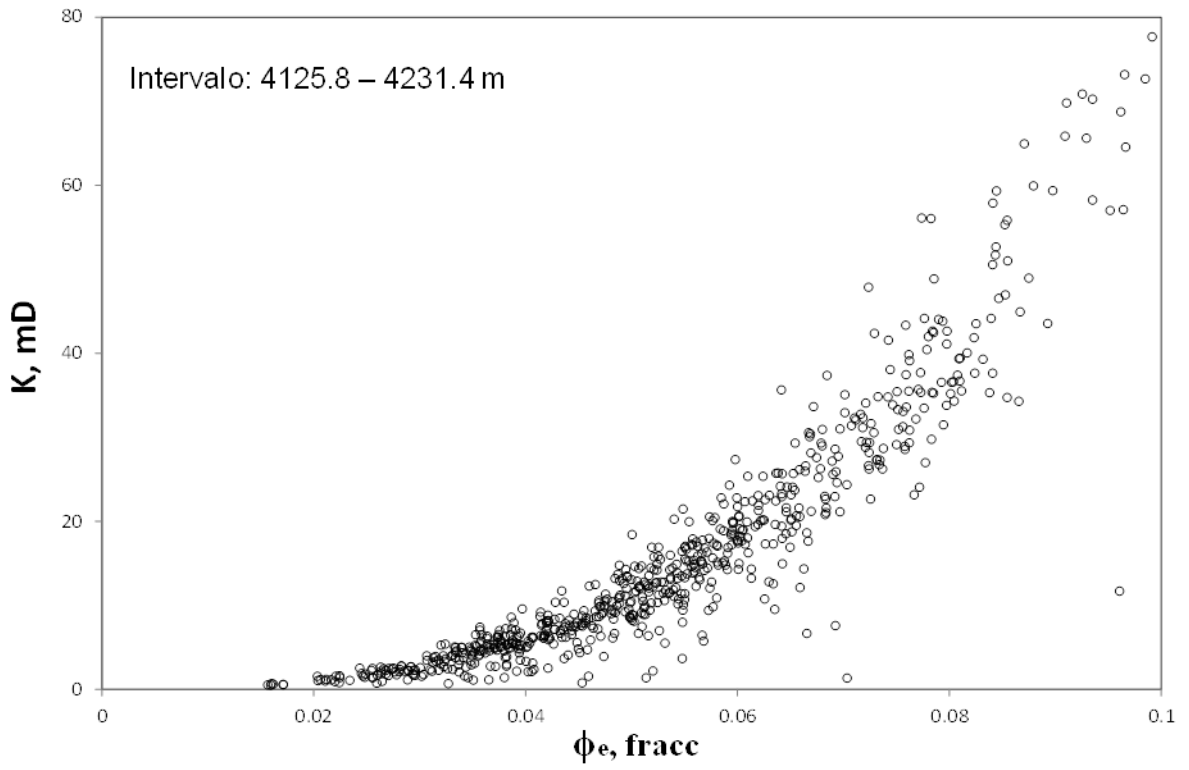


Figura 2.81. Comportamiento de K vs. ϕ_e , intervalo 4125.8-4231.4 m. h= 106 m.

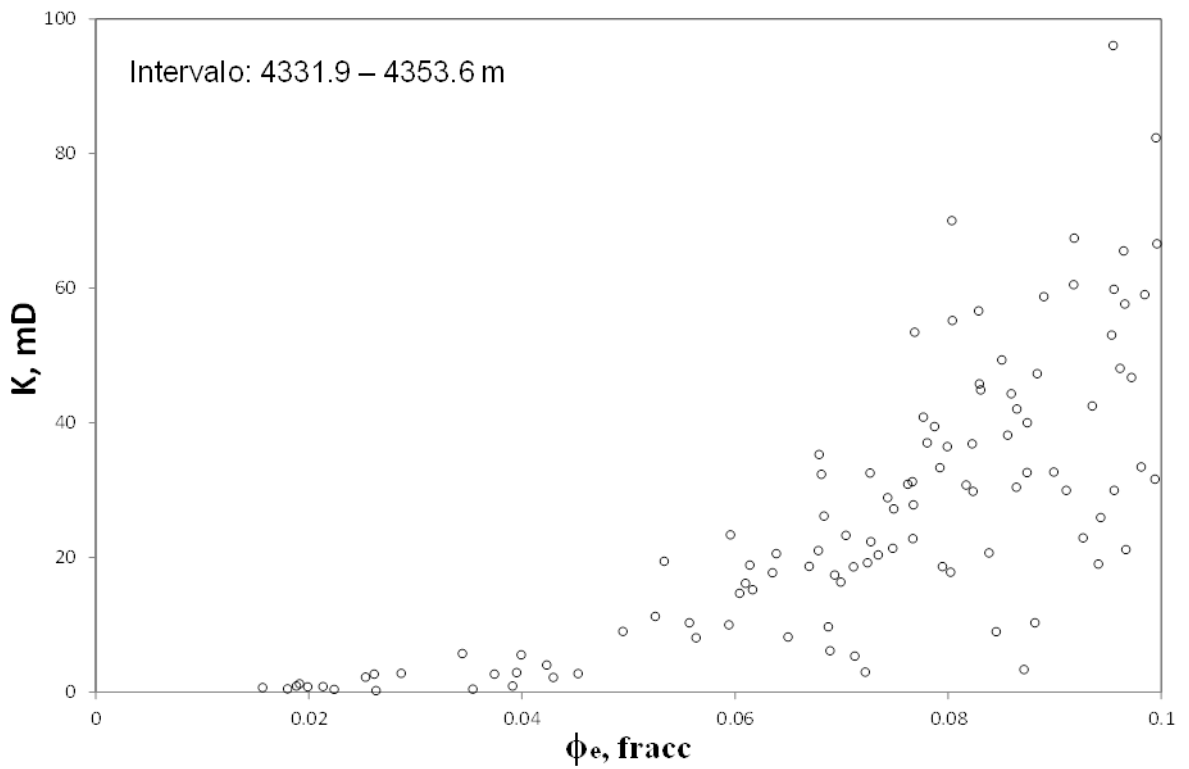


Figura 2.82. Comportamiento de k vs. ϕ_e , intervalo 4331.1-4353.6 m. h= 22 m.

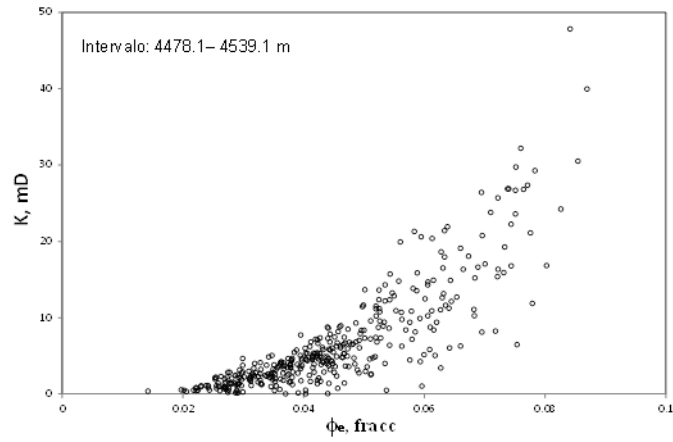


Figura 2.83. Comportamiento de K vs. ϕ_e , intervalo 4478.1-4539.1 m. $h=61$ m.

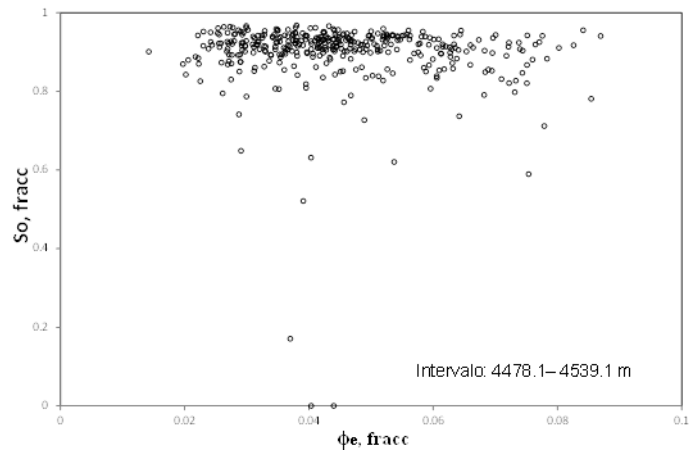


Figura 2.84. Comportamiento de S_o vs. ϕ_e , intervalo 4478.1-4539.1 m. $h=61$ m.

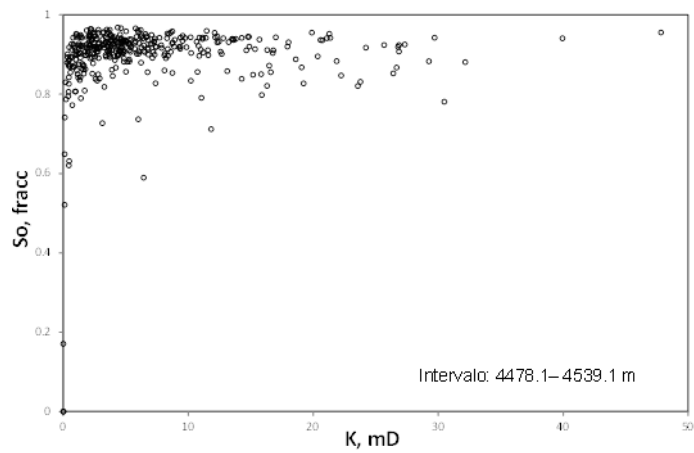


Figura 2.85. Comportamiento de S_o vs. K , intervalo 4478.1-4539.1 m. $h=61$ m.

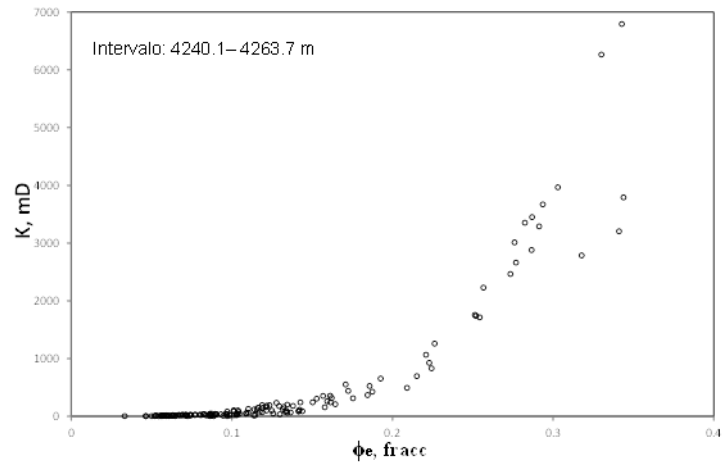


Figura 2.86. Comportamiento de K vs. ϕ_e , intervalo 4240.1-4263.7 m. h= 23 m.

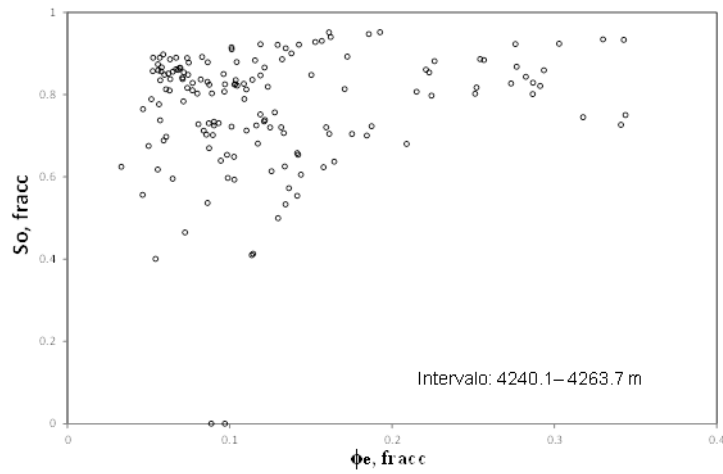


Figura 2.87. Comportamiento de S_o vs. ϕ_e , intervalo 4240.1-4263.7 m. h= 23 m.

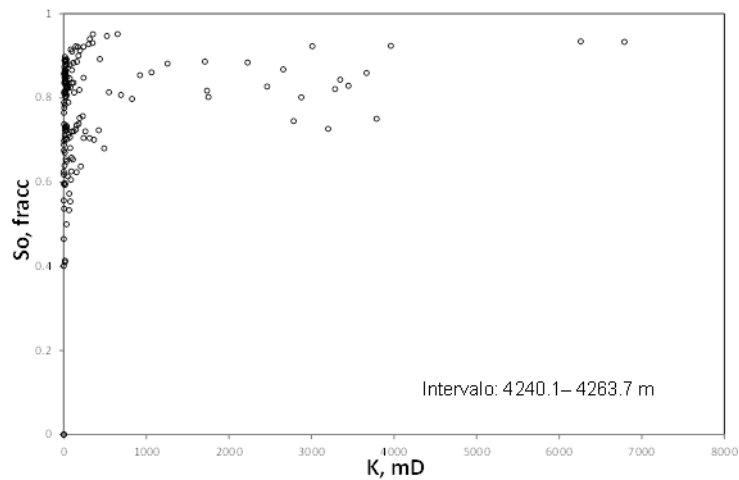


Figura 2.88. Comportamiento de S_o vs. K, intervalo 4240.1-4263.7 m. h= 23 m.

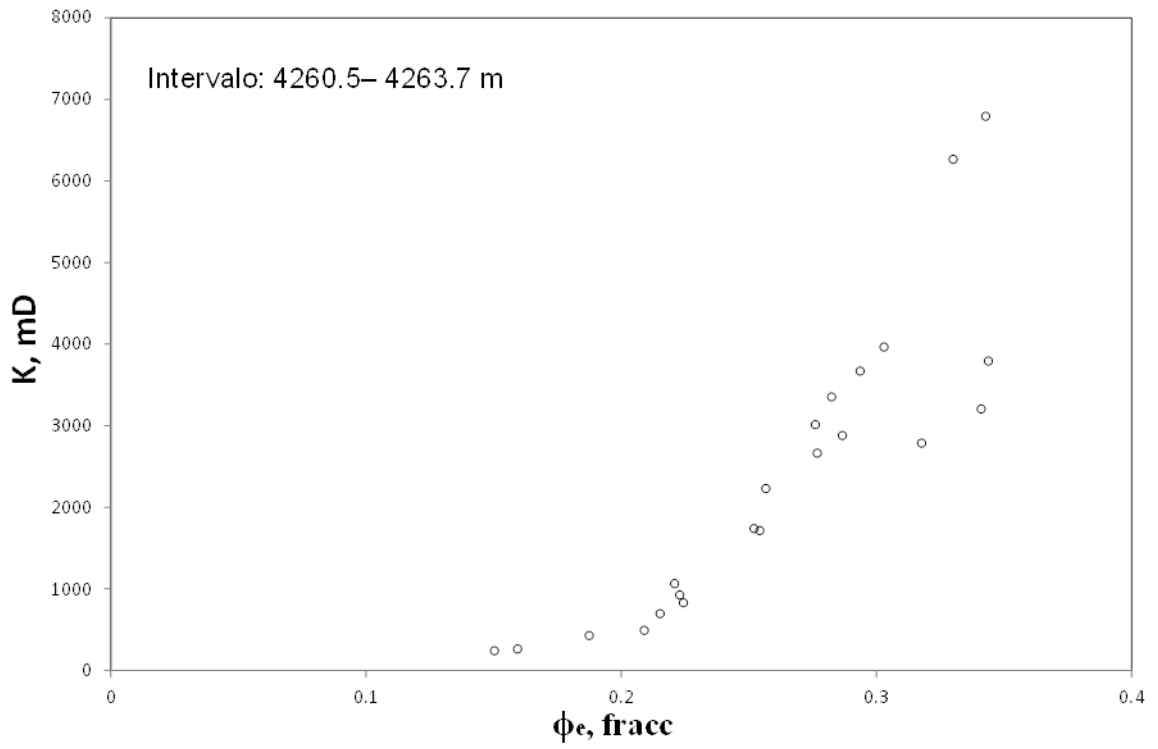


Figura 2.89. Comportamiento de K vs. ϕ_e , intervalo 4260.5-4263.7 m. h= 3 m.

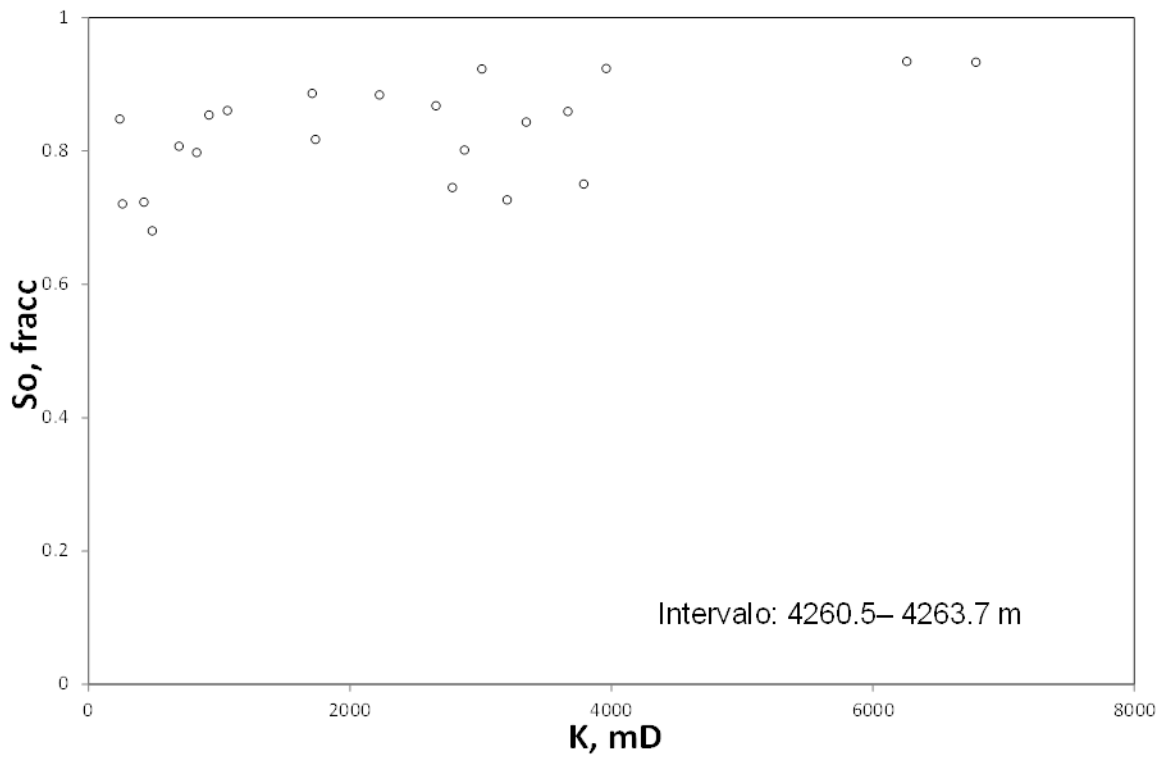


Figura 2.90. Comportamiento de S_o vs. K, intervalo 4260.5-4263.7 m. h= 3 m.

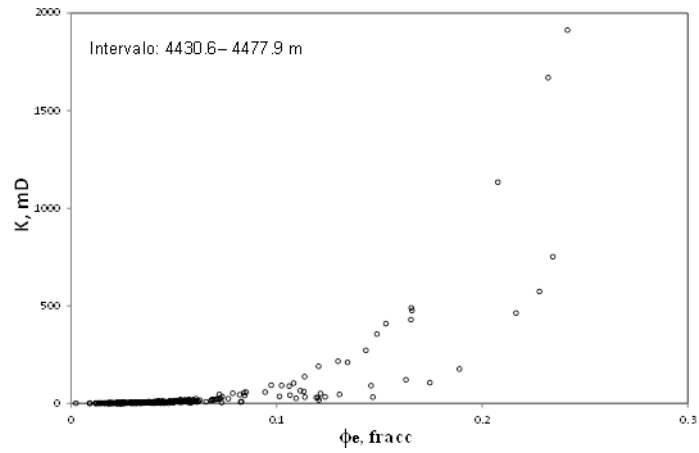


Figura 2.91. Comportamiento de K vs. ϕ_e , intervalo 4430.6-4477.9 m. h= 47 m.

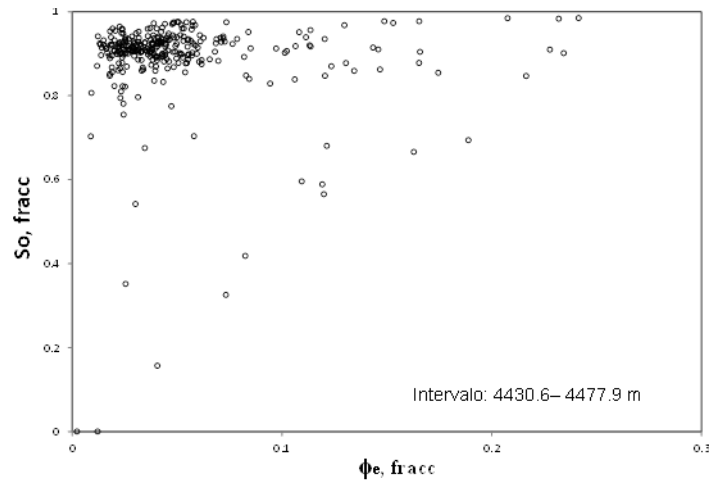


Figura 2.92. Comportamiento de S_o vs. ϕ_e , intervalo 4430.6-4477.9 m. h= 47 m.

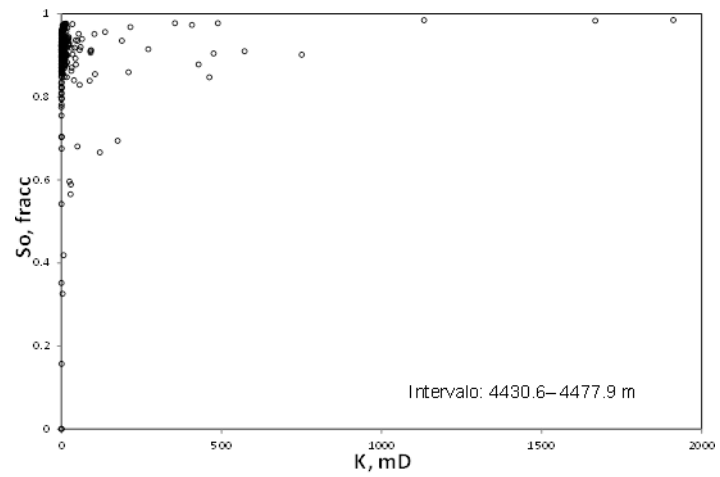


Figura 2.93. Comportamiento de S_o vs. K, intervalo 4430.6-4477.9 m. h= 47 m.

Capítulo 3

Análisis de RQI, FZI y ϕ_z de Amaefule y Nuevas Correlaciones

Parte 1. $RQI_{-T}(k)$ como Correlación Alterna para $RQI(k, \phi_e)$

Se parte de la expresión general en términos de k y ϕ para la estimación del Índice de Calidad del Yacimiento (RQI - Reservoir Quality Index) definida por Amaefule (1993),

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi}}, \quad (3.1)$$

En el presente trabajo, K se calculó con la correlación de Jorgensen (1988) la que depende de ϕ_e y del exponente de cementación variable (m_f); de esta forma $k(\phi_e, m_f)$. Si graficamos los valores de RQI vs. ϕ_e y los comparamos con el comportamiento de RQI pero respecto a ϕ_z , en donde $\phi_z = \phi_e / (1 - \phi_e)$, se puede concluir que usar ϕ_z en lugar de ϕ_e linealiza la tendencia de RQI, tal como se observa al comparar las figuras 3.1 y 3.2. Es importante señalar que aunque ambas gráficas presentan tendencias claras en la distribución de RQI, estas evidentemente son dispersas, lo que no permite establecer una relación de ajuste de RQI respecto a ϕ_e o en su caso respecto de ϕ_z ; esto es consecuencia de la extrema variabilidad petrofísica encontrada en yacimientos carbonatados complejos naturalmente fracturados (YCCNF). Tal que para un sólo valor de ϕ_e y en consecuencia también de ϕ_z , se determinarán diferentes valores de RQI, lo que resulta ser un problema matemático. De cualquier forma, RQI es directamente proporcional a la permeabilidad (K) e inversamente proporcional a la porosidad (ϕ), ver ec. (3.1). Considerando lo anterior, se requiere de un parámetro de peso que reduzca la dispersión de los valores de RQI, y este parámetro es la permeabilidad (K). De esta forma, se puede establecer la relación K/ϕ como una forma de reducir la dispersión de RQI. La figura 3.3 muestra el comportamiento de RQI contra K/ϕ_e , mientras que la figura 3.4 de RQI^* vs. K/ϕ_z , se observan las tendencias (círculos y cuadros vacíos) con su función de ajuste (línea continua) y coeficiente de correlación ($R^2=1$), respectivamente, y como se observa son idénticas.

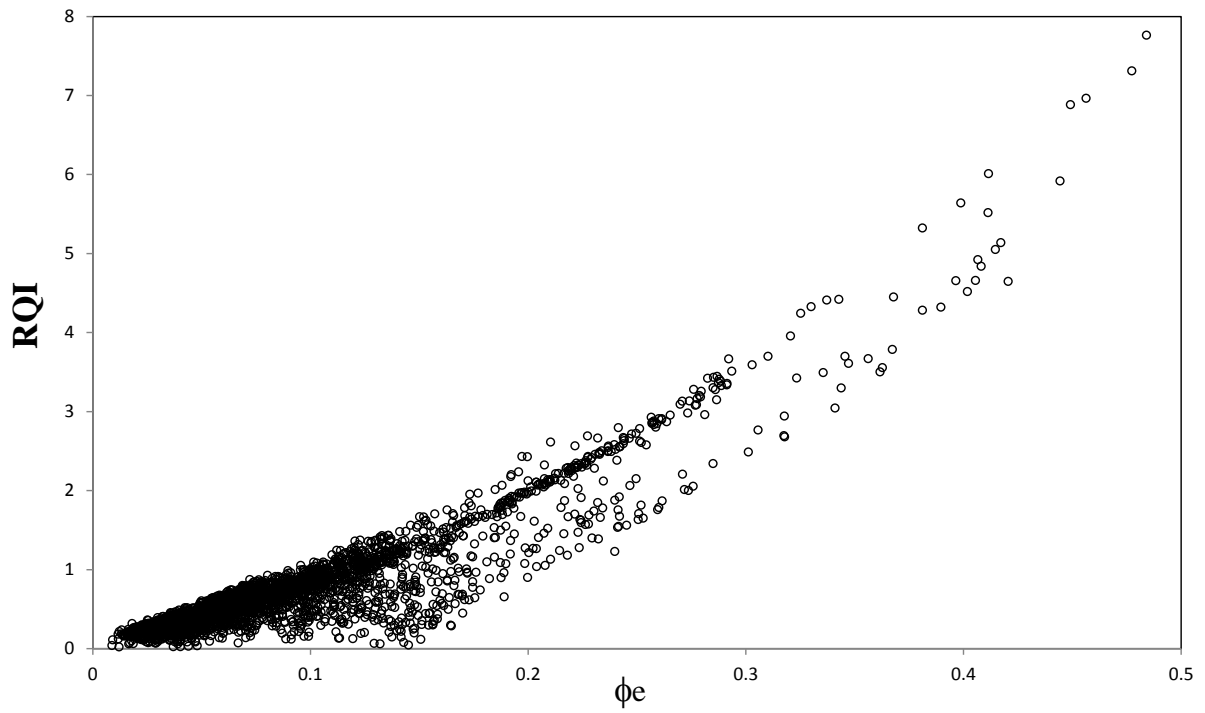


Figura 3.1. Comportamiento de RQI vs. ϕ_e en el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.

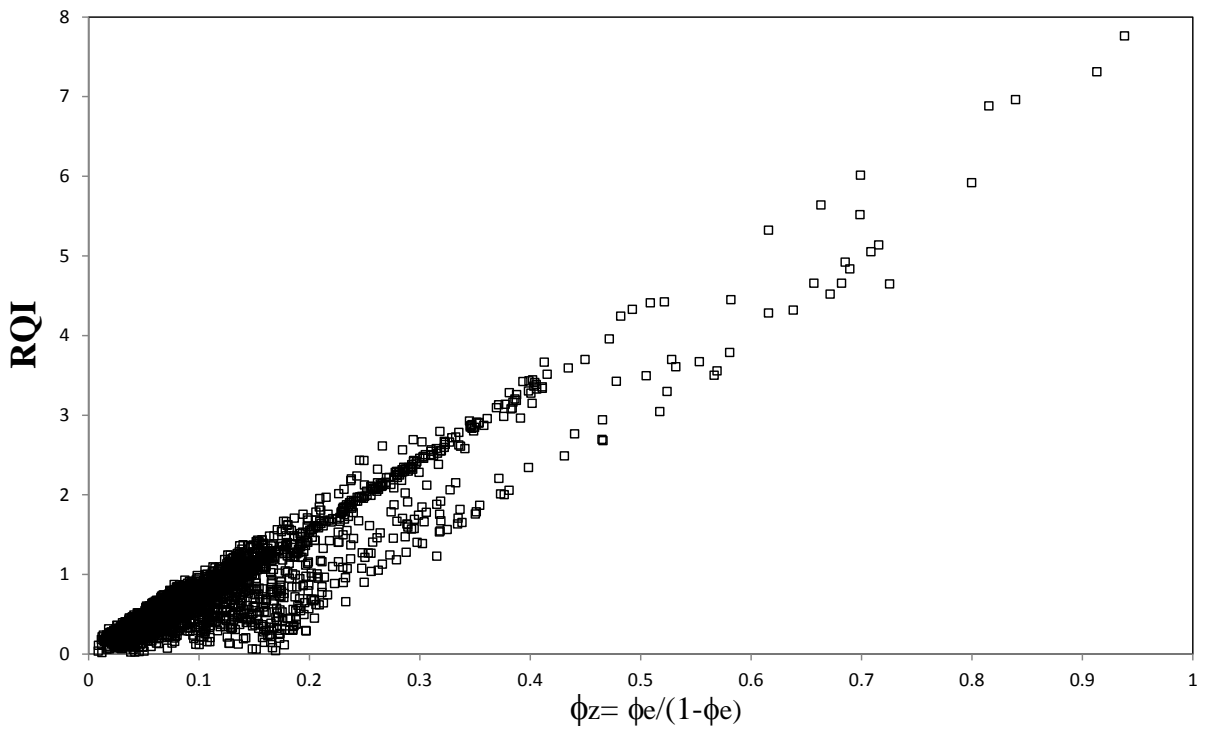


Figura 3.2. Comportamiento de RQI vs. ϕ_z en el intervalo 4047-4627m del pozo de estudio.

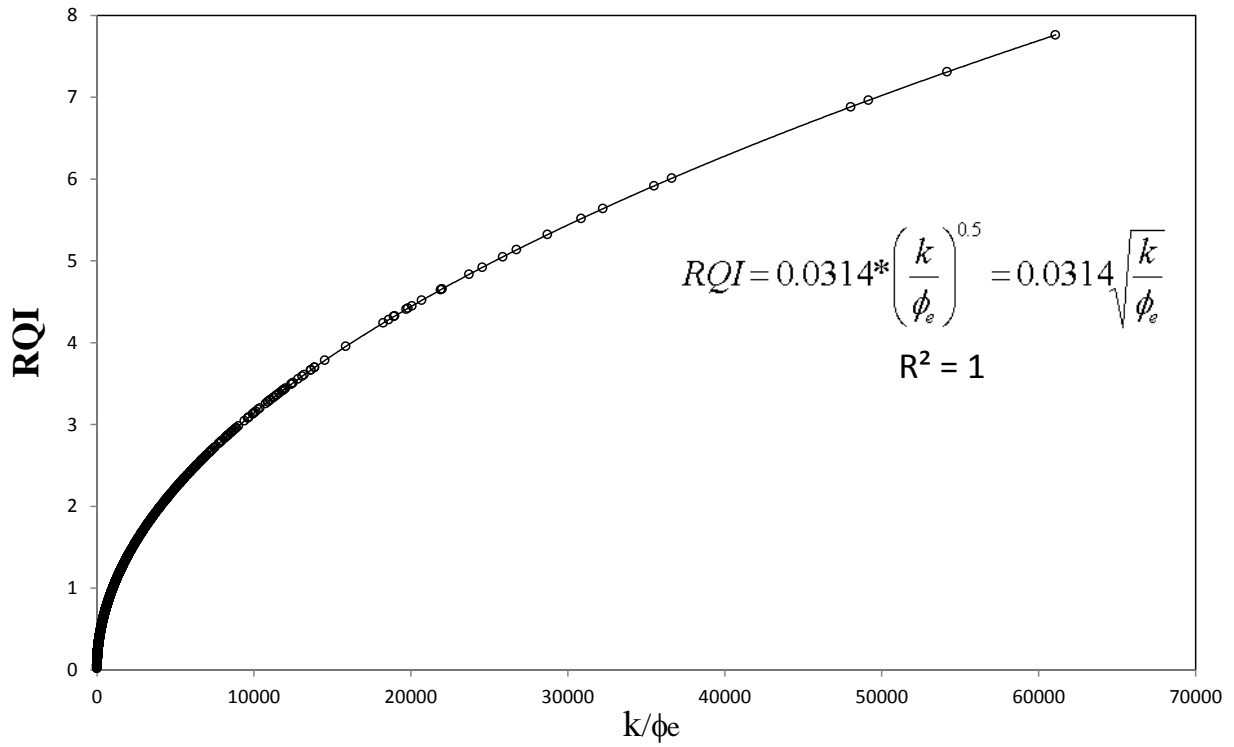


Figura 3.3. Comportamiento de RQI vs. K/ϕ_e y función de ajuste en el intervalo 4047-4627m.

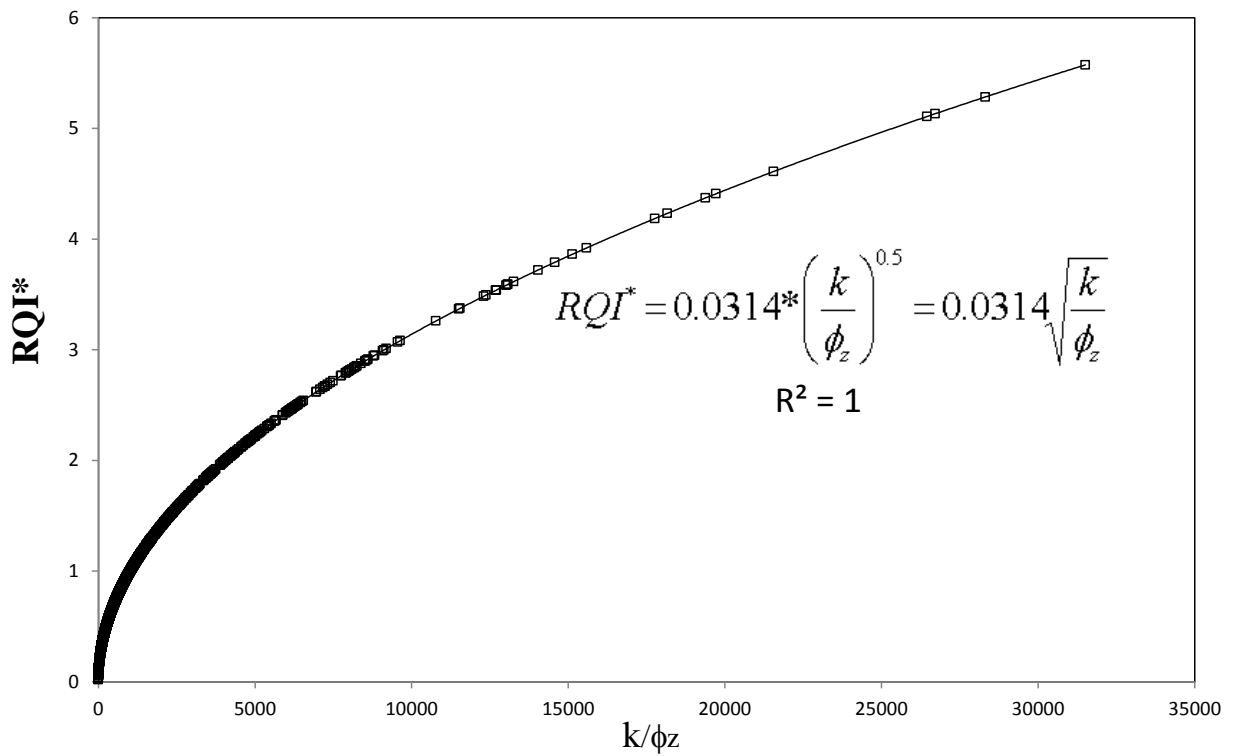


Figura 3.4. Comportamiento de RQI vs. K/ϕ_z y función de ajuste en el intervalo 4047-4627m.

Para determinar RQI^* se sustituye ϕ por ϕ_z en la ec. (3.1), y como se verá más adelante, RQI es diferente a RQI^* . Lo anterior es debido simplemente a que ϕ_e crece más lentamente y cae por abajo del comportamiento de ϕ_z , tal como se observa en la figura 3.5.

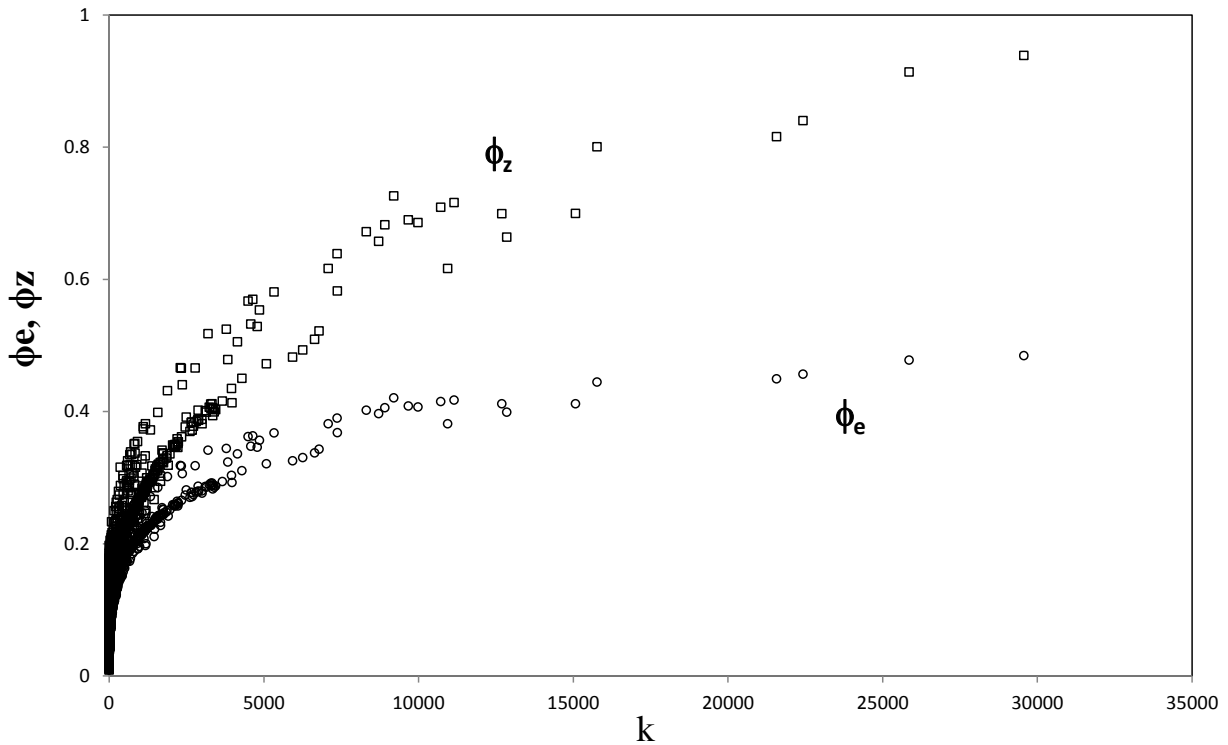


Figura 3.5. Comportamiento creciente de ϕ_z y ϕ_e vs. K en el intervalo 4047-4627m.

Regresando a las figuras 3.3 y 3.4, se puede verificar que en ambas graficas se elimina la dispersión de RQI (ver también figuras 3.1 y 3.2), y un resultado muy importante, determinado de realizar una regresión lineal por mínimos cuadrados de una función de potencial es que, indistintamente se llega a la correlación presentada por Amaefule (1993). La única condición es que se establezca una relación funcional matemática correcta de RQI con las variables independientes (K y ϕ). De esta forma, la ec. (3.2) es la presentada por Amaefule (1993), mientras que la ec. (3.3) es presentada en esta tesis y son expresiones resultantes de los ajustes por regresión usando mínimos cuadrados.

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}}, \quad (3.2)$$

$$RQI^* = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_z}}, \quad (3.3)$$

Hasta aquí, RQI ha sido calculada con la ec. (3.2) de Amaefule, es decir en función de K y ϕ_e , mientras que RQI* es función de K y de ϕ_z (ver ec. 3.3). Considerando la mayor linealidad al graficar respecto a ϕ_z , la figura 3.6 muestra el comportamiento de RQI y RQI* ambas contra ϕ_z , en donde se observa que RQI (círculos) en general es > RQI* (cuadros), esto es considerando, como ya se comentó, muestran la misma función de ajuste.

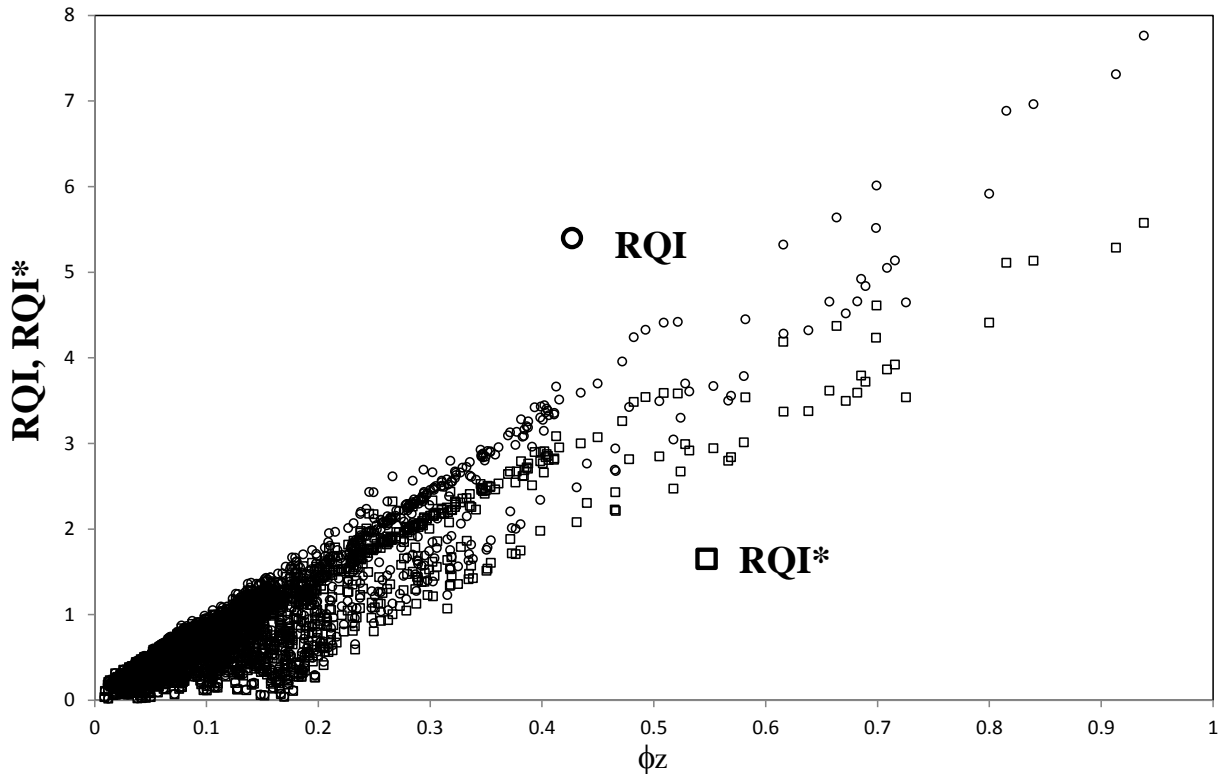


Figura 3.6. Comparación del comportamiento de RQI y RQI* vs. ϕ_z en el intervalo 4047-4627m.

Un punto relevante del trabajo de Amaefule es que la información para generar sus resultados fue basado del análisis de núcleos y de registros geofísicos; mientras que Ohen (2000), con base al trabajo de Amaefule, considera únicamente información de núcleos, de donde propone la siguiente expresión para RQI para sistemas fracturados,

$$RQI_{-Oh} = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_t^{2m-1}}}, \quad (3.4)$$

la que es función de K, del exponente de cementación variable (m) y de ϕ_t . Como se puede observar, las ecs. (3.2), (3.3) y (3.4) tiene la misma forma, con la misma constante igual a 0.0314 y la misma potencia de 1/2. Por otro lado, si graficamos deliberadamente RQI contra K/ϕ_z se esperarían obtener los mismos resultados, esto no es posible, ya que RQI es función de ϕ_e no de ϕ_z , lo que resulta en sí mismo un gran error; de esta forma, la constante y la potencia de la función de ajuste, denominada como RQI^{**} , van a cambiar, tal como se observa en la figura 3.7.

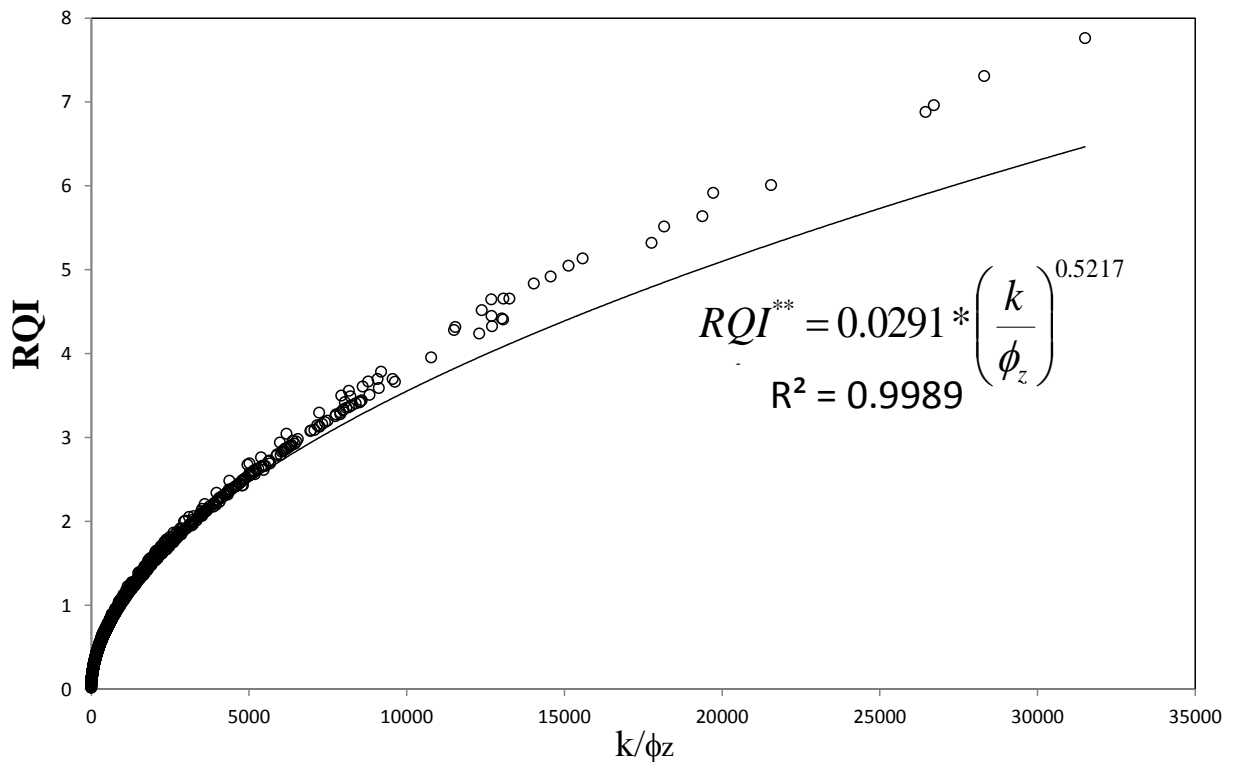


Figura 3.7. Comportamiento de RQI vs. K/ϕ_z en el intervalo 4047-4627m y función de ajuste.

De la figura 3.7, la función de potencial de ajuste (ver ec.3.5), está definida por una constante de 0.0291 y potencia de 0.5217,

$$RQI^{**} = 0.0291 * \left(\frac{k}{\phi_z} \right)^{0.5217}, \quad (3.5)$$

en donde el factor de desviación de RQI** respecto a RQI es de menor al 1%, tal como se observa en la figura 3.8. Lo anterior significa que RQI no es tan sensible a la magnitud de la porosidad, por lo que se podría ser eliminada del denominador.

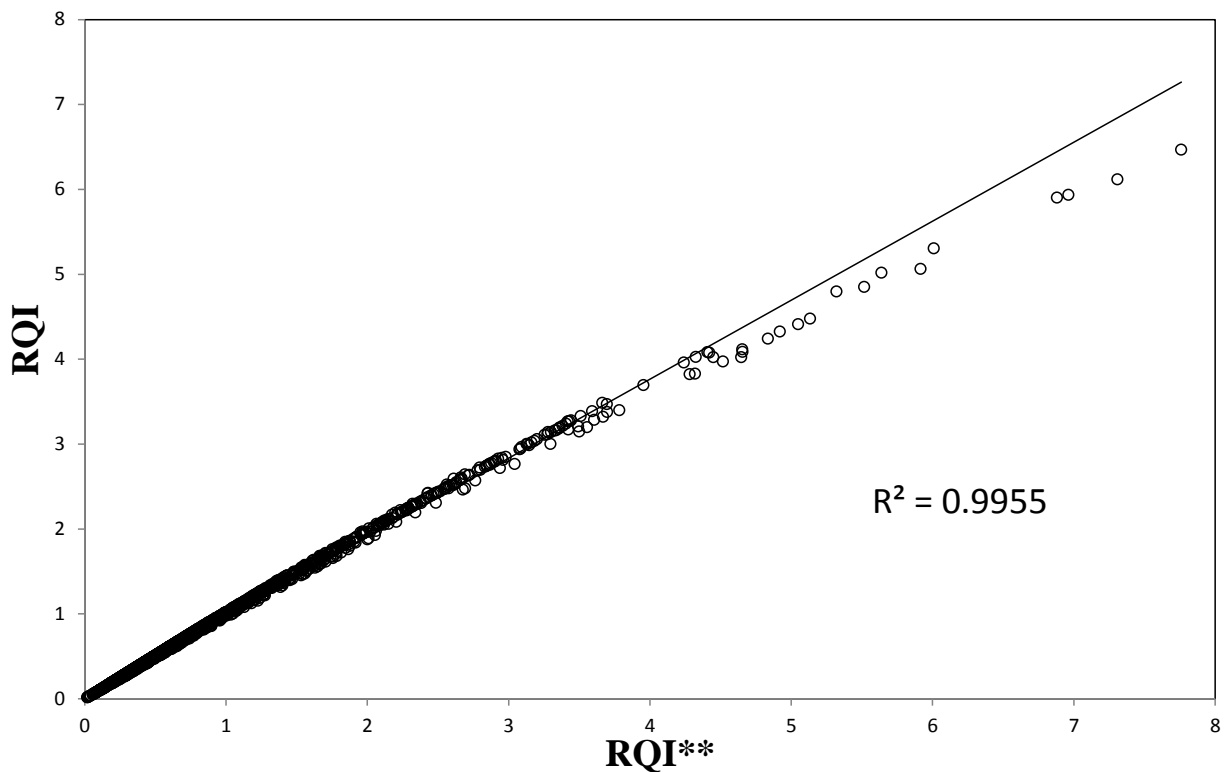


Figura 3.8. Correlación de RQI vs. RQI** en el intervalo 4047-4627m y función de ajuste.

De lo anterior, la figura 3.9 muestra el comportamiento de RQI y RQI** contra ϕ_z , en donde se observa que los valores de RQI** (cuadros) se acercan a los valores de RQI (círculos), esto en comparación a los valores de RQI* (ver figura 3.6).

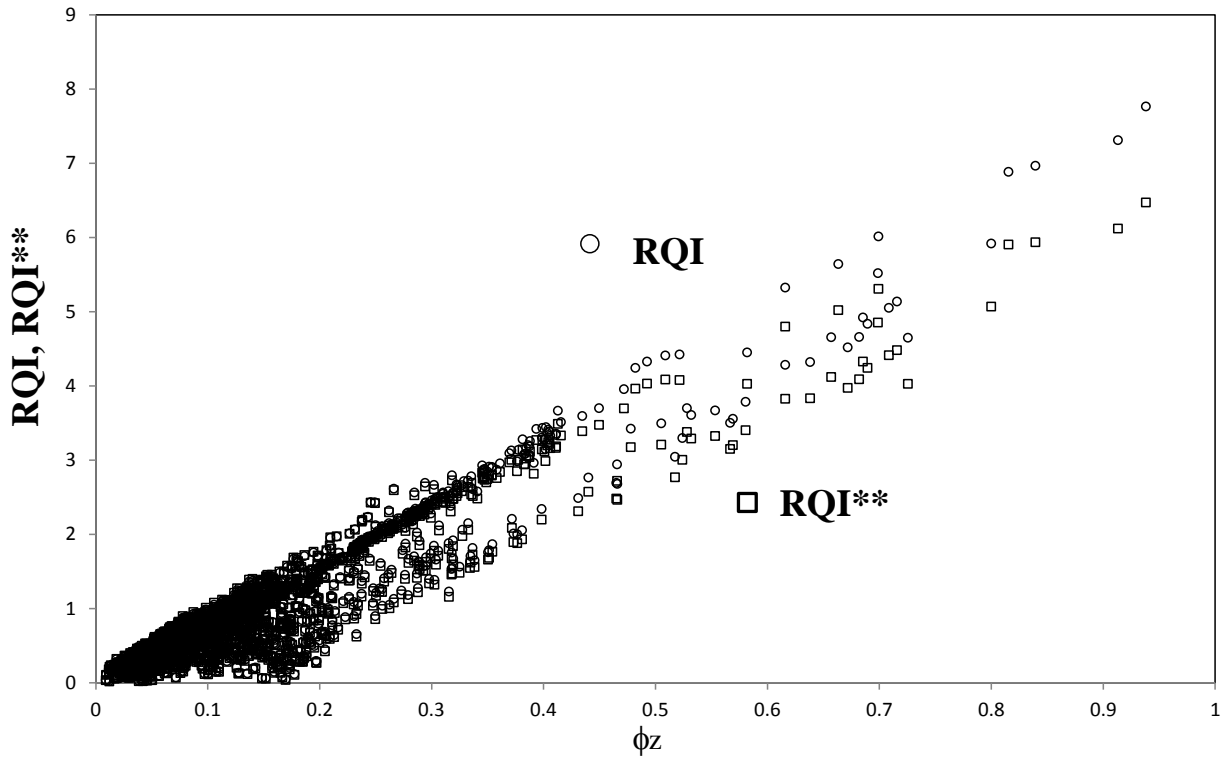


Figura 3.9. Comparación del comportamiento de RQI y RQI**vs. ϕ_z en el intervalo 4047-4627m.

Tomado en cuenta los resultados anteriores y los presentados en este capítulo, además de que:

1. La permeabilidad (K) representa un parámetro de peso que tiende a linealizar el comportamiento de RQI (función de K y ϕ_e).
2. La estimación de K (Jorgensen, 1988) depende en sí mismo de los valores de ϕ_e y m_f , determinados a partir de los resultados obtenidos de los registros convencionales.
3. Baja dependencia de RQI de la porosidad.

De esta forma, si graficamos RQI contra k, lo que no resulta un error matemático, ya que RQI es función de K y de ϕ_e , entonces, tanto la constante como la potencia de la función de ajuste también van a cambiar, tal como se observa en la figura 3.10.

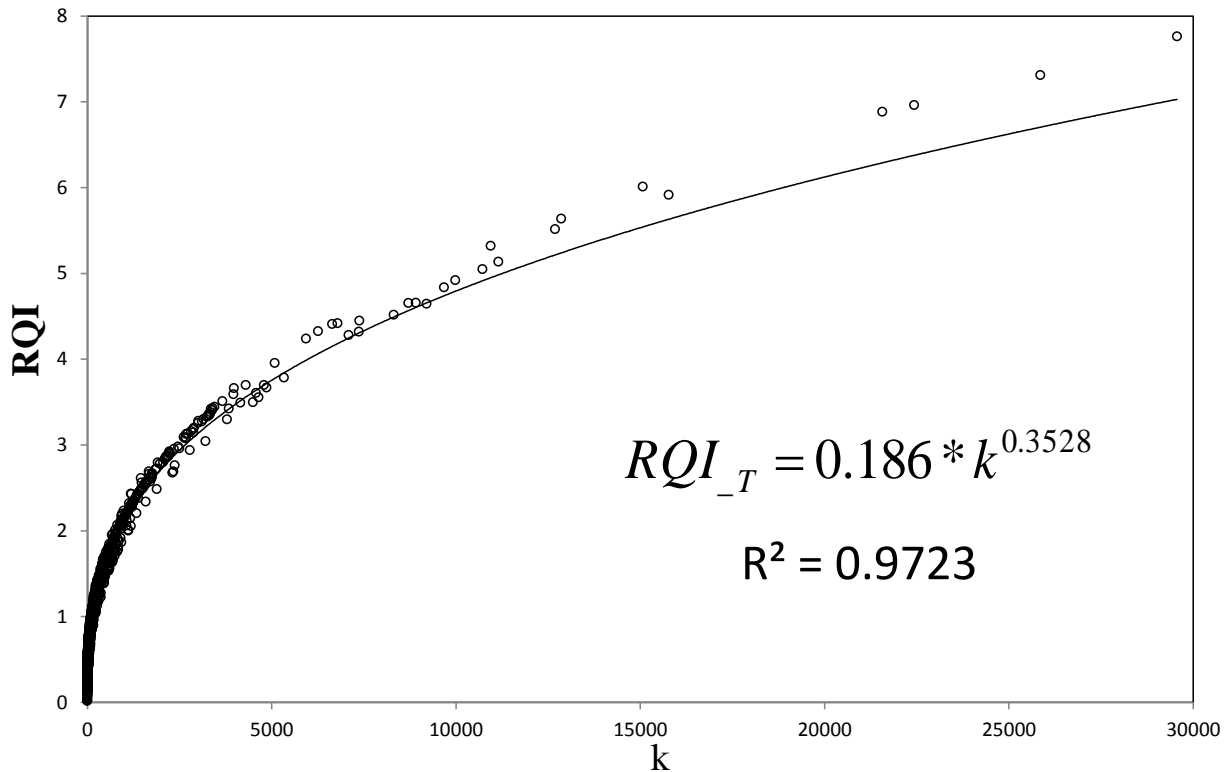


Figura 3.10. Comportamiento de RQI vs. K en el intervalo 4047-4627m y función de ajuste.

Se puede verificar que la función de potencial de ajuste a la que se le denomina como RQI_T , está definida por una constante de 0.186 y potencia de 0.3528, como se observa en la ec.(3.6).

$$RQI_T = 0.186 * k^{0.3528} \quad , \quad (3.6)$$

y en donde el factor de desviación de RQI_T respecto a RQI es de mucho menor al 1%, tal como se observa en las figuras 3.10 y 3.11, en donde el cociente de RQI_T/RQI es cercano a 1, ver figura 3.12. Si se comparan los resultados de las ecs. (3.5) para RQI^{**} y (3.6) para RQI_T , es fácil concluir que esta última da mejores resultados y depende sólo de K, en donde $RQI_T=f[k(\phi_e, m_f)]$. La figura 3.13 muestra el comportamiento de correlación de RQI y RQI_T contra ϕ_z , claramente se observa que los valores de RQI_T (cuadros) se acercan mucho más a los valores de RQI (círculos), esto en comparación a los valores de RQI^{**} (ver figura 3.9) y más aún a RQI^* (ver figura 3.6).

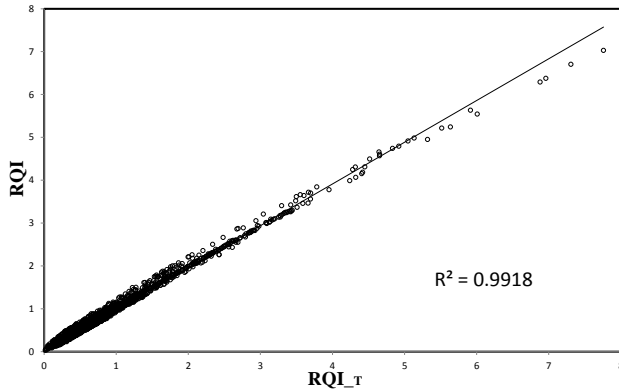


Figura 3.11. Correlación de RQI vs. RQI_T en el intervalo 4047-4627m y función de ajuste.

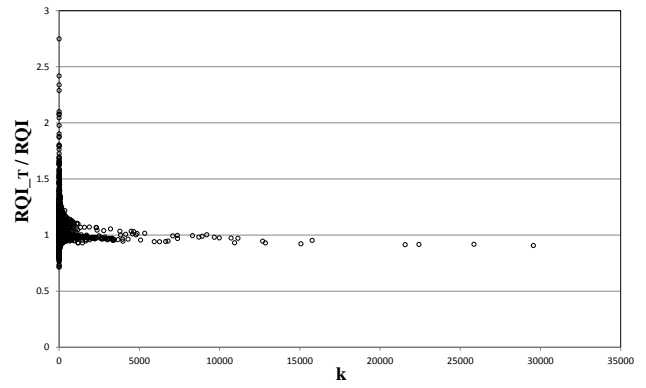


Figura 3.12. Correlación de RQI_T / RQI vs. K en el intervalo 4047-4627m y función de ajuste.

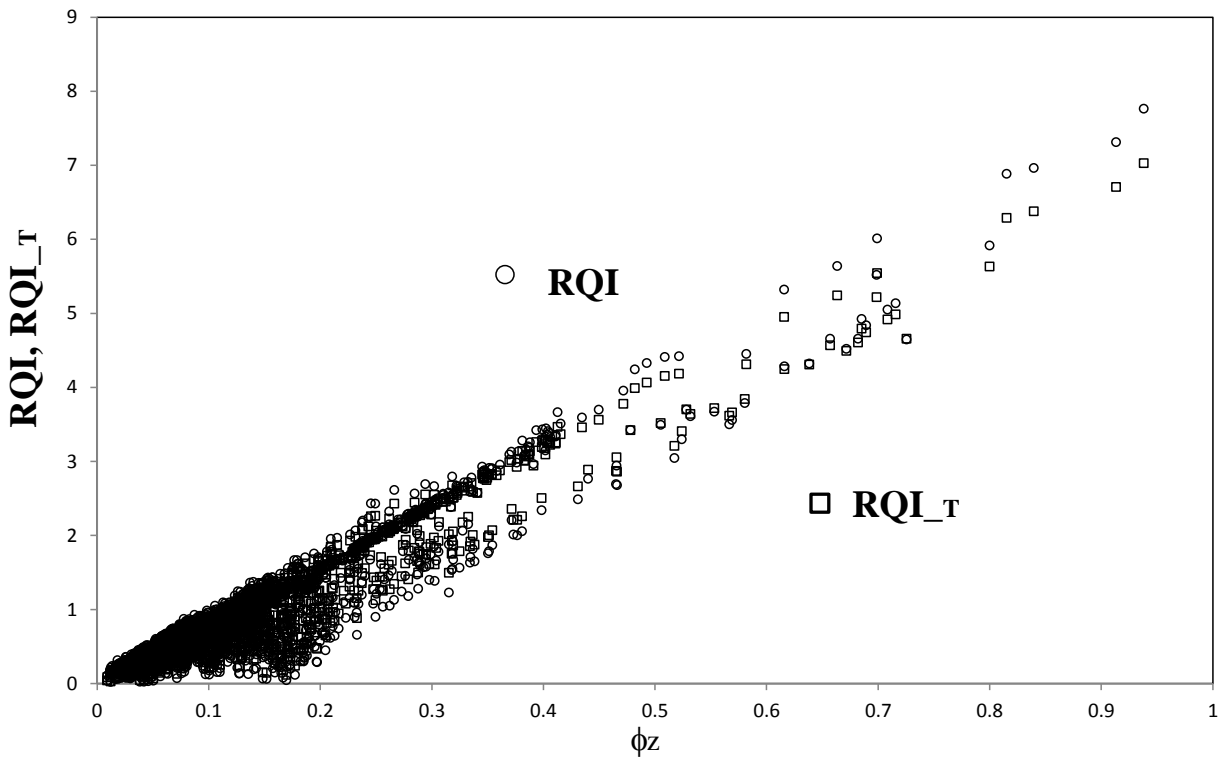


Figura 3.13. Comparación del comportamiento de RQI y RQI_T vs. ϕ_z en el intervalo 4047-4627m.

Los perfiles de RQI (Amaefule), RQI** (esta tesis), RQI_T (esta tesis), y RQI_{Oh} (Ohen), son mostrados en las figuras 3.14 a 3.17, respectivamente. En general los cuatro perfiles son consistentes. Se propone la nueva formulación para RQI, a la que se le denomina como RQI_T (ec.3.6) establecida en la presente tesis, y la que sólo depende de K.

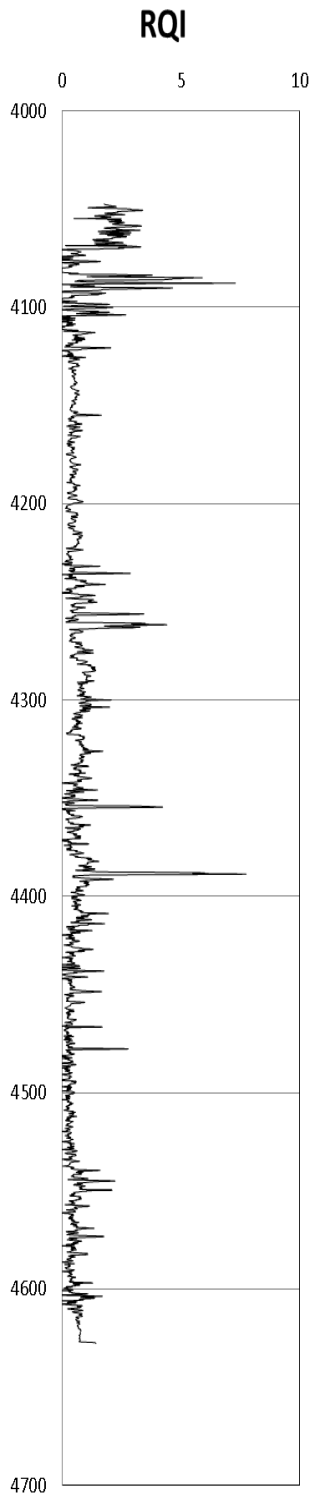


Figura 3.14. Curva de RQI vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m.

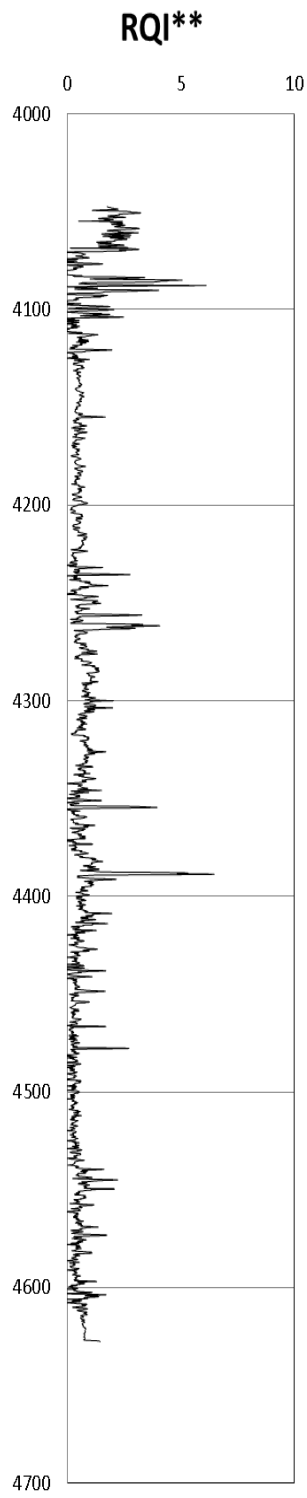


Figura 3.15. Curva de RQI** vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m.

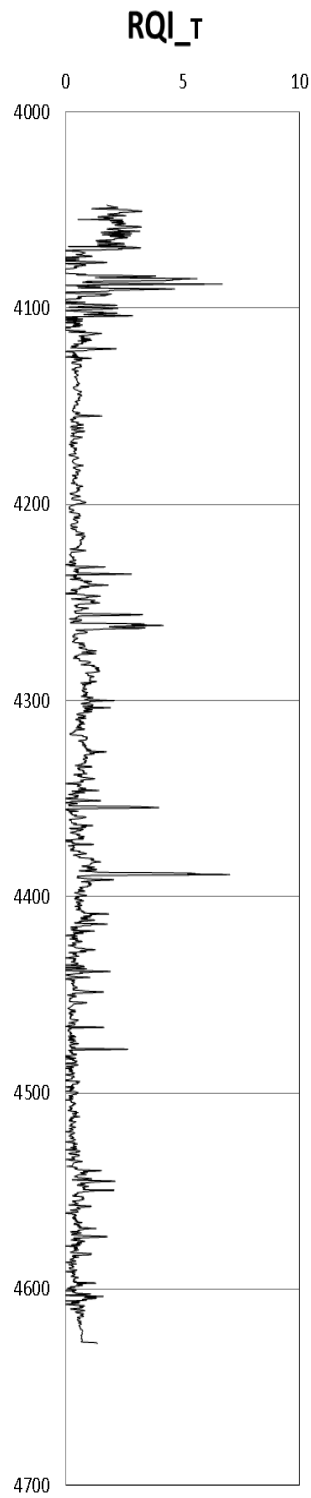


Figura 3.16. Curva de RQI_T vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m.

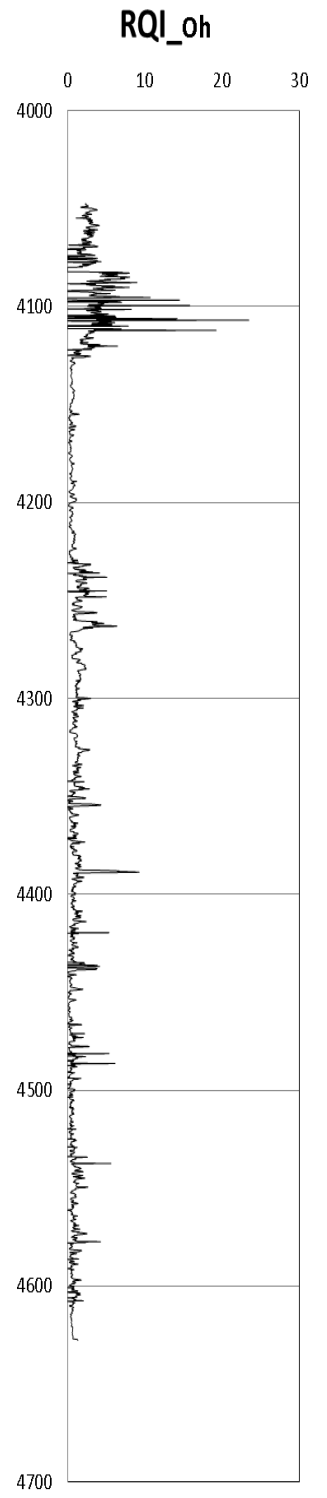


Figura 3.17. Curva de RQI_oh vs. *profundidad*, intervalo 4047-4627m.

Parte 2. Análisis del Indicador de Zona de Flujo (FZI) y Definición del Índice de Unidad de Flujo (IUF_T)

La formulación de Amaefule para el cálculo del *indicador de zona de flujo* (FZI - Flow Zone Indicator) está definida como,

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z}, \quad (3.7)$$

en donde RQI es el Índice Calidad del Yacimiento y $\phi_z = \phi_e/(1-\phi_e)$. El comportamiento de los datos sintéticos de ϕ_z contra ϕ_e definen una función creciente, la cual crece más rápido a partir de $\phi_e=0.1$, tal como se observa en la figura 3.18. La forma de la ec.(3.7) va a dirigir a inconsistencias físicas, esto conforme a la definición de unidad de flujo; esto es, considerando también que en los yacimientos carbonatados fracturados no existe una relación lineal entre k y ϕ_e . De la ec. (3.7) se deduce que:

- a) FZI va a crecer conforme aumenta k, pero
- b) FZI va a disminuir conforme se incrementa ϕ_z

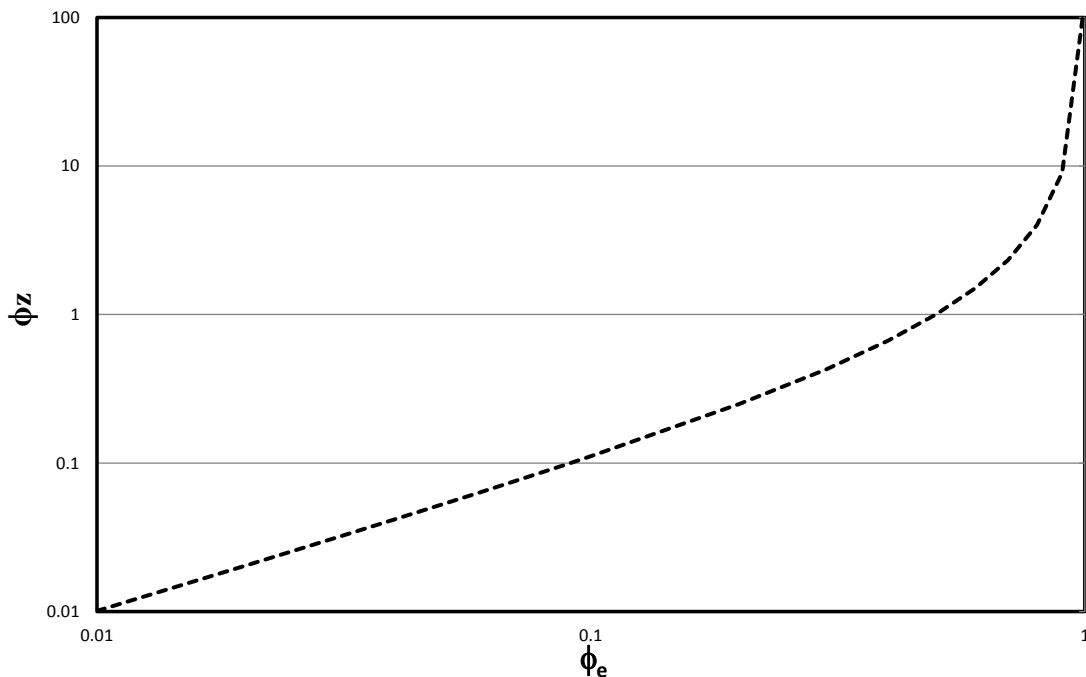


Figura 3.18. Comportamiento creciente de datos sintéticos de ϕ_z vs. ϕ_e

Lo señalado en los puntos (a) y (b), puede ser evidenciado en la figura 3.19 (FZI vs. ϕ_z y K), en donde altas porosidades dirigen a valores de FZI decrecientes y bajas porosidades conllevará a altos valores de FZI, ambas situaciones no tiene sentido físico en términos de la definición de unidad de flujo, tal como se señaló en secciones anteriores en torno a la definición de FZI de Amaefule y del comportamiento observado en nuestro pozo de estudio. En este sentido, y para tener consistencia física, las tendencias mostradas en la figura 3.19 deberían mostrar un comportamiento creciente.

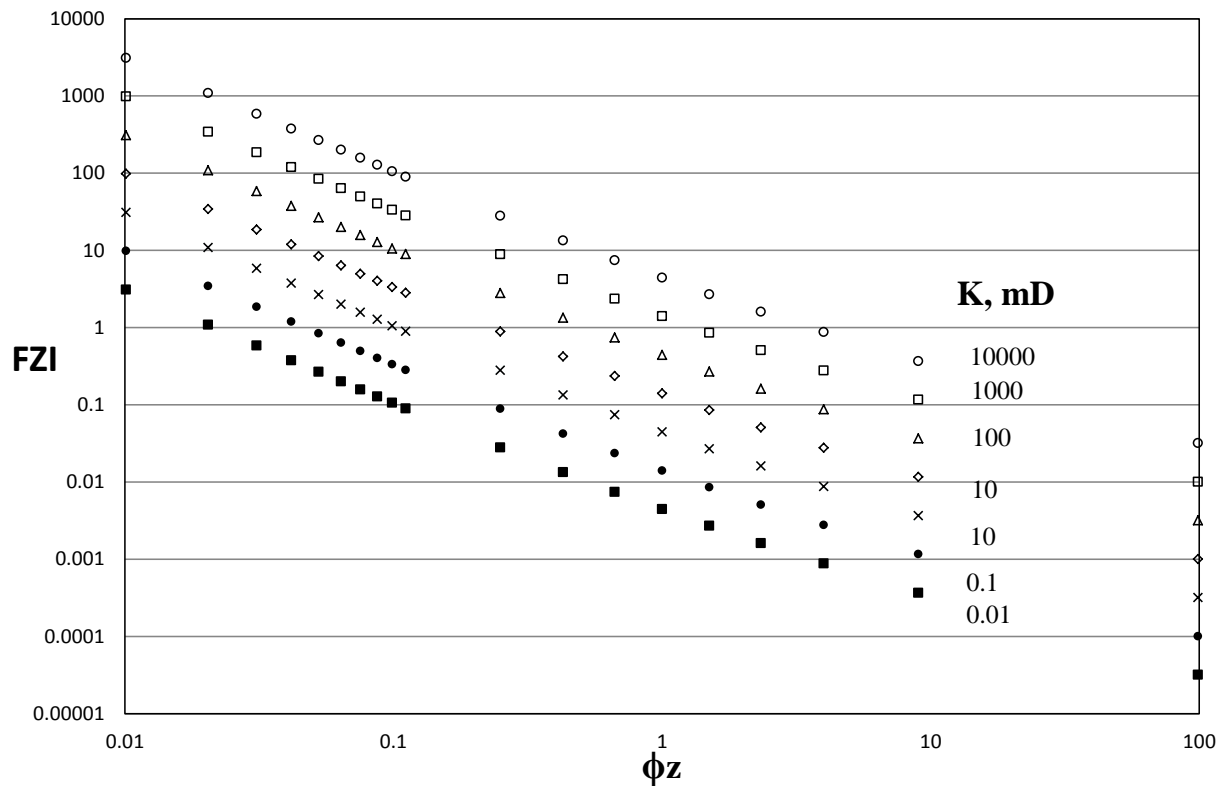


Figura 3.19. Comportamiento de datos sintéticos de FZI vs. ϕ_z para diferentes valores de permeabilidad (K).

Con base en las ecs.(3.5) y (3.6), se presentan dos alternativas denominadas en la presente tesis como *Índice de Unidad de Flujo* (IUF), en donde hay que recalcar que K en función de: ϕ_e , m_f , tortuosidad, etc. Se establece que $K^*h=K$, en donde Kh es la capacidad de flujo de la formación para producir fluidos, tomando como base un espesor unitario $h=1$, entonces es posible definir las siguientes correlaciones:

$$IUF^{**} = RQI^{**} * \phi_e * S_o \quad , \quad (3.8)$$

$$IUF_{-T} = RQI_{-T} * \phi_e * S_o \quad , \quad (3.9)$$

en donde $\phi_e * S_o$ es el volumen de aceite efectivo. La ec. (3.8) puede ser reescrita de la siguiente forma,

$$IUF^{**} = 0.0291 * k^{0.5217} * \phi_e^c * S_o \quad , \quad (3.10)$$

en donde,

$$\phi_e^c = (1 - \phi_e)^{0.5217} * \phi_e^{0.4783} \quad ,$$

con $\phi_e^{0.4783}$ como resultado del cociente de $\phi_e / \phi_e^{0.5217}$. Mientras que de la ec.(3.9), se define la siguiente expresión,

$$IUF_{-T} = 0.186 * k^{0.3528} * \phi_e * S_o \quad , \quad (3.11)$$

Como se observa, las ecs.(3.10) y (3.11) tienen la misma forma, y pueden ser usadas para definir índices de unidad de flujo (IUF); un nombre más acorde es, índice de capacidad de flujo unitario efectivo del medio saturado de aceite o índice de capacidad de flujo efectivo, de preferencia la ec.(3.11). Asimismo, la ecuación de Amaefule (ec.3.7) se puede reescribir como,

$$FZI = \frac{0.0314 \sqrt{k / \phi_e}}{\phi_z} = 0.0314 * \sqrt{k} * (1 - \phi_e) * \phi_e^{-1.5} \quad , \quad (3.12)$$

Evidentemente, la ec. (3.12) no depende del grado o volumen de saturación de aceite efectiva ($\phi_e S_o$), de tal forma que $FZI \gg 0$ aun cuando $S_o = 0$, lo cual resulta altamente riesgoso si esta correlación es usada para seleccionar un intervalo de flujo (zona de flujo) para explotar un pozo.

Las figuras 3.20 a 3.22 corresponden a las correlaciones dadas por las ecs. (3.7) de Amaefule y las establecidas en esta tesis, ecs. (3.10) y (3.11), respectivamente. De la figura 3.20 se tienen las siguientes observaciones:

- A. Los mayores valores de FZI corresponden a intervalos de baja porosidad efectiva, tal como sucede en los intervalos: 4150–4230m, 4355–4385m, 4450–4475m, 4500–4550m, y otros. Ver tabla 3.1 y figura 3.20 de FZI; comparar con los perfiles mostrados en las figuras 3.21 (IUF**), 3.22 (IUF_T) y 3.23 de IUF_T NORM; esta última es la normalización de IUF_T respecto a su valor máximo, IUF_TMAX; es decir, IUF_{T} / IUF_{TMAX} , los cuales si son consistentes.
- B. Para intervalos con alta porosidad efectiva y alta permeabilidad establece valores bajos de FZI, tal como sucede con los intervalos 4083-4120m, 4235-4263m, 4250–4325m, y otros. Ver tabla 3.1 y figura 3.20 de FZI; comparar con los perfiles mostrados en las figuras 3.21, 3.22 (IUF_T) y 3.23 de IUF_TNORM.

La tabla 3.1 para diferentes intervalos, también muestra el promedio de los valores petrofísicos de K, Sw y ϕ_e , esto no significa que no existan valores de K mayores; por ejemplo, la figura 3.24 muestra el comportamiento de K vs. profundidad para el intervalo 4550–4600m en donde hay de regulares a buenas condiciones petrofísicas, tal como se observa en la figura 3.23 de IUF_T, con valores de K>100 hasta 600 mD.

Sin duda alguna, los resultados obtenidos con la correlación de Amaefule no son del todo consistentes con la definición de unidad de flujo. Resulta importante recalcar que aunque existan espesores con porosidad y saturación, pero con K limitada, no van a constituir en forma natural una unidad de flujo o una zona de flujo conforme a la definición de Amaefule. La figura 3.22 muestra el comportamiento correspondiente a lo que se nombra en la presente tesis como IUF_T (ec.3.11), la que sí correlaciona con el comportamiento de ϕ_e , K, DT, IIF, RQI y de So en los diferentes intervalos del pozo de estudio.

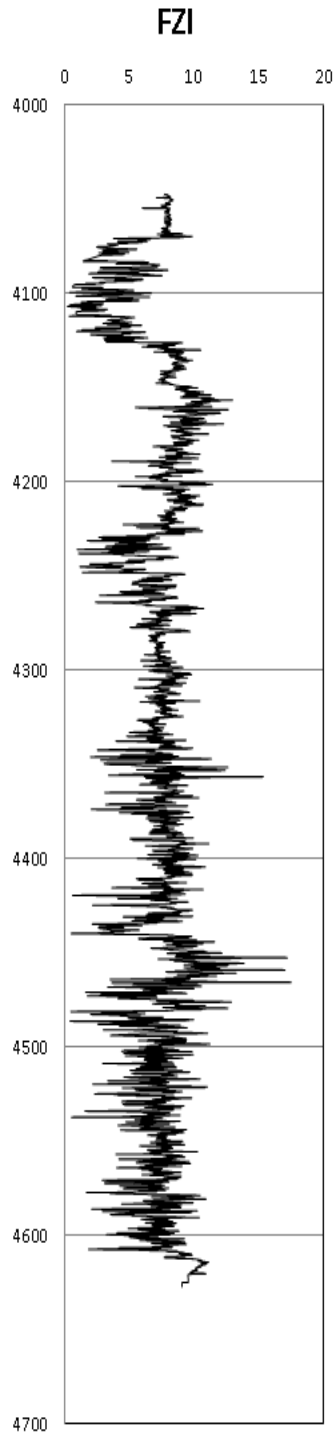


Figura 3.20. Comportamiento de FZI (Amaefule) vs. *Profundidad*, intervalo 4047-4627m.

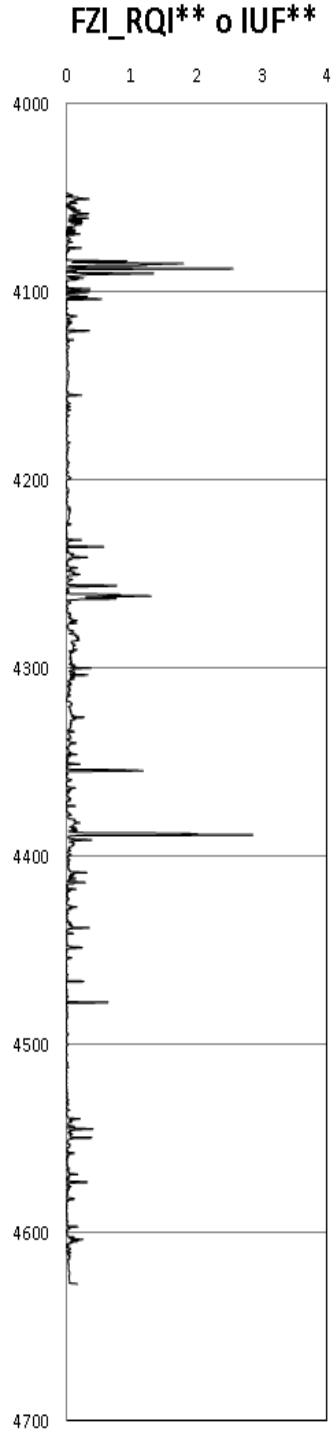


Figura 3.21. Comportamiento de IUF** (esta tesis) vs. *Profundidad*, intervalo 4047-4627m.

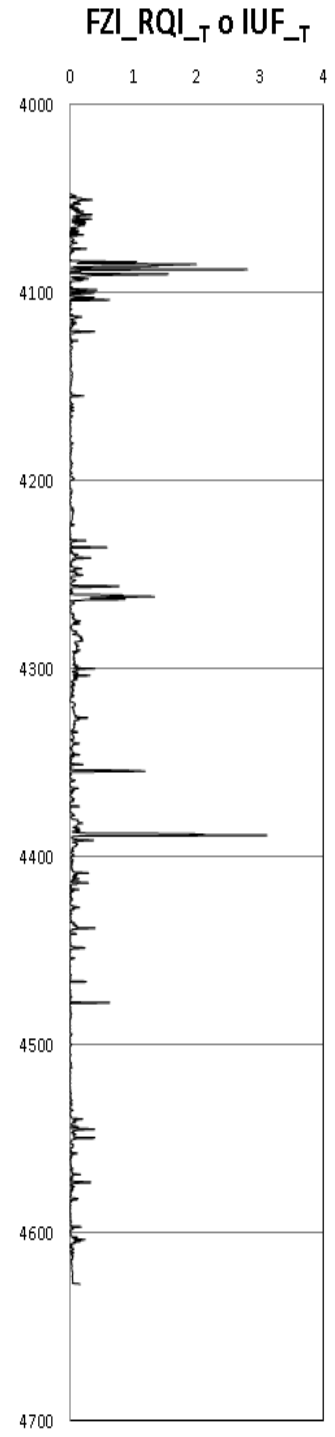


Figura 3.22. Comportamiento de IUF_T (esta tesis) vs. *Profundidad*, intervalo 4047-4627m.

Intervalo (m)	Espesor (m)	Promedio		
		K (mD)	Sw (%)	ϕ_e (%)
4150-4320	80	15	12	5
4355-4385	29	49	11	7
4450-4475	25	13	9	3
4500-4550	50	37	9	5
4083-4120	38	1075	58	19
4235-4263	29	443	25	12
4250-4325	61	89	13	9
4550-4600	50	31	9	6

Tabla 3.1. Valores promedio de K, Sw y ϕ_e para diferentes intervalos del pozo de estudio.

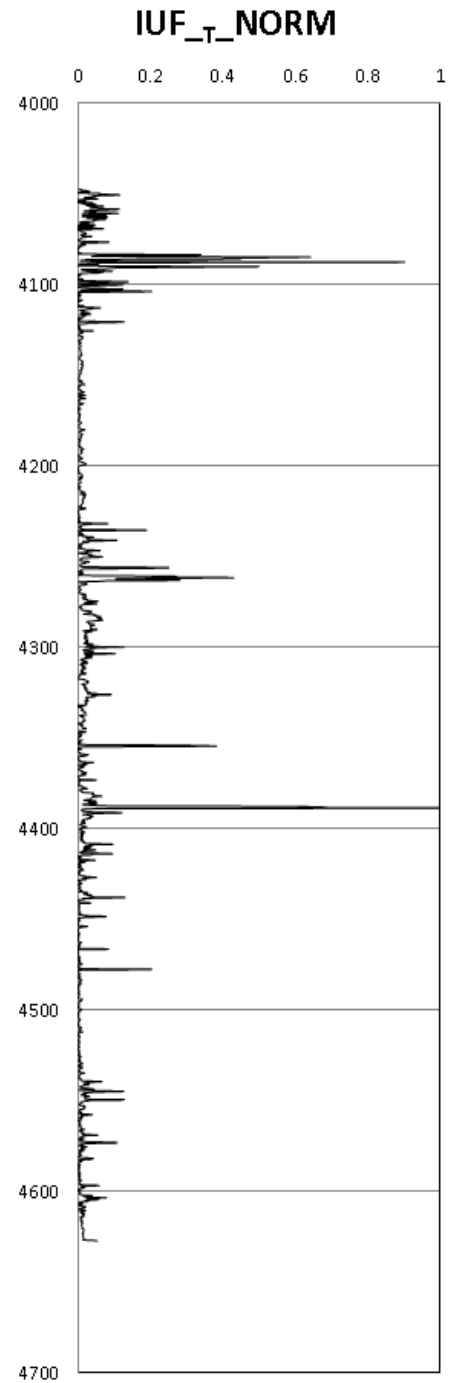


Figura 3.23. Comportamiento de IUF_T NORMALIZADA (esta tesis) vs. Profundidad, intervalo 4047-4627m.

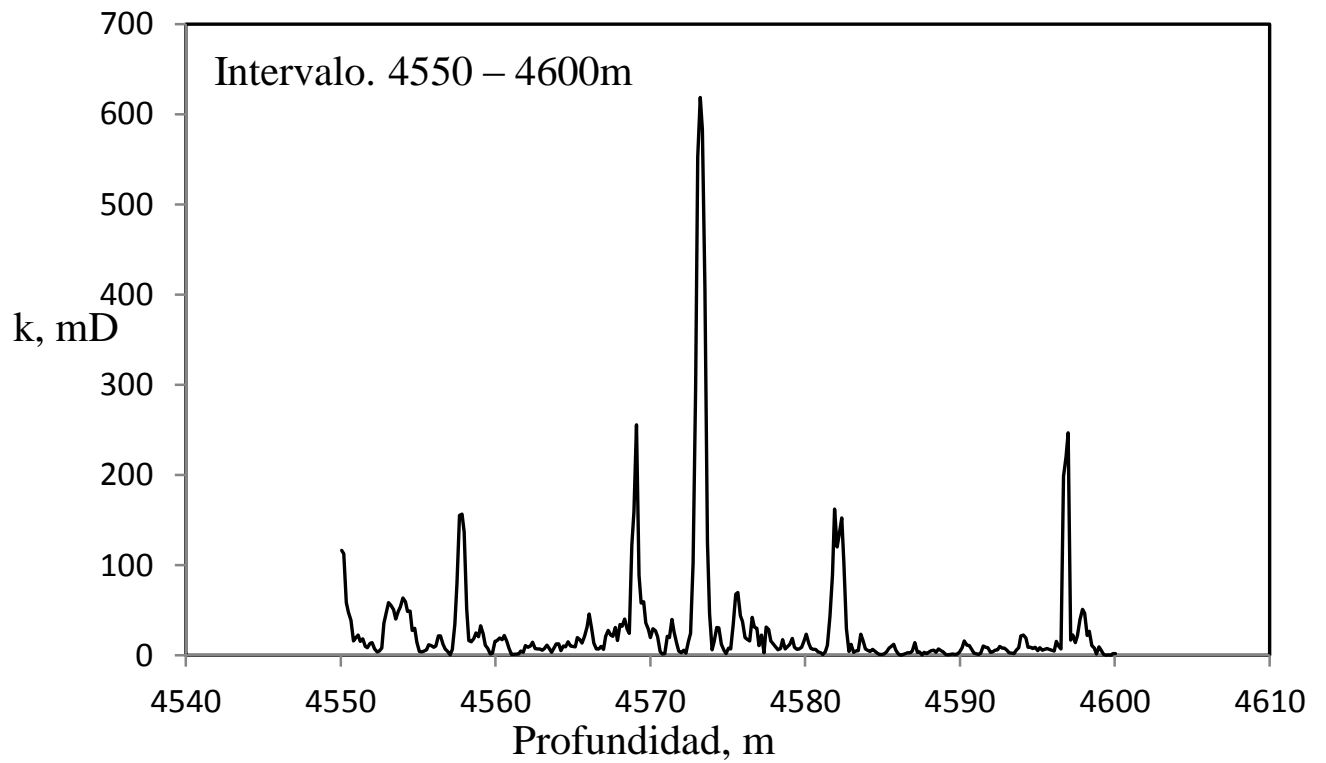


Figura 3.24. Comportamiento de K vs. *profundidad* para el intervalo 4550–4600m del pozo de estudio.

Parte 3. Modificación a la Correlación de FZI de Amaefule: FZI₁ y FZI₂

Considerando las inconsistencias en los resultados derivados de usar la ecuación de FZI de Amaefule, pero tomado en cuenta que RQI produce buenos resultados, se define FZI₁ como el producto de RQI por ϕ_z y S_o ; es decir,

$$FZI_{-1} = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} * \phi_z * S_o = 0.0314 \sqrt{k} * \frac{\phi_e^{0.5}}{1 - \phi_e} * S_o, \quad (3.13)$$

de igual forma, también se puede definir FZI₂, como el producto de RQI por ϕ_e y S_o , de donde se llega a la siguiente expresión,

$$FZI_{-2} = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} * \phi_e * S_o = 0.0314 \sqrt{k} * \phi_e^{0.5} * S_o, \quad (3.14)$$

Es claro que las ecs.(3.13) y (3.14) tienen la misma forma que las ecs.(3.10) y (3.11). Con estas correcciones, los resultados derivados de usar las ecuaciones para FZI₁ y FZI₂ (modificadas de la ecuación de Amaefule, 1993) van a mostrar consistencia respecto al comportamiento mostrado en las figuras 3.21 y 3.22, tal como se observa en las figuras 3.25 y 3.26.

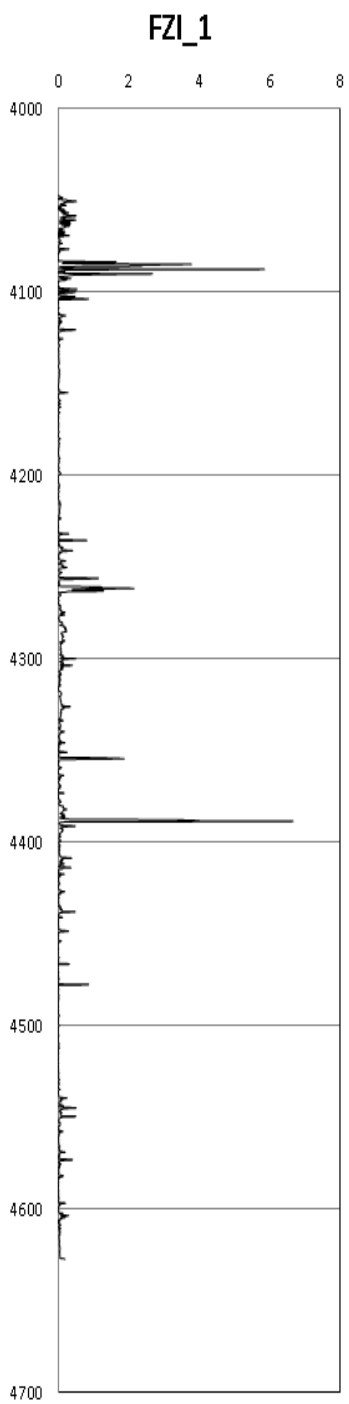


Figura 3.25.
Comportamiento de FZI_1
(modificada de Amaefule) vs.
Profundidad, intervalo
4047-4627m.

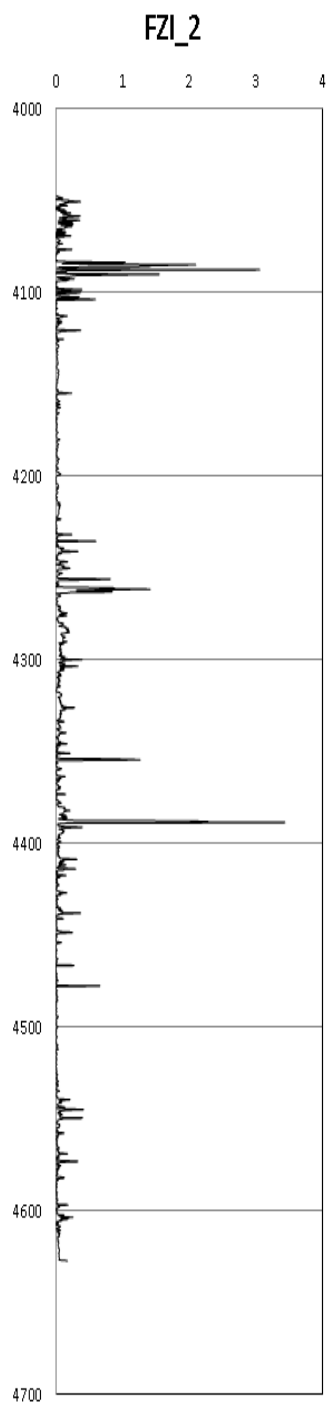


Figura 3.26.
Comportamiento de FZI_2
(modificada de Amaefule) vs.
Profundidad, intervalo
4047-4627m.

Parte 4. Significado de ϕ_z de Amaefule.

Kadkhodaie (2018) menciona que FZI (Indicador de Zona de Flujo definido por Amaefule, 1993) puede entenderse como la relación entre el volumen del espacio vacío (poroso) y su distribución geométrica (RQI), y en donde ϕ_z (relación de vacío) es la relación entre el *volumen de poro* y el *volumen de sólido*; de tal forma que las rocas con valores cercanos de FZI pertenecen a una unidad hidráulica; es decir, que tienen propiedades de flujo similares.

Conforme a lo señalado por Kadkhodaie, en cuanto a que se definan puntos con valores cercanos de FZI no debe significar, en sí mismo, que representen unidades hidráulicas (aunque si unidades petrofísicas), ya que si se consideran valores bajos de permeabilidad y de porosidad, es claro que se estará en condiciones petrofísicas adversas, en donde el fenómeno de flujo no se va a dar, y en esta situación no representan unidades de flujo hidráulicas. Se puede concluir que la ambigüedad del comportamiento de FZI (ver ec. 3.15) tiene que ver con la forma y el significado físico de ϕ_z (ver ec. 3.16).

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z}, \quad (3.15)$$

y en donde,

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e}, \quad (3.16)$$

Si se toma en cuenta lo ya analizado en ésta sección del capítulo, los valores de FZI son confusos e inconsistentes. De la definición del volumen de roca ($V_r = V_p + V_s$, con V_p =volumen de poros y V_s =volumen de sólidos) y ponderamos respecto a V_r , tenemos que,

$$\frac{V_p}{V_r} + \frac{V_s}{V_r} = 1, \quad (3.17)$$

de donde se llega a la siguiente igualdad,

$$\frac{V_s}{V_r} = 1 - \phi \quad , \quad (3.18)$$

la que representa el denominador de la ec. (3.16). De esta forma, de la definición de ϕ_z pero en términos de porosidad (ϕ) y considerando la ec.(3.18), se establece la siguiente expresión general para ϕ_z ,

$$\phi_z = \frac{V_p/V_r}{V_s/V_r} = \frac{V_p}{V_s} \quad , \quad (3.19)$$

en donde ϕ_z efectivamente es una relación entre el volumen de poro y el volumen sólido, tal como es señalado por Kadkhodaie (o relación de vacío). De la ec. (3.19), entonces,

$$\phi_z = \frac{V_p}{V_r - V_p} = \frac{\phi}{1 - \phi} \quad , \quad (3.20)$$

La ec. (3.20) puede ser escrita en términos de porosidad efectiva (ϕ_e), tal como es expresada en la ec. (3.16).

Se puede establecer que más que ϕ_z sea una relación entre el volumen de poros y volumen sólidos; más bien es una relación de proporción del volumen de poros respecto al volumen de sólidos o relación de volúmenes de espacios vacíos respecto a los sólidos, lo que a ciencia cierta no define un parámetro petrofísico relevante, pero si resulta confuso, que a diferencia de las relaciones de V_p/V_r o V_s/V_r , son las que definen el volumen de espacios vacíos y el volumen de sólidos respecto a un volumen de roca, respectivamente.

De esta forma, la relación dada por la ec. (3.20), en donde ϕ_z crece más rápido que ϕ_e , como ya fue señalado anteriormente, trae consigo inconsistencia como las siguientes:

1. Si se tiene un volumen de poros muy pequeño respecto al volumen de sólidos; e.g. si $\phi_e \rightarrow 0 \Rightarrow \phi_z \rightarrow 0$, tal que $V_p \ll V_s \Rightarrow$ FZI tomará valores grandes.
2. Si se tiene un volumen de poros grande o igual respecto al volumen de sólidos; e.g. si $\phi_e \rightarrow 0.5 \Rightarrow \phi_z = 1$, tal que $V_p = V_s \Rightarrow$ FZI tomará valores pequeños.
3. Si se tiene un volumen de poros muy grande respecto al volumen de sólido; e.g. si $\phi_e \rightarrow 1 \Rightarrow \phi_z \gg 1$, tal que $V_p > V_s \Rightarrow$ FZI tomará valores muy pequeños.

Hay que considerar, con base en los puntos arriba anotados en relación al comportamiento de ϕ_z , que en yacimientos carbonatados fracturados pueden existir intervalos muy compactos, con valores de porosidad y permeabilidad muy pobres; y como lo vimos en el ejemplo de estudio, están asociados a valores numéricos de FZI grandes, definiéndolos como zonas de flujo, cuando no lo son. Asimismo, también existen intervalos de alta porosidad (>25%) y de muy alta permeabilidad (>10,000 mD); relacionados a valores numéricos de FZI pequeños, definiéndolos como zonas de no flujo, cuando evidentemente si lo son.

Con lo anterior, una consideración razonable es redefinir la correlación de FZI presentada originalmente por Amaefule en 1993.

Capítulo 4

Conclusiones

De los resultados alcanzados en la presente tesis, se establecen las siguientes conclusiones generales:

1. Incrementos en el exponente de cementación m y de tortuosidad van a dirigir a incrementos de S_w . Asimismo, usar un exponente de m variable resultará en menores valores de S_w , consideración más realista y acorde a la condición de alta variabilidad petrofísica que va a prevalecer normalmente en los sistemas carbonatados fracturados. No se recomienda usar valores constantes del exponente de cementación ni de tortuosidad, ya que producen perfiles de S_w más altos.
2. La ϕ_e no muestra una correlación absoluta con la ϕ_t , en donde $\phi_e < \phi_t$. Asimismo: la ϕ_{flujio} se va a incrementar al aumentar ϕ_t , y mostrará fuertes variaciones para un sólo valor de ϕ_t ; incrementos de tortuosidad va a reducir la ϕ_{flujio} ; la presencia de canales de flujo de alta conductividad aumentaran la ϕ_{flujio} ; en contraste con la ϕ_e , en la ϕ_{flujio} no toda la porosidad conectada permite el flujo (ϕ_{ent}), de tal forma que la $\phi_{\text{flujio}} < \phi_e$; lo anterior también se cumple con la ϕ_f , en donde $\phi_f < \phi_{\text{flujio}} < \phi_e$.
3. Correlacionar K y ϕ en yacimientos carbonatado fracturados, como es el caso de estudio, no es posible. Lo anterior significa que no es factible establecer una correlación de K como una función lineal de ϕ en este tipo de yacimientos. Estos resultados son consistentes con las conclusiones de Padilla (2006), en donde tales correlaciones podrían ser realizadas sólo a escala de unidades de flujo, aunque no es del todo recomendable.
4. Para la estimación de permeabilidades (K), la ecuación que representa mejor las variaciones petrofísicas encontradas en el sistema carbonatado fracturado bajo estudio es la formulación de Jorgensen (1988).
5. Se concluye que en yacimientos carbonatados fracturados establecer un promedio de los parámetros petrofísicos en grandes espesores, como puede ser

la permeabilidad (K), puede dar una idea muy lejana de su variabilidad real, y por lo tanto no representativa.

6. Existe correlación en profundidad entre los perfiles de ϕ_e y ϕ_f con la respuesta de K y sí reflejan la existencia de fracturas en intervalos específicos a diferentes profundidades. Asimismo, también existe correlación en profundidad con el indicador de fracturas (DT) y el índice de intensidad de fracturamiento (IIF).
7. Existe correlación entre los valores del Índice de Calidad del Yacimiento (RQI) con los perfiles de K , ϕ_e , DT y IIF, en donde la mejor calidad petrofísica se presenta en intervalos con mayores valores de permeabilidad y de porosidad.
8. No existe correlación entre los diferentes índices petrofísicos con: K , DT, IIF y RQI con el Indicador de Zona de Flujo (FZI) de Amafeule (1993), por lo que se propone el uso de la correlación denominada como Índice de Unidad de Flujo (IUF_{-T}) propuesta en esta tesis, lo que si correlaciona con los índices petrofísicos; lo anterior es debido a inconsistencias en la formulación de FZI.
9. El indicador de probabilidad de fracturamiento (P_{-F}) correlaciona parcialmente con los índices petrofísicos.
10. Para el pozo de estudio, existe correlación entre los indicadores petrofísicos y el comportamiento de producción de aceite y agua. Lo anterior significa que, el comportamiento de producción obedece la naturaleza petrofísica.

Conclusiones y observaciones derivadas del análisis del pozo de estudio:

11. Se muestra alta variabilidad en el comportamiento del exponente m_f en contraste de considerar un valor de m constante. Toma incluso valores de $m \geq 2.5$ y de tortuosidad $a > 5$, los que definen zonas con flujo restringido o sin posibilidades de flujo; los valores cercanos a $m=1$ y $\tau = a=1$ están asociados a la existencia de fracturas de alta conductividad; sin embargo, éstos no representan un rasgo característico dominante en el pozo (ver curvas tipo de Padilla, 2022). Estos resultados dan muestra del alto grado de complejidad petrofísica de la columna carbonatada estudiada.
12. Respecto al comportamiento de Sw , los valores de Sw máximos están asociados a $\phi_e < 15\%$; así, al incrementarse la porosidad, la Sw tiende a disminuir. Se observa la existencia de puntos con $Sw > 50\%$ incluso hasta del 100%.

13. Relacionado al punto 12, existen intervalos con alta ϕ_f , pero existe al menos un intervalo con alta ϕ_f asociado a muy altas S_w , variando entre el 70 y 100%; fuera de este intervalo, y a mayores profundidades, no se presenta esta condición de S_w .
14. Se establece una zona con alta saturación de agua en el intervalo 4070-4125m con una S_w promedio del 65%, intervalo también vinculado a la presencia de fracturas, y a partir de 4125m y hasta la profundidad total, la S_w promedio es del 13%. En este mismo sentido, el considerar un valor de $m=2$ (carbonatos) conlleva a una S_w promedio del 97% y del 41% a partir de 4125m y hasta la profundidad total; esto es, niveles de saturación de agua muy altos.
15. Conforme a la gráfica de abanico de Mendoza (2011), el sistema corresponde a un medio carbonatado fracturado con porosidad primaria de baja a alta y vórgulos aislados.
16. Del comportamiento de permeabilidades, se verifica la extrema no linealidad de K respecto a ϕ_f , lo cual es observado normalmente en yacimientos carbonatados fracturados. Se definen valores de K en el rango de 0.01 hasta 30000 mD. En este sentido, valores arriba de 1000 mD se considera están asociados a intervalos con presencia de fracturas conductivas o zonas con mayor intensidad de fracturamiento. Para un sólo valor de ϕ_f , la permeabilidad podrá variar de 50 a 5000 mD; sin embargo, el mayor número de valores de permeabilidad están entre 0.01 y 500 mD para $0 < \phi_f \leq 15\%$.
17. Del punto anterior, y en base a un conteo de datos, se concluye que la existencia de fracturas asociadas a altos valores de permeabilidad no representan un rasgo petrofísico dominante en este pozo; se considera un sistema poroso de regular a baja permeabilidad ($K < 500$ mD) en un 93%, el 7% restante está asociado a intervalos influenciados por fracturas de regular a muy alta conductividad.
18. Evaluar con un valor de restricción de 0.45 para DT limita la identificación de fracturas; a este respecto se recomienda darle un mayor grado de libertad para lograr correlación con los índices de permeabilidad; para el pozo de estudio, se utilizó un valor de 0.52, dando buenos resultados.

19. Se identificaron al menos 16 intervalos con permeabilidades arriba de los 700 mD, los que están vinculados a sistemas de fracturas de regular a muy alta conductividad. El espesor total fracturado es de 34.7m, que respecto al espesor total representa sólo el 6%, con una permeabilidad promedio de 2495 mD, que resulta ser un valor de permeabilidad alto. Cabe enfatizar que, aunque las fracturas asociadas no representan el rasgo principal de este pozo, evidentemente, si tienen un efecto importante en el proceso de producción, el cual se considera de alta productividad.
20. De ocho intervalos seleccionados, uno es altamente fracturado pero refleja altos valores de Sw; tres son fracturados y presentan muy buenas expectativas de producción; dos de regulares a bajas expectativas; y uno con limitadas expectativas, aunque todos presentan altos valores de So.
21. En resumen, representa ser un pozo en general con regulares a muy buenas características petrofísicas, lo que se ve reflejado en 20 años de producción continua, que en condiciones adversas, aún en yacimientos carbonatados fracturados, es difícil de lograr.

Otras aportaciones de esta tesis:

22. Se presenta una expresión derivada de la correlación del Índice de Calidad del Yacimiento (RQI) de Amaefule (1993), a la cual se le denomina como RQI_T, la que sólo depende de K, produciendo buenos resultados.
23. Se propone la correlación denominada como Índice de Unidad de Flujo (IUF_T), la que correlaciona muy bien con los diferentes índices petrofísicos, denominada también como índice de capacidad de flujo efectiva.
24. Se realizaron dos modificaciones (FZI₁ y FZI₂) a la correlación del Indicador de Zona de Flujo (FZI) de Amaefule, las que si producen resultados consistentes con los diferentes índices petrofísicos.
25. Se presenta un indicador de fracturas por permeabilidad (I_{Fk_500+}) la que puede ser usada para resaltar las fracturas de regular a muy alta permeabilidad (k>500 mD).

26. Se presenta un diagrama de bloques para el proceso de evaluación integral de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, enfatizando el modelado del medio fracturado.
27. Definir valores promedio de los parámetros petrofísicos en yacimientos carbonatos complejos naturalmente fracturados, de ninguna forma es recomendable.

Nomenclatura

a (o τ): índice de tortuosidad
BS: diámetro de la barrena (pg)
CALI: Caliper (pg)
CGR: Rayos Gamma sin uranio (GAPI)
DRHO: Corrección del registro de Densidad (G/C3)
DTCO: Registro Sónico Compresional (US/F)
DTSM: Registro Sónico de Cizalla (US/F)
DT2R: Registro Sónico de Cizalla (receptor 2)(US/F)
DTRS: Registro Sónico de Cizalla (receptor) (US/F)
DTTP: Registro Sónico Compresional (tiempo de tránsito) (US/F)
DTTS: Registro Sónico de Cizalla (tiempo de tránsito) (US/F)
DT1: Registro Sónico de Cizalla (R1) (US/F)
DT2: Registro Sónico de Cizalla (R2) (US/F)
DT4P: Registro Sónico Compresional (R4) (US/F)
DT4S: Registro Sónico de Cizalla (R4) (US/F)
FR: Factor de resistividad de la formación (ohm)
FZI: Indicador de zona de flujo (Amaefule, 1993)
FZI₁: Indicador de zona de flujo, opción 1 modificada de Amaefule (esta tesis)
FZI₂: Indicador de zona de flujo, opción 2 modificada de Amaefule (esta tesis)
FZI: Indicador de zona de flujo
GR: Rayos Gamma (GAPI)
GRmin: Rayos Gamma Mínimo (GAPI)
GRmax: Rayos Gamma Máximo (GAPI)
IIF: Índice de Intensidad de fracturamiento
IUF*: Índice de capacidad de flujo efectiva (esta tesis)
IUF_T: Índice de capacidad de flujo efectiva (esta tesis)
K: Permeabilidad (mD)
Kf: Permeabilidad de fractura (mD)
LLS: Doble Laterolog Somero (ohm-m)
m: exponente de cementación (adimensional)
m_f: exponente de cementación variable (adimensional)
mv: metros verticales
MSFL: Micro esférico enfocado (ohm-m)

NPHI: Porosidad Neutrón (V/V)
 PEF: Curva del Factor Fotoeléctrico (adimensional)
 PHID: Porosidad del registro de densidad (v/v)
 PHIN: Porosidad de registro de neutrón (v/v)
 PHI_MV: porosidad matriz-vúgulo (v/v)
 PHIE: Porosidad efectiva (ϕ_e , fracción)
 PHIS: Porosidad del registro sónico (v/v)
 PHIT: Porosidad total (ϕ_t)
 PHI_SEC: Porosidad secundaria (ϕ_{sec})
 PHI_FLU: Porosidad de flujo (ϕ_{flujo})
 PHI_ENT: Porosidad de entrapamiento (ϕ_{ent})
 PHI_FRAC: Porosidad de fractura (ϕ_f)
 POTA: Potasio (adimensional)
 Qo: Gasto de producción de aceite (MMp³/d)
 Qg: Gasto de producción de gas (bpd)
 Qw: Gasto de producción de agua (bpd)
 RHOB: Registro Densidad (G/C³)
 Ro: Resistividad total de la formación (Ohm-m)
 RhoM= Densidad de la matriz, (gr/cm³)
 RhoF= Densidad del Fluido, (gr/cm³)
 Rt: Resistividad Verdadera (ohm-m)
 Rw: Resistividad del agua de formación (ohm-m)
 Rxo: Resistividad de zona lavada (ohm-m)
 RQI: Índice de calidad del yacimiento (mD)
 RQI**: Índice de calidad del yacimiento (mD) (esta tesis)
 RQI_T: Índice de calidad del yacimiento (mD) (esta tesis)
 SGR: Espectroscopía de Rayos Gamma (GAPI)
 SPHI: Porosidad Sónica (V/V)
 So: Saturación de aceite (%)
 Sw: Saturación de agua (%)
 Swi: Saturación de agua inicial (%)
 THOR: Torio (PPM)
 TPRA: Torio/Potasio Ratio (adimensional)
 TURA: Torio/Uranio Ratio (adimensional)
 UPRA: Uranio/Potasio Ratio (adimensional)

URAN: Uranio (PPM)

Vcl: Volumen de arcilla (v/v)

z: Profundidad (m)

ϕ : Porosidad (fracción)

Bibliografía

- Arroyo, C. A.: Bases Teóricas e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos; Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería; México, 1996.
- Archie, G. E.: "Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics"; Trans. AIM E (1942), vol. 146, p. 54-61.
- Arango, G. S. y Plata, T. J.: Estado del Arte de las Técnicas Indirectas para la Identificación de Potenciales Zonas Fracturadas; Univ. Industrial de Santander, Col., sin fecha de publicación.
- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., and Keelan, D.K.: "Enhanced Reservoir Descriptions: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells"; SPE26436, 68th ATCE of SPE held in Houston Tx, Oct. 3-6, 1993.
- AMGP.: Manual de Registros Geofísicos de Pozos y Algunas Aplicaciones; Boletín de la AMGP, Vol. LXI, No.2, jul.-dic 2019.
- Álvarez, S. O.: Generalización del Modelo Kozeny – Carman para un Mejor Cálculo del Sistema Poroso y del Índice de Permeabilidad de Yacimientos Fracturados Vugulares; Tesis Lic. FI-UNAM, 2019.
- Amyx, J.W., Bass, D.M. and Whiting, R.L.: Rock Properties: Petroleum Reservoir Engineering in McGraw-Hill Book Co. Inc., New York (1960).
- Bear, J.: Dynamics of Fluids in Porous; American Elsevier, NY, 1972.
- Berenblatt et al.: "Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks", Journal of Applied Mathematics and Mechanics, 24(5):1286-1303, 1960.
- Bourdet, D.: Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models; ELSEVIER, 2002.
- Castrejón, V.F. y Porres, L. A.: Integración de Datos para la Caracterización de Yacimientos; Seminario de Desarrollo de Campos-Una Perspectiva General, Pemex E&P, 1993.
- Choquette, P.W. and Pray, L.C.: "Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates"; Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 54, 1970.
- Civan, F.: "Fractal Formulation of the Porosity and Permeability Relationship Resulting in a Power Law Flow Units Equations – a Leaky Tube Model"; Paper SPE 73785 ATCE of SPE, held in Louisiana USA February 20-21, , 2002.
- CNH.: Información de Producción del Pozo 3045D, 2021.
- CNH.: Información del Campo Akal, Marzo 2019.
- Coats, G.R. and Dumanoir, J.L.: "A New Approach to Improved Log-Derived Permeability", The Log Analyst, (January-February), pp. 17, 1974.
- Collins, R.E.: Flow of Fluids Through Porous Materials; PennWell Books, Tulsa Ok., 1961.

- Corey, A.T.: "The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities; Producers Monthly 19: 38-41, 1954.
- Da-Prat, G.: Well Test Analysis for Fractured Reservoir Evaluation; ELSEVIER 1990.
- Dunham, R.J.: "Classification of Carbonates Rocks According to Depositional Texture"; Am. Assoc. Pet. Geol., 1962.
- Earlougher, R.C. Jr.: Advances in Well Test Analysis; Monograph of SPE of AIME, Dallas Texas, 1977
- Ebanks. W.J., Jr: Scheihing. M. H. and Atkinson. C.D.: "Flow Units for Reservoir Characterization"; AAPG, p. 282-289, 1983.
- Ehrlich, R., Crabtree, S.J., Horkowitz, K.O. and Horkowitz, J.P.: "Petrography and Reservoir Petrophysics I: Objective Classification of Reservoir Porosity"; AAPG Bulletin, v.75, p. 1547-1562, 1991.
- Elkewidy T. I. and Tiab, D.: "Application of Conventional Well Logs to Characterize Naturally Fractured Reservoirs with their Hidraulic Flow Units - A Novel Approach"; SPE 40038, 1998.
- Embry, A. and Klován, J.E. "A Late Devonian Reef Tract on Northeastern Banks Island Northwest Territories"; Bulletin Canadian Petroleum Geology, 19, 1971.
- Folk, R.L.: Practical Petrographic Classification of Limestones; Springer Verlag, Berlín, 1959.
- Folk, R.L.: "Spectral Subdivision of Limestone Types"; Mem. Am. Assoc. Pet. Geol., 1962.
- Friedman, G.M.: "Terminology of Crystallization Textures and Fabrics in Sedimentary Rocks: Jour. Sed. Petrology, v. 35, p. 643-655, 1965.
- Halley, R.B.: "Estimating Pore and Cement Volumes in Thin Section"; J. Sediment. Res. 48, 642-650, 1978.
- Horne, R.N.: Modern Well Test Analysis—A Computer Aided Approach; Petroway, Inc, 1990.
- Jones, S. and Roszelle, W.: "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments"; Journal of Petroleum Technology, 30 (05): 807-817, 1978.
- Jorgensen, G. D.: "Estimating Permeability in Water – Saturated Formations"; The Log Analyst, p. 401-409, Nov-Dec, 1988.
- Kadkhodaie, A. and Kadkhodaie, R.: "A Review of Reservoir Rock Typing Methods in Carbonate Reservoirs: Relation between Geological, Seismic, and Reservoir Rock Types"; Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology, Vol.7, 2018.
- Lozada A, M.A.: "Campo Akal, Estrategias para Maximizar el Factor de Recuperación Aprovechando el Efecto del Drene Gravitacional en la Explotación del Campo"; Revista de Ingeniería Petrolera, Vol. 54 No. 6, Junio 2014.

- Lucia, F.J.: "Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A field Classification of Carbonate Pore Space"; SPE10073, 1981.
- Matthews, C.S., and Russell, D.G.: Pressure Build Up and Flow Test in Wells; Monograph of SPE of AIME, Dallas Texas, 1967.
- Mavko, G. and Nur, A.: "The Effect of a Percolation Threshold in the Kozeny-Carman Relation"; Geophysics 62, No. 5, 1480, 1997.
- Martinez, L.P., Hughes, R.G. and Wiggins M.L.: "Identification and Characterization of Naturally Fractured Reservoirs Using Conventional Well Logs"; The University of Oklahoma, USA; sin fecha de publicación.
- Mendoza, R. G.: Apuntes de Caracterización Estática de Yacimientos; Inédito, FI-UNAM, 2015.
- Mendoza, R.G., et al: Tecnología IFV® Sistema Avanzado de Análisis e Interpretación Petrofísica, México 2011.
- Monicard R.F.: Properties of Reservoir Rocks; Core Analysis, Edition Technip, Paris, 1980.
- Morris, R. L. and Biggs, W.P.: "Using Log-Derived Values of Water Saturation and Porosity"; Trans. of SPWLA 8th Annual Logging Symposium, p.1-26, June 12-14, 1967.
- Naar, J. and Henderson, J. H., "An Imbibition Model – Its Application to Flow Behavior and the Prediction of Oil Recovery", Society of Petroleum Engineers Journal, June, 61-70, 1961.
- Nelson, R. A.: Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, Contributions in Petroleum Geology and Engineering; Vol.1, Gulf Publishing Co., Houston, Texas, 1985.
- Ohen, H. et al. "A Systematic and Detailed Approach to Fractured Reservoir Petrophysical Modeling for Reservoir Simulation"; Scott Pickford Group, A Core Laboratories Company, 2000.
- Pacheco, G. C.: Deformación Transpresiva Miocénica y el Desarrollo de Sistemas de Fracturas en la Porción Nororiental de la Sonda de Campeche; Tesis Maestría, Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM, 2002.
- Padilla, S.R y Toledo, P. R.: "Evaluación de Yacimientos Naturalmente Fracturados y Retos por Resolver"; Revista Ingeniería Petrolera, V.53 N.3, p.138-161, Marzo 2013.
- Padilla, S. R.: Premisas de Yacimientos Carbonatados Complejos Naturalmente Fracturados y Estrategias de Explotación, libro por Publicar, 2022.
- Padilla et al: "Integrated Dynamic and Static Characterization for a Mesozoic Naturally Fractured Reservoir Located in a Platform - Basin Area in Southeastern Mexico"; Paper SPE 92197, International Petroleum Conference in Mexico held in Puebla, Mexico, 8–9 November, 2004.

- Padilla, S.R.: Comunicación Personal, 2021.
- Padilla et al: “Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados: Una Filosofía de Integración Dinámica y Estática”; V Reunión Nacional de Ciencias de la Tierra, Sociedad Geológica Mexicana A.C. Puebla México, Septiembre 13 – 16, 2006.
- Padilla, S.R. et al:”Caracterización Dinámica del Sistema Carbonatado Complejo Naturalmente Fracturado Asociado al Campo Ixtal – Yacimiento de Alta Productividad”; Congreso Mexicano del Petróleo, México 2013.
- Padilla et al:”Impact of the Geological–Petrophysical Parameters on the Pressure Transient Response in Carbonate Naturally Fractured Reservoirs”; 47th Annual Symposium SPWLA Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, Veracruz Ver., México Junio 6, 2006.
- Padilla, S.R.: Caracterización Dinámica de YCCNF – Alcances y Retos, Seminario CIINPE; DICT-FI-UNAM, junio 2019.
- Pérez-Rosales, C.:“Generalization of the Maxwell Equation for Formation Resistivity Factors”; Journal of Petroleum Technology of SPE, 1976.
- Pettijohn, F.J.: Sedimentary Rocks. An Introduction, Harper& Row, Pub. New York, 628 pp, 1975.
- Pirson S.J.: Oil Reservoir Engineering; McGraw-Hill, 1958.
- Pirson, S.J., Boatman, E.M., and Nettle, R.L.: “Prediction of Relative Permeability Characteristics of Intergranular Reservoir Rocks from Electrical Resistivity Measurements,” Journal of Petroleum Technology, (May), 1964.
- Porres, L. A., Samudio, M., Pacheco, G. C., and Castrejón, V. F.: “Studies on Fracturing in Carbonate Formations in Mexico”; SPE 35287 IPCM, Villahermosa, Mexico, 5-7, march, 1996.
- Rasmus et al: “A Variable Cementation Exponent m for Fractured Carbonates”; The Log Analyst, 24 (06), 1983.
- Ricoy, P. V.: 3D Seismic Characterization of the Cantarell Field, Campeche Basin Mexico; Submitted in partial fulfilment of the requirements for the degree of Ph.D. Cardiff University, February, 2005.
- Rojas, A. G., and Torres A. R.:”Akai Field (Cantarell Complex) Conditions of Exploration, Analysis, and Prediction”; Paper SPE 28714 SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Veracruz Mexico, October 10-13, 1994.
- Sabet, M.A.: Well Test Analysis; Gulf Publishing Co., 1991.
- Schlumberger Ltd.: “Log Interpretation Charts,” Houston, Texas, 1987.
- Schlumberger.: Principios y Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 1989.
- Stone, H.L.:”Probability Model for Estimating Three-Phase Relative Permeability”; Journal of Petroleum Technology 22 (02): 214-218, 1970.
- Stone H.L.:“Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Data”; J Can Pet Technology, 12, 53-61, 1973.

- Timmerman, E.H: "Practical Reservoir Engineering"; Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, 1982.
- Timur, A.: "An Investigation of Permeability. Porosity and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs"; Trans. of SPWLA 9th Annual Logging Symposium, p.1-17, June 3 - 28, 1968.
- Tixier, M.P.: "Evaluation of Permeability From Electric-Log Resistivity Gradients", Oil & Gas Journal, (June), pp. 113, 1949.
- Torcaso, A.M. and Wyllie, M.R.J.: "A Comparison of Calculated k_{rg}/k_{ro} Ratios with a Correlation of Field Data"; Trans., AIME, 1958.
- Valencia, I. J. y Albarrán, J.J.: Conceptos Teóricos de Geología Estructural y Microestructural; Revista de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., marzo, 2002.
- Vázquez et al: "Integrated Fractured Reservoir Characterization and Connectivity Study in the Cantarell Field"; SPE 132241, CPS/SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, June 8-10, 2010.
- Van Baaren, J.: "Quick Look Permeability Estimates Using Sidewall Samples and Porosity Logs"; SPWLA Sixth European Symposium Transaction, March, 1979.
- Wahl, W.L., Mullins, L.D. and Elfrink, E.B.: Estimation of Ultimate Recovery from Solution Gas -Drive Reservoirs; Trans. AIME, 1958.
- Warren, J.E. and Root, P.J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs"; SPEJ, Sept. 1963.
- Wildenschild, D. and Sheppard, A.P.: "X-Ray Imaging and Analysis Techniques for Quantifying Pore-Scale Structure and Processes in Subsurface Porous Medium Systems", Adv. Water Resource, 51, 217–246, 2013.
- Wyllie, V. R. and Rose, W. D.: "Some Theoretical Considerations Related to the Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock from Electrical Log Data"; Petroleum Trans. of AIME, Vol. 189, p.105-118, 1950.
- Wyllie, M.R.J. and Gardner, G.H.F. The Generalized Kozeny - Carman Equation - Its Application to Problems of Multi-Phase Flow in Porous Media; World Oil 2: 121-146, 1958.
- Wyllie M.R. and Spangler M. B.: "The Application of Electrical Resistivity Measurements to the Problem of Fluid Flow in Porous Media"; Research Project 4-G-1 Geology Division Report No. 15 (March) Gulf Research and Development Co., 1951.
- Xu, C.: Oil Reservoir Assessment Using Multicomponent Seismic Data; PhD. Thesis, University of Calgary, 2011.