

**CARACTERIZACIÓN DE LA RESPUESTA DADA POR LOS REGISTROS DE POZO EN
EL YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO DEL CAMPO TOLDADO
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA**

ING. INGRID TATIANA CABREJO CÁRDENAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

**CARACTERIZACIÓN DE LA RESPUESTA DADA POR LOS REGISTROS DE POZO EN
EL YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO DEL CAMPO TOLDADO
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA**

ING. INGRID TATIANA CABREJO CÁRDENAS

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos. Avalado por el comité evaluador en el marco del convenio de cooperación tecnológica número 002/2006 suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano del Petróleo.

Msc. ARISTÓBULO BEJARANO

Director

Msc. HECTOR HUGO PEREZ

Msc. ALBERTO ORTIZ

Co-Director

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a Mi Familia.

Al Instituto Colombiano del Petróleo-Ecopetrol S.A.

A Msc. Héctor Hugo Pérez, Msc. Aristóbulo Bejarano, Msc. Alberto Ortiz

A Geo. Ricardo Gomez, Geo. Edgar Pineda, Msc. Anibal Ordoñez

Al grupo de trabajo de Yacimientos no Convencionales del ICP.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
2. MODELO GEOLÓGICO- COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO TOLDADO	3
2.1 Ambiente de Depósito	3
2.2. Tipos de Roca – Ambiente de depósito	6
2.3. Modelo Estructural	9
2.4. Identificación de Familias de Fracturas a partir de Análisis Dipmeter	10
2.4.1 Intensidad de Fracturas a partir de Análisis Dipmeter	12
2.5 Comportamiento De la Producción del Campo	16
3. RESPUESTA DE LOS REGISTROS CONVENCIONALES Y ESPECIALES FRENTE A ZONAS DE FRACTURAS NATURALES	22
3.1. Registros Convencionales	23
3.1.1. Registro Caliper	23
3.1.2. Gamma Ray-Gamma Ray Espectral.....	27
3.1.3. Registros Resistividad	36
3.1.4. Potencial espontáneo "SP"	47
3.1.5. Factor Fotoeléctrico	52
3.1.6. Registro Densidad	54
3.1.7. Registro Neutrón.	56
3.1.8. Registro Sónico	57
3.2. COMBINACIÓN DE HERRAMIENTAS PARA LA DETECCIÓN DE FRACTURAS.....	61
3.2.1 Registros de Porosidad	61
4. CARACTERIZACIÓN CUANTITATIVA DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE FRACTURA.....	68
4.1 Determinación de litotipos y extrapolación a intervalos no corazonados.....	69
4.2 Caracterización de fracturas sobre corazones.	77
4.3 Definición de Tipo de Yacimiento Fracturado.....	89
4.4 Determinación de propiedades petrofísicas	90
4.4.1 Modelo de Arcillosidad	91
4.4.2 Coeficiente de Partición	92

4.4.3 Exponente de cementación	93
4.4.4 Modelo de Porosidad Total y Efectiva.....	99
4.4.4.1 Porosidad para el sistema Matriz	99
4.4.4.2 Porosidad para el sistema Fractura	102
4.4.5 Indicadores de fracturas	106
4.4.6 Modelo de Permeabilidad de matriz y fractura	115
4.4.6.1 Permeabilidad de Matriz.....	115
4.4.6.2 Permeabilidad de Fractura.....	121
4.4.7 Saturación de Agua	125
4.5 Propuesta Metodológica para Caracterizar Yacimientos Naturalmente Fracturados.....	127
5. CONCLUSIONES	130
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	133

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización geográfica del Campo Toldado, Cuenca del Valle Superior del Magdalena.....	4
Figura 2. Sistema de Isla Barrera mostrando los diferentes elementos que la componen y la naturaleza de sus depósitos.....	5
Figura 3. Columna Estratigráfica generalizada para el campo Toldado	6
Figura 4. Tipos de roca identificados sobre los pozos Toldado 2 y Toldado 3.....	8
Figura 5. A) Se muestra el comportamiento estructural del tope del Caballos Superior y su relación con las Fallas-1 y 2. Ubicación estructural de los pozos perforados del campo. B) Corte estructural entre los pozos Toldado-8, Toldado-8D, Toldado-1 y Toldado-4.....	10
Figura 6. A) Fracturas del Campo Toldado agrupadas en tendencias principales de azimut de buzamiento. B) Rosetas del azimut de Rumbo de las dos familias de fracturas del Campo Toldado, la Familia-1 de color amarillo y la Familia-2 de color azul.	11
Figura 7. Mapas de rosetas del rumbo de fracturas para el tope de las cuatro zonas del Campo Toldado. Observe como la Familia-2 se concentra principalmente hacia los pozos Toldado-1, Toldado-2, Toldado-11 y Toldado-7 (de Sur a Norte).	12
Figura 8. Intensidad de fracturas sacada a partir de núcleos de perforación (azul), a partir del registro dipmeter (roja) y a partir de los registros de pozo (violeta)	14
Figura 9. Intensidad de Fracturamiento a partir de Dipmeter.	15
Figura 10. Geometría del borehole debido a la presencia de fracturas.	24
Figura 11. Comportamiento Curva Cáliper en los pozos Toldado-1-3-4-8D	28
Figura 12. Comportamiento Curva Cáliper en el pozos Toldado-11	29
Figura 13. Relación de la curva de Torio y Uranio para cada las unidades Caballos Superior-Inferior B y A en los pozos Toldado 1-2 y 3.....	31
Figura 14. Relación de la curva de Torio y Uranio para la unidad Caballos Medio en los pozos Toldado 1-2 y 3	32
Figura 15. Relación Índice de Uranio Vs. Volumen de arcilla. Formación Mioceno –California.	32
Figura 16. Relación Índice de Uranio Vs. Volumen de arcilla. Unidades Caballos Medio.	34
Figura 17. Relación Índice de Uranio Vs. Volumen de arcilla. Unidades Caballos Inferior A y B.	35
Figura 18. Relación RLLD-RLLS en los pozos corazonados del campo Toldado.....	40
Figura 19. Comportamiento de la Relación RLLD Vs. RLLS a través de la estructura del campo Toldado	41

Figura 20. Metodología Crossplot Rasmus. Relación entre LLD/LLS Vs. LLD	42
Figura 21. Resultado de aplicar la metodología Rasmus empleando las pruebas de formación de los pozos Toldado 1-2-3- y 4	44
Figura 22. Relaciones de resistividad empleadas en la identificación de fractura, comparación core-log	46
Figura 23. Efecto del espesor de la capa en la respuesta del registro SP.....	49
Figura 24. Registro tipo curva SP, Unidades Formación Caballos	51
Figura 25. Respuesta de la curva PEF frente a zonas posiblemente fracturadas.....	53
Figura 26. Comportamiento del registro densidad frente a zonas identificadas como fracturadas.	55
Figura 27. Comportamiento del registro Neutrón frente a zonas identificadas como fracturadas, en el pozo Toldado-2.	57
Figura 28. Comportamiento de la onda compresional y shear de acuerdo al ángulo de inclinación de las fracturas.....	60
Figura 29. Indicadores de Fracturas a partir de registros de resistividad y de porosidad. Pozos ubicados estructuralmente más cerca a la falla 1 y en la cresta y limbo de la estructura	62
Figura 30. Indicadores de Fracturas a partir de registros de resistividad y de porosidad. Pozos ubicados en el flanco oriental de la estructura.....	63
Figura 31. Identificación de los diferentes tipos de poros a partir de porosidades calculadas por los registros sínicos, resistividad y neutrón.	64
Figura 32. Identificación de los diferentes tipos de poros a partir de porosidades calculadas por los registros sínicos, resistividad y densidad neutrón en los intervalos corazonados.	66
Figura 33. Efecto de la porosidad secundaria en los pozos Toldado 1 y Toldado 7.....	67
Figura 34. Litotipos determinados sobre core, Pozo Toldado-2.Tomado de Caracterización Estática de Yacimiento campo Toldado, ICP 2009.	70
Figura 35. Generación de curva discreta de litotipos sobre corazones pozo Toldado -3	71
Figura 36. Aplicación crossplot rhobs Vs. Pefs para diferenciar los litotipos definidos sobre core	72
Figura 37. Litotipos diferenciados a partir de análisis clúster de registros de pozo	73
Figura 38. Respuesta de los registros Densidad, PEF y sus derivadas frente al litotipo 3.	74
Figura 39. Respuesta de las derivadas de los registros PEF y Densidad frente al litotipo 3.	75
Figura 40. Respuesta de las derivadas de los registros PEF y Densidad frente al litotipo 1 y 2.....	76

Figura 41. Diferenciación litotipos 4-5 a partir de los registros Gamma Ray, Resistividad, Neutrón y Densidad.....	76
Figura 42. Espesor total para cada litotipo identificado sobre core.....	79
Figura 43. Frecuencia de ocurrencia y espesor promedio de capa para cada litotipo identificado sobre core	80
Figura 44. Apertura y Relleno observado sobre core en las Fracturas Naturales y/ó estilolitos.	82
Figura 45. Aptitud de las Fracturas Naturales con respecto al eje del pozo observado sobre core.	83
Figura 46. Mapa de conectividad entre familia de fracturas. En azul, las zonas de mayor conectividad	84
Figura 47. Porcentaje de impregnación de las Fracturas Naturales y asociación con cada litotipo observado sobre core.	85
Figura 48. Intensidad de fracturamiento pozo Toldado-3 y Toldado-2.....	86
Figura 49. Curva discreta Intensidad de fracturamiento pozo Toldado-2 y 3	88
Figura 50. Relación de la intensidad de fracturamiento con respecto al espesor de capa.....	88
Figura 51. Clasificación tipos de Yacimientos Naturalmente fracturados, Nelson, 2000.....	89
Figura 52. Ejemplo cómo se presentan las arcillas en los yacimientos del campo Toldado.	91
Figura 53. Determinación del coeficiente de partición a partir de la porosidad total, de matriz.	93
Figura 54. Error en la estimación de reservas debido a la estimación incorrecta de m.....	94
Figura 55. Cartas para evaluación de m en yacimientos naturalmente fracturados para sistemas matriz-fractura.	97
Figura 56. Determinación del exponente de cementación a partir de gráficos Pickett.....	98
Figura 57. Gráficos Pickett para las unidades Caballos Superior e Inferior B, litotipos 1 y 2.	98
Figura 58. Desfase modelo de porosidad con respecto a los datos de porosidad medida en laboratorio.....	100
Figura 59. Corrección de la porosidad de registro por efecto del espesor de capa	101
Figura 60. Tendencia encontrada para corrección de la porosidad de registro en función de la relación de espesor.	102
Figura 61. Resultado porosidad corregida por espesor de capa.	103
Figura 62. Distribución de la porosidad de fractura para todos los pozos del campo.	104
Figura 63. Relación entre porosidad sónica Vs. Porosidad Densidad para identificación de fracturas.....	106
Figura 64. Crossplot de porosidad Phier (porosidad de resistividad) vs Phien (porosidad neutrón) pozo Toldado-2	107

Figura 65. Crossplot de porosidad Phier (porosidad de resistividad) vs Phien (porosidad neutrón) pozo Toldado-3	108
Figura 66. Crossplot de porosidad Phies (porosidad de sonico) vs Phied (porosidad a partir de densidad) pozo Toldado-2	108
Figura 67. Crossplot de porosidad Phies (porosidad de sonico) vs Phied (porosidad a partir de densidad) pozo Toldado-3	109
Figura 68. Crossplot Índice de resistividad (LLS/LLD) Vs. LLD pozo Toldado-2	109
Figura 69. Crossplot Índice de resistividad (LLS/LLD) Vs. LLD pozo Toldado-3	110
Figura 70. Comparación de fracturas observadas en core-con dipmeter y registros. Pozo Toldado-2.....	111
Figura 71. Comparación de fracturas observadas en core-con dipmeter y registros. Pozo Toldado-3.....	111
Figura 72. Crossplot de porosidad Phies (porosidad de sónico) vs Phied (porosidad a partir de densidad) para los litotipos 3, 6 y 7 relacionando pozos cercanos a la falla y pozos ubicados en los flancos.....	112
Figura 73. Índice de resistividad utilizado para la extrapolación de la permeabilidad de fractura.	114
Figura 74. Comparación Permeabilidad de sonda Permeabilidad de plug.....	117
Figura 75. Permeabilidad de sonda muestras lavadas registrada en tipo de roca 1 bien seleccionada del pozo toldado 2 (izquierda) y tipo de roca 1 con mala selección del Toldado 3.....	118
Figura 76. Permeabilidad de sonda de muestras lavadas tipo de roca 1 con parches de TR3 (derecha) y tipo de roca 3	118
Figura 77. Permeabilidad de sonda de muestras lavadas tipo de roca 1 con parches de TR3 (derecha) y tipo de roca 3	119
Figura 78. Permeabilidad de redes vs permeabilidad de sonda en core pozo toldado 3 (izquierda) y pozo toldado 2 (derecha).	120
Figura 79. Correlación entre la permeabilidad de sonda y la permeabilidad obtenida con redes.....	121
Figura 80. Fotografía intervalos de tipo de roca 3 seleccionados para correlacionar con registros	123
Figura 81. Relación de índice de resistividad vs permeabilidad de fractura	125
Figura 82. Evidencia de Hidrocarburos en las fracturas. Litotipo 3	126
Figura 83. Metodología para caracterización de YNF a partir del amarre roca-registro	129

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comportamiento generalizado de la producción de los pozos del campo Toldado	17
Tabla 2. Relaciones de resistividad empleadas en la identificación de fracturas	45
Tabla 3. Atenuación de la onda shear y compresional frente a fracturas verticales.	58
Tabla 4. Parámetros evaluados en la caracterización de fracturas	78
Tabla 5. Valores de permeabilidad de fractura seleccionados para la correlación	123

TITULO: CARACTERIZACIÓN DE LA RESPUESTA DADA POR LOS REGISTROS DE POZO EN EL YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO (YNF) DEL CAMPO TOLDADO-VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA*

AUTOR: Ingrid Tatiana Cabrejo Cárdenas**

PALABRAS CLAVE: Yacimientos Naturalmente Fracturados, Indicadores fracturas, Petrofísica Fracturados

RESUMEN

La identificación y el análisis de litotipos sobre corazones evaluó el comportamiento mecánico y la susceptibilidad al fracturamiento de la roca en función del espesor de capa y el contenido calcáreo. Las evidencias de impregnación determinaron la influencia de cada litotipo en la producción permitiendo comprender el comportamiento del yacimiento y como abordar el modelamiento petrofísico. Esta evaluación realizada sobre corazones evidenció la necesidad de diferenciar los litotipos en cada formación para representar la heterogeneidad del yacimiento y así determinar las propiedades de matriz - fractura para cada litotipo identificado.

Una vez extrapolados los litotipos a los intervalos no corazonados se determinaron propiedades petrofísicas ajustadas a datos de laboratorio para los litotipos que aportan principalmente por matriz. Para los litotipos fracturados se emplearon formulaciones teóricas para la determinación de las propiedades petrofísicas, exceptuando la permeabilidad de fractura. Para esta, se determinó un perfil de permeabilidad de fractura medida sobre corazones, las cuales correlacionaron con las permeabilidades determinadas a partir de las pruebas de presión y la cuales serían extrapoladas como función de un indicador de fracturas determinado a partir de las curvas de resistividad.

La determinación de propiedades petrofísicas de matriz y de fractura de acuerdo al efecto de cada una frente a la producción y la discretización de litotipos permitió modelar el yacimiento como un “*single porosity*” pero representando propiedades y efectos tanto de matriz. Además de generar una metodología estructurada para la caracterización de YNF.

Lograr la diferenciación y caracterización de estos litotipos mostró el efecto que pueden tener los intervalos fracturados en la conectividad entre reservorios y en la producción de agua en el yacimiento, facilitando la definición de estrategias a corto plazo para el desarrollo del Campo, como el aislamiento ó selectividad en los re-cañoneos para mejorar el petróleo producido y reducir el corte de agua.

**Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Programa de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos, Director Ing. Aristóbulo Bejarano Msc. Codirector Ing. Héctor Hugo Pérez Msc.

TITLE: CHARACTERIZATION OF THE RESPONSE GIVEN BY THE WELL LOGS IN THE NATURALLY FRACTURED RESERVOIR-TOLDADO FIELD- UPPER MAGDALENA VALLEY BASIN*

AUTHOR: Ing. Ingrid Tatiana Cabrejo Cárdenas**

KEYWORDS: Lithotypes from fractured reservoirs, petrophysics in fractured reservoir

ABSTRACT:

The analysis and identification of lithotypes on cores permitted to evaluate the mechanical behavior and the sensitivity to the rock fracture in function of the thickness and the calcareous content. The evidences of impregnation, determined the influence of each lithotype in the oil production permitting to understand the real behavior of the reservoir and how undertake the petrophysical model. This evaluation realized on cores demonstrated the necessity to differentiate the lithotypes in each formation to represent the heterogeneity of the reservoir and thus to determine the matrix and/or fractures properties according to each lithotype.

Once the lithotypes were extrapolated to the intervals with no core information. Petro physic properties were determined to fit the data from the laboratory for the lithotypes that contribute mainly by matrix production. For the fractured lithotypes different theoretical formulations to determine the principal petro physic properties were used, excepting the fracture permeability. For this, a profile of fracture permeability measured on cores with a permeability stoned was determined. These measurements were very well correlated with the permeabilities obtained from pressure tests which they would be extrapolated as function of a fracture indicator from resistivity curves.

The determination of matrix and fracture petrophysic properties according to the effect of each one against the production and lithotype characterization allowed to model the reservoir as “single porosity” but representing properties and effects as much of matrix as of fracture to facilitate the geostatistic modeling and reservoir simulation.

Obtaining the differentiation and characterization of these lithotypes showed the effect that can have the fractured intervals in the connectivity between reservoirs and the water production. With this knowledge it was possible to define short-term-strategies for the development of the Field as well as interval isolations or perforations to improve the oil produced and to reduce the water cut.

*- Research Project

** Faculty of Physic-Chemical Engineering, Master of Hydrocarbon Engineering Program, Director Ing. Aristóbulo Bejarano Msc. Codirector Ing. Héctor Hugo Pérez Msc.

1. INTRODUCCIÓN

El campo Toldado se encuentra ubicado en la cuenca del Valle superior del Magdalena, es un campo productor de las Formaciones Caballos Superior, Inferior B y A. Descubierta en 1987 por el pozo Toldado 1 y hasta el momento perforados 9 pozos a través del anticlinal fallado que conforma su estructura.

La Formación Caballos en este campo, se depositó en un ambiente de isla barrera, donde el principal aporte se asocia a eventos transgresivos y cortos periodos regresivos, que aportan gran contenido de material calcáreo. Las areniscas de esta formación se encuentran rodeadas de pequeños parches de areniscas altamente cementadas con calcita de propiedades petrofísicas de matriz que no superan las porosidades y permeabilidades de 5% y 3 mD respectivamente. Estos pequeños parches, identificados en los corazones de los pozos Toldado-2 y Toldado-3 no evidencian espesores mayores a 30 cm y no tienen una continuidad lateral considerable, sin embargo, son las rocas que presentan el mayor fracturamiento visible a través de todo el core. Las areniscas productoras en el campo, de mayor espesor y continuidad, con manchamiento de hidrocarburo notablemente visible sobre el core, presentan porosidades y permeabilidades del orden de 12-24% y 28-450 md en promedio, en esta areniscas el almacenamiento y capacidad de flujo las provee principalmente la matriz, no obstante se observó cierto grado de microfracturamiento que contribuye a la permeabilidad total de la roca.

Adicionalmente, La formación caballos medio, la cual es una secuencia principalmente de calizas y lodolitas calcáreas, se considera altamente fracturada, y aunque su potencial aún no está totalmente definido, se considera

que el alto fracturamiento está generando conectividad hidráulica entre las formaciones productoras. De allí la importancia de caracterizar estas calizas.

El análisis de los registros en este campo, fue una de las principales herramientas para caracterizar las areniscas en estas formaciones, su intervención comenzó desde la definición de electro facies a través de análisis clúster y redes neuronales hasta la determinación de la intensidad de fracturamiento a través del campo y la cuantificación de propiedades petrofísicas de fractura y matriz. Junto con evaluaciones geológicas y análisis directo sobre los corazones, los cuales permitieron corroborar entre sí la veracidad de dichas interpretaciones, este documento presenta la metodología empleada para la caracterización de las fracturas presentes en la formación Caballos.

Debido a la diversidad de litologías fracturadas que encontramos en este campo, fue posible identificar la aplicabilidad y limitaciones de las diferentes metodologías consultadas en cada uno de los casos.

El estudio realizado en el campo Toldado permitió concluir que al enfrentarse a un yacimiento Naturalmente fracturado cada metodología tiene sus limitación y no todas son validas para determinados tipos de litologías, familias-dirección de fracturas y tipos de herramientas corridas en los pozos, por citar algunos ejemplos, por ende cada campo debería tratarse como un proyecto de investigación independiente y ser altamente cuidadoso al aplicar técnicas y metodologías preexistentes. Apoyarse en las evidencias que muestran los corazones fue la herramienta más útil en el momento de validar la veracidad de una metodología ó técnica aplicada.

2. MODELO GEOLÓGICO- COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO TOLDADO

La evaluación de un yacimiento naturalmente fracturado, debe siempre ser manejado multidisciplinariamente; estratigrafía, sedimentología, modelo estructural, geomecánica, petrofísica e ingeniería de yacimientos y producción permiten un buen entendimiento del campo, minimizando la incertidumbre de las evaluaciones que cada área puede realizar individualmente. Por esta razón, a continuación se presenta un resumen de las principales características del campo a nivel Geológico y de Ingeniería. Esta información es empleada como ajuste a través de todo el análisis que se hace de registros.

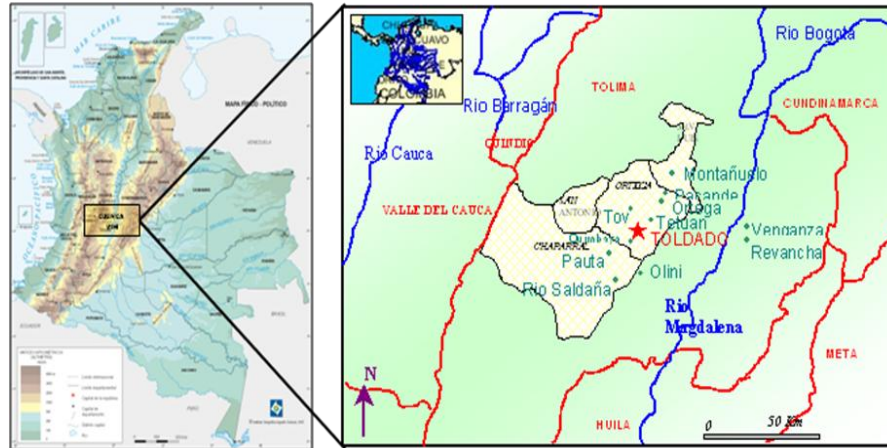
El Campo Toldado está localizado al noroccidente de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena en la provincia de Ortega en el departamento del Tolima, en cercanía con los campos Ortega, Tetuán y Quimbaya y su producción proviene de la Formación Caballos -Cretácico Medio (Figura 1). El Campo fue descubierto en el año 1987 con el pozo Toldado-1 y dentro del desarrollo del Campo se han perforado un total de 9 pozos considerando un sidetrack desde el pozo Toldado-8 los cuales se encuentran distribuidos a lo largo de la estructura anticlinal que conforma el campo.

2.1 Ambiente de Depósito

El ambiente de depositación correspondiente al Campo Toldado se define como un sistema de Isla Barrera el cual está constituido principalmente por un cuerpo de arena que se extiende de manera paralela a la línea de costa. Como elementos de este sistema que presentan mayor relevancia se destacan el *Inlet* el cual se

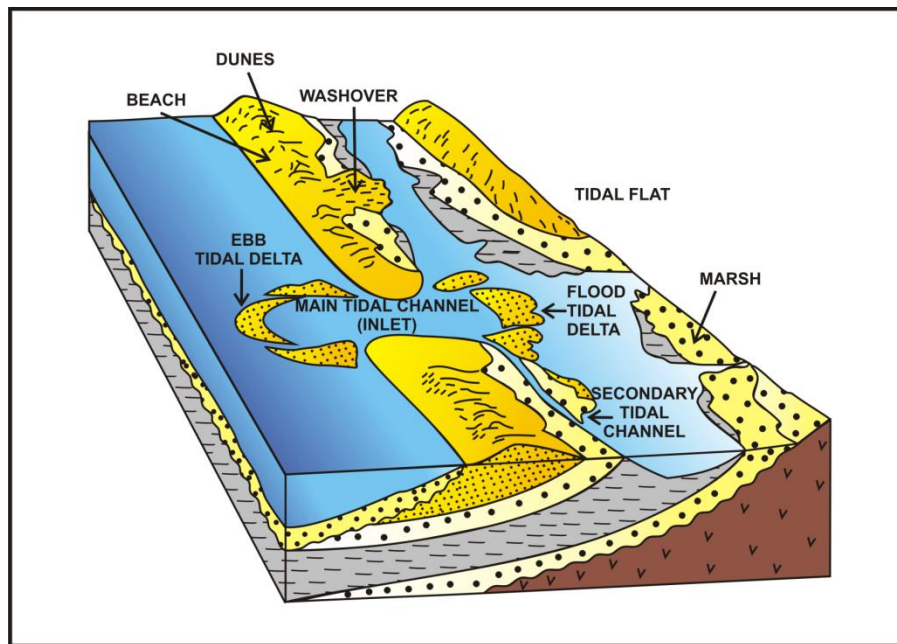
constituye como la entrada de aguas profundas al sistema y un *lagoon* que separa al cuerpo arenoso o Isla barrera del continente. Los diferentes elementos y sub-ambientes asociados a un sistema de isla barrera se observan en la Figura 2.

Figura 1. Localización geográfica del Campo Toldado, Cuenca del Valle Superior del Magdalena



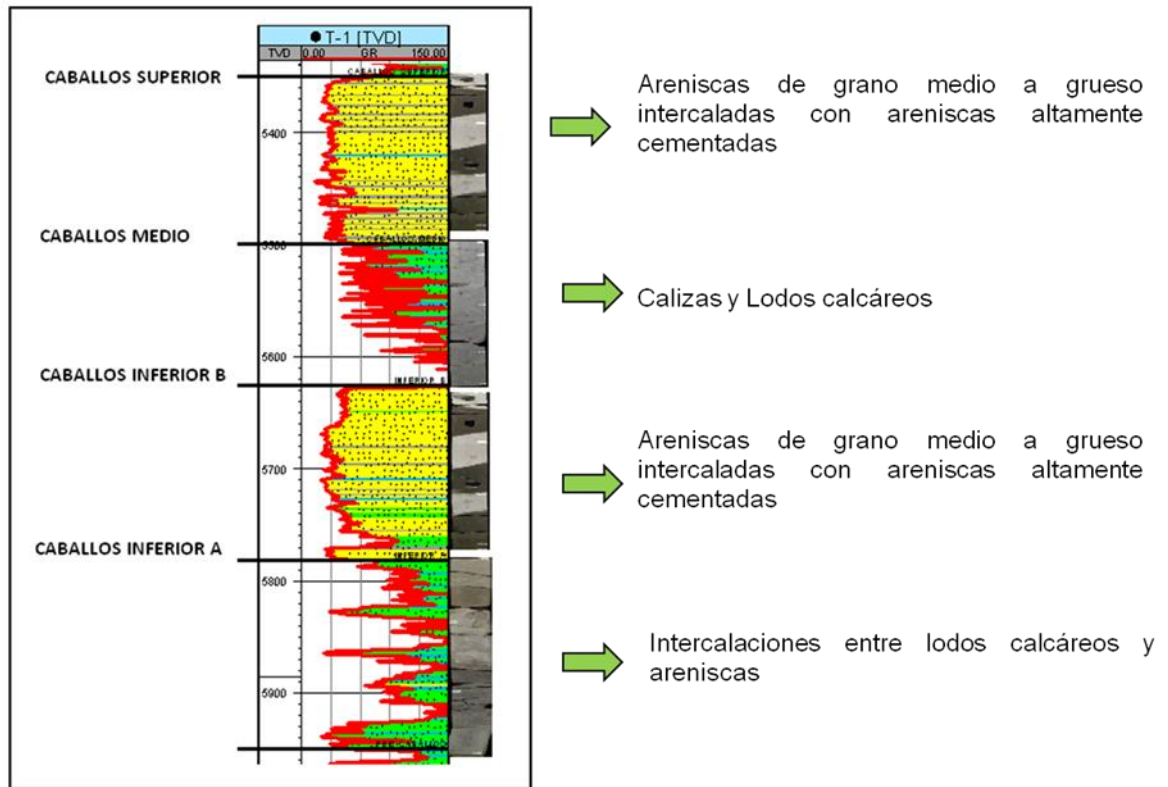
Las dunas o cuerpos principales constituyen el mayor depósito de rocas reservorio con las mejores propiedades petrofísicas de este sistema. En la parte más alta de la duna se encuentra rocas con las mejores características y calidades de roca las cuales disminuyen a medida que nos acercamos hacia la parte baja de la Duna ya que aumenta la influencia con el mar y por tanto los procesos de diagénesis que terminan por precipitar minerales que cambian la composición de la roca y por ende las propiedades petrofísicas de la misma. Hacia la parte intermedia de este sistema se encuentra el *Lagoon* en el cual se asocian los depósitos de litologías de baja energía correspondiente a rocas de grano fino que actúan eventualmente como rocas sello del reservorio y que también de acuerdo a la riqueza y contenido de materia orgánica pueden actuar como rocas generadoras.

Figura 2. Sistema de Isla Barrera mostrando los diferentes elementos que la componen y la naturaleza de sus depósitos.



La unidad Caballos Inferior A se deposita en una ambiente transicional asociado a la parte más continental del sistema, Caballos Inferior B corresponde a un sub-ambiente de depositación poco profundo asociado a los depósitos de playa mientras que la unidad Caballos Medio por su predominio de litologías de contenido calcáreo se deposita en ambientes de plataforma o depósitos de mar abierto. Finalmente la unidad Caballos Superior corresponde a depósitos asociados a la barra longitudinal o duna principal y paralela a la línea de costa del sistema de isla barrera (Figura 3).

Figura 3. Columna Estratigráfica generalizada para el campo Toldado



2.2. Tipos de Roca – Ambiente de depósito

La caracterización de la Formación Caballos para el Campo Toldado se basó en la descripción y definición de Tipos de roca asociados a las facies reconocidas sobre los intervalos corazonados de los pozos Toldado-2 y Toldado-3, en las unidades Caballos Superior - Caballos Medio y Caballos Inferior B respectivamente. La definición de tipos de roca sobre los corazones estuvo basada en la descripción de las características sedimentológicas, estratigráficas y el grado de impregnación de cada litotipo identificado con el fin de discretizar directamente sobre los núcleos cada cambio litológico correspondiente a un determinado tipo de roca.

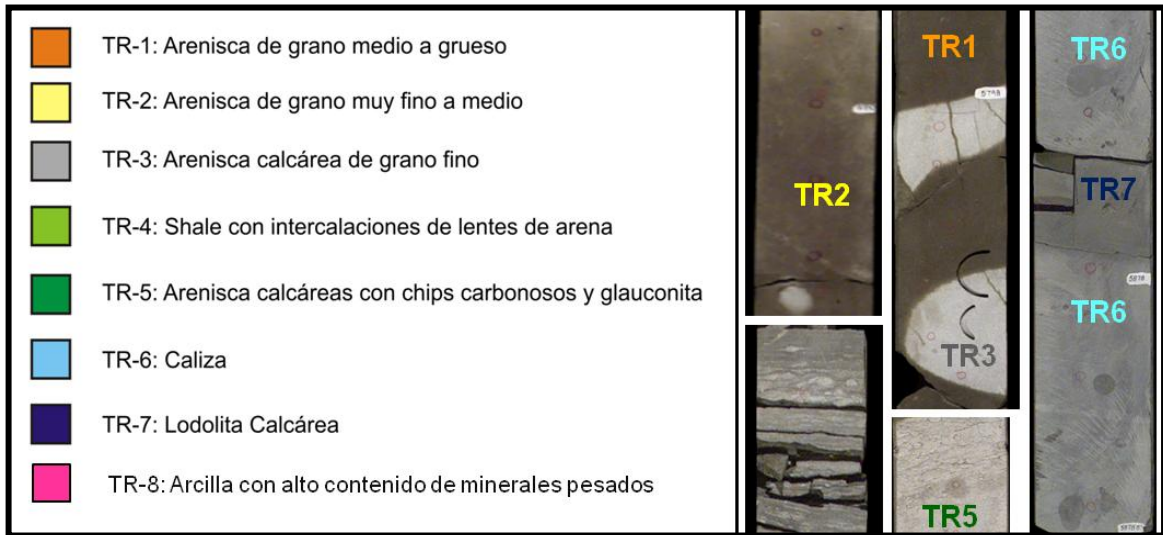
Una vez asociado el ambiente de depositación interpretado para la Formación Caballos y el evento transgresivo regional que dominó toda esta secuencia, los tipos de roca definidos son denominados así: **TR 1:** Arenisca cuarzosa de tamaño de grano medio a grueso, se observan algunas fracturas aumentando estas hacia la unidad Caballos Inferior B. La porosidad de este tipo de roca es intergranular y corresponde al tipo de roca con mayor grado de impregnación. **TR 2:** Arenisca cuarzosa con un aumento en la fracción de arcilla con respecto al tipo de roca 1 asociada esta a la presencia de estilolitos. Su tamaño de grano es. Se evidencia de igual manera la presencia de fracturas las cuales son naturalmente inducidas producto de la presencia de estilolitos y las fracturas son de longitudes muy cortas y de poca apertura. Este tipo de roca se encuentra impregnado en menor grado que el tipo de roca 1. **TR 3:** Arenisca cuarzosa de tamaño de grano fino a medio mal calibrada con alto contenido de matriz calcárea. Este tipo de roca se encuentra intercalado con los tipos de roca 1 y 2 encontrándose a manera de parches con espesores que varían entre 0.5 ft hasta 2 ft que por los procesos diagenéticos no permiten que estos tipos de roca tengan una gran extensión areal. La presencia de fracturas en este tipo de roca aumenta y sus paredes se encuentran impregnadas en su gran mayoría.

TR. 4: Shale arenoso de color gris oscuro se observaron fracturas en su mayoría inducidas. No presenta ningún grado de impregnación. **TR. 5:** Arenisca cuarzosa con alto contenido de arcilla con su tamaño de grano fino a medio mal calibrado. Las fracturas en este tipo de roca no son muy evidentes.

TR 6: Corresponde a una caliza masiva que presenta una gran reacción con el HCl observándose laminaciones onduladas. Las fracturas en este tipo de roca son de gran ocurrencia con grandes longitudes y de disposición horizontal en su mayoría con respecto al eje del pozo. La gran mayoría estas fracturas se encuentran con aperturas mínimas y rellenas de calcita. **TR 7:** Lodolita calcárea, se presenta a manera de laminaciones. Las fracturas no son muy evidentes en este tipo de roca.

TR 8: Este tipo de roca corresponde a una lodolita con alto contenido de minerales pesados que no fue reconocido en los núcleos dado que el intervalo en el cual aparece este tipo de roca no se encuentra corazonado (Caballos Inferior A). Los valores medidos por el registro de PEF se encuentran entre 8 y 13 B/E, índice del contenido de minerales pesados. (Ver Figura 4)

Figura 4. Tipos de roca identificados sobre los pozos Toldado 2 y Toldado 3.



Los tipos de roca identificados se pueden asociar en tres grupos; los tipos de roca 1 y 2 constituyen el reservorio principal donde el aporte a la producción lo hace principalmente la matriz y su distribución según el ambiente de depósito corresponden a la duna principal hacia la parte alta de la misma y las arenas cercanas a la línea de costa correspondiente a las unidades Caballos Superior y Caballos Inferior B respectivamente. Los tipos de roca 3 y 6 constituyen las rocas que presentan la mayor susceptibilidad a estar fracturadas y se constituye como el reservorio secundario donde el aporte a la producción se da únicamente por medio de las fracturas. El tipo de roca 3 se presenta a manera de parches los cuales no tienen una gran extensión areal y se encuentra distribuido en el ambiente de depósito hacia los flancos de la barra aumentando el contenido calcáreo a medida que se aleja de la parte central de la duna encontrándose en las unidades

Caballos Superior y Caballos Inferior B. El tipo de roca 6, el cual hace referencia a las calizas se encuentra asociado a las facies de plataforma presentando una gran continuidad areal encontrándose en la unidad de Caballos Medio.

Los tipos de roca 4, 5, 7 y 8 corresponden a lodolitas y shales calcáreos que se encuentran en las zonas Caballos Medio y Caballos Inferior A actuando como los sellos del reservorio los cuales se encuentran asociados a las facies formadas en la *lagoon* y hacia las partes proximales de la barra principal.

2.3. Modelo Estructural

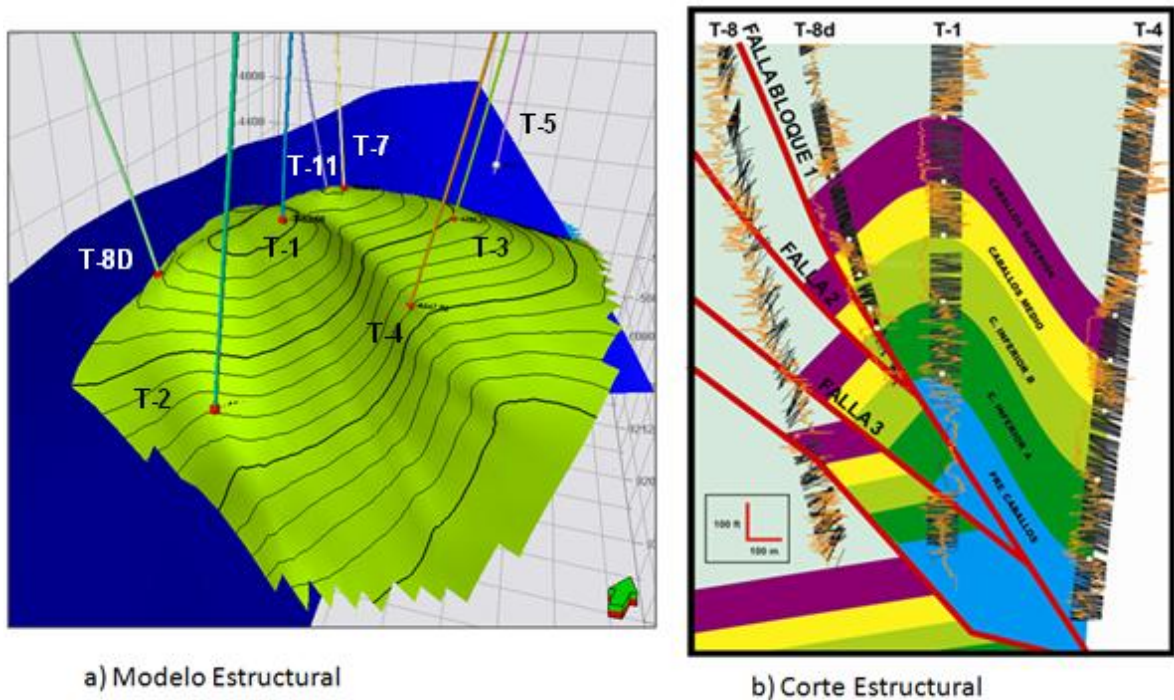
El Campo Toldado se encuentra definido por un anticlinal asimétrico, con un flanco Noroeste más inclinado y limitado por un juego de fallas inversas, de las cuales la Falla-1 contiene dos imbricaciones que dividen al yacimiento en cuatro (4) Bloques. De estos, el Bloque-1 y el Bloque-3 han mostrado producción de aceite, mientras el Bloque-2 solo ha mostrado producción de agua. El Eje del Campo Toldado es curvo, mantiene un comportamiento subparalelo a la Falla-1 con lo que termina exponiendo un cabeceo en sentido Norte-Sur y otro Noreste-Suroeste (Figura 5a).

Este anticlinal para la Formación Caballos tiene un flanco occidental atravesado por los pozos Toldado-8d y Toldado-7, un flanco oriental atravesado por los pozos Toldado-2, Toldado-3 y Toldado-4. Los pozos Toldado-1 y Toldado-11 son los pozos estructuralmente más altos y los pozos Toldado-8 y Toldado-5 no atraviesan el Bloque 1; finalmente el pozo Toldado-8 solo toca parte del Caballos Superior por efecto del salto de la Falla Principal (Interpretaciones pozo a pozo registros *Dipmeter*).

En la Figura 5b se muestra un corte entre los pozos Toldado-8, Toldado-8d, Toldado-1 y Toldado-4 donde se expone el modelo estructural conceptual del

Campo Toldado con base a la interpretación de los registros *dipmeter*. En este se presentan los buzamientos aparentes según la dirección del corte, se presenta el registro Gamma Ray, la posición de los topes intraformacionales de la Formación Caballos y la posición de las fallas involucradas es este modelo estructural. Observe como la Falla-3 estaría causando que se repita el Caballos Inferior A hacia el pozo Toldado-1 (en el Bloque-4) y el Inferior B hacia el pozo Toldado-8D.

Figura 5. A) Se muestra el comportamiento estructural del tope del Caballos Superior y su relación con las Fallas-1 y 2. Ubicación estructural de los pozos perforados del campo. B) Corte estructural entre los pozos Toldado-8, Toldado-8D, Toldado-1 y Toldado-4.

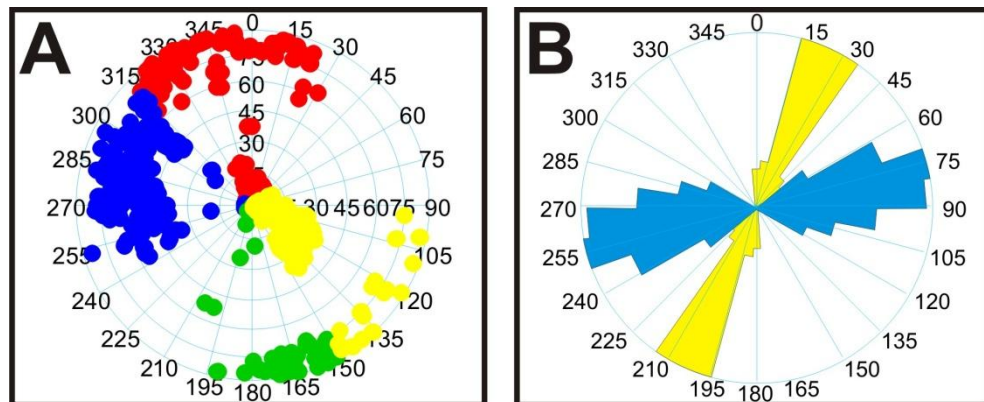


2.4. Identificación de Familias de Fracturas a partir de Análisis Dipmeter

A partir de los registros *dipmeter*, en el Campo Toldado se identificaron dos familias de fracturas, en la Figura 6A se muestran las cuatro tendencias de Azimut

de Buzamiento de las fracturas del Campo Toldado. Estas cuatro tendencias fueron atribuidas a la existencia de dos familias, la tendencia de color amarillo y azul son consideradas una familia y las tendencias roja y verde otra (en la Figura 6A). De esta forma, se considera que el Campo Toldado tiene dos familias de fracturas de acuerdo al azimut del Rumbo (Figura 6 B), la familia una con dirección preferencial Noreste-Suroeste y la Familia 2 casi Este-Oeste.

Figura 6. A) Fracturas del Campo Toldado agrupadas en tendencias principales de azimut de buzamiento. B) Rosetas del azimut de Rumbo de las dos familias de fracturas del Campo Toldado, la Familia-1 de color amarillo y la Familia-2 de color azul.



Fuente. Modelamiento Geológico Campo Toldado. ICP 2009

La Familia-1 es paralela a la Falla-1 (limite del Bloque-1) y al eje del anticlinal de Toldado y su densidad se hace más grande en la medida en que aumenta el buzamiento de las capas. Por otro lado, la Familia-2 es perpendicular al eje y su densidad aumenta en la medida en que nos acercamos a las áreas de limbo del Campo Toldado. En la Figura 7 se muestran las rosetas del rumbo de fracturas al tope de las diferentes Unidades de la Formación Caballos; se puede notar como las fracturas de los pozos Toldado-8D, Toldado-4 y Toldado-3 tienden a ser de la Familia-1 mientras que en los pozos Toldado-2, Toldado-11 la dirección

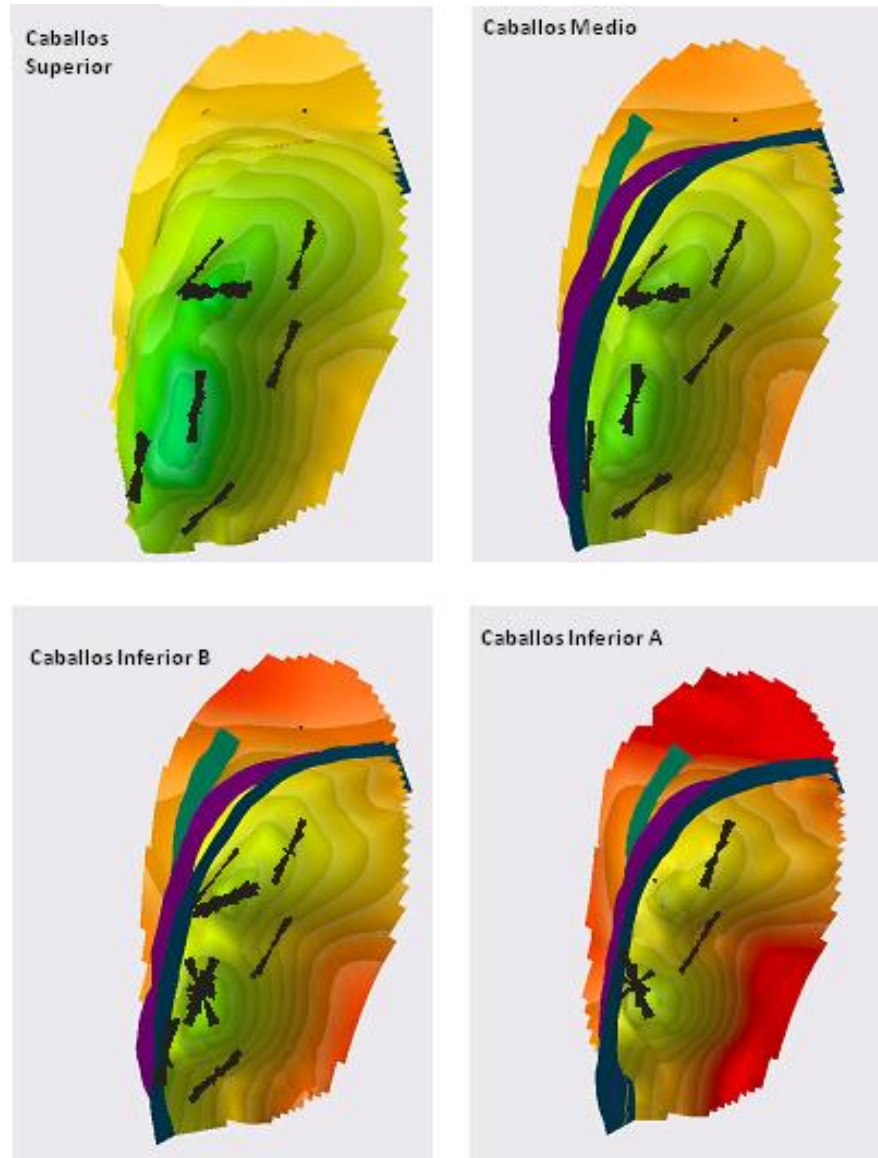
preferencial muestra una gran frecuencia de la Familia-2. En los pozos Toldado-7 y Toldado-1 la proporción entre las dos familias es más equilibrada.

De acuerdo al comportamiento de los esfuerzos, la Familia-1 tiende a ser perpendicular al efecto compresional del esfuerzo principal σ_1 , el cual tiene una dirección preferencial EW; mientras que la Familia 2 tiende a ser paralela a este representando la máxima influencia del esfuerzo menor σ_3 (extensional), lo que convierte a la Familia-2 en aquella con mayor probabilidad de encontrarse a manera de fracturas abiertas. De manera general la Familia 1 se encuentra hacia los flancos de la estructura, su aporte a la producción sería mínimo dada la orientación perpendicular con respecto al esfuerzo máximo. La Familia 2, ubicada hacia la cresta y los limbos de la estructura paralela al esfuerzo principal con mayor apertura y capacidad de flujo dada su orientación. A su vez la mayor interconectividad entre fracturas se encuentra hacia la cresta de la estructura dada la aparición de las dos familias en esta zona.

2.4.1 Intensidad de Fracturas a partir de Análisis Dipmeter

El análisis de *Dipmeter* permitió determinar una curva de intensidad de fracturamiento asociada al número de fracturas identificadas en un intervalo definido, para este caso fue cada 5 ft, discretizado para cada una de las familias principales de fracturas identificadas anteriormente. Como estrategia de validación se compara esta intensidad de fracturamiento con la curva de intensidad obtenida sobre el análisis sobre corazones y a partir de registros. En la Figura 8 se comparan (1) la intensidad de fracturas sacada con los registros dipmeter (línea roja), (2) con los registros de pozo (línea Violeta) y (3) la intensidad sacada a partir de los núcleos de perforación (línea azul) en el pozo Toldado-3; a pesar de la diferencia de escalas, el amarre entre estas tres líneas es muy bueno, principalmente entre la intensidad de núcleos y la sacada a partir del registro de pozo.

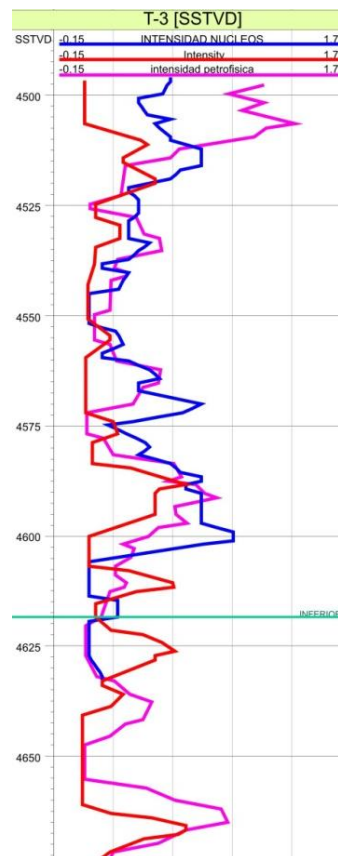
Figura 7. Mapas de rosetas del rumbo de fracturas para el tope de las cuatro zonas del Campo Toldado. Observe como la Familia-2 se concentra principalmente hacia los pozos Toldado-1, Toldado-2, Toldado-11 y Toldado-7 (de Sur a Norte).



Fuente. Modelamiento Geológico Campo Toldado. ICP 2009

La desventaja de usar las fracturas del registro dipmeter como indicador de intensidad de fracturas esta en el hecho de que es un registro de baja resolución vertical de la herramienta, pero el dipmeter proporciona datos puntuales de dip y azimut de las fracturas, lo cual no puede obtenerse en núcleos de perforación no orientados, ni a través del análisis de registros de pozo.

Figura 8. Intensidad de fracturas sacada a partir de núcleos de perforación (azul), a partir del registro dipmeter (roja) y a partir de los registros de pozo (violeta)

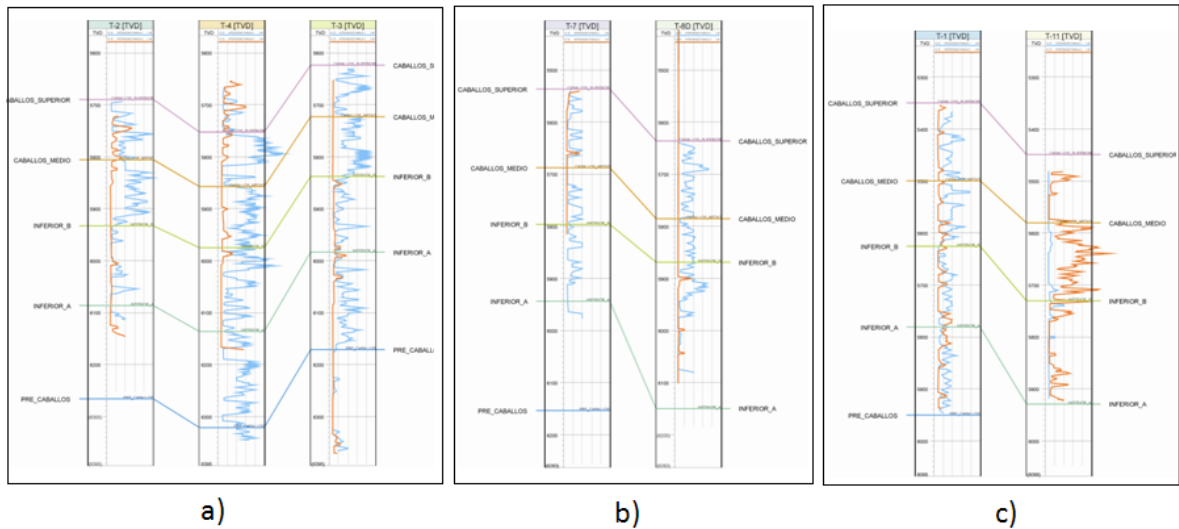


Fuente. Modelamiento Geológico Campo Toldado. ICP 2009

Esta curva de intensidad de fracturamiento por familias corrobora la presencia de una u otra familia según la posición estructural de los pozos. En las Figura 9 se

muestra la intensidad de fractura a partir de dipmeter en cortes entre los pozos del Flanco Sureste(a), del Flanco Noroeste (b) y de la Cresta(c). A través de este tipo de cortes se puede entender la forma en que se distribuyen la Familia-1 (color azul) y la Familia-2 (color naranja) en los pozos del Campo Toldado.

Figura 9. Intensidad de Fracturamiento a partir de Dipmeter.



Fuente. Modelamiento Geológico Campo Toldado. ICP 2009

Los cortes muestran como los pozos que se sitúan hacia los limbos (Toldado-2 y Toldado-7 y Toldado-11) y hacia la cresta de la estructura (Toldado-1 y también el Toldado-11) son los que mayor intensidad de la Familia-2 presentan y son estos los pozos de los que se espera un comportamiento mucho mas influenciado por la presencia de fracturas, ya que son las fracturas de la Familia-2 las que poseen mayor probabilidad de encontrarse abiertas y es en estas zonas donde también se espera mayor interconectividad entre familias, siendo la interconectividad entre familias de fracturas el fenómeno que causa mayor producción de agua en yacimientos de rocas siliciclásticas y probablemente aumenta la posibilidad de que un pozo se encuentre interconectado con otro.

Se recomienda tener cuidado al comparar al pozo Toldado-11 con los demás pozos, ya que sus datos fueron sacados de un registro FMI, el cual posee mejor resolución (cantidad de datos por unidad de longitud) y por tanto este deberá estar mostrando mayor intensidad de fracturas que el registro *Dipmeter*. Además se recomienda tener prudencia al usar la intensidad de fracturas del pozo Toldado-7, ya que este cuenta con una sola corrida de *Dipmeter* para la Formación Caballos con lo que su densidad de datos se hace menor.

Indudablemente, las fracturas de la Familia-1 son las que se encuentran en mayor proporción a lo largo de todo el Campo Toldado, pero tal como lo indica el comportamiento de la producción del pozo Toldado-3, con respecto al Toldado-2 es la Familia-2 y la interconectividad entre las dos familias lo que causa mayores anomalías.

2.5 Comportamiento De la Producción del Campo

La producción acumulada del Campo Toldado a marzo 30 de 2007, es de 11.27 Millones de barriles de petróleo, 36.08 Millones de barriles de agua y 2.23 Giga pies cúbicos de gas. A marzo de 2007, la producción total del Campo es de 14312 BFPD con un corte de agua del 90%, lo que representa una producción de petróleo de 1430 BOPD y una producción de agua de 12880 BWPD, un GOR de 400 scf/stb y una gravedad API de 20, a través de 6 pozos activos (Toldado-1, 3, 4, 8D todos en bombeo electrosumergible y Toldado-7 y 11 en bombeo mecánico). La producción acumulada del Campo Toldado a marzo 30 de 2007, es de 11.27 Millones de barriles de petróleo, 36.08 Millones de barriles de agua y 2.23 Giga pies cúbicos de gas.

Una pequeña descripción del comportamiento de la producción de agua y crudo para cada pozo recopiló en la Tabla 1, con el fin de evidenciar desde el punto de vista de producción, que pozos tendrían mayor impacto sobre la producción de agua causado por el efecto de las fracturas.

Tabla 1. Comportamiento generalizado de la producción de los pozos del campo Toldado

POZO	DESCRIPCIÓN	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN
TOLDADO-1	<p>Producción inicial de 1990 BOPD con una gravedad API de 20 y 0% de BSW, en flujo natural. Acidificado en todos los intervalos. Este Pozo presentó una irrupción de agua a los 410 días de producción aproximadamente. En Abril de 1997 dejó de fluir naturalmente Caballos Superior, quedando en producción únicamente Caballos Inferior B en bombeo mecánico. En noviembre de 2003 se instala Bombeo Electrosumergible y actualmente este pozo produce de las unidades Caballos Superior y Caballos Inferior B. Al 30 de marzo de 2007, la producción acumulada es de 2.81 Millones de barriles de petróleo, 9.93 Millones de barriles de agua y 558.6 Millones de pies cúbicos de gas</p>	
TOLDADO-2	<p>Se encuentra inactivo desde Enero de 1994 por alta producción de agua y su producción acumulada total es de 246.3 Miles de barriles de petróleo, 510.36 Miles de barriles de agua y 75.7 Millones de pies cúbicos de gas, siendo el pozo con más baja producción acumulada del campo. Trabajos posteriores de aislamiento de intervalos entre caballos superior e inferior para la reducción del corte de agua no han sido exitosos.</p>	

POZO	DESCRIPCIÓN	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN
TOLDADO-3	<p>Inició producción en flujo natural de manera selectiva entre Caballos Superior Caballos Inferior (A y B). En Julio de ese mismo año se presenta la irrupción de agua y en Julio de 1991 deja de fluir naturalmente Caballos Inferior, quedando en producción Caballos Superior hasta Septiembre de 1991, fecha en la cual el pozo deja de fluir. Actualmente el pozo produce en Bombeo Electrosumergible de las unidades Caballos Superior y Caballos Inferior B y al 30 de marzo de 2007, la producción acumulada total es de 3.39 Millones de barriles de petróleo, 10.33 Millones de barriles de agua y 593.9 Millones de pies cúbicos de gas</p>	
TOLDADO-4	<p>Este pozo es el más bajo en la estructura, actualmente produce en Bombeo Electrosumergible de las unidades Caballos Superior y Caballos Inferior B y al 30 de marzo de 2007 la producción acumulada total es de 1.87 Millones de barriles de petróleo, 7.28 Millones de barriles de agua y 353.5 Millones de pies cúbicos de gas.</p> <p>En 1989 inició producción en flujo natural en las formaciones Caballos Superior, medio e Inferior B, siendo el único pozo completado a nivel de Caballos Medio. En Octubre de 1989 se aisló Caballos Medio e Inferior B, por irrupción de agua (120 días de producción aproximadamente). En Marzo de 1991 el pozo deja de fluir naturalmente.</p>	

POZO	DESCRIPCIÓN	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN
TOLDADO-7	<p>Durante las pruebas DST produjo agua a nivel de Caballos Superior e Inferior B, por lo cual estas formaciones fueron aisladas quedando el pozo completado a nivel de Caballos inferior A. Este pozo, a nivel de la unidad Caballos Inferior A se encuentra drenando el bloque oeste (bloque 2) creado por la falla occidental del campo. Actualmente el pozo produce en Bombeo Mecánico de la Formación Caballos Inferior A y al 30 de marzo de 2007, la producción acumulada es de 178.7 Miles de barriles de petróleo, 653.8 Miles de barriles de agua y 85.8 Millones de pies cúbicos de gas. Este pozo es el más cercano a la Falla 1 y es uno de los pozos que se encuentran más altos dentro de la estructura; su alta producción de agua en Caballos superior e Inferior B, considerando que pozos como Toldado-1 y Toldado-11 probaron y producen petróleo desde estas formaciones, se ha considerado que la producción de agua en este pozo, se debe al alto grado de fracturamiento que presentaría este pozo por su cercanía a la falla.</p>	

POZO	DESCRIPCIÓN	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN
TOLDADO 8D	<p>Es uno de los pozos con más producción acumulada del campo y drenando sólo Caballos Superior, ya que Caballos Inferior B se considera acuífero en el bloque 2. Actualmente el pozo produce en Bombeo Electrosumergible de Caballos Superior y al 30 de marzo de 2007, la producción acumulada total es de 2.70 Millones de barriles de petróleo, 6.81 Millones de barriles de agua y 548.4 Millones de pies cúbicos de gas.</p>	
TOLDADO-11	<p>Actualmente el pozo produce en Bombeo Electrosumergible de Caballos inferior y al 30 de marzo de 2007, la producción acumulada es de 72.4 Miles de barriles de petróleo, 144.4 Miles de barriles de agua y 18.6 Millones de pies cúbicos de gas. Durante la perforación del hueco de 81/2" y de 6" se presentaron varias pérdidas totales y parciales de circulación al tope de la Formación Caballos (6250 pies). Se tiene un estimado de más de 350 barriles de lodo. La calidad del cemento no es buena en Caballos Superior y regular en Caballos Inferior.</p>	

El pozo Toldado-5 fue perforado hacia el oeste de la Falla principal del campo, fue productor de agua y por estar en uno de los bloques secundarios del campo no ha sido analizado en este proyecto.

Como se puede observar en las gráficas de producción, todos los pozos presentan caídas abruptas en la producción de crudo e incrementos en la producción de agua a punto no manejables que han terminado por cerrar los pozos, como es el caso del pozo Toldado-2. Adicionalmente, eventos como las pérdidas constantes de fluidos durante la perforación del pozo Toldado-11, y la producción inicial de agua del pozo Toldado-7 en Caballos Superior, aún siendo uno de los pozos ubicados más altos dentro de la estructura, evidencian el efecto de las fracturas y la conectividad entre las diferentes familias, causando un comportamiento típico de Yacimiento Naturalmente Fracturado.

3. RESPUESTA DE LOS REGISTROS CONVENCIONALES Y ESPECIALES FRENTE A ZONAS DE FRACTURAS NATURALES

Los registros de pozo son considerados una de las herramientas más útiles y de mayor disponibilidad en la identificación y caracterización de las propiedades físicas de la roca en una formación. Estas herramientas proveen información directa e indirecta de acuerdo al principio físico de cada una, las cuales son interpretadas y correlacionadas para determinar la capacidad de almacenamiento y flujo de una roca.

En yacimientos convencionales, donde la estructura de la matriz en la roca es quien aporta tanto el almacenamiento como al flujo de fluidos en este, los registros de pozo proveen la información necesaria para cuantificar estas propiedades en el yacimiento, teniendo en cuenta las condiciones operacionales en la toma del registro y el estado del *wellbore*. En yacimientos naturalmente fracturados, existen algunos registros que pueden proveer información INDIRECTA sobre la presencia de fractura, sobre su capacidad de almacenamiento y de flujo. Pero esta identificación, dependerá de dos factores principales: 1) Factores operacionales tales como: las condiciones y tipo de fluido en el pozo, la resolución vertical y horizontal de cada una de las herramientas corridas; y de 2) Factores formacionales los cuales dependerán principalmente de: estado de la fractura, es decir, si se encuentra abierta-cerrada-parcialmente rellena; del material de relleno de la fractura; del espaciado vertical de las fracturas en la formación, la distancia horizontal de estas desde el *wellbore* y la dirección de fracturamiento con respecto al eje del pozo (Fracturas verticales-sub-verticales y horizontales).

A continuación se muestra un compendio de cómo cada uno de los registros convencionales y especiales puede llegar a detectar o no la presencia de fracturas, bajo qué condiciones (operacionales y tipo herramienta) y cómo a partir

de estas puede caracterizarse su presencia en el yacimiento la cual es validada con datos de corazones.

3.1. Registros Convencionales

Algunos de los registros convencionales pueden indicar si las fracturas existen o no, describir características como su orientación, densidad e intensidad y si están abiertas o rellenas de algún mineral, entre otros. Teniendo en cuenta que su detección requiere siempre de la combinación de varias herramientas como: Sónicos, Dipmeter, *Laterolog* e Inducción, lito-densidad, potencial espontáneo y gamma ray espectral y de lo que cada una de estas herramientas estaría indicando de acuerdo a su principio físico.

3.1.1. Registro Caliper

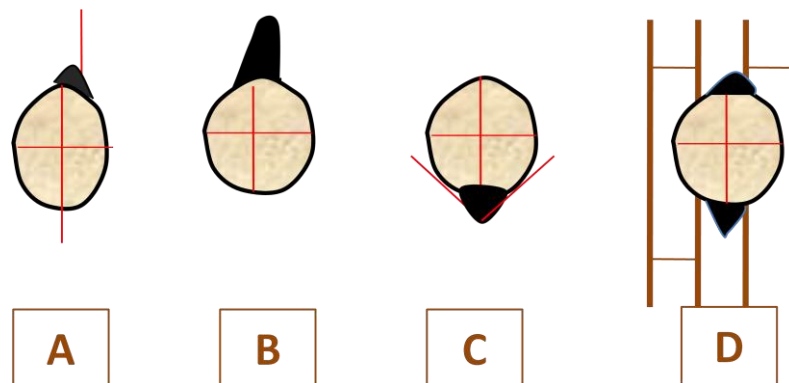
El registro caliper es una medida mecánica del diámetro del hueco. Su respuesta está asociada directamente al estado y geometría del hueco después de la perforación. Dos principales características del *borehole* son determinadas de acuerdo con su respuesta; 1) zonas de derrumbes ó *washout* debido principalmente a la inestabilidad de la formación donde la respuesta del caliper será mayor al diámetro de la broca; y 2) zonas de *mudcake* ó torta de lodo las cuales se presentan frente a zonas permeables, debido al diferencial de presión que se presenta durante la perforación de un pozo, donde se condiciona que la presión hidrostática sea mayor a la presión de formación forzando al lodo a filtrarse en la formación y donde las partículas sólidas del lodo se depositan en las paredes del borehole formando la torta de lodo.

En zonas fracturadas el caliper puede manifestar dos evidencias de su presencia. La primera de ellas, estará asociada a una reducción en el diámetro del hueco por la generación de mudcake, en estas zonas generalmente se presentarán pérdidas

de lodo considerables debido a las fracturas abiertas que se encuentran en la formación. Las herramientas caliper, suelen ser corridas con diferentes configuraciones, herramientas de un solo brazo (herramienta Densidad) ó de 2, 4 ó 6 junto con herramientas de imágenes, por ejemplo. La interpretación da cada una de estas configuraciones frente a zonas fracturas se muestran en la Figura 10¹.

Una segunda evidencia, podrá presentarse como una elongación en el tamaño del wellbore, probablemente causado por el rompimiento de la formación durante la perforación y la caída de bloques especialmente si es perforada una zona de fracturas paralelas al wellbore. Esto puede verse si por lo menos se tienen dos medidas de caliper, por ejemplo, para una herramienta de 4 brazos, los brazos opuestos 1 y 3 proveen una medida de caliper a lo largo de un diámetro, los brazos 2 y 4 proveen otra medida de caliper a lo largo del otro diámetro perpendicular al primero. La elongación del borehole en zonas fracturadas se mostrará como en la Figura 10; la parte A corresponde a la intersección de una sola fractura, la parte B a la intersección de cavernas ó *vugs*, la figura C a intersección de fracturas y la D a la intersección de una red de fracturas.

Figura 10. Geometría del *borehole* debido a la presencia de fracturas.



Fuente: Fundamentals of fractured reservoir engineering, T.D. Van Golf-Reach, 1982, Elsevier.

¹ Fundamentals of fractured reservoir engineering. T.D. Van Golf-Racht. ELSEVIER 1982.

Sobre la curva caliper, esta elongación se presentará como una separación entre las dos medidas de caliper como una deflexión aguda de uno o de los dos caliper, de acuerdo a si fue interceptada una fractura o una red de fracturas.

En el campo Toldado, la mayor parte de los pozos fueron perforados con una broca de 8 ½" hacia la zona de la Formación Caballos, en esta sección solo se cuenta con medidas de caliper de un solo brazo, exceptuando el pozo Toldado-11 para el cual fue corrido una herramienta FMI la cual genero 6 medidas de caliper. En este pozo se perforó la formación objetivo con broca de 6" y para el cual se hará un análisis independiente.

De manera general, existen dos comportamientos generalizados en el comportamiento del registro caliper en los pozos del campo; un primer grupo (Pozos Toldado 1-3-4 -8D-11), buenas lecturas de caliper, la diferencia entre el tamaño de la broca y la medida de caliper no es mayor a 1.5" y un segundo grupo (Pozos Toldado 2-7), donde esta diferencia es mayor a 1.5".

En el primer grupo, Figura 11 la curva se ve muy plana, zonas de cake aproximadamente de ½", se observan en el pozo Toldado 3 a través de las Unidades Caballos Superior e Inferior B, los demás pozos en estas unidades están en *gauge*, algunos picos esporádicos se manifiestan en Toldado 1 y 8D que pudiesen asociarse a zonas de fracturas.

Elongaciones del hueco se observan hacia Caballos medio e Inferior A en las zonas de Calizas y lodolitas calcáreas, es posible que se deba a la friabilidad de este último tipo de roca, o a bloques altamente fracturados. Dadas las condiciones litológicas presentes en las zonas de deformación del *borehole*, no es confiable determinar zonas fracturadas empleando solamente el registro caliper.

De este modo, el registro cáliper puede llegar a ser un buen indicador de las zonas de fracturas, sin embargo, debe corroborarse con otras herramientas ó métodos. Entre las limitantes que presenta la interpretación del registro cáliper en la identificación de zonas fracturadas también debe tenerse en cuenta:

1. Las fracturas generadas en el proceso de perforación no son diferenciables, el método incluiría fracturas de zonas fracturadas independiente del origen de las mismas².
2. Cuando se presentan reducciones en el borehole, puede deberse a zonas de alta permeabilidad (Las areniscas de la Formación Caballos Superior e Inferior B son altamente porosas (18%) y permeables (70-500md)) y no a zonas fracturadas, grandes pérdidas de lodo pueden corroborar la presencia de fracturas.
3. En el caso contrario, zonas de elongación pueden deberse a formaciones muy friables e inestables y no a bloques caídos al perforar zonas falladas. Cuando se cuenta con más de dos medidas de cáliper, es posible diferenciar estos dos efectos, porque las zonas fracturadas tenderán a tener elongaciones hacia una dirección específica, mientras que para zonas inestables todos los cáliper mostrarán mayores valores al tamaño del hueco.

En el Toldado-11 se cuentan con 6 medidas de cáliper obtenidas del registro EMI (Electric micro *imaging* log-Halliburton), tomado en este pozo. En la Figura 12 se puede observar el comportamiento de estos registros haciendo las comparaciones respectivas de cada uno de los cáliper tomados en el pozo. Como se puede observar no es muy claro el efecto de zonas fracturadas, la diferencia entre el diámetro de la broca y los cáliper no es mayor a 1/2" en zonas de cake y casi que es constante el comportamiento a través de la formación. En las zonas de

² Fracture detection in West Coast Reservoirs using Well Logs. J.D.Helfin, Dresser Industries.SPE7976

washaout no sobrepasan las 2” y se presentan en zonas arcillosas. No es claro ni confiable determinar que los pequeños cambio que se observan en el estado del hueco se deban a fracturas, esto podría deberse, principalmente al bajo espesor de capa de los tipos de roca fracturados (Tipo de roca 3).

3.1.2. Gamma Ray-Gamma Ray Espectral

El principio físico de la herramienta Gamma Ray es detectar y cuantificar la radiación natural de las formaciones; en los yacimientos este registro diferencia claramente zonas de arenas y de arcillas debido a que los materiales radioactivos existentes en las rocas sedimentarias se depositan principalmente en los minerales de arcilla (Teniendo en cuenta excepciones como la presencia de feldespato potásico, micas ó material volcánico los cuales alteran la respuesta normal del registro). En zonas fracturadas, este registro por sí solo no podrá identificar con claridad presencia de fracturas, se presentará un incremento en la lectura asociada únicamente al relleno que se encuentre presente dentro de las fracturas; generalmente estas anomalías pueden ser resultado de sales de uranio ó potasio depositadas por el agua innata del yacimiento o aguas en circulación.

Figura 11. Comportamiento Curva Cáliper en los pozos Toldado-1-3-4-8D

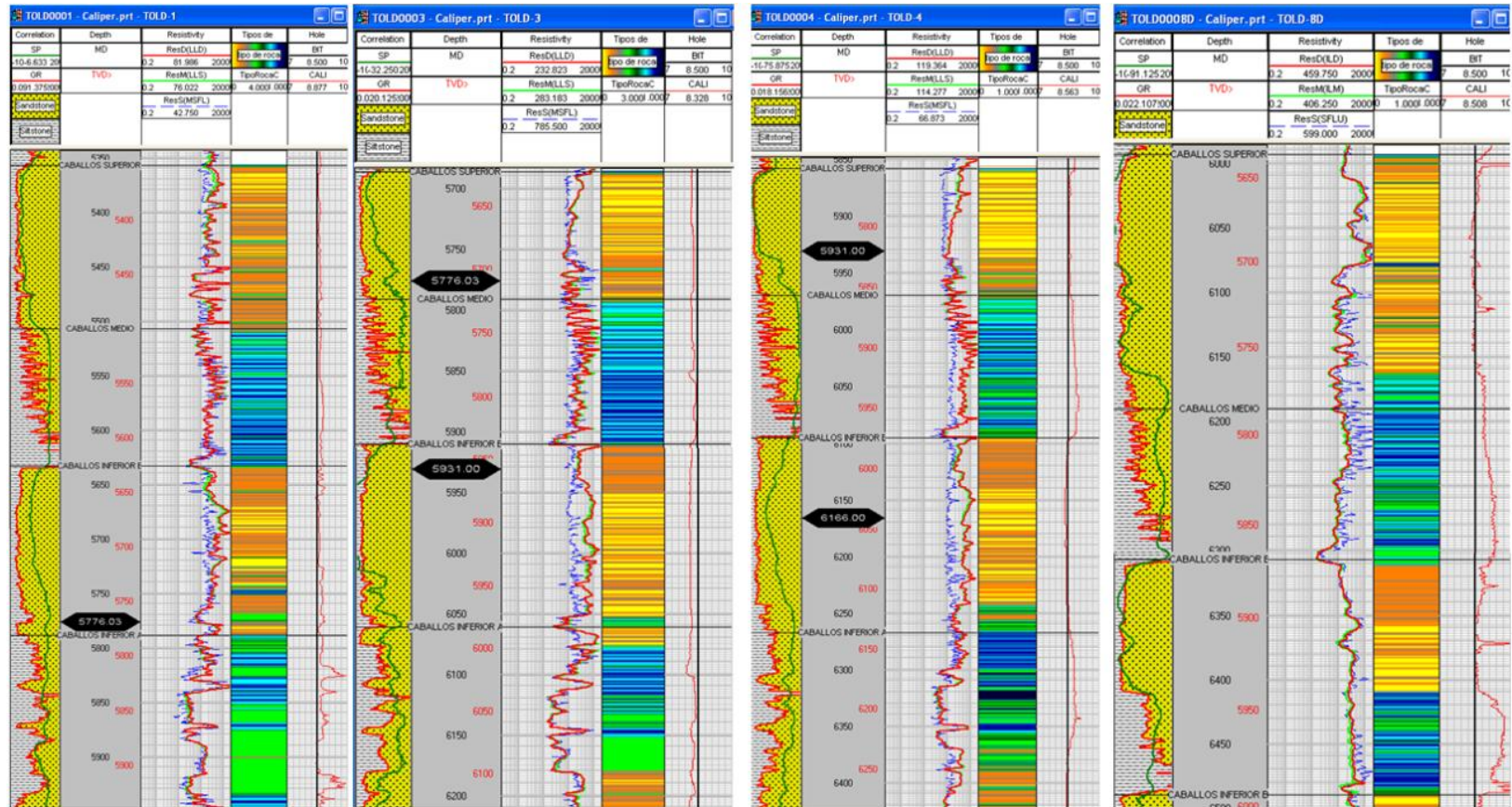
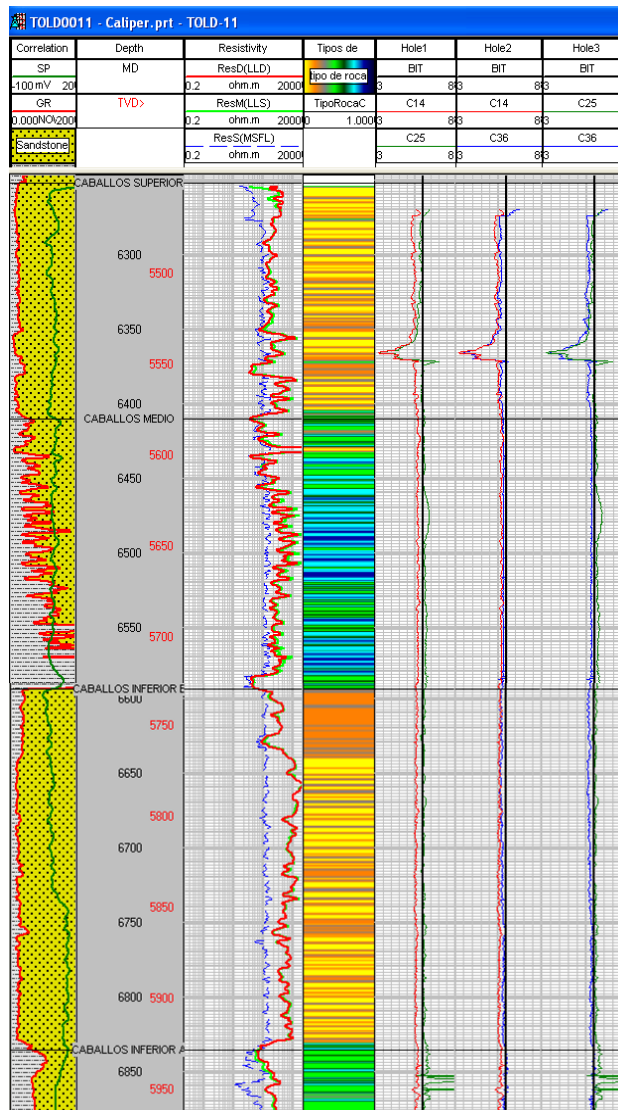


Figura 12. Comportamiento Curva Cáliper en el pozo Toldado-11



Debido a que el uranio es el principal componente encontrado como relleno en las fracturas, el registro Gamma Ray espectral, el cual detecta esta radiación natural y la clasifica en tres componentes principales Torio, Uranio y Potasio; permite la identificación indirecta de fracturas cuando la curva de uranio es quien presenta

las mayores concentraciones con respecto a las curvas de Torio y Potasio, la cuales generalmente se asocian a minerales de arcilla.

Adicionalmente debe tenerse en cuenta la resolución vertical y horizontal de las herramientas corridas en el pozo, pues estas determinaran junto con la distribución de las fracturas en la formación si es o no posible detectarlas (Configuración herramienta SLB 60.96 cm y 12.7 cm de resolución vertical y horizontal respectivamente).

En el campo Toldado, los pozos Toldado 1-2-3 cuentan con la curva de Gamma Ray Espectral, la Figura 13 muestra una recopilación de la relación entre el Torio (Indicador de arcillosidad) y el Uranio (indicador de materia orgánica y posible fracturas), en esta se puede observar que para las Unidades Caballos Superior, Inferior B e Inferior A, el contenido de uranio es bajo y no muestra evidencias de posibles zonas de fracturas.

Para Caballos Medio, es notable el incremento de la curva de uranio, Figura 14, posiblemente existan zonas que puedan asociarse uranio en las fracturas, sin embargo, debe tenerse en cuenta que en carbonatos, el Torio y el potasio usualmente están ausentes ó presenta concentraciones muy bajas, mientras que el uranio usualmente es alto debido a la presencia de material de origen orgánico interpretando erróneamente zonas fracturadas, es por esto que cada interpretación debe compararse con datos reales de muestras de roca y con otras fuentes de información. De acuerdo a este principio, Heflin³, et al., determinaron en 1976 otro método para identificar zonas fracturadas a partir de la correlación entre el índice de Uranio Ec. 3.1 y el volumen de arcilla; La Figura 15 muestra los

³ LOG EVALUATION IN THE CALIFORNIA MIOCENE FORMATIONS. HEFLIN, J.D., Dresser atlas. SPE 6160-MS. October 1976

resultados obtenidos por Heflin al aplicar esta técnica en Formaciones del Mioceno-California.

Figura 13. Relación de la curva de Torio y Uranio para cada las unidades Caballos Superior-Inferior B y A en los pozos Toldado 1-2 y 3

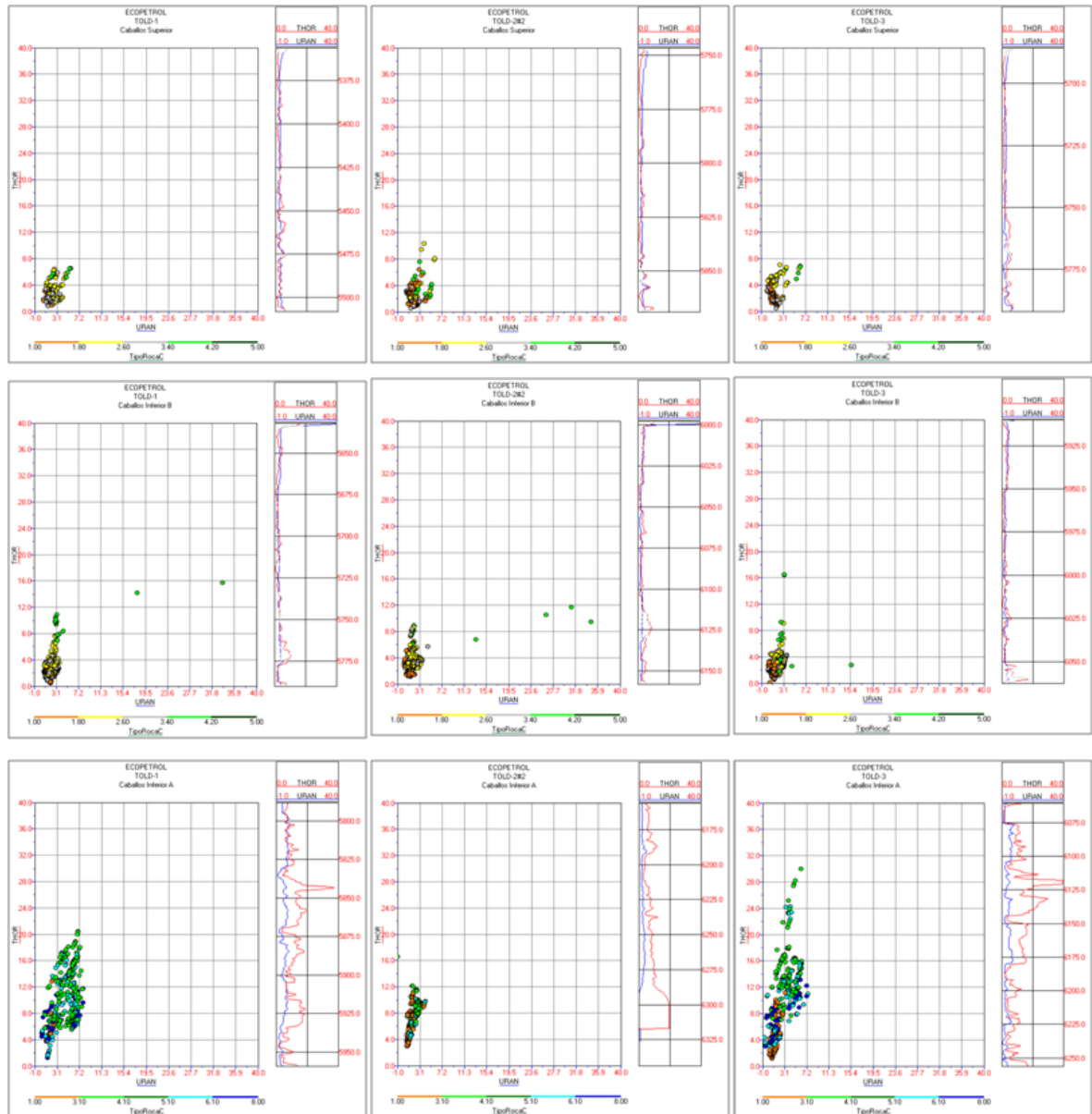


Figura 14. Relación de la curva de Torio y Uranio para la unidad Caballos Medio en los pozos Toldado 1-2 y 3

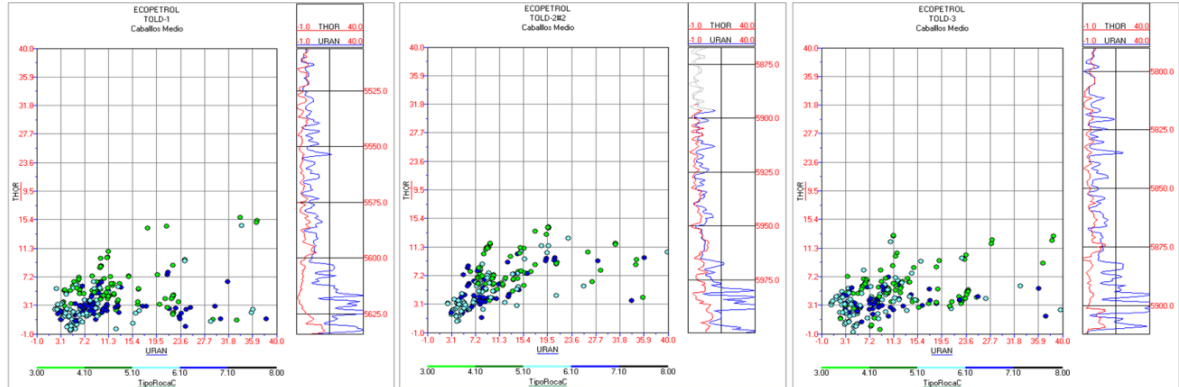
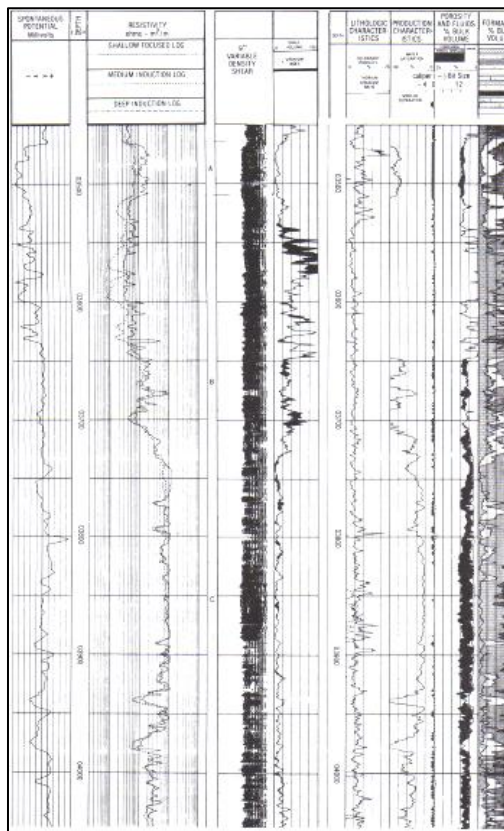


Figura 15. Relación Índice de Uranio Vs. Volumen de arcilla. Formación Mioceno –California.



Fuente. Tomado Naturally Fractured Reservoir. Aguilera 1980.

Al aplicar esta técnica en las unidades de la Formación Caballos, se puede observar que el principal efecto del Uranio se encuentra en la Unidad Caballos Medio Figura 16, en las demás unidades, los incrementos en el contenido de Uranio puede llegar a presentarse en los límites con Caballos Medio, y hacia los flancos de la estructura, Figura 17, pues el pozo Toldado-3 es el único que presenta este efecto. Como se menciono anteriormente, debe descartarse que este efecto se deba a contenido de materia orgánica asociado a lodolitas calcáreas y calizas que predominan en esta unidad ó que se pueden encontrar hacia los flancos de la estructura. No obstante, el comportamiento de la curva es sectorizada, y esto puede favorecer a la asociación con zonas fracturadas debido a que este tipo de formaciones son bastante continuas, homogéneas y de gran espesor. Hacia la parte basal de esta unidad vemos como se disparan los dos indicadores, sin embargo solo los últimos 20 ft, corroboran la presencia de lodolitas calcáreas pues la relación entre el Índice de Uranio y el volumen de arcilla tienden a ser los mismos.

Cabe resaltar, que las evidencias de fracturas que puedan ser encontradas a partir del análisis del contenido de Uranio, serán relacionadas directamente con fracturas naturales, por lo tanto, este método podrá ayudar en la separación de las fracturas inducidas identificadas a partir del análisis con otros registros. Sin embargo, a partir de este registro, no es posible determinar si las fracturas están cementadas y/ó total ó parcialmente cementadas³.

Figura 16. Relación Índice de Uranio Vs. Volumen de arcilla. Unidades Caballos Medio.

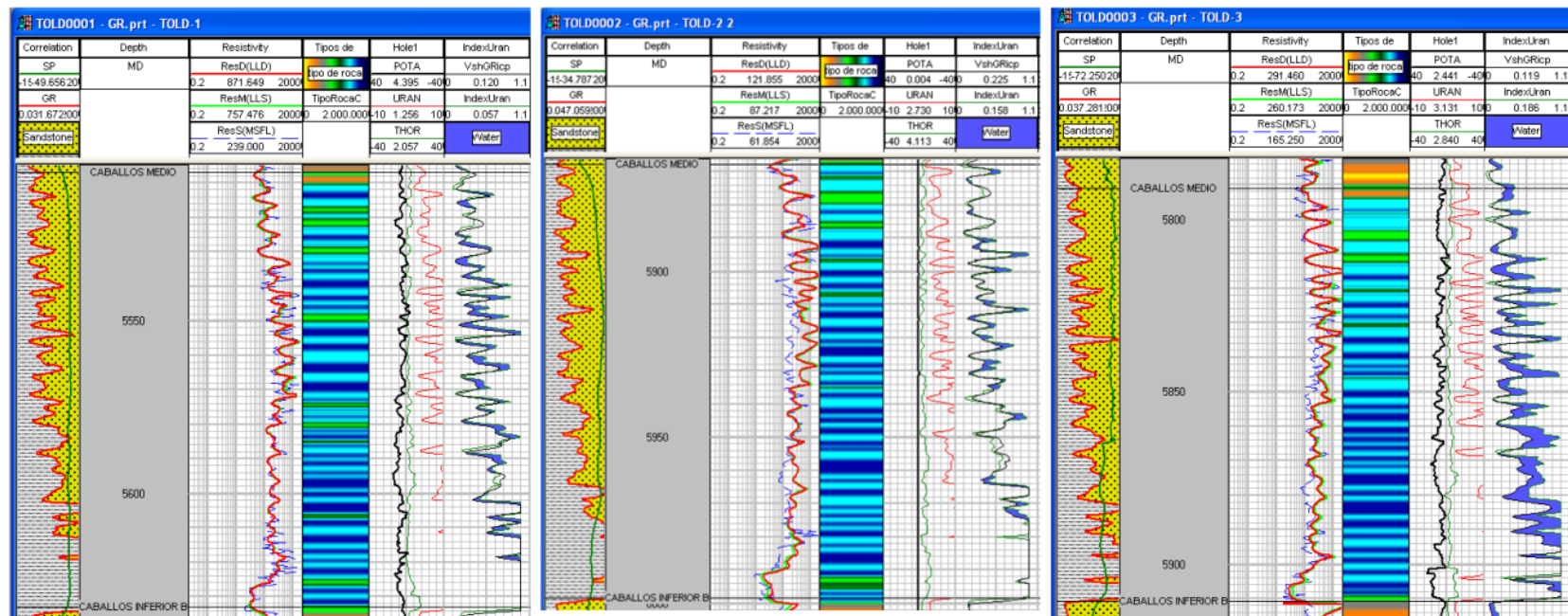
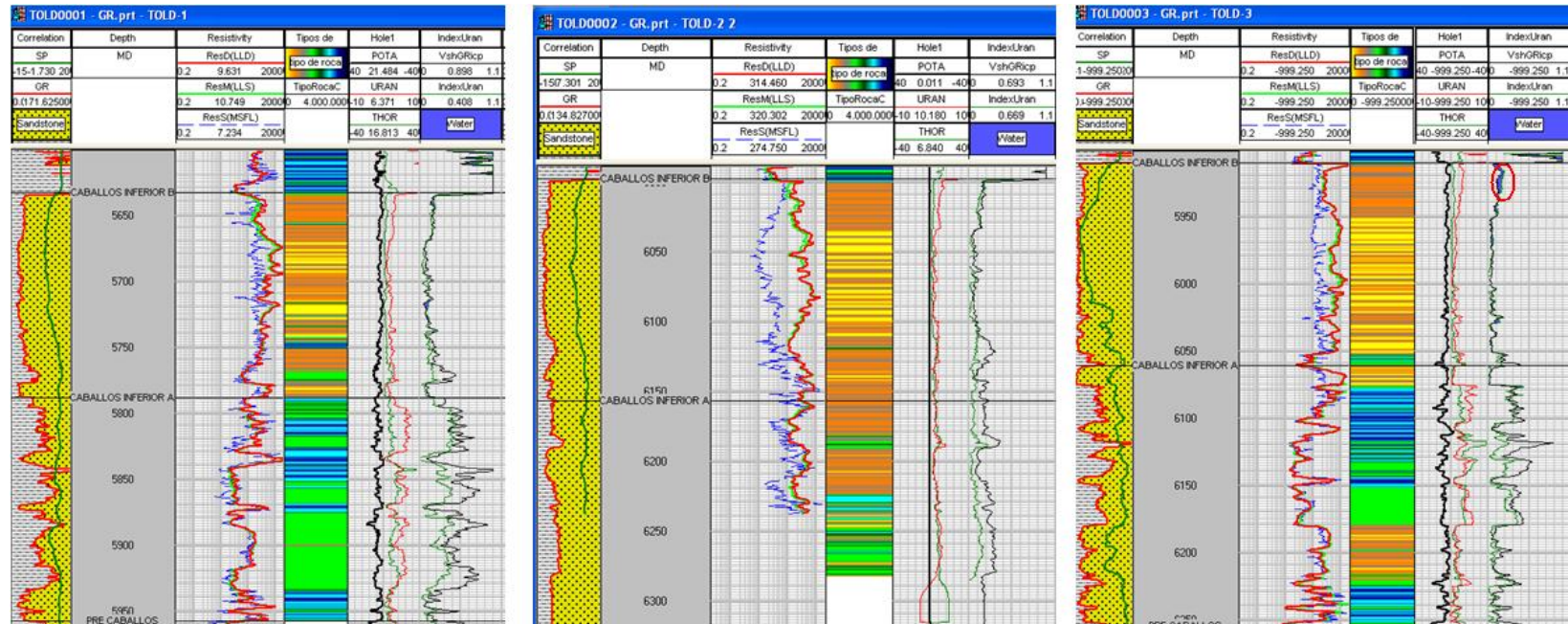


Figura 17. Relación Índice de Uranio Vs. Volumen de arcilla. Unidades Caballos Inferior A y B.



3.1.3. Registros Resistividad

Las medidas de resistividad se clasifican según la profundidad de investigación de la herramienta y según su principio de funcionamiento. En el primer caso, pueden presentarse medidas de resistividad a través de la zona invadida, dispositivos de espaciamiento corto, medio y medidas en la zona virgen o no invadida, dispositivos de espaciamiento largo. En el segundo caso, se encuentran las herramientas cuyo principio de funcionamiento se basa en la emisión de corriente a través de la formación midiendo su capacidad de conducir corriente, dispositivos de inducción, y los dispositivos de electrodos que miden directamente la resistividad de las zonas alrededor del pozo.

Los registros de resistividad son herramientas directamente relacionadas con el fluido que contenga la roca más que de la formación en sí misma. Estas herramientas permiten diferenciar zonas de hidrocarburos de zonas de agua por la diferencia de resistividades que se presentan entre los dos fluidos. Adicionalmente, permite distinguir en gran parte de las formaciones zonas de arenas y arcillas, principalmente por el fluido asociado a cada una de ellas.

En pozos antiguos, donde no existían registros de porosidad, cáliper y gamma ray, los registros de resistividad permitían identificar fracturas cuando se presentaba una disminución en la lectura del registro de resistividad corta con respecto al de resistividad profunda dentro de una capa homogénea debido a la invasión del lodo en estas. De este modo, los registros de resistividad puede ser indicadores de fracturas en una formación principalmente por la diferencia de resistividades que pueda presentarse entre los fluidos que saturan las fracturas y la capa que las contiene; igualmente importante es tener claridad de características de las fracturas tales como su geometría, dirección (Vertical, horizontal), tamaño y longitud¹, con relación a el arreglo y tipo de la herramienta podrán o no ser identificadas. A continuación se presenta una descripción de cómo cada uno de

estos factores afecta la identificación de fracturas en una formación a partir de los registros de resistividad:

- **Dirección de las fracturas:** De acuerdo al tipo de dispositivo, la dirección de las fracturas con respecto a la dirección de perforación del pozo, tendrá gran impacto en la detección de la misma. Por ejemplo, para fracturas verticales y registros de inducción, no podrán detectarse las fracturas por que la corriente inducida hacia la formación tiende a fluir horizontalmente alrededor del pozo en forma de anillos, por lo tanto, las fracturas verticales que contienen un fluido conductivo serán una porción insignificante en la ruta la corriente, por ende la respuesta del registro prácticamente ignorara la presencia de las fracturas verticales. En el caso contrario, fracturas horizontales saturadas con un fluido conductivo, presentaran una importante anomalía en la conductividad medida¹.

Caso contrario sucederá con las herramientas Laterolog, pues estas son buenas indicadores de fracturas verticales y subverticales con respecto al eje del pozo, debido a que el paso de la corriente es un circuito en serie, permitiendo diferenciar el cambio de resistividad entre una fractura y el medio que la contiene. En este caso la identificación dependerá si existe invasión o no en la fractura que permite un contraste entre el fluido de invasión y el agua innata de la roca que la contiene.

- **Fluido en las fracturas:** Si las fracturas están saturadas con agua, las líneas de corriente tenderán a estar en cortocircuito, causando una disminución en la resistividad. En formaciones apretadas, la resistividad en fracturas con la misma orientación será aparentemente incrementada. La resistividad se incrementará con el incremento de la profundidad de investigación, especialmente en formaciones con hidrocarburos.

En el caso contrario, si las fracturas se encuentran en una formación acuífera y son estas las que se encuentran saturadas de hidrocarburo, la respuesta será contraria, el incremento de la resistividad profunda, solo se dará en las fracturas, siempre y cuando la invasión no sea tan grande como para haber desplazado todo el hidrocarburo, la dirección de las fracturas no sea vertical (para que se produzca la invasión) y la resistividad del lodo sea menor que la del fluido en las fracturas.

Frente a capas delgadas y de baja porosidad, caso Toldado, la relación entre las diferentes medidas de resistividad serán muy similares (MSFL-LLS-LLD), en zonas fracturadas los registros de microresistividad presentarán la mayor afectación, debido a que estos dispositivos responderán solo a las fracturas que estén en contacto con el *pad*. Como la pared del pozo tiende a derrumbarse frente a las fracturas, este comienza a ovalizarse, el *pad* tiende a leer el menor lado del mejor eje⁴, entonces, la probabilidad de encontrar una red de fracturas se incrementa. Como las fracturas tienden a contener lodo ó filtrado del lodo, la resistividad leída será mucho menor.

Como las medidas de resistividad profunda, tienden a estar menos afectadas por las fracturas que la resistividad corta y micro, una relación de 1.5 y 2 entre el R_{LLD} y R_{LLS} se presenta en zonas fracturadas, si el lodo de perforación es más conductivo que el fluido original de la formación. En el caso contrario la separación entre R_{LLS} y R_{LLD} , será mucho menor e incluso el comportamiento puede llegar a ser invertido (menor que 1).

En el campo Toldado este indicador fue aplicado, en la Figura 18 se puede observar la comparación de los datos obtenidos en registro con en las zonas que fueron identificadas sobre core como fracturadas, allí podemos observar que para

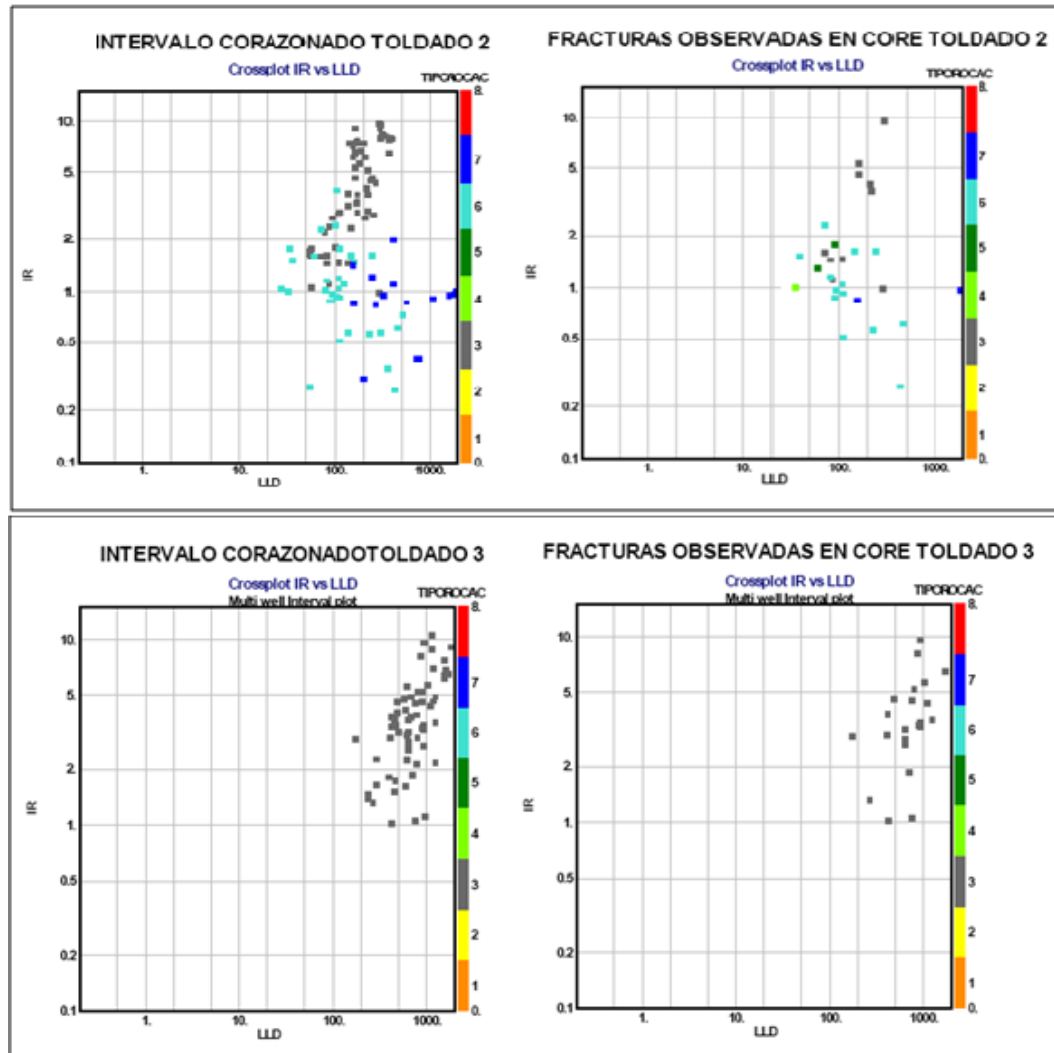
⁴ Advance Interpretation of Wireline Logs. Schlumberger.1986

caballos superior Toldado 2 y caballos Inferior B Toldado 3 el tipo de roca mas fracturado es el 3 y que esta relación es mayor que 1; es decir, el lodo de perforación es mas conductivo que el fluido en la roca. Para Caballos Medio, Toldado 2, tanto las calizas (TR 6) y las lodolitas calcáreas (TR 7) presentan cierto grado de fracturamiento, pero la relación $R_{LLD} - R_{LLS}$ es menor que cero, es decir que tenemos un fluido mas conductivo en la roca que el lodo de perforación, esto es muy lógico si se considera el tipo de litología y por ende el ambiente de depositación de las rocas en esta unidad.

En rocas con buena porosidad y permeabilidad debe tenerse cuidado pues el proceso de invasión es normal en estas formaciones, por ende la separación entre las curvas corta y profunda siempre será alta, pero no es asociada a zonas fracturadas. Por esta razón, estos indicadores de fracturas fueron asociados principalmente a las rocas con propiedades de matriz muy bajas, es decir tipos de roca 3-6-7.

En la Figura 19 se puede observar el comportamiento de esta variable a través del campo, donde los pozos más cercanos a zonas de falla, los más altos estructuralmente y los ubicados hacia los limbos de la estructura presentan la mayor relación, entre 1.5 -1.8, (Pozos Toldado 7-1-2) y los ubicados hacia el flanco oriental (Toldado 3 y 4) presentan menor relación entre 1-1.2.

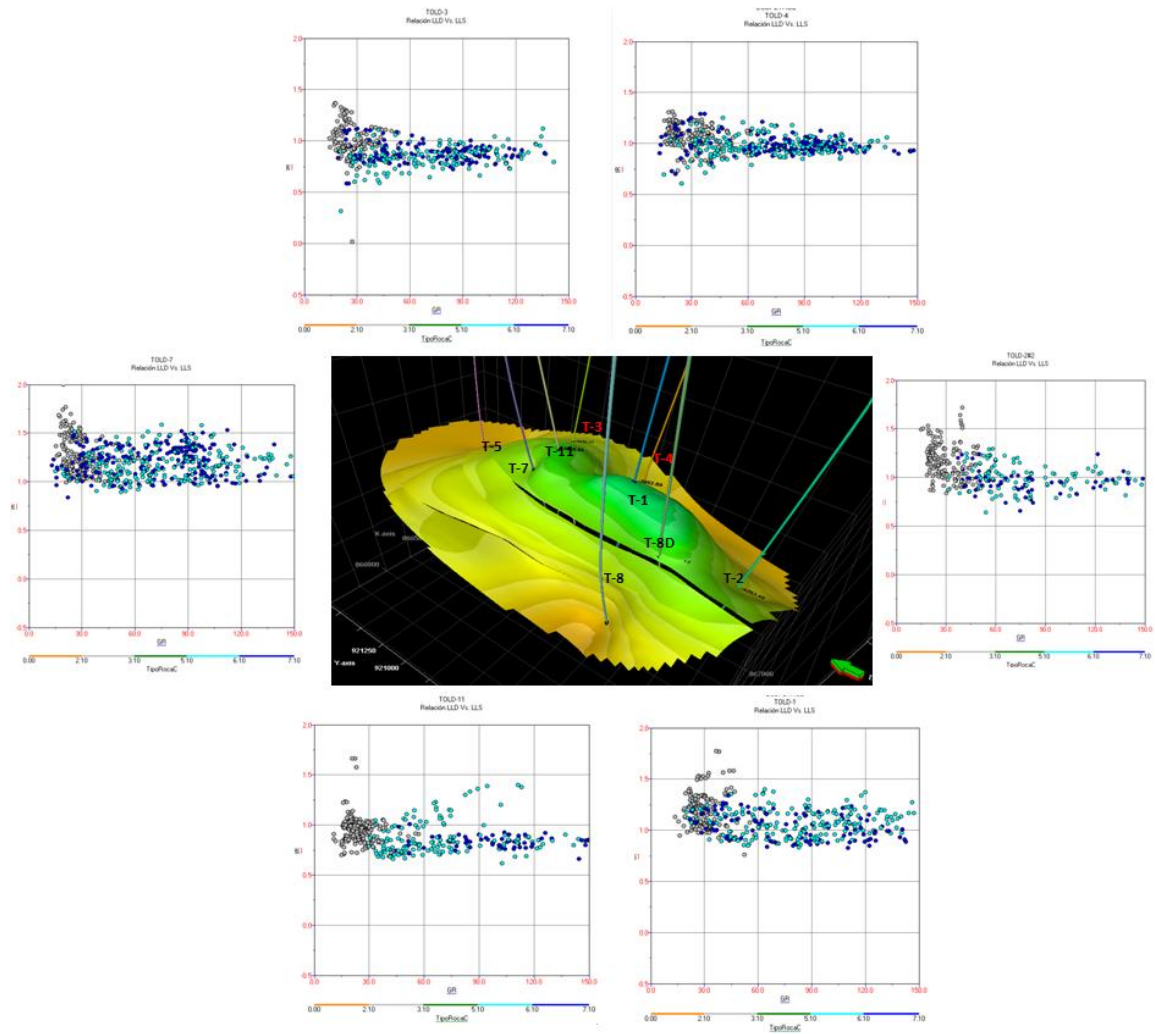
Figura 18. Relación RLLD-RLLS en los pozos corazonados del campo Toldado



El estudio de fracturas, concluyo que existen principalmente dos familias de fracturas en el campo, una primera familia paralela al eje de la estructura y a la falla principal del campo que se encuentran principalmente hacia los flancos de la estructura; y una segunda familia perpendicular a estos y paralelas al esfuerzo máximo del campo las cuales se ubican hacia la Cresta y limbos del anticlinal en cercanía a las zonas de falla (Ver Figura 7). Este indicador por lo tanto, estaría identificando las fracturas sub-verticales (con respecto al eje del pozo) las cuales

se encuentran en mayor proporción, ó tienen un mayor efecto de invasión (fracturas abiertas), hacia las partes altas, limbos y cercanías a la falla del campo.

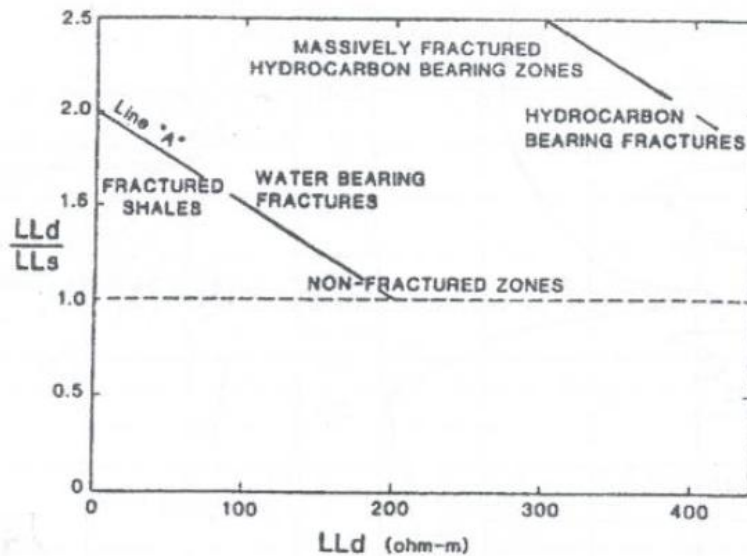
Figura 19. Comportamiento de la Relación R_{LLD} Vs. R_{LLS} a través de la estructura del campo Toldado



Otro método, que fue muy útil en la caracterización del campo, corresponde al desarrollado por Rasmus en 1982⁵, pues este adicional a la identificación de zonas fracturadas, nos permitió determinar el posible fluido contenido en estas. El método es aplicado a formaciones de muy bajas porosidades primarias y donde la saturación de agua en la matriz es cercana a 100%. Este es el caso de los litotipos 3 – 6 y 7 en el campo Toldado, sin embargo, su bajo espesor puede alterar un poco los resultados.

El método se basa en la construcción de la Figura 20 para el campo, allí se deben determinar los diferentes límites de zonas fracturadas saturadas de agua (línea A), zonas fracturadas con hidrocarburo (Línea B) y zonas no fracturadas (Cuando LLD/LLS=1), basado en las pruebas de producción del campo (Figura 21).

Figura 20. Metodología *Crossplot* Rasmus. Relación entre LLD/LLS Vs. LLD



Fuente: Tomado de "Determining the type of fluid contained in the fractures of the twin creek limestone by using the dual laterolog. Rasmus. 1982 Schulmberger"

⁵ Determining the type of fluid contained in the fractures of the twin creek limestone by using the dual laterolog. Rasmus. 1982 Schulmberger.

Para el campo Toldado este grafico fue construido con las pruebas de los pozos Toldado 1-2-3 y 4, las cuales se consideraron confiables de acuerdo a las condiciones operacionales de las mismas y teniendo en cuenta el comportamiento de los intervalos observados en core. La Figura 21, muestra el resultado encontrado, permitiendo generar una curva discreta a partir de los límites de cada una de las zonas como indicador de posibles zonas de fracturas y del mismo modo del tipo de fluido que pueden contener.

Basado en el mismo principio, son muchas las relaciones entre las medidas de resistividad que se han aplicado, cada una de estas será aplicable de acuerdo al dispositivo de medida, al fluido en las fracturas y a la dirección de las mismas. En la Tabla 2 se presentan algunas de las relaciones que pueden ser empleadas.

En la Figura 22, se muestra el resultado obtenido al aplicar los dos primeros indicadores que se presentan en la Tabla 2. Para identificar la aplicabilidad de cada uno de estos indicadores, se compararon con los intervalos fracturados determinados sobre corazones.

Figura 21. Resultado de aplicar la metodología Rasmus empleando las pruebas de formación de los pozos Toldado 1-2-3- y 4

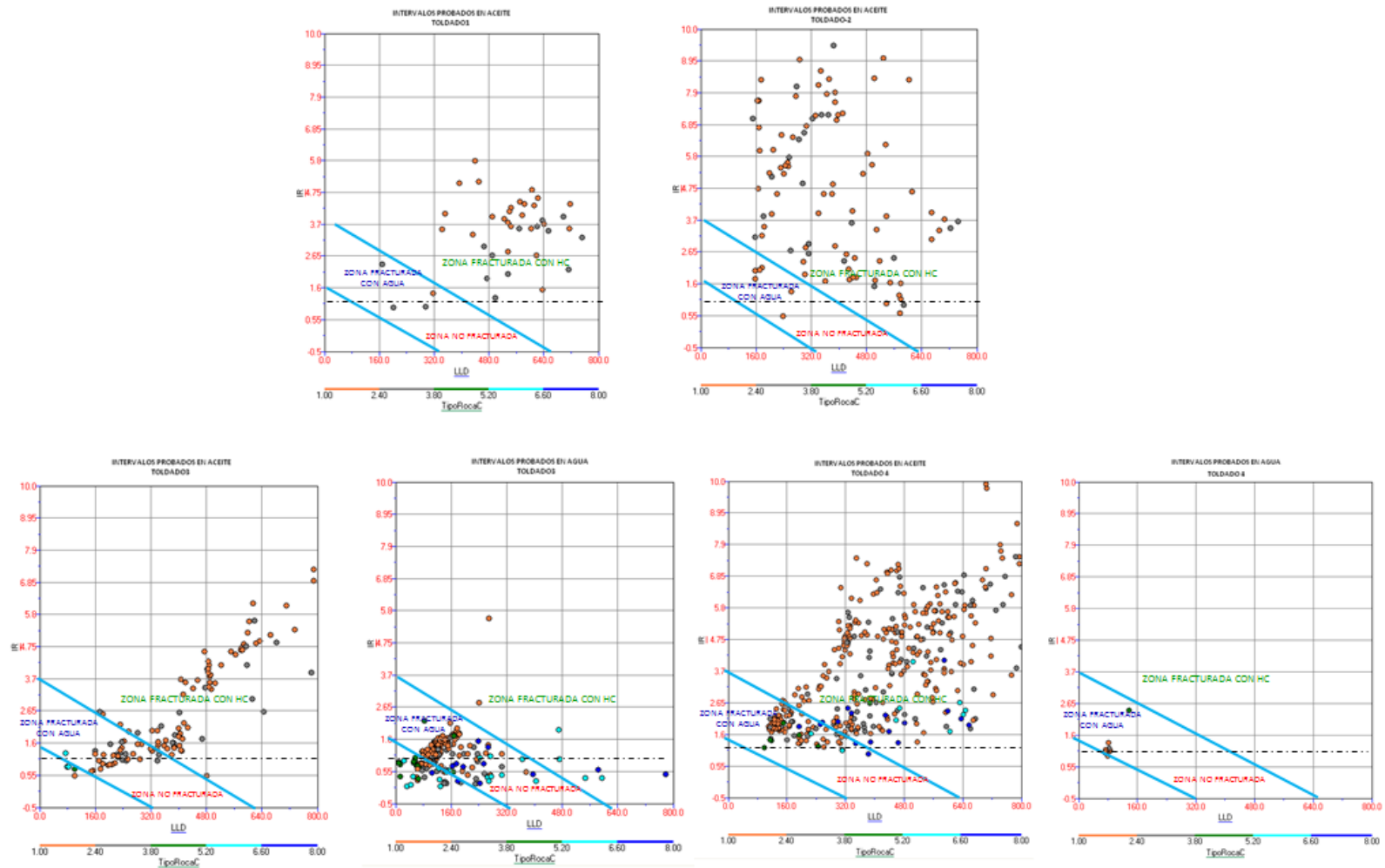


Tabla 2. Relaciones de resistividad empleadas en la identificación de fracturas

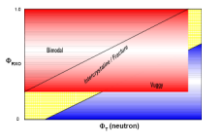
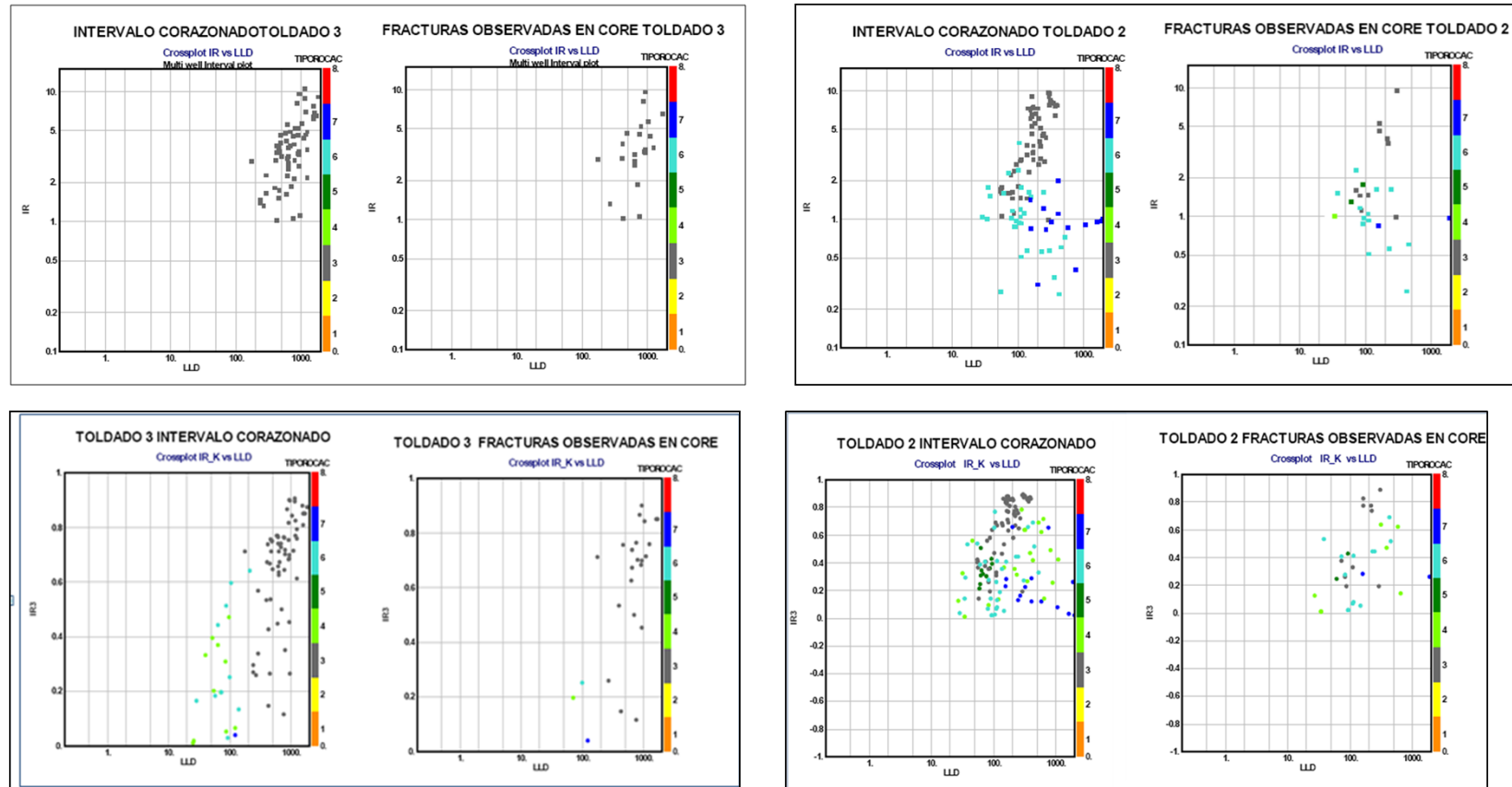
Tipo de Registro	Modelo	Rango	Resultado	Observaciones
Laterolog	LLD/LLS (IR)	$>1 \text{ ó } < 1$	Fracturas -Depende de la conductividad del lodo y del fluido de formación	Presenta mejor resolución vertical Identificación del fluido contenido en las facturas
Laterolog-Microresistivos	LLD-LLS/LLD (IR-K) LLD-MSFL/LLD	$>1 \text{ ó } < 1$	Fracturas	Fracturas de poca longitud
Inducción-Laterolog	Combinación LLD-ILM	LLD<ILM	Fracturas	Depende de dimensiones de la fractura, del Rmf, de la litología y del tamaño y forma de pozo ⁴ .
Laterolog y/o Microesferical	$PHIER[]=(Rmfcab[]/ResS[])^{0.5}$ Vs. Porosidad Total (Densidad-Neutrón)	 Henry Ohen, Core Laboratories Company	Zona Roja posible zona de fracturas	Deben determinarse los límites entre porosidad intercrystalina y fracturas con datos reales.

Figura 22. Relaciones de resistividad empleadas en la identificación de fractura, comparación core-log



3.1.4. Potencial espontáneo "SP"

El registro de SP es una medida de la caída de potencial eléctrico entre un electrodo móvil en el pozo y un electrodo similar en superficie. Esta diferencia de potencial, es debido principalmente a los contrastes de resistividad entre los fluidos presentes entre el *borehole* y la formación (agua de formación). Sin embargo, existen otros factores como el espesor y resistividad de la capa, tipo de formaciones adyacentes, profundidad de penetración del lodo en la capa permeable, que afectan la forma y amplitud de la curva.

Frente a zonas fracturadas se ha considerado como el último recuso para su detección, sin embargo, este puede ser indicador de fracturas cuando se presenta una anomalía en la respuesta del SP causada por la presencia del filtrado del lodo en las fracturas. De este modo, su interpretación puede llegar a ser adecuada siempre y cuando las fracturas tengan cierta permeabilidad que permita el paso del filtrado del lodo generando el diferencial de potencial entre los dos fluidos en la fractura (lodo-agua de formación), del tipo de material de relleno en las fracturas, debido a que minerales como la pirita, pueden afectar la respuesta del SP por su alta resistividad y a la profundidad de invasión del lodo en la fractura

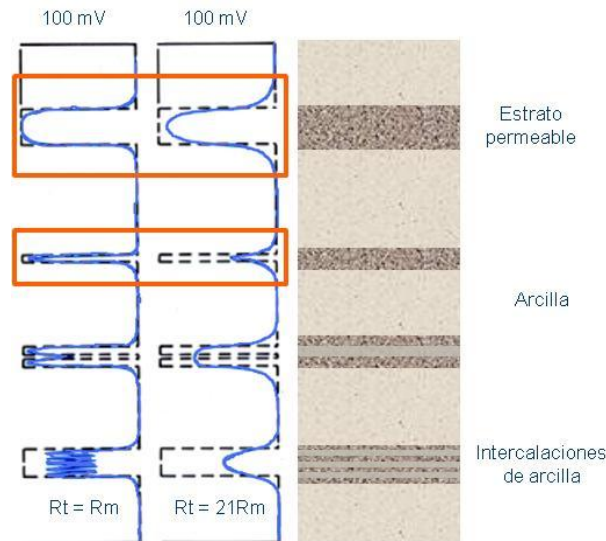
La porosidad y permeabilidad no afectarán directamente la respuesta del SP. Para capas permeables de diferente porosidad, o con diferentes tamaños de grano, se presenta el mismo potencial si otros factores no están cambiando, de igual forma el potencial generado es independiente de la permeabilidad incluso para fracciones menores de un milidarcy⁶.

⁶ The S.P. LOG: THEORETICAL ANALYSIS AND PRINCIPLES OF INTERPRETATION. H.G. Doll, February 1948

Debido a los múltiples factores que afectan la respuesta del SP, a continuación se presenta una breve explicación de cómo puede verse afectada la curva por causa de los factores mencionados anteriormente. Esto con el fin de tenerlos presentes en el momento de identificar posibles zonas fracturadas y no incurrir en errores de interpretación.

- **Espesor de la capa:** Para este análisis es necesario considerar que la resistividad de la formación (R_t) y la del lodo son iguales (Mas adelante se mostrará el efecto de la resistividad en la curva SP). La deflexión de la curva SP será la verdadera si el espesor de la capa permeable es mínimo dos veces el diámetro del hueco, para menores espesores, la deflexión se reducirá proporcionalmente sin alcanzar la medida del SP estático (Verdadero valor de SP, si la herramienta no estuviese en movimiento). En zonas fracturadas, la fractura se comportaran como pequeñas capas permeables ó impermeables, similar a intercalaciones de arena-arcilla, (Figura 23), donde la respuesta final del SP, será un promedio del potencial de la capa, la magnitud del cambio de deflexión estará directamente relacionado con el espesor de la capa de arcilla o de la fractura para este caso; para este caso la apertura de las fracturas definirá si el SP puede o no detectarla, siempre y cuando exista invasión por el filtrado de lodo, y se presente un incremento en R_t debido al material de relleno en la fractura ó a una diferencia en la resistividad del agua en ellas, que pueda cambiar el potencial registrado en la arena que las contiene, de lo contrario el SP responderá como si estuviese frente a una sola capa.

Figura 23. Efecto del espesor de la capa en la respuesta del registro SP.



- Diámetro del Huevo:** al igual que la resistividad de la formación el espesor de la capa más que su valor absoluto es su relación con el diámetro del huevo lo que influye sobre la deflexión de SP. Un incremento en el diámetro del pozo decrecerá la relación $\text{Espesor capa} / \text{Diámetro } hole$ generando una reducción en la deflexión y mayor redondez en la forma de la curva cerca a los límites de capa. En zonas de fracturas, deberá tenerse en cuenta el diámetro final del pozo (caliper) y la apertura promedio de las fracturas que se encuentran en determinada formación para determinar si es o no posible su detección. Para un diámetro de pozo de $8 \frac{1}{2}$ " la apertura mínima de fractura requerida sería de 43.18 cm.
- Invasión del filtrado de lodo:** El comportamiento de la curva SP en una capa permeable frente a diferentes diámetros de invasión, se comporta cualitativamente igual a un incremento en el diámetro del huevo sin invasión. De manera general, la invasión reducirá la amplitud del pico del SP correspondiente a una capa permeable.

En zonas fracturadas, el principal factor a determinar es la profundidad de invasión, ya que si la fractura está totalmente saturada de lodo, el SP no presentara deflexión ó tendrá una deflexión inversa como si se tratara de una pequeña capa de shale; pero si la invasión y el ancho de la fractura son adecuados, el SP tendera a presentar una deflexión mayor a la de la capa que la contiene (si la invasión en la capa no es mayor). Por lo general las zonas fracturadas se presentan en formaciones muy compactas, de baja porosidad y permeabilidad (como es el caso de la mayor parte de los campos del Piedemonte) y por esto el SP en estas formación no tiene carácter, no existe invasión, por esto en medio de fracturas se presenta la mayor diferencia de potencial.

- **El SP en Calizas:** Debido a que las calizas tienen una alta resistividad de formación, la curva SP frente a ellas no presentará deflexión alguna, su comportamiento será similar a las formaciones no permeables como los *shales*; esto se debe a que la corriente no fluirá a través de las calizas sino en frente de ellas (no hay filtrado de lodo) sin que exista una diferencia de potencial.

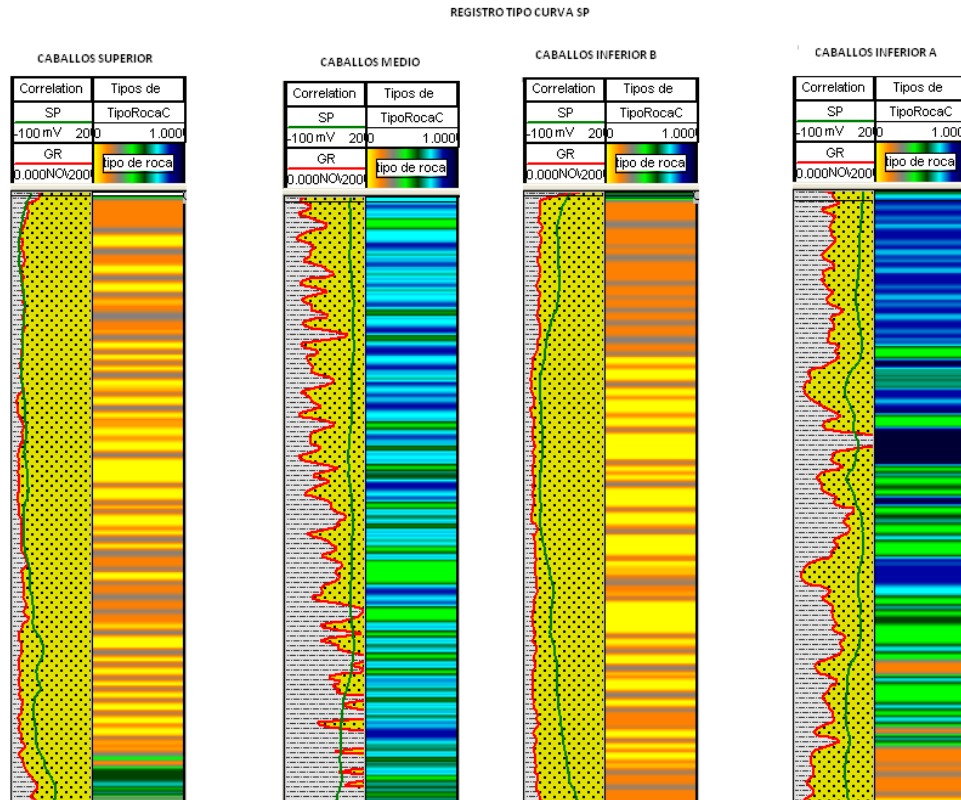
Si estas calizas estuviesen fracturadas la corriente del SP atravesaría las formaciones desde las fracturas formando una diferencia de potencial hasta la zona de shales, generando un comportamiento de la curva casi como una línea recta entre el tope y tope de cada capa, simulando la presencia de una capa permeable (arena). Sin embargo, y al igual que en los casos anteriores, el espesor de la fractura debe ser mínimo 2 veces el diámetro del hueco para que pueda haber algo de deflexión.

De acuerdo con el análisis anterior, el registro SP se enfrenta a diferentes factores que limitan de forma importante la identificación de fracturas en una formación.

Para poder identificar si una anomalía en la curva se debe o no a fracturas se hace necesaria la correlación con otras fuentes de información, como otras herramientas de registros convencionales.

En el campo Toldado la principal causa de la no aplicabilidad de este registro (curva verde) para la identificación de fracturas se debe al efecto por espesor de capa explicado anteriormente, debido a que los tipos de roca fracturados (Tipo de Roca 3), no presentan espesores mayores a 25 cm (según lo observado en los core) en las unidades Caballos Superior, Inferior B y A y se encuentran intercalados en medio de rocas altamente porosas y permeables de gran espesor, lo que no causa una clara diferenciación del SP entre los litotipos 1 2 y 3 como se puede observar en la Figura 24.

Figura 24. Registro tipo curva SP, Unidades Formación Caballos



3.1.5. Factor Fotoeléctrico

Este registro es el índice de absorción fotoeléctrica efectivo de una sección transversal en la formación. Este índice de absorción está directamente relacionado con la matriz de la formación, como consecuencia de esto, existen varias técnicas que permiten determinar tipo de matriz, porosidad y tipo de hidrocarburo en una formación a partir de diferentes combinaciones y uso de *crossplot* de esta curva con los registros densidad y neutrón.

Frente a zonas fracturadas, en pozos perforados con lodos normales no se presentará ningún efecto en frente de estas, sólo se presentará si se deposita algún componente del filtrado del lodo con un factor fotoeléctrico diferente a las litologías y fluidos comúnmente encontrados en formaciones yacimiento. Esta anomalía tendrá una forma aguda (pico), generalmente con valores mayores que 5, especialmente en pozos perforados con lodos muy pesados que tienen aditivos como barita los cuales tienen un $PEF=267$. En otros caso la curva puede indicar fracturas si se tienen valores menores de 1.7 cuando se usan lodos livianos ó base aceite, donde los registros de resistividad no pueden ser empleados⁷, sin embargo, la corroboración con otros registros es esencial pues valores bajos de PEF pueden también indicar malas condiciones del hueco o presencia de carbón. Esta anomalía pudiese usarse como un estimativo de la porosidad de la fractura⁴.

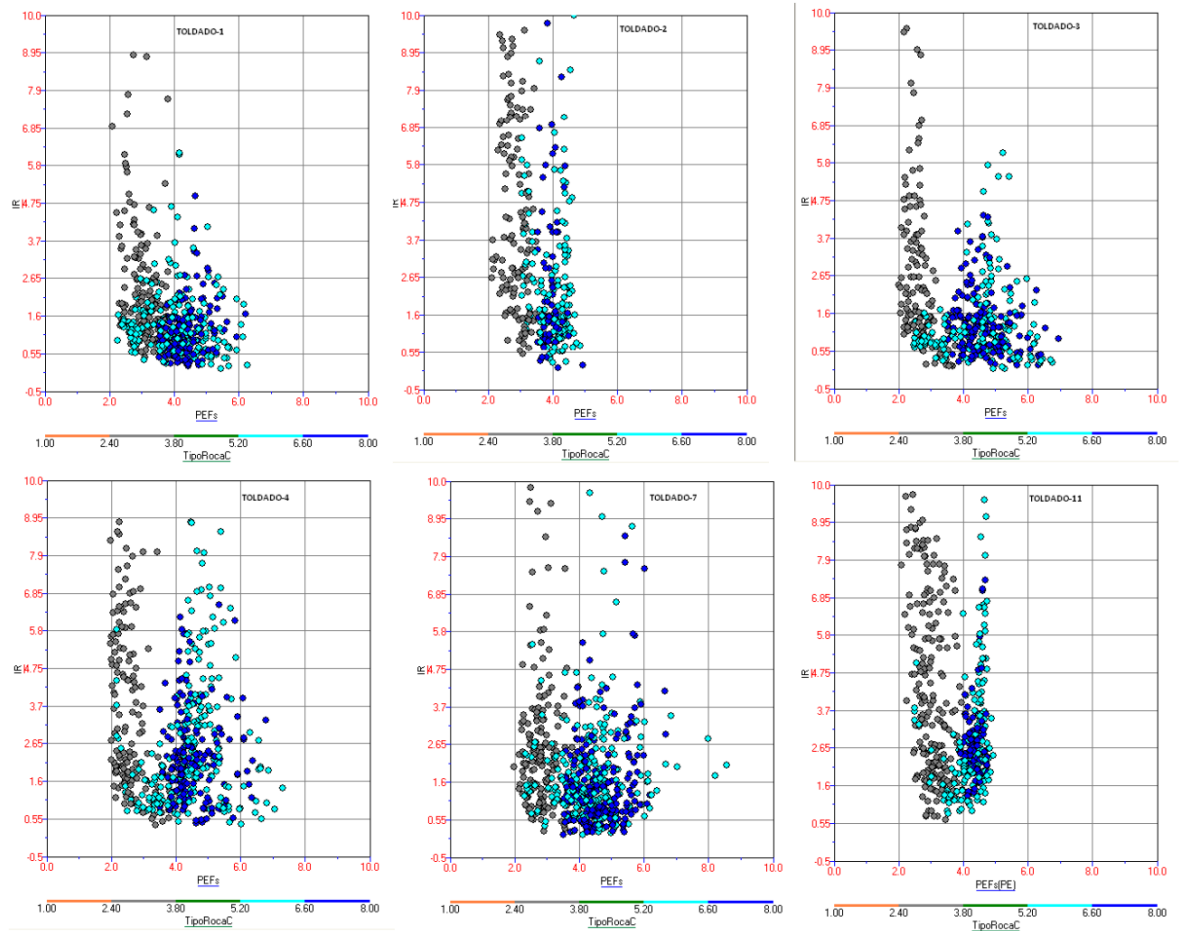
Los pozos del campo Toldado fueron perforados con lodos base agua con aditivos como bentonita y calcita. Los aditivos de estos lodos tienen PEF similares a las rocas perforadas por lo cual no se observa una anomalía en la respuesta del registro frente a las diferentes unidades que posiblemente se encuentren fracturadas (Figura 25). En esta figura podemos ver que no hay un cambio de la curva PEF si hay un cambio en el IR (Mayor que 1= fracturas). El cambio que se

⁷ Naturally Fractured Reservoir Characterizations. Wayne Narr, et all, SPE 2006.

presenta se debe al cambio de litología, se puede ver claramente la diferenciación entre los litotipos 3 de 6 y 7.

Algunos cambios en la magnitud del PEF frente a los litotipos 3 se presenta, sin embargo, esta variación se puede deber a cambios en el contenido calcáreo de este tipo de roca, debido a que los procesos de diagénesis que generaron este tipo de roca no son homogéneos, y por ende no se puede esperar una concentración de cemento calcáreo constante y/o al espesor de capa de este litotipo el cual se puede ver afectado por la composición de las capas adyacentes.

Figura 25. Respuesta de la curva PEF frente a zonas posiblemente fracturadas



3.1.6. Registro Densidad

En cuanto a la herramienta de densidad, las lecturas que provee corresponden a la densidad promedio de la formación. Las herramientas de densidad compensada, tienen dos detectores uno de espaciamento corto, el cual lee principalmente la zona afectada por el filtrado del lodo; y uno de espaciamento largo el cual determina la densidad de la formación corregida por el efecto de lodo detectado por el dispositivo de espaciamento corto. Una tercera curva es generada, llamada Corrección de la densidad “Density correction”, la cual es función de la invasión del lodo y del estado del hueco.

Frente a zonas fracturas, el dispositivo de espaciamento corto, se verá afectado por la invasión del lodo en zonas fracturadas, por ende, la herramienta densidad, solo puede identificar fracturas abiertas en formaciones donde la invasión solo se da por estas. En formaciones perforadas con lodos que contienen barita, la densidad se verá atenuada y hará contraste con el PEF.

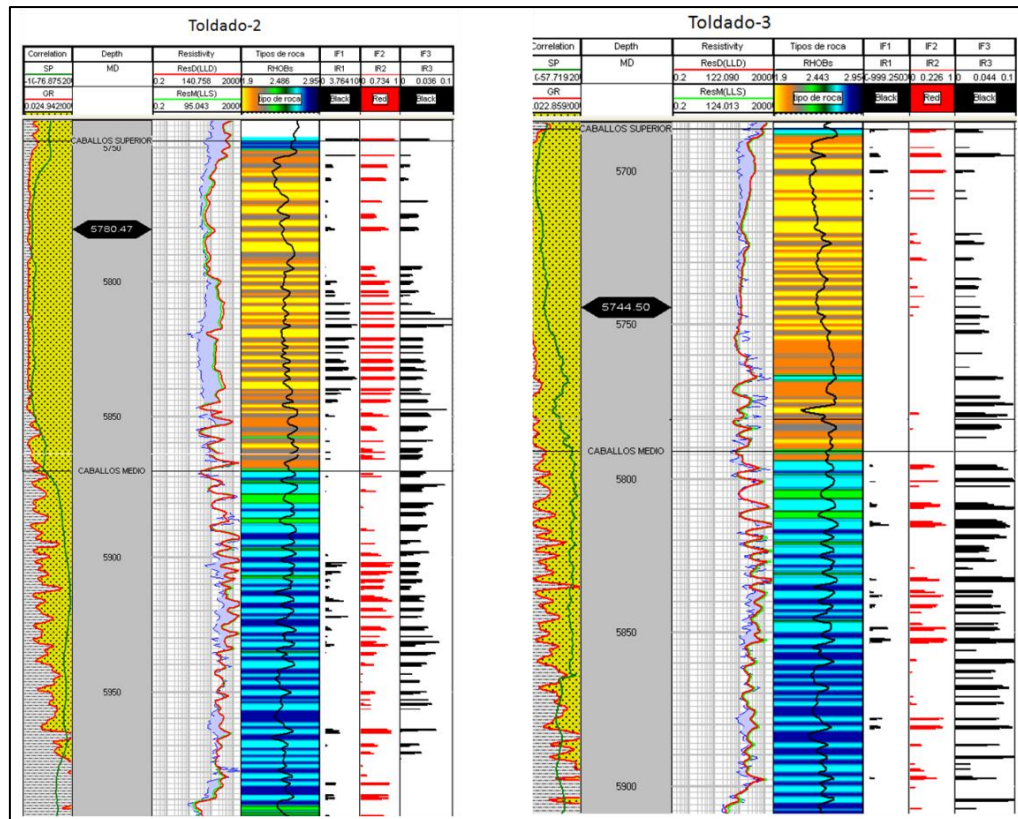
Entre las desventajas que presenta la herramienta para la detección de fracturas es que es unidireccional, no gira en el pozo, no es posible identificar fracturas en la cara opuesta al receptor de la herramienta. Adicionalmente, no hay una diferenciación entre las fracturas naturales y las generadas por el proceso de perforación.

Las anteriores características pueden también ser dadas por diferentes factores en la composición, geometría o errores asociados a la toma y adquisición de la densidad de la roca. Sin embargo, el mayor aporte, que presenta este registro densidad en la identificación de fracturas, se da en la diferenciación entre la porosidad total del sistema (fracturas-vugs-intercristalina), la cual se obtiene a partir de este registro, y la porosidad primaria ó intercristalina que se obtiene a partir de otras herramientas como el registro sísmico. Más adelante, cuando se

haya analizado el comportamiento de las otras herramientas de porosidad, se presentarán algunas técnicas empleadas para la diferenciación entre porosidad primaria y secundaria a partir de cálculos de porosidad por diferentes herramientas.

En la Figura 26, se muestra el comportamiento del registro densidad en las formaciones Caballos Superior y Caballos Medio, comparado con los diferentes indicadores de fracturas. En esta grafica se puede ver que las variaciones en el comportamiento de la curva (Curva Negra sobre track de litotipos) se asocian directamente al cambio de litotipos, porque en intervalos que no presentan algún indicador de fracturas la curva presenta estos cambios con el cambio de litotipos.

Figura 26. Comportamiento del registro densidad frente a zonas identificadas como fracturadas.



3.1.7. Registro Neutrón.

Este registro mide la cantidad de hidrógenos presentes en la roca, por lo tanto es una medida relacionada directamente con el fluido contenido en esta e indirectamente con la porosidad total de la misma.

Dado que las porosidades de fractura son usualmente pequeñas, comparadas con la porosidad de matriz, la identificación de estas porosidades pueden llegar a confundirse con los errores generados por variaciones estadísticas, un error muy común y generado por la velocidad de corrida del registro. En formaciones densas y compactas como las calizas, estas variaciones disminuyen por que se presentan mayores ratas de conteo y menores variaciones estadísticas facilitando la identificación de la porosidad de fractura en la roca.

Por otro lado herramientas como el neutrón compensado y el neutrón termal, presentan mayor confiabilidad que las primeras herramientas neutrón, dado que en su diseño contemplan dos medidas a una misma profundidad, lo cual permite reducir el efecto de variaciones estadísticas y obtener una medida más confiable de la porosidad de la roca.

Sin embargo, en zonas fracturadas, el efecto en la respuesta del registro, se verá como un incremento en la porosidad leída, debido al lodo depositado en las fracturas. Las mismas limitaciones que se mencionaron para el registro densidad son aplicables a este registro.

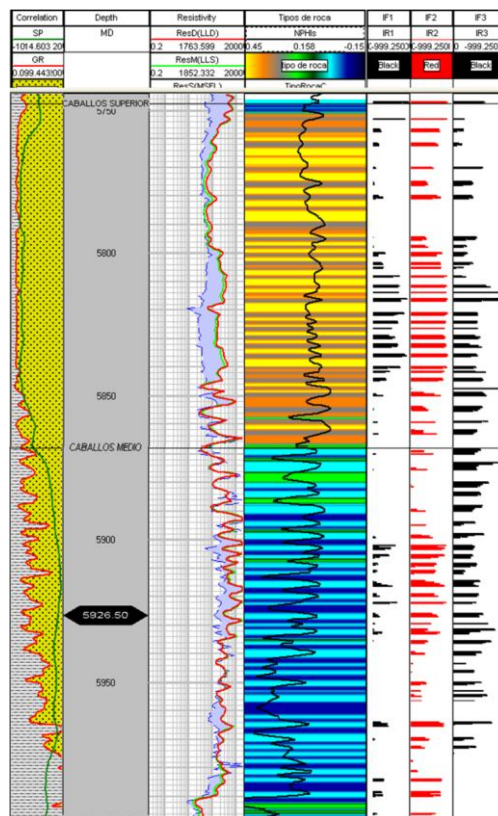
En la Figura 27 se muestra el comportamiento de la curva neutrón en los intervalos fracturados. El aumento en la porosidad leída debería presentarse en intervalos fracturados por la presencia del lodo, sin embargo, los incrementos que se presentan se relacionan directamente con el incremento del contenido de arcilla, es decir, se da en los litotipos 4-5y7. Por el contrario, en los litotipos 3 y 6

que son los que presentan mayor grado de fracturamiento presentan reducción en la porosidad. La proporción en el valor de la porosidad neutrón se relaciona por el espesor de la capa de estos dos litotipos.

3.1.8. Registro Sónico

El registro sónico es una medida del tiempo requerido por una onda sonora para viajar a través de una longitud definida en la formación. La velocidad del sonido es inversa al tiempo de viaje de la onda; esta velocidad es función de las propiedades mecánicas de la matriz, de la porosidad y del fluido presente en la roca⁸.

Figura 27. Comportamiento del registro Neutrón frente a zonas identificadas como fracturadas, en el pozo Toldado-2.



⁸ An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media" Wyllie-Gardner. Geophysics 1958.

En zonas de fracturas, la onda llegará al fluido contenido en la fractura, parte de esta regresará dentro de la roca y parte cambiará, modo conversión, a una onda de fluido en la fractura. Cuando la onda del fluido llega a la pared de la fractura esta sufre otra conversión a onda compresional, *shear* y *Stonley*. Medidas de las pérdidas de energía causada por estas conversiones pueden indicar presencia de fracturas⁹.

La limitante de esta técnica, es que estas pérdidas de energía pueden ser causadas por grandes tamaños de pozo, cambios de litologías, particularmente en *shales* blandos. Otra limitación es que las pérdidas de energía no ocurrirán en presencia de fracturas verticales o de alto ángulo. No obstante esta es una técnica, simple que funciona correctamente en formaciones densas.

Frente a fracturas horizontales (con respecto al eje de la herramienta y con transmisor y receptor por encima y debajo de la fractura), la onda compresional pasará a través de la interface roca / fluido reduciendo su amplitud. La onda *shear* presentará completa ausencia de amplitud en caso de caer sobre la fractura.

En fracturas de alto ángulo, fue medida la atenuación de las ondas *Shear* y compresional como una fracción, que algunas veces mostró, de la atenuación en la zona intermedia de la onda compresional, o al final de la onda *Shear*. La Tabla 3 muestra la reducción observada en cada una de los tipos de onda frente a una variación en el ángulo de inclinación de las fracturas, estos valores podrían identificar fracturas verticales y horizontales¹.

De manera generalizada, los resultados obtenidos de la Tabla 3, indican:

⁹ Application of Borehole Images to Geological Modeling of an Eolian Reservoir". Plumb R.A.. SPE 15487.1986

- Todas las fracturas sobre 60°, corresponden a fracturas verticales; y entre 0-30° fracturas horizontales o sub-verticales

Tabla 3. Atenuación de la onda *shear* y complexional frente a fracturas verticales.

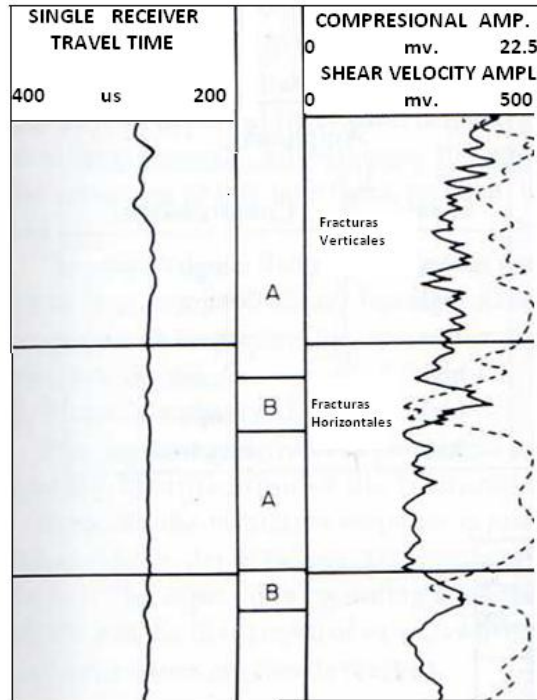
Dip Angle \ Type Wave	0°	45°	60°	90°
Shear Wave	0	4.5	8	0
Compresional Wave	>12	8	2	-
TYPE FRACTURE	HORIZONTAL		VERTICAL	

Fuente: Tomado de *Fundamentals of fractured reservoir engineering, Van Golf.1982*

- La amplitud de la onda compresional vs. La amplitud de la onda *shear* pueden asociarse con la inclinación de las fracturas así: incremento en la amplitud de la onda compresional y reducción en la onda *shear*. Indica Fracturas horizontales; el caso contrario indicara fracturas verticales. Para ilustrar este comportamiento, debido a que en el campo de estudio solo hay medidas de la onda compresional, un ejemplo de este comportamiento es observado en las Calizas Mississippi (Figura 28). En la Zona A, predominan las fracturas verticales, y en la zona B muy localizadas se observan algunas fracturas horizontales¹.

Para el campo Toldado solo se cuenta con la medida de sónico compresional, por lo tanto este tipo de análisis de reducción de amplitud de la onda compresional y *shear* no es posible hacerlo. No obstante, la aplicabilidad de la porosidad obtenida a partir de este registro, permitió identificar zonas fracturadas, al relacionar porosidad total (a partir de los registros densidad y neutrón) y la porosidad de matriz ó primaria (a partir del registro sónico).

Figura 28. Comportamiento de la onda compresional y shear de acuerdo al ángulo de inclinación de las fracturas.



Fuente: Tomado *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. T.D. Van Golf-Racht. ELSEVIER 1982.

La diferencia existente entre estas porosidades es un indicativo de porosidad secundaria, (fracturas-vugs), pero fue asociada a fracturas en Caballos Medio principalmente por la evidencia observada en core. En Caballos superior e inferior se correlaciono con los indicadores de resistividad.

En la Figura 29 y 30, se presentan los indicadores de fracturas que mayor ajuste presentaron con respecto a la intensidad de fracturamiento vista sobre corazones. Los indicadores en color rojo, son indicadores que relacionan las curvas de resistividad y el indicador en negro corresponde a la diferencia de porosidades. La Figura 29, es una correlación de los pozos que se encuentran en la parte más alta de la estructura (Cresta-Limbos) y más cercanos a la falla 1 del campo. En estos se puede observar como el pozo Toldado-7 y 11 presentan las mayores

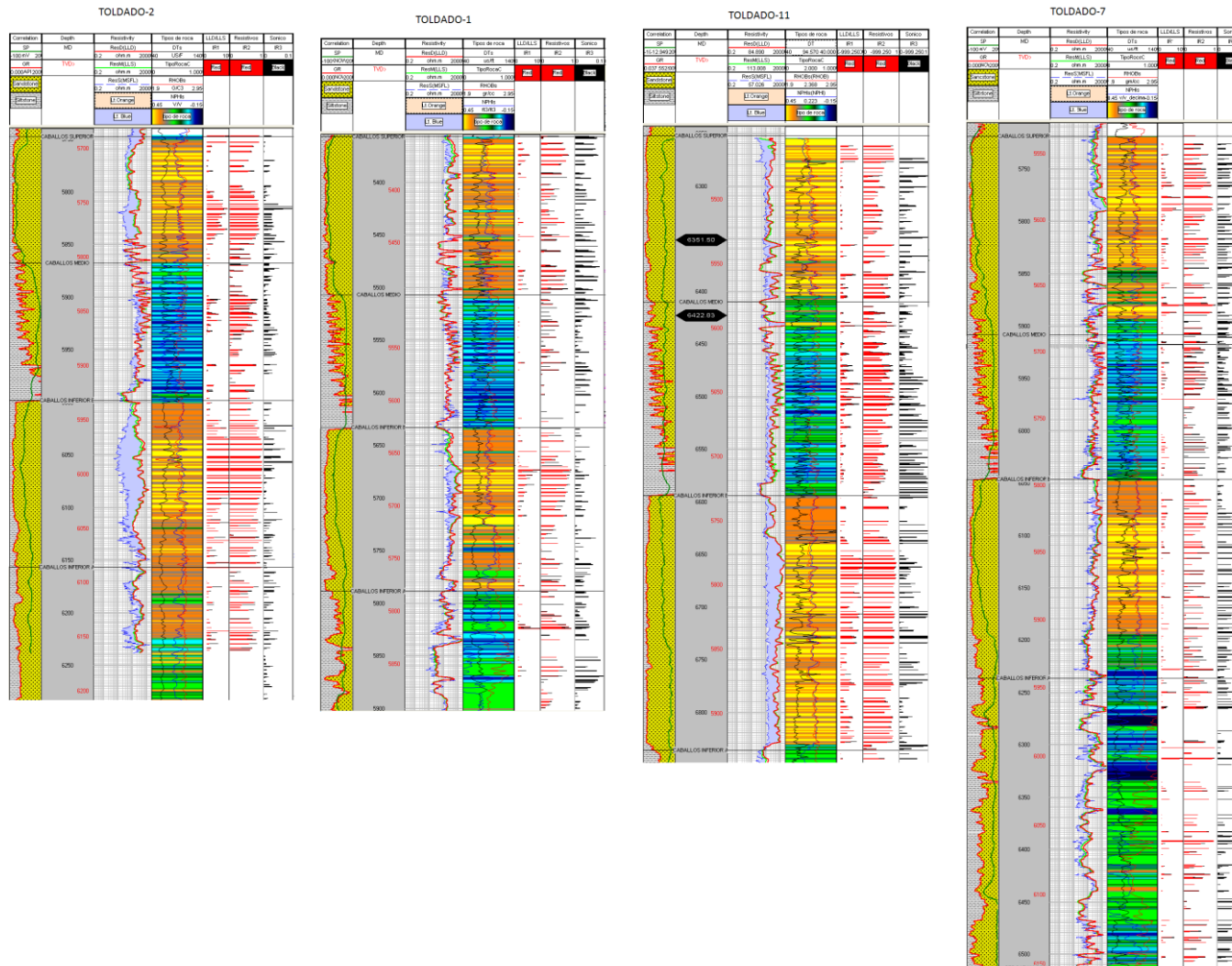
intensidades a través de toda la secuencia de la Formación Caballos, esto se corrobora con las pérdidas de fluido del pozo Toldado 11 durante la perforación y los altos cortes de agua producidos en el Toldado 7. En la Figura 30, se presentan los pozos ubicados hacia el flanco oriental de la estructura, donde se puede ver la reducción en la intensidad de fracturamiento hacia Caballos Superior, y un incremento hacia caballos Medio e Inferior B, lo que muestra una buena correlación con la intensidad de fracturas vista sobre corazones. Esto se muestra en el siguiente capítulo.

3.2. COMBINACIÓN DE HERRAMIENTAS PARA LA DETECCIÓN DE FRACTURAS

3.2.1 Registros de Porosidad

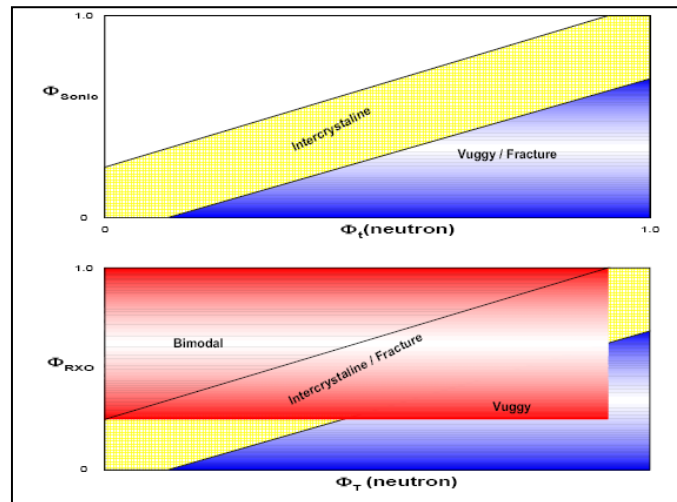
Como se menciona anteriormente, la porosidad calculada a partir de las herramientas densidad, neutrón, sónico y resistividad, puede asociarse a la porosidad primaria ó secundaria, según el principio de medición de cada una de estas herramientas. A manera de recuento, la porosidad calculada a partir del registro densidad y neutrón ó una combinación de las dos corresponde a lo porosidad total de la roca (fracturas + vugs + matriz); la porosidad asociada a porosidad primaria es la obtenida a partir del registro sónico.

Figura 29. Indicadores de Fracturas a partir de registros de resistividad y de porosidad. Pozos ubicados estructuralmente más cerca a la falla 1 y en la cresta y limbo de la estructura



Henry Ohen¹⁰, et all. Hace una recopilación de diferentes métodos para identificar y/o cuantificar propiedades de fracturas en YNF, una de estas técnicas, relaciona las diferentes medidas de porosidad obtenidas a partir de diferentes herramientas, (Figura 31). A partir de estos crossplot se determinan áreas que representan la distribución de tipos de poro existentes en el yacimiento, cada una de estas áreas se especifica de a cuerdo a cada formación, por esto debe determinarse para cada campo.

Figura 31. Identificación de los diferentes tipos de poros a partir de porosidades calculadas por los registros sónicos, resistividad y neutrón.



Fuente. Tomado de **A systematic and detailed Approach to Fractured Reservoir Petrophysical Modeling for Reservoir Simulation. Henry Ohen. Core Laboratories Company**

Esta metodología fue aplicada para los pozos corazonados del campo, comparando las porosidades obtenidas en los intervalos corazonados y en los intervalos donde se presentaron fracturas sobre el core. En la Figura 32 se presentan las zonas donde se presentaron fracturas y su ubicación en el crossplot Porosidad sónica Vs. Porosidad Neutrón (superior) y Porosidad resistividad Vs.

¹⁰ A systematic and detailed Approach to Fractured Reservoir Petrophysical Modeling for Reservoir Simulation. Henry Ohen. Core Laboratories Company.

Porosidad Neutrón (inferior). En esta grafica hay una línea de igualdad (línea morada), la cual representa la zona no fracturada o sin ningún aporte de porosidad secundaria, es decir, cuando las dos porosidades son iguales; cuando los datos se dispersan de la línea de igualdad el aporte por porosidad secundaria se hace evidente. Una buena correlación se puede ver entre los gráficos recopilados por Ohen y los intervalos fracturados observados sobre corazones.

Al hacer la extrapolación de estos indicadores a los demás pozos del campo, se encontró una buena relación con respecto a la posición estructural de los pozos y con respecto a los cortes de agua producidos por cada uno. La Figura 33 es un ejemplo del resultado encontrado en los pozos Toldado -1 y 7. El Toldado -7 es el pozo más cercano a la falla principal del campo y el que mayor producción de agua ha tenido en el campo, el grafico evidencia la mayor dispersión de los datos, lo cual se asocia al aporte de porosidad secundaria principalmente fracturas (por el comportamiento de la curva de producción).

Figura 32. Identificación de los diferentes tipos de poros a partir de porosidades calculadas por los registros sínicos, resistividad y densidad neutrón en los intervalos corazonados.

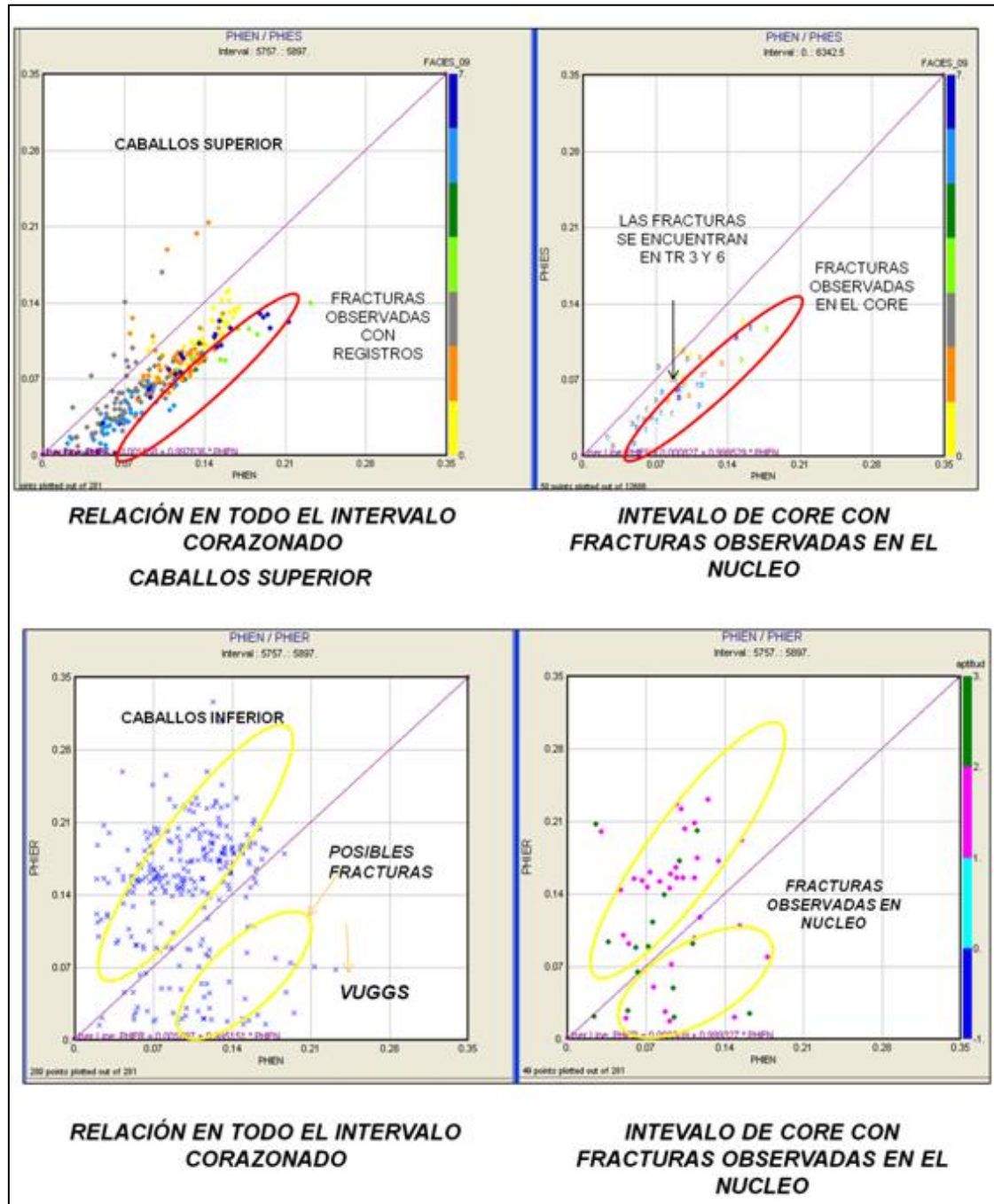
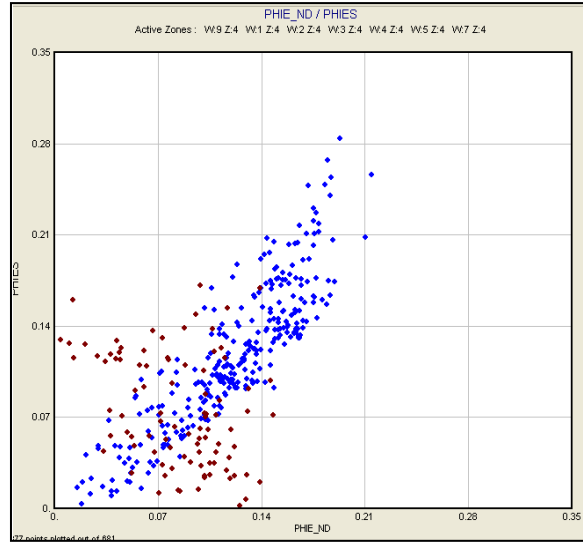


Figura 33. Efecto de la porosidad secundaria en los pozos Toldado 1 y Toldado 7.



Las diferentes metodologías evaluadas, muestran la aplicabilidad de cada una de ellas en el campo, de acuerdo con las observaciones realizadas sobre corazones, los registros de resistividad y las diferentes relaciones entre las medidas de porosidad presentaron una buena correlación. Los demás registros, gamma ray, SP, PEF, Cáliper, no mostraron una tendencia clara y correlacionable con la presencia de fracturas, por lo cual no se emplearon en la identificación de fracturas.

4. CARACTERIZACIÓN CUANTITATIVA DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE FRACTURA

El primer paso en la evaluación de propiedades petrofísicas para fractura fue determinar cómo las fracturas aportan al flujo de fluidos en el yacimiento. En el campo Toldado ésta discretización se basó en la asociación de los intervalos fracturados a litotipo identificados sobre core y en la clasificación del tipo de Yacimiento según el aporte de las fracturas en la acumulación y producción de fluidos. De acuerdo a las observaciones de intensidad de fracturamiento, las evidencias de impregnación, la longitud, tamaño, apertura y relleno de las fracturas se determinó el aporte de las fracturas en la producción y con base en esto el tipo de yacimiento naturalmente fracturado (YNF) para cada litotipo identificado sobre core.

Posterior a esta identificación se determinaron propiedades para tres grupos principales de litotipos en función de su aporte a la producción; Un grupo que integra los litotipos 1 y 2, los cuales aportan principalmente por matriz; un grupo asociado a los intervalos fracturados, litotipos 3 y 6, y uno final asociado a los intervalos no reservorio, litotipos 4-5-7 y 8.

En este capítulo se presenta la metodología que generalmente se aplica en la determinación de propiedades petrofísicas de fractura. Adicionalmente, se presenta la metodología y los resultados obtenidos en el modelamiento petrofísico del campo Toldado, el cual involucra las metodologías propuestas e incluye algunas recomendaciones y nuevas técnicas aplicadas para la determinación de estas propiedades; estas nuevas técnicas y metodologías lograron buenos resultados por las características en sí del yacimiento, pero debe ser ajustada a cada yacimiento en particular.

4.1 Determinación de litotipos y extrapolación a intervalos no corazonados

Para la caracterización de fracturas y el modelamiento petrofísico, es necesario poder identificar y diferenciar los litotipos en cada formación debido a que la intensidad de fracturamiento, impregnación y otras propiedades varían en función de cada litotipo. Para este fin se determinaron los litotipos sobre núcleos, se extrapolaron a los intervalos no corazonados a partir de los registros de pozo, y se determinaron las principales características de las fracturas presentes en los corazones.

Teniendo en cuenta el ambiente de depositación, eventos regresivo, transgresivos y diagenéticos, se encontraron 7 litotipos asociados a los núcleos del campo Toldado: Arenisca de tamaño de grano de medio a grueso (TR1), Areniscas de tamaño de grano de fino a medio (TR 2), Areniscas de tamaño de grano de fino a grueso con alto contenido de cemento calcáreo (TR 3), Shale arenoso (TR 4), Arenisca con alto contenido de arcilla (TR 5), Caliza masiva (TR 6), Shale de color gris oscuro (TR 7). Un 8 litotipo fue determinado por el comportamiento de los registros (TR 8), debido a los altos Gamma ray registrados (Figura 34).

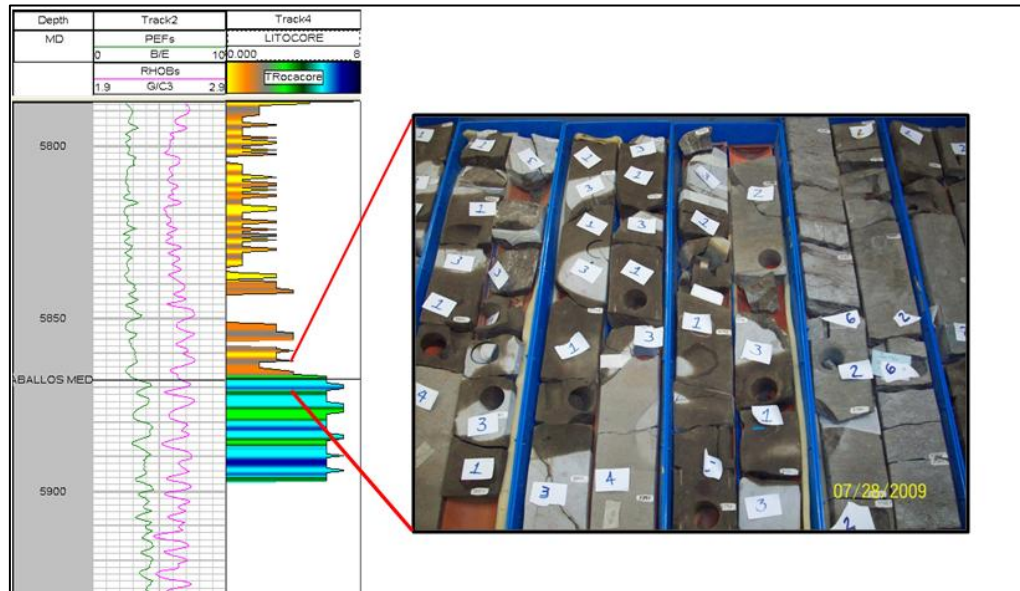
Figura 34. Litotipos determinados sobre core, Pozo Toldado-2. Tomado de Caracterización Estática de Yacimiento campo Toldado, ICP 2009.



A partir de los litotipos identificados en los núcleos se generó un registro discreto cada 0.1 ft bajo los parámetros anteriormente mencionados para los dos pozos corazonados. La Figura 35 es una representación de la manera como fueron definidos estos litotipos sobre núcleos. Para la realización del amarre roca-registro, la curva de litotipos definida sobre core, fue llevada a profundidad de registros empleando los registros de Core Gamma y Gamma Ray en cada pozo.

Para extrapolar estos litotipos a los intervalos no corazonados se empleó análisis clúster entre la curva discreta de litotipos definida sobre core y los diferentes registros de pozo empleando gráficos tipo crossplot. Después en los mismos crossplot se observó todo el intervalo corazonado y finalmente cada una de las formaciones y pozos del campo, encontrando tendencias para cada uno de los litotipos en los diferentes crossplot aplicados.

Figura 35. Generación de curva discreta de litotipos sobre corazones pozo Toldado -3



Entre los crossplot analizados la combinación de los registros Densidad y PEF (carta CP-16 y carta CP-21 de SLB⁵), permitieron diferenciar dos familias principales de litotipos; las areniscas cuarzosas - areniscas calcáreas representadas en los litotipos 1-2 y 3; y las calizas y lodolitas calcáreas que representan los litotipos 6 y 7. En La Figura 36, se muestra los datos de corazones en caballos superior e inferior B (Toldado 3 y 2) para cada crossplot, allí se muestra claramente la diferenciación entre este grupo de familias. Una zona intermedia entre estos dos grupos representaría las formaciones arcillosas (Litotipos 4-5-8). Una función fue determinada para delimitar el área entre una familia u otra en el crossplot Densidad Vs. PEF. La línea roja y la Ec.1 representan la ecuación aplicada.

$$\text{Dencontrol} = 1.338775 + (0.338775 + (\text{PEFs})) \text{ Ec.3.1}$$

Del mismo modo se realizaron crossplot entre los diferentes registros disponibles en el campo hasta lograr diferenciar por este método la mayor parte de los litotipos definidos sobre core. En la Figura 37, un crossplot entre RHOB-PEF-GR y Litotipos muestra la máxima resolución alcanzada por este método, donde se pueden diferenciar los litotipos 1-2-3 de 4, de 6-7 y de 5-8.

Figura 36. Aplicación crossplot RHOBs Vs. PEFs para diferenciar los litotipos definidos sobre core

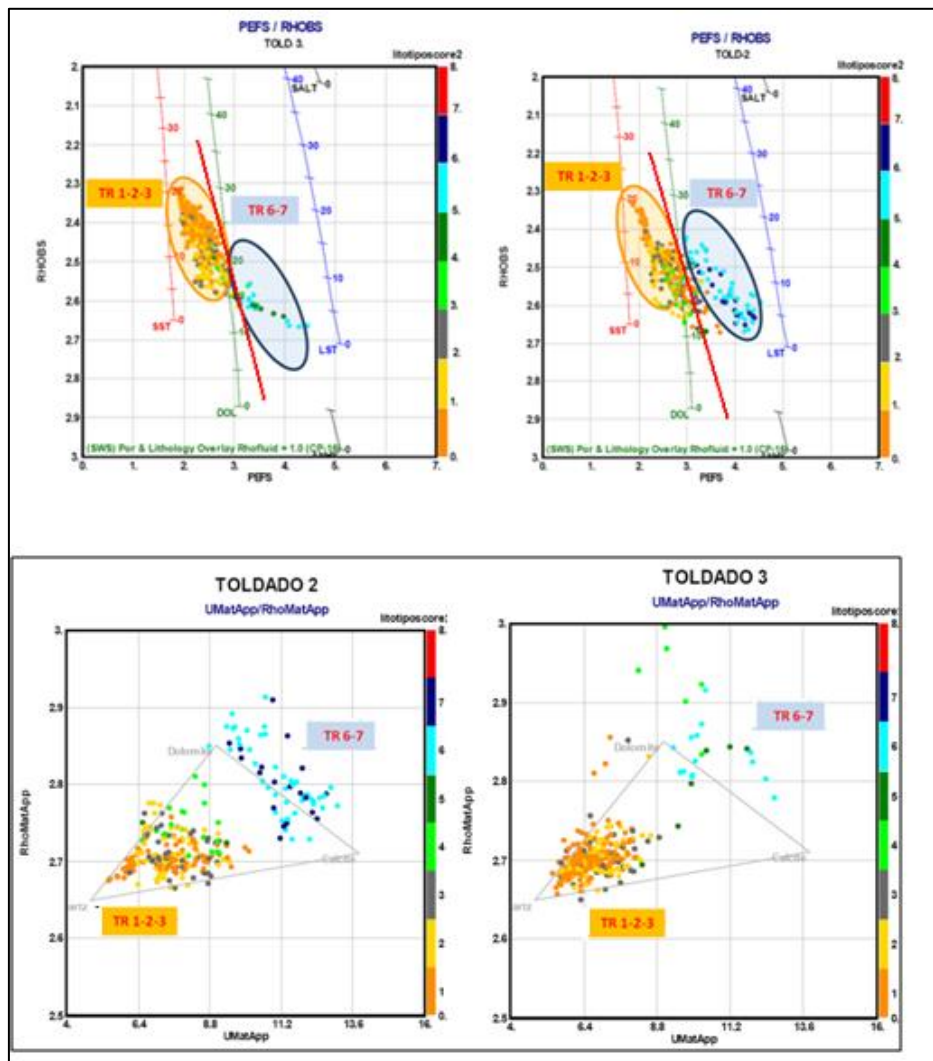
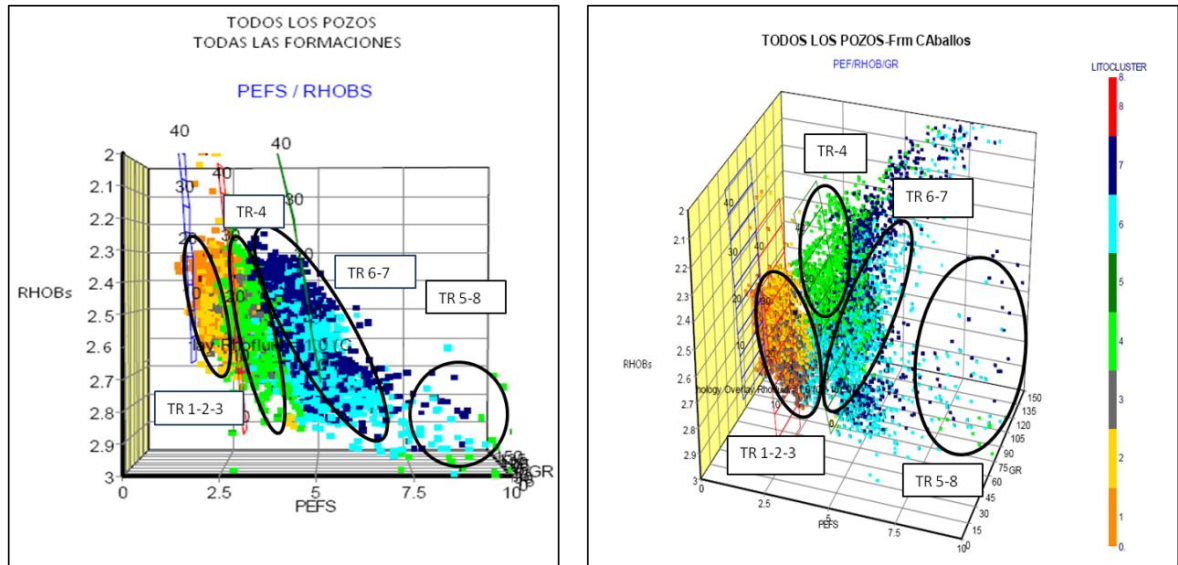


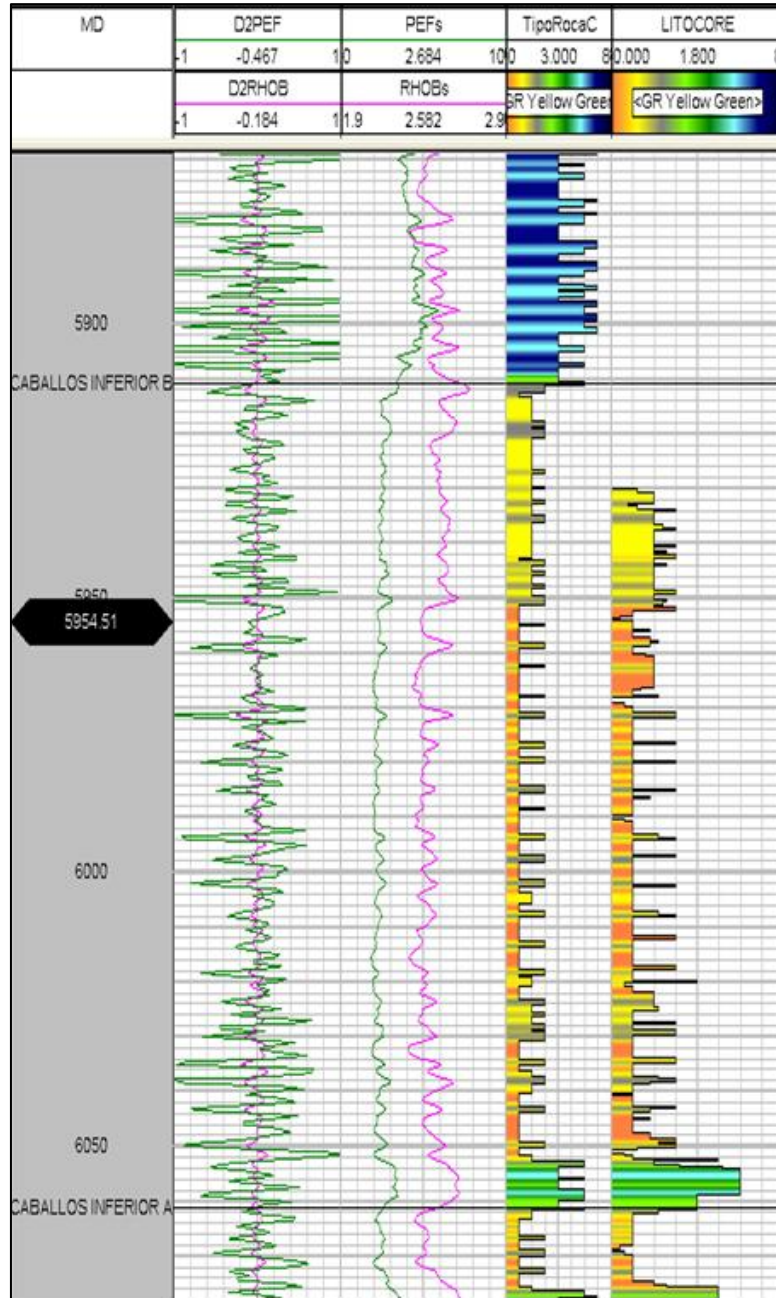
Figura 37. Litotipos diferenciados a partir de análisis clúster de registros de pozo



Dada la necesidad de diferenciar el litotipo 3 del 1 y 2, por su relevancia en el fracturamiento y la impregnación de hidrocarburos (En el numeral 4.2 está la caracterización de fracturas sobre core,), fue necesario encontrar un método que permitiera discretizarlos verticalmente. La causa principal de la no diferenciación, se debe a que este tipo de roca 3 es resultado de uno de los procesos diagenéticos del área, presenta bajo espesor y limitada continuidad lateral (Se presenta a manera de parches), esto hace que la resolución vertical de los registros no logre diferenciarlos ni identificarlos a través del campo. Un análisis detallado de la tendencia de los registros cuando se presentaba este litotipo, permitió identificar que las curvas trataban de mostrar un cambio en frente de este litotipo, pero debido a su bajo espesor la respuesta en los registros se veía afectada por las capas adyacentes. Para dar peso al cambio en la tendencia más que al valor puntual que presentaban estos registros, se aplicó la segunda derivada a los registros de densidad y PEF (Herramienta con mejor resolución vertical del set de registros en el campo). Así, la segunda derivada de estos dos registros, permitió maximizar el cambio en la tendencia de la curva que se

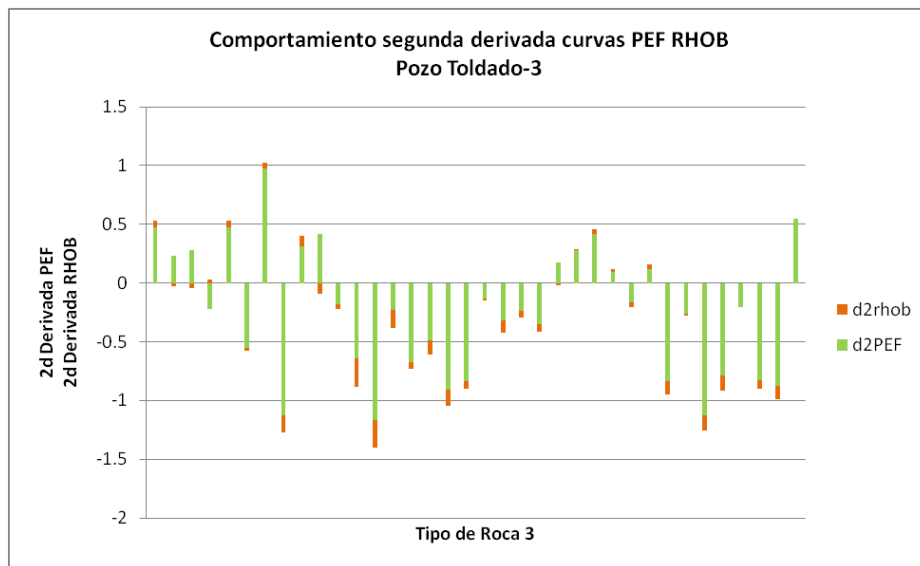
presenta en los tipos de roca 3 y 6 con respecto a los demás. En la Figura 38, se puede observar, como existe un incremento en la densidad y el PEF frente al litotipo 3 (color gris) en el pozo Toldado-3.

Figura 38. Respuesta de los registros Densidad, PEF y sus derivadas frente al litotipo 3.



Al calcular la segunda derivada, se encontró que en los litotipos 3 y 6 las dos derivadas presentan los mínimos valores, menor que cero (Figura 39), y se diferenciarían entre sí por la discretización realizada entre las familias siliciclásticas y las calcáreas, (Figura 36); mientras que para los litotipos 1 y 2 las derivadas presentan los máximos valores, mayor que 1, (Figura 40), logrado separar los litotipos 1 y 2 de 3. Esta diferenciación es muy importante desde el punto de vista de calidad de reservorio, ya que el litotipo 3 no tiene capacidad de almacenamiento ni producción en la matriz y esto estaría causando un incremento en el espesor PAY por encontrarse entre los tipos 1 y 2 que son los reservorios potenciales en el campo.

Figura 39. Respuesta de las derivadas de los registros PEF y Densidad frente al litotipo 3.



Finalmente, *crossplot* de resistividad Vs. Gamma Ray y Densidad Vs. Neutrón, diferencian las litologías arcillosas, de las areniscas y calizas del campo logrando la diferenciación de todos los litotipos identificados sobre core (Figura 41).

De este modo fueron extrapolados los litotipos identificados sobre core en los pozos e intervalos no corazonados. Con esta información y teniendo como base la caracterización de fracturas realizadas sobre core, se diseñó el modelo petrofísico que se aplicó en el campo. A continuación se presentan los resultados de la caracterización de fracturas realizadas sobre core.

Figura 40. Respuesta de las derivadas de los registros PEF y Densidad frente al litotipo 1 y 2.

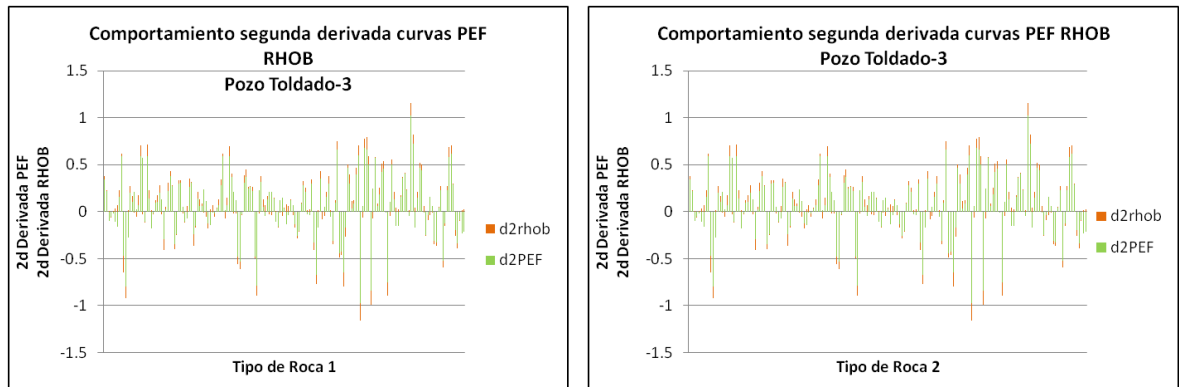
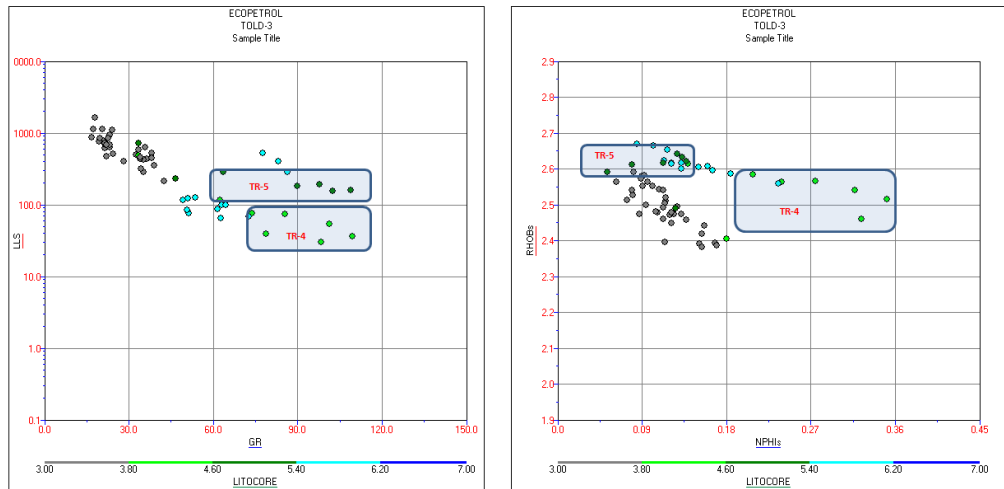


Figura 41. Diferenciación litotipos 4-5 a partir de los registros Gamma Ray, Resistividad, Neutrón y Densidad



4.2 Caracterización de fracturas sobre corazones.

La caracterización de fracturas en núcleos es de gran importancia para el entendimiento de las fracturas y su impacto en la producción de un campo. Este proceso fue muy importante en la definición de la metodología a trabajar en el modelamiento petrofísico, pues de acuerdo al impacto de las fracturas en la producción se diseñó un modelo que hiciera relevancia a este efecto.

El trabajo de caracterización de fracturas realizados por Castillo A., et al, ICP 2009, se basó en la metodología definida por Alberto Ortiz, et. al., en el 2000. La caracterización se enfocó la descripción detallada de los diferentes aspectos geológicos y de ingeniería que interviene en la acumulación y transporte de hidrocarburos dentro del yacimiento. La nomenclatura y definiciones que se muestran a continuación están basadas en el documento: Proyecto de investigación: *“Impacto del modelamiento geológico y su relación con parámetros de ingeniería en la caracterización de yacimientos altamente heterogéneos; informe final”*; Santos N., Ortiz A., et al., 2006. La Tabla 4 es un ejemplo de la información de fracturas analizadas según la metodología de los autores anteriormente nombrados.

Como objetivo del trabajo de caracterización de fracturas y de acuerdo a la importancia del tipo de fractura en este análisis solo se caracterizaron las fracturas naturales, naturalmente inducidas y los estilolitos los cuales impactarían directamente sobre la producción del campo, no obstante, las fracturas inducidas fueron identificadas y diferenciadas claramente sobre núcleos.

A continuación se extrae y presenta un análisis de los principales parámetros evaluados en la caracterización de fracturas y que impactan directamente en el diseño del modelamiento petrofísico como lo son, apertura, relleno, impregnación e intensidad de fracturamiento.

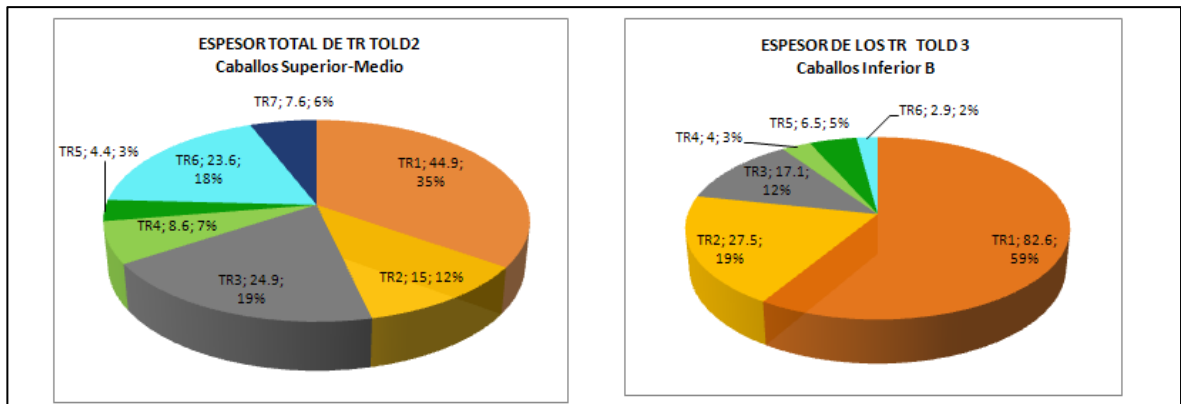
Tabla 4. Parámetros evaluados en la caracterización de fracturas

DESCRIPCIÓN DE MESOFRATURAS (NÚCLEOS)																	
MUESTRA:		POZO: TOLDADO-3						FORMACIÓN: CABALLOS INFERIOR					ANALIZÓ: ICP				
PROFUNDIDAD	TIPO DE FRACTURA	NOMBRE FRACTURA	No. DE FRACTURAS	No. DE FRACT. NAT	TIPO DE ESFUERZO	APERTURA Y RELLENO	LONG RANGO	(mm)	APERTURA RANGO	(mm)	PERFIL FRACTURA	MORF PARED	ANGULO CON RESPECTO AL EJE DEL NÚCLEO	FACIES	IMPREG	OBSERVACIONES	
59	59	1	C 40	1	2	2	1	4	60	NA	NA	1	2	72	2	1	
5928	5929	1	ND 92	1	ND	1	5	27	7	<1	1	NA	17	2	1		
5929	5930	1	ND 91	1	3	ND	1	5	23	7	<1	1	NA	2	2	1	
5929	5930	1	ND 90	1	ND	1	4	67	7	<1	1	NA	15	2	1		
5929	5930	1	C 39	1	2	1	3	155	NA	NA	3	2	35	2	1		
5931	5932	1	C 38	1	1	2	1	5	42	7	<1	1	NA	14	2	1	
5932	5933	1	ND 89	1	3	ND	1	4	54	7	<1	1	NA	58	2	1	Posiblemente son una sola familia, espacio de 4 mm.
5932	5933	1	ND 88	1	ND	1	4	87	7	<1	1	NA	58	2	1	Posiblemente son una sola familia, espacio de 4 mm.	
5932	5933	1	ND 87	1	ND	1	4	63	7	<1	1	NA	60	2	1		
5933	5934	1	ND 86	1	2	ND	1	5	38	7	<1	1	NA	20	3	1	Posiblemente son una sola familia. 33 mm de espaciamento entre ellas.
5933	5934	1	ND 85	1	ND	1	5	44	7	<1	1	NA	22	3	1	Posiblemente son una sola familia. 33 mm de espaciamento entre ellas.	
5934	5935	1	ND 84	1	1	ND	1	5	37	7	<1	1	NA	21	3	1	
5936	5937	1	ND 83	1	2	ND	1	5	33	7	<1	1	NA	36	3	1	
5936	5937	1	ND 82	1	ND	1	5	29	7	<1	1	NA	26	3	1		
5938	5939	1	ND 81	1	1	ND	1	5	44	7	<1	1	NA	-	3	1	
5939	5940	1	T 7	1	1	1	1	5	36	NA	NA	1	2	34	3	1	
5940	5941	1	ND 80	1	1	ND	1	5	23	7	<1	1	NA	21	3	1	
5942	5943	1	ND 79	1	1	ND	4	4	97	7	<1	1	NA	26	3	2	Rellena de carbonato.
5943	5944	1	ND 78	1	1	ND	1	5	29	7	<1	1	NA	25	3	1	
5945	5946	1	ND 77	1	1	ND	1	5	27	7	<1	1	NA	0	3	1	
5946	5947	1	ND 76	1	1	ND	1	4	96	7	<1	1	NA	25	3	2	El ángulo es aproximado.
5947	5948	1	ND 75	1	1	ND	1	5	34	7	<1	1	NA	-	3	1	
5948	5949	1	ND 74	1	2	2	1	5	31	7	<1	1	NA	10	3	1	
5948	5949	1	C 37	1	2	1	4	65	NA	NA	1	2	26	3	1		
5949	5950	1	C 36	1	1	2	1	4	55	6	1-2	1	NA	15	0	1	
5950	5951	1	C 35	1	2	2	1	4	95	NA	NA	1	2	56	3	1	
5950	5951	1	C 34	1	2	2	1	3	104	NA	NA	1	2	49	3	1	
5952	5953	1	ND 73	3	4	ND	1	5	15-20	7	0.5	1	NA	5	3	1	10 mm de espaciamento entre fracturas.
5952	5953	1	ND 72	1	0.5	ND	1	5	15	7	0.5	1	NA	0	3	1	20-50 mm de espaciamento.
5953	5954	1	ND 71	5	5	ND	1	5	10-40	7	1	2	NA	5	0	1	5-20 mm de espaciamento.
5954	5955	1	ND 70	2	2	ND	1	5	10	7	<1	1	NA	30	1	1	
5955	5956	1	ND 69	4	7	ND	1	5	10-20	7	<1	1	NA	-	1	2	5-20 mm de espaciamento.
5955	5956	1	ND 68	3	3	ND	1	5	30-50	7	<1	2	NA	30	1	1	Son puentes de migración.
5957	5958	1	ND 67	2	2	ND	1	5	30-40	NA	1	2	NA	3	3	1	
5960	5961	1	T 6	1	1	1	1	5	10-20	7	0.5-1.5	2	2	30	3	1	Sirve como puente de migración.
5962	5963	1	C 33	1	1	2	1	4	70	NA	<1	1	NA	15	1	1	Sirvió como puente de migración.
5964	5965	1	ND 66	1	1	ND	5	5	50	7	<1	1	NA	5	1	1	
5965	5966	1	ND 65	2	2	1	5	4	55	NA	1	NA	14	3	1	Sirvió como puente de migración.	
5968	5969	1	ND 64	1	3	ND	4	4	60	7	1	3	2	65	3	1	
5968	5969	1	C 32	2	2	2	3	4	60	7	4	3	2	65	3	2	20 mm de espaciamento. Rellenos de calcita.

Fuente: Tomado Caracterización de Fracturas Toldado-2 y 3. ICP 2009.

Para entender de manera general los litotipos que conforman cada una de las unidades de la Formación Caballos, se observa que los litotipos 1 y 2 son los que representan el mayor espesor a nivel de las unidades Caballos Superior e Inferior B, además de presentar el mayor grado de impregnación y las mejores propiedades de roca asociadas principalmente a la matriz (Figura 42). Por otro lado, en la Figura 43, el litotipo 3, a pesar de su bajo espesor de capa su frecuencia de ocurrencia es muy alta, y se da a manera de parches entre los litotipos 1 y 2, esto se puede observar por los bajos espesores de capa que se observan en los litotipos 1 y 2 causando una reducción en la continuidad vertical de estos litotipos. Esta característica es uno de los factores claves en la extrapolación de litotipos a intervalos no corazonados y también por el efecto de fracturamiento el cual está directamente asociado con el espesor de capa, como se verá más adelante.

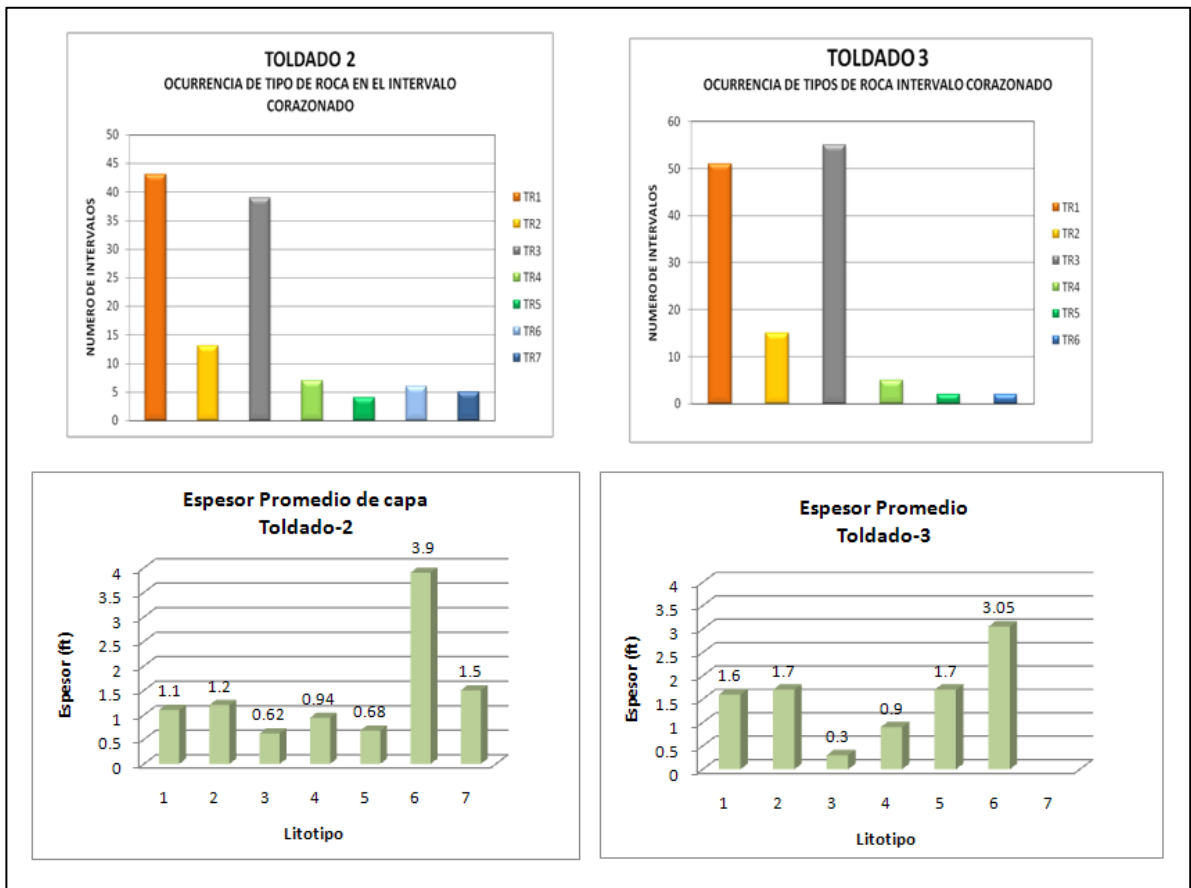
Figura 42. Espesor total para cada litotipo identificado sobre core



En cuanto a Caballos Medio (Toldado 2), a pesar de su bajo espesor corazonado, solo representa una parte del espesor total de esta unidad, los espesores referenciados como calizas y lodolitas calcáreas (litotipos 6 y 7) se muestran en la Figura 42-43 corresponden a las litologías predominantes en esta unidad.

La apertura y relleno de las fracturas observadas fue uno de los parámetros que permitieron determinar la influencia de las fracturas en la producción y el grado de tortuosidad que presenta el flujo de fluidos. Aquí se identifica como es el espacio existente entre las caras de las fracturas. Se puntualiza si es abierta (1), Cerrada (2), rellena (3), parcialmente rellena (4), parcialmente abierta (5) y puente cristalino (6).

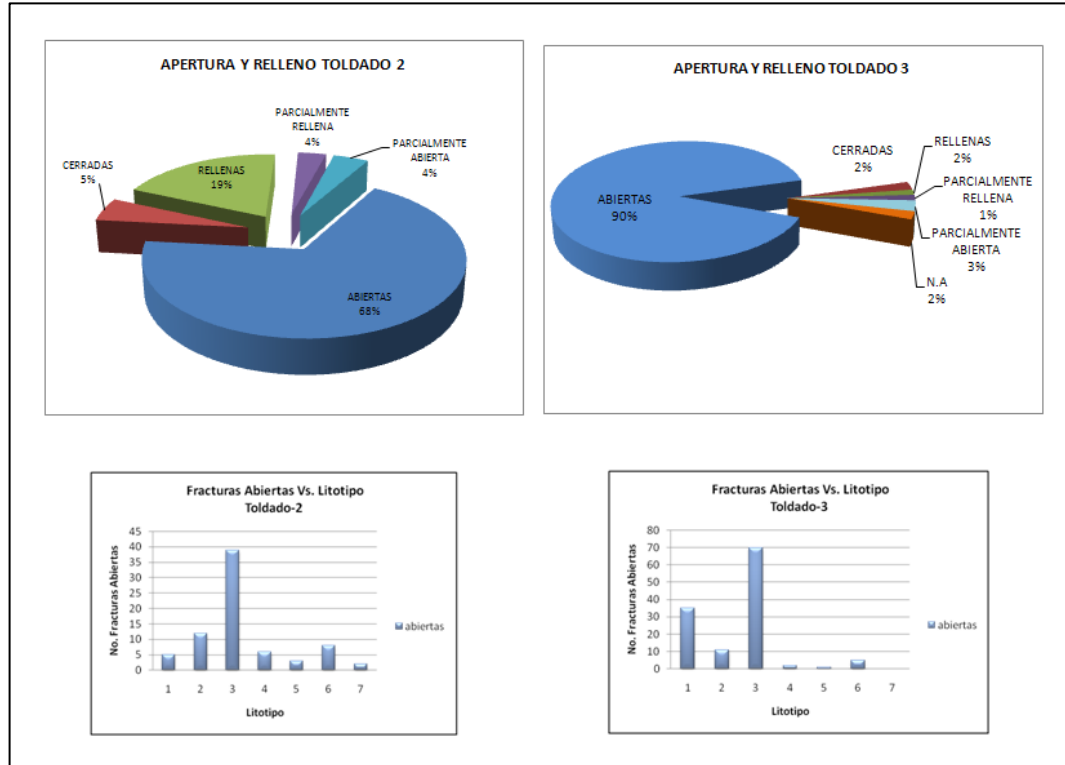
Figura 43. Frecuencia de ocurrencia y espesor promedio de capa para cada litotipo identificado sobre core



El tipo de relleno encontrado, se diferencio en dos tipos: 1) un material blanco, posiblemente calcita, encontrado principalmente en los litotipos 3 y 6; 2) relleno caracterizado como un material negro posiblemente asociado a un pirobitumen asociado a las fracturas encontradas en los litotipos 6 y 7. No se evidenció relleno en los litotipos 1 y 2. Como se puede observar en la Figura 44, la mayor parte de las fracturas naturales identificadas están abiertas y generalmente están asociadas a los litotipos 1-2-3 y 6. No obstante, tiene un mayor impacto las fracturas de los litotipos 3 y 6 pues atribuyen porosidades y permeabilidades que pueden convertir estas rocas en yacimiento, ó, rocas que generan la conectividad entre las rocas yacimiento y el acuífero.

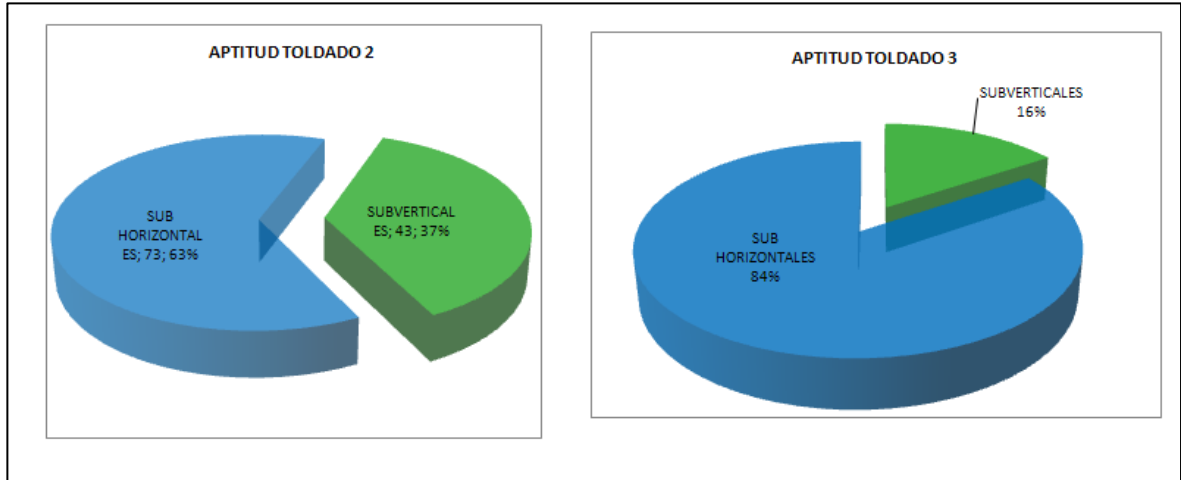
Se determino la aptitud de la fractura, el cual es la medida de inclinación de la fractura con respecto al norte magnético, a pesar que ninguno de los núcleos estaba orientado bajo este criterio, se tomó el eje del pozo como el norte y a partir de este se definió el ángulo de inclinación de las fracturas con respecto a este. Se definieron dos grupos de fracturas, fracturas sub-horizontales, ángulos mayores a 45° , y fracturas Sub-verticales menores a 45° . En la Figura 45 se observa que el mayor porcentaje de fracturas con respecto al eje del pozo, son las fracturas naturales sub-horizontales.

Figura 44. Apertura y Relleno observado sobre core en las Fracturas Naturales y/ó estilolitos.



A pesar de no ser la mejor forma de caracterizar la aptitud de la fractura, este parámetro es una buena herramienta para corroborar que registro mide una u otra familia de fractura. Como se mencionó en el capítulo anterior, los registros de resistividad *laterolog*, identificarán la familia de fracturas subverticales y el indicador de porosidad secundaria (Registro sónico Vs. Registro Densidad) será indicador de las fracturas sub horizontales.

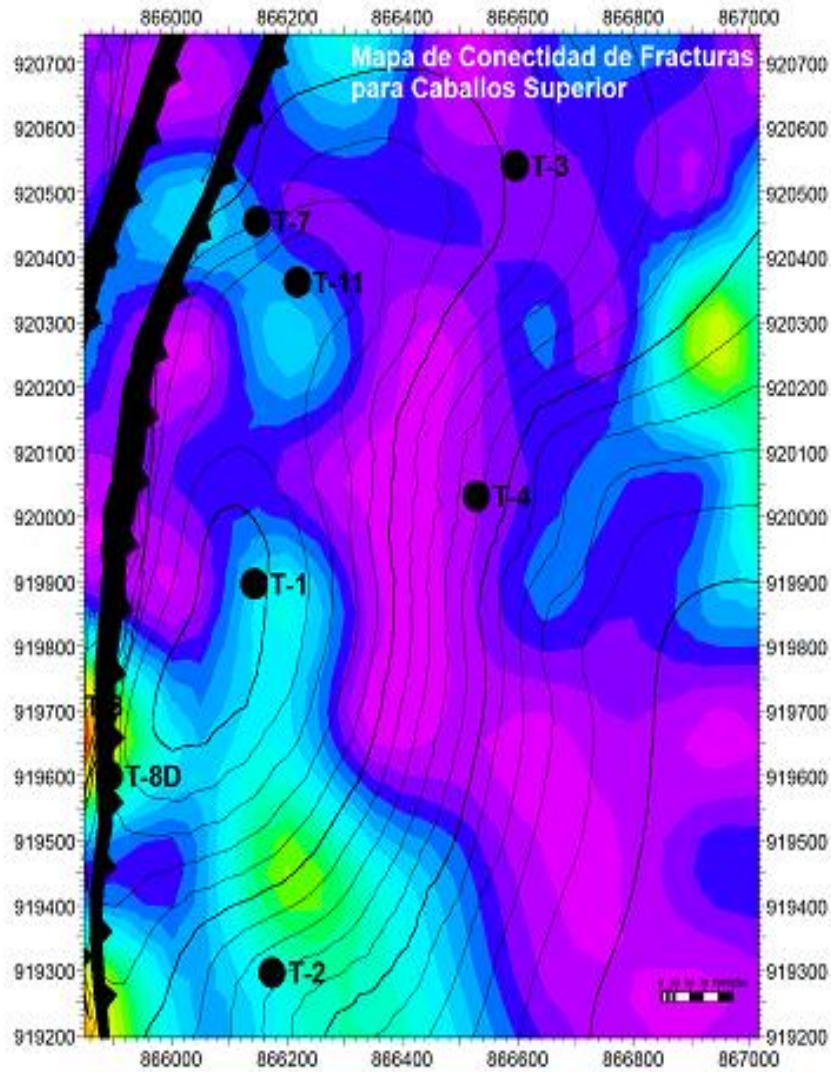
Figura 45. Aptitud de las Fracturas Naturales con respecto al eje del pozo observado sobre core.



De igual forma corrobora el análisis de interconectividad de fracturas, la cual se hace más fuerte en el pozo Toldado 2 donde encontramos porcentajes similares de las dos familias de fracturas, mientras que hacia el pozo Toldado-3 la interconectividad es muy baja por el predominio de una sola familia de fracturas (Figura 46). Esta alta interconectividad se presenta también en los pozos Toldado-7 y 11 en los cuales se han presentado altos cortes de agua y pérdidas de fluido durante la perforación.

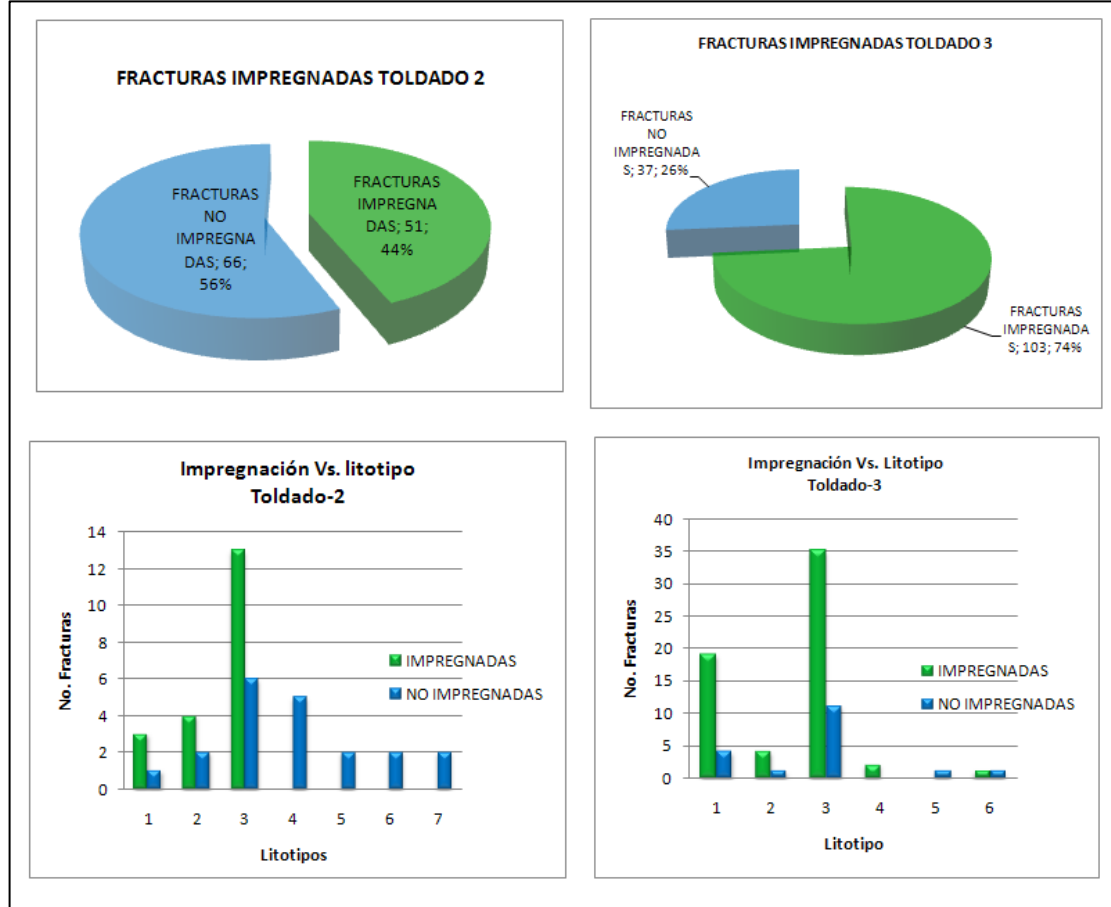
En cuanto a la Impregnación de hidrocarburo que presentaron las paredes de las fracturas se observó que principalmente los litotipos 1-2 y 3 tenían la mayor impregnación y que el gran porcentaje de fracturas no impregnadas se asociaron principalmente a los litotipos 5-6 y 7 (Figura 47). Lo interesante de este parámetro, se asocia a la producción histórica que ha presentado el campo; el pozo Toldado-3 es uno de los mejores pozos del campo, se encuentra ubicada en uno de los flancos del campo, mientras que el pozo Toldado -2 se encuentra en uno de los limbos del anticlinal y actualmente se encuentra cerrado por sus altos cortes de agua.

Figura 46. Mapa de conectividad entre familia de fracturas. En azul, las zonas de mayor conectividad



Fuente. Modelamiento Geológico Campo Toldado. ICP 2009

Figura 47. Porcentaje de impregnación de las Fracturas Naturales y asociación con cada litotipo observado sobre core.



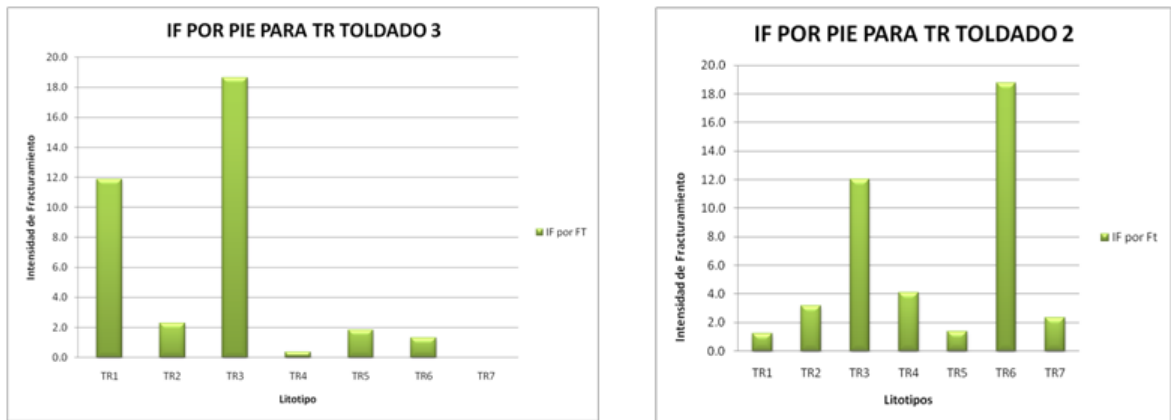
De acuerdo a esta evidencia de impregnación a demás de corroborar las mejores zonas del campo, también permitió tener un referente para la definición del modelo de saturación aplicado al campo en los litotipos que generalmente presentan la mayor intensidad de fracturas y que no son roca yacimiento.

Otra característica muy importante fue definida para cada litotipo: la Intensidad de fracturamiento en núcleos. Para el cálculo de la Intensidad de Fracturamiento se aplico la metodología expuesta por: *Orlando J. Ortega, Randall A. Marrett, and Stephen E. Laubach* en el artículos “A Scale-independent Approach to Fracture

Intensity And Average Spacing Measurement". En estos se hace relación del número de fracturas encontrado en un intervalo estándar del núcleo, para este estudio el intervalo estándar fue un pie. En las siguientes graficas se presenta la Intensidad de Fracturamiento (IF) acumulada para cada Tipo de Roca (TR) presente en el intervalo corazonado, destacando los TR de mayor Intensidad de fracturamiento.

En el pozo Toldado- 3, de los 6 TR que presentan fracturas en este pozo y teniendo en cuenta que los Tipos de Roca uno (TR1) y Tipo de Roca dos (TR2) son el de mayor interés como yacimiento, se observa que los TR con mayor Índice de Fracturamiento (IF) son TR1 y TR3, los cuales presentan un índice acumulado de 11.5 y 18.6 respectivamente (Figura 48).

Figura 48. Intensidad de fracturamiento pozo Toldado-3 y Toldado-2



En el pozo Toldado-2 se encontró que los 7 litotipos presentan algún grado de fracturamiento. Sin embargo, el grado de fracturamiento es mayor en los tipos de roca 3 y 6 en comparación a lo que se observa en el Toldado 3 (IF acumulado de 12 para TR3 y de 18.7 para el TR6).

De manera general, se observa una gran intensidad de fracturamiento en las unidades Caballos superior, Toldado-2, Inferior B, Toldado 3 y Medio, Toldado-2; asociado principalmente al litotipo 3 en las dos primeras unidades y a las calizas (litotipo 6) en Caballos Medio. Esto presenta un muy buen amarre con los indicadores de fracturas obtenidos a partir de registros ver Figuras 29-30.

La definición del número de fracturas por pie, generó un registro discreto de IF, el cual fue empleado como punto de ajuste para los IF determinados a partir de registros Dipmeter y de los registros convencionales de pozo. La Figura 49, muestra el resultado obtenido en cada uno de los pozos. En la Figura 8 se muestra el IF determinado por los tres métodos, Dipmeter, Corazones y Registros (Relación de resistividades), donde a pesar de la diferencia de escalas, se mantiene la tendencia de la intensidad de fracturamiento a través de los tres métodos.

Finalmente el análisis sobre los intervalos corazonados permitió identificar el efecto del espesor del litotipo 3 con respecto a la intensidad de fracturamiento. La Figura 50, muestra como un aumento en el espesor de la capa reduce la intensidad de fracturamiento existente en esta. Es decir existe una función inversamente proporcional entre la intensidad de fracturamiento y el espesor de la capa. Esta relación permitió hacer recomendación sobre recañoneos selectivos en intervalos donde se presentaban intervalos de este litotipo con bajo espesor, considerando que las fracturas en esta zona se convertirían en zonas de *bypass*, generando el flujo preferencial de agua.

Figura 49. Curva discreta Intensidad de fracturamiento pozo Toldado-2 y 3

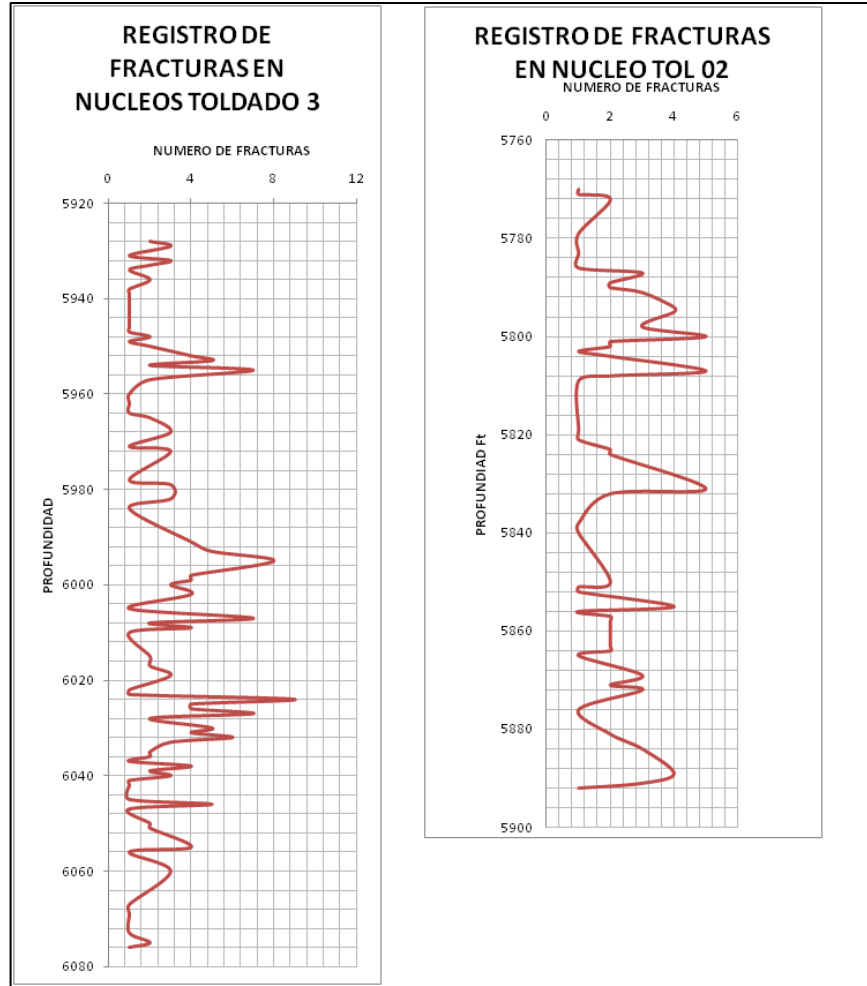
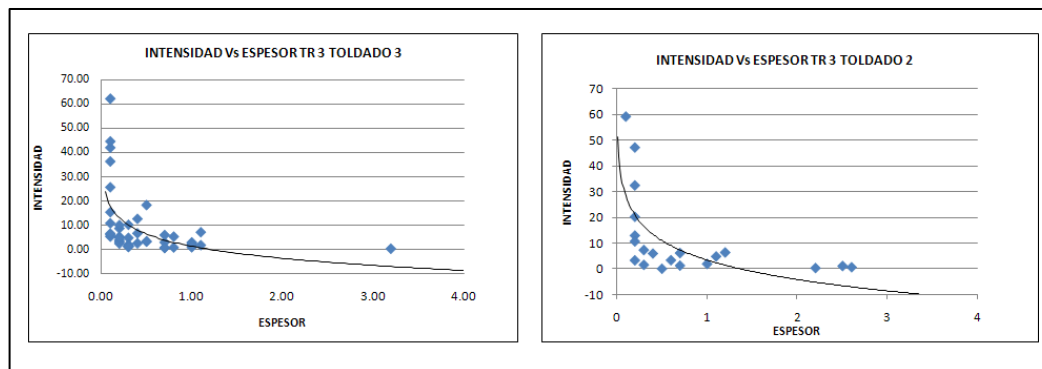


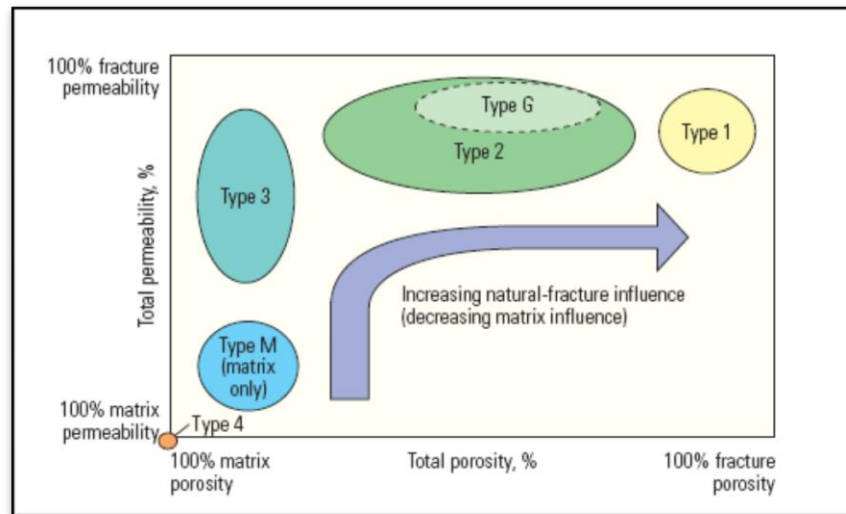
Figura 50. Relación de la intensidad de fracturamiento con respecto al espesor de capa



4.3 Definición de Tipo de Yacimiento Fracturado.

Con el fin de determinar el efecto de las fracturas en cada litotipo sobre sus propiedades de roca y así determinar la mejor forma de abordar el modelamiento petrofísico, basados en la tipificación de los tipos de Yacimiento Naturalmente Fracturado definido por Nelson¹¹ en el 2001, se determinó que los litotipos 3 y 6 presentan un comportamiento como un YNF tipo 1 (Figura 51) pues la porosidad y permeabilidad de matriz medidas en plug son del orden de 0.5-2% y 0.01-1md respectivamente, por ende la capacidad de acumulación y de producción la proveen principalmente las fracturas.

Figura 51. Clasificación tipos de Yacimientos Naturalmente fracturados, Nelson, 2000



Para los litotipos 1 y 2, de acuerdo a la caracterización de Nelson se definieron como un YNF tipo 3, debido a que las propiedades de matriz tienen capacidad de almacenamiento (Porosidad 15-19%) y permeabilidades muy buenas (20-500md),

¹¹ Geological analysis of Naturally Fractured Reservoirs, Nelson. 2001.

las fracturas en estos litotipos son esporádicas y contribuyen principalmente a la permeabilidad de la roca.

Para los litotipos 4 – 5 y 7, a pesar de ser rocas no yacimiento, presentaron un grado de fracturamiento muy bajo, por tal razón se definieron como un YNF tipo 3, a que la permeabilidad es generada por las fracturas.

4.4 Determinación de propiedades petrofísicas

La determinación de propiedades petrofísicas debe considerar cual de los siguientes sistemas se quiere representar:

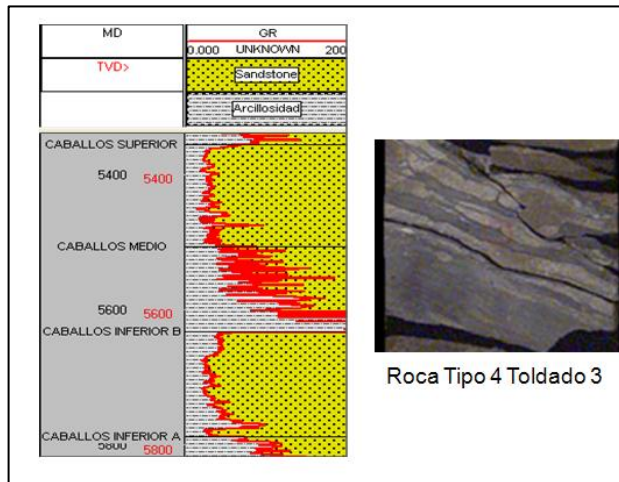
1. Aporte netamente por matriz (Litotipos 1 y 2)
2. Aporte netamente por fractura (Litotipos 3 y 6)
3. Aporte matriz y fractura (No aplica para el campo en estudio)

Basado en el tipo de YNF, en la caracterización de fracturas sobre corazones, y en el comportamiento de la producción del campo, se diseñó el siguiente modelo para la determinación de propiedades petrofísicas en fracturas. Otro factor que se tuvo en cuenta para el modelamiento de propiedades, fue el poblamiento que se debe hacer en el *grid* geoestadístico y al modelo de simulación. Esto, debido a que el modelamiento como un yacimiento de doble porosidad y doble permeabilidad, aún es tema de grandes investigaciones, y son limitados y poco favorables los resultados obtenidos. Para este fin, se determinamos propiedades de acuerdo al litotipo y al efecto de las fracturas en la producción, es decir, los litotipos 1 y 2, fueron caracterizados netamente como matriz; los litotipos 3 y 6 como fracturas, y los litotipos 4-5 y 7 inicialmente como rocas no yacimiento, pero con la posibilidad de modelar como un litotipo fracturado, debido al fracturamiento que se observó sobre core aplicando el modelo diseñado para los litotipos 3 y 6.

4.4.1 Modelo de Arcillosidad

En la mayoría de los casos no es común asociar el grado de fracturamiento con el incremento ó disminución del volumen de arcilla¹², de allí que su valor no sea relevante en la identificación de fracturas. No obstante el estudio de los corazones permite identificar si el grado de fracturamiento se ve afectado por el incremento ó disminución del contenido y tipo de arcilla. Al hacer la identificación de litotipos el modelo de arcillosidad se simplifica ya que se reconocen mejor los puntos de arcillosidad máxima según el litotipo (litotipo 4) Figura 52, la forma como se presenta la arcilla en la roca y su efecto en las demás propiedades petrofísicas.

Figura 52. Ejemplo cómo se presentan las arcillas en los yacimientos del campo Toldado.



En cuanto al contenido de arcilla en las fracturas, la caracterización que se realice sobre corazones, es la única fuente de información que evidencie los procesos de mineralización y diagénesis en el yacimiento que afecten la capacidad de flujo de las fracturas. En los corazones del campo, la mayor parte de las fracturas no

¹² Natural Fractured Reservoir, Aguilera R. Segunda Edición, 1995

presentaban relleno, no obstante en las fracturas que se presento algún material, se asocio principalmente a minerales de calcita. Si el material de relleno en las fracturas, corresponden a minerales de arcilla, entonces su efecto es relevante en la tortuosidad de la roca; el exponente de cementación, m , incrementará con el grado de arcillosidad en la fractura.

En la formación caballos el contenido de arcilla en su estructura es bajo, por tal motivo, el modelo de arcillosidad **en la matriz** fue generado a partir de la curva Gamma Ray con un muy buen ajuste. La ecuación aplicada corresponde a la Ec. 2. Los parámetros GRcln y GRshl fueron definidos para cada una de las unidades (Caballos Superior-Medio-Inferior B –A).

$$V_{shGRicp} = \frac{(GR[] - GRcln)}{(GRshl - GRcln)} \quad \text{Ec. 2}$$

Donde,

GR[]: Registro Gamma Ray de cada pozo

GRcln: Gamma Ray en arena limpia

GRshl: Gamma Ray en zonas de arcilla

4.4.2 Coeficiente de Partición

El coeficiente de partición, representa el aporte a la porosidad total entre la porosidad de matriz y la porosidad secundaria (fracturas, *vugs*, fisuras). Es cuantificado a partir de la Ec. 3.

$$v = \frac{\phi_t - \phi_m}{\phi_t(1 - \phi_m)} \quad \text{Ec. 3}$$

En el caso del campo en estudio, v es igual a 1 para los litotipos 3 y 6, y cero para los demás litotipos. Sin embargo, al poner en consideración que algunos de los litotipos 1 y 2 presentaron algún grado de fracturamiento sobre core, a partir de la

definición del exponente de cementación del sistema matriz-fractura determinado sobre *plus* de estos litotipos determinamos el aporte real de las fracturas en estos litotipos. Adicionalmente, basados en la porosidad de matriz y la porosidad total en estos últimos litotipos, se determinó el coeficiente de partición a partir de datos de corazones, Figura 53. En esta figura se observa que el coeficiente de partición varía entre 0.08- a 0.12, lo cual representa un porcentaje muy bajo de aporte por fracturas. Esto fortalece la decisión de trabajar los litotipos 1 y 2 como solo matriz.

4.4.3 Exponente de cementación

La importancia en la determinación adecuada de esta variable, radica en el alto efecto que tiene su magnitud en la determinación de la saturación de agua. La Figura 54, es una representación del error que puede obtenerse si *m* no se define adecuadamente. En YNF las porosidades generalmente son menores al 2%, note que hacia este sector se presentan los mayores errores.

Figura 53. Determinación del coeficiente de partición a partir de la porosidad total, de matriz.

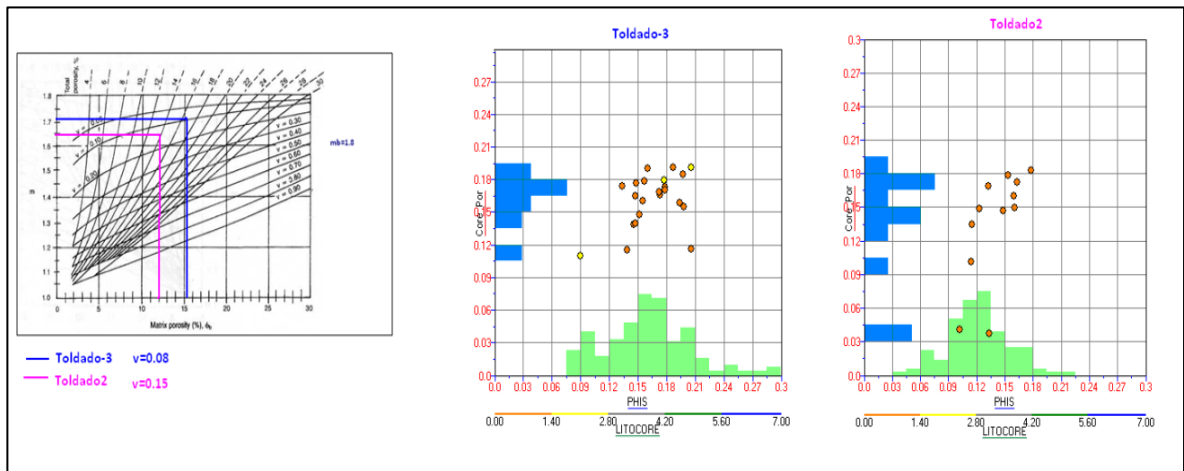
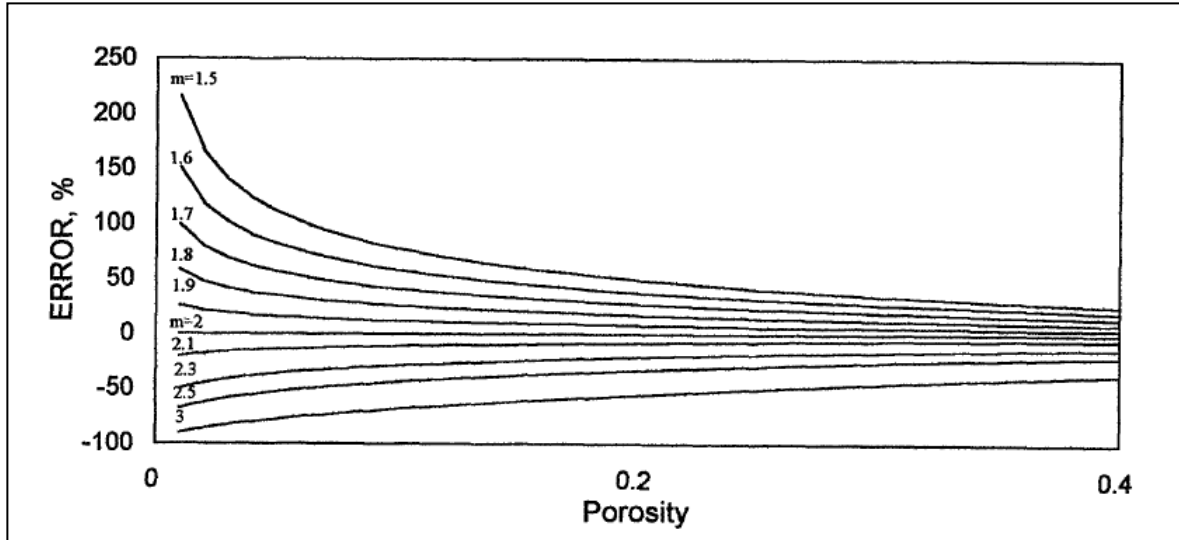


Figura 54. Error en la estimación de reservas debido a la estimación incorrecta de m.



Fuente: Tomado de Tarek Ibrahim. SPE 40038. 1998.

Adicionalmente el exponente de cementación es relacionado con la presencia de fracturas y/o cavernas en un yacimiento. En sistemas gobernados por la matriz este exponente generalmente es igual a 2; para un plano de fractura se demostró que m es igual a 1 y para cavernas mayores a 2.

Este factor de cementación se relaciona con la tortuosidad de la fractura (Ec.4), es decir la relación existente entre la longitud del medio y la longitud recorrida por el flujo de fluidos a través de la fractura. Dado que la tortuosidad para un plano de fractura es igual a 1, sugiere que m es igual a 1 para el plano de fractura¹³.

$$F = \frac{Ro}{Rw} = \frac{\tau}{\phi} = \frac{1}{\phi} \quad \text{Ec. 4}$$

¹³ Application of conventional well logs to characterize naturally fractured reservoirs with their hydraulic (flow) units; a novel approach. Tarek Ibrahim. SPE 40038. 1998.

En la realidad las fracturas no son un plano. Generalmente las fracturas tienen caminos de tortuosidad, generando valores del exponente de cementación entre 1 y 2 como función de la intensidad de fracturamiento y la interacción entre fracturas y matriz. Métodos, cartas y ecuaciones han sido desarrolladas por diferentes autores para determinar el valor adecuado de este exponente de cementación. Boyeldieu y Winchester (1982), por ejemplo, realizaron evaluaciones estadísticas que sugieren valores de m para un sistema de fracturas entre 1.3 y 1.5. Pirson (1975)¹⁴, presenta un modelo que representa un sistema de doble porosidad conectado en paralelo donde la matriz y las fracturas están saturadas 100% de agua para determinar m a partir de la correlación entre el Factor de Formación del sistema matriz-fractura, la porosidad total del sistema, y el coeficiente de partición. Ec. 5.

$$\frac{1}{R_{fo}} = \frac{v\phi}{R_w} + \frac{1-v}{R_o} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde R_{fo} es la resistividad del sistema (matriz-fractura), R_o es la resistividad del sistema matriz y v , el coeficiente de partición. Reemplazando la Ec. 3 en la Ec. 5 se encuentra la resistividad del sistema R_{fo} (Ec. 6).

$$R_{fo} = \frac{R_o R_w}{v\phi R_o + (1-v)R_w} \quad \text{Ec. 6}$$

El factor de formación del sistema corresponderá a la relación entre la resistividad del sistema saturado 100% con agua (R_o), y la resistividad del agua de formación (R_w), Ec.7.

¹⁴ Log Interpretation in Rocks with multiple Porosity types-Water or Oil Wet. Word oil. Pirson. 1975.

$$F_t = \frac{R_{fo}}{R_w} = \left[\frac{R_o R_w}{v \phi R_o + (1-v) R_w} \right] / R_w \quad \text{Ec. 7}$$

Esta ecuación (7) es válida para tres casos: 1) solo la porosidad de matriz está presente en la fractura ($v=0$); 2) solo la porosidad de fractura está presente en el sistema ($v=1$) y 3) porosidad de matriz y fractura están presentes en el sistema (Ec. 8).

$$F_f = \phi^{-m} = \left[\frac{1}{v \phi + (1-v) \phi_b^{-m_b}} \right] \quad \text{Ec. 8}$$

$$m = -\log \left[\frac{1}{v \phi + (1-v) \phi_b^{-m_b}} \right] / \log \phi$$

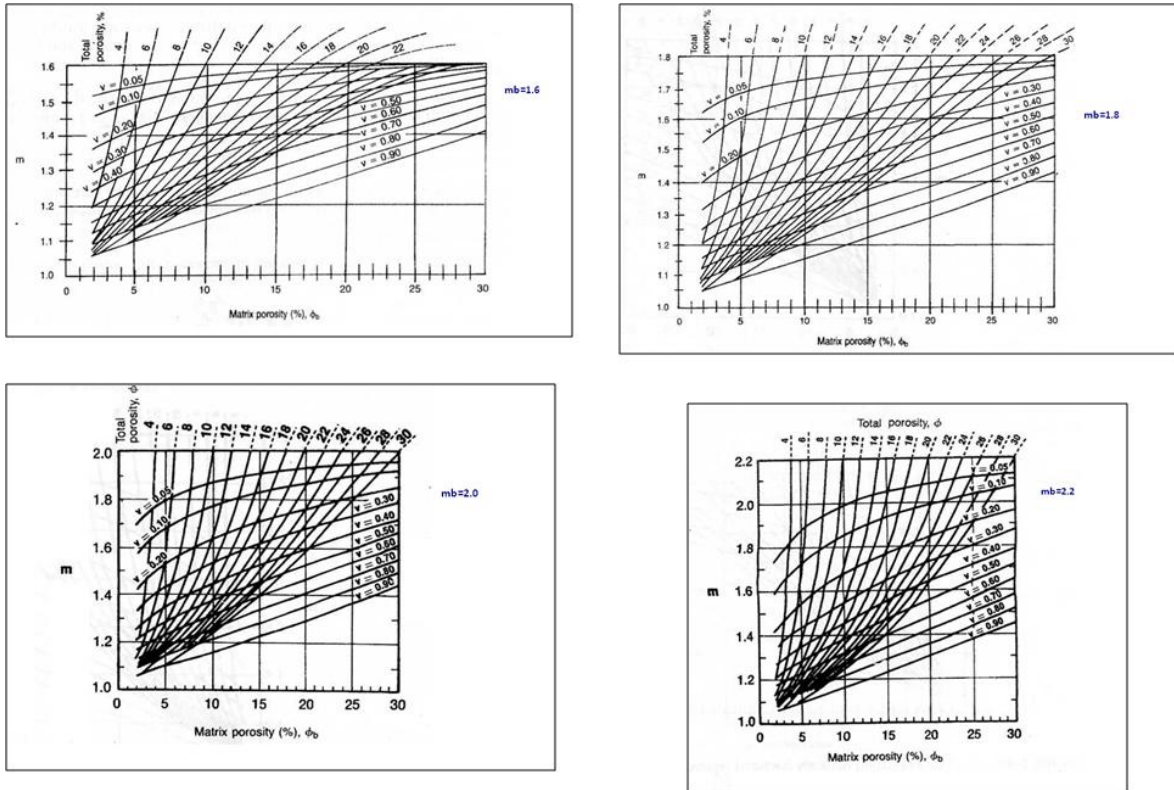
Donde m_b es el exponente de cementación para la matriz.

Este set de ecuaciones puede ser empleado para estudiar las posibles combinaciones en sistemas de doble porosidad y su influencia en el exponente de cementación en un sistema matriz-fractura. La Figura 55, muestra las diferentes cartas generadas para $m_b = 1.6-1.8-2-2.2$ y 2.4 y su efecto en el exponente de cementación para el sistema.

Otro método empleado para la determinación de este coeficiente, se basa en aplicación del *crossplot* de Pickett, el cual involucra el logaritmo de la porosidad efectiva Vs. la resistividad verdadera de la formación R_t (Figura 56). Con los resultados de las pruebas de formación y la porosidad del intervalo, es posible determinar la pendiente de las líneas de saturación, las cuales representan el valor del exponente de cementación. La Figura 57, es el resultado de aplicar esta técnica para las Unidades Caballos Superior (a) e Inferior B (b). Cabe aclarar que los datos acá representados corresponden a los litotipos 1 y 2, donde principalmente el efecto de matriz predomina y para los cuales se tuvieron en

cuenta las medidas de m obtenidas sobre core para los litotipos 1 y 2 los cuales varían entre 1.76-1.92.

Figura 55. Cartas para evaluación de m en yacimientos naturalmente fracturados para sistemas matriz-fractura.



Fuente: Tomado Naturally Fractured Reservoirs, Aguilera R. Second Edition.1995

Para los litotipos 3, no se tomaron datos de laboratorio, y a partir de este método es difícil determinar el exponente m para el sistema de fracturas, debido a que el bajo espesor de capa no permite asociar los resultados de las pruebas DST a un litotipo u otro.

Figura 56. Determinación del exponente de cementación a partir de gráficos Pickett.

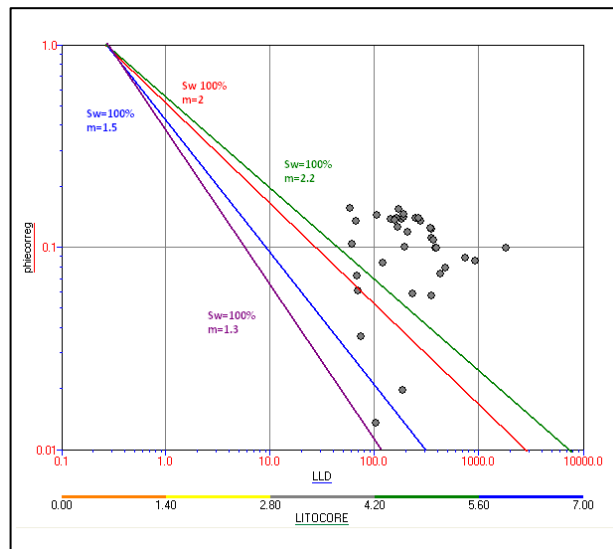
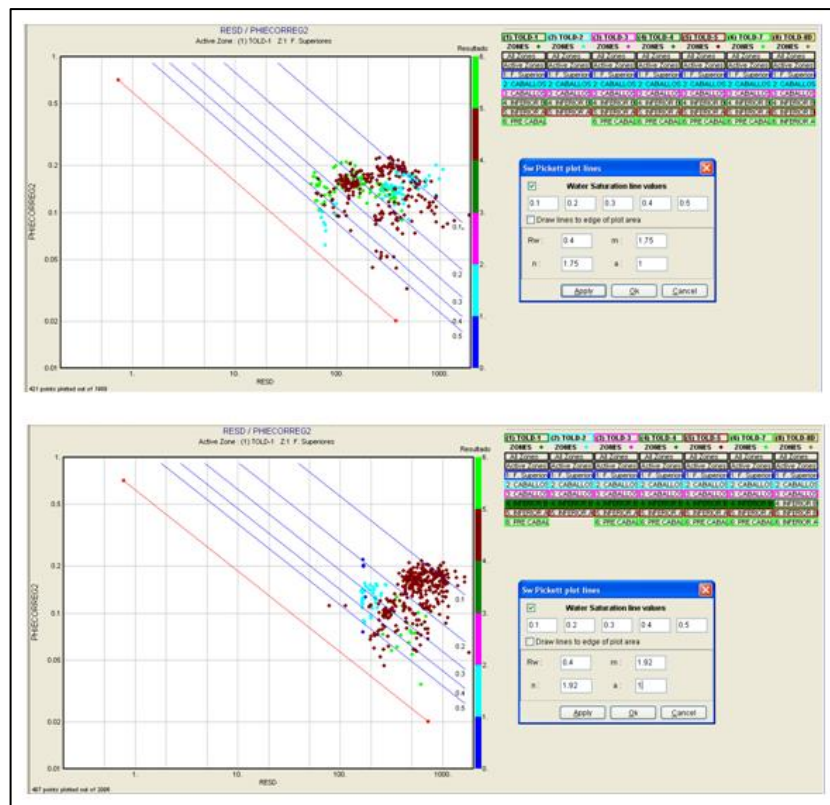


Figura 57. Gráficos Pickett para las unidades Caballos Superior e Inferior B, litotipos 1 y 2.



4.4.4 Modelo de Porosidad Total y Efectiva

4.4.4.1 Porosidad para el sistema Matriz

El modelo de porosidad fue calculado a partir del registro densidad Ec. 9 para el sistema de matriz, es decir para los litotipos 1 y 2.

$$PHIED = \frac{RHOB_{mtr} - RHOB_{log}}{RHOB_{mtr} - RHOB_{fl}} \times (1 - Vsh) \quad \text{Ec. 9}$$

Tomando como los valores de densidad en la matriz de acuerdo al tipo de roca:

Para rocas tipo 1, 2 =2.67

Para rocas tipo 3 RhoMtr=2.68

Para rocas tipo 4 RhoMtr=2.55

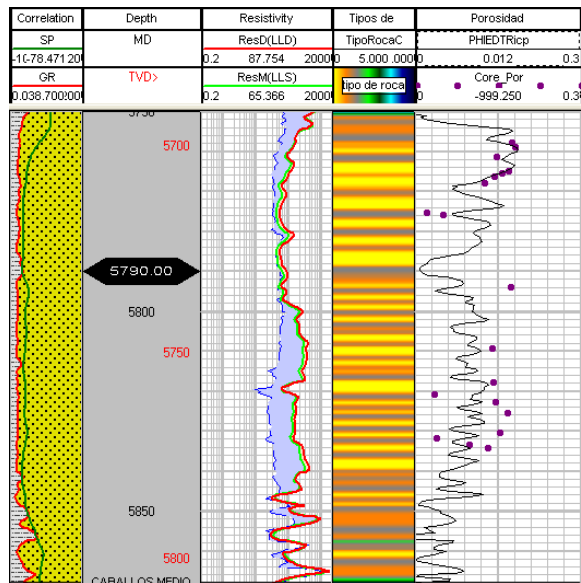
Para rocas tipo 5 RhoMtr=2.65

Para rocas tipo 6 y 7 RhoMtr=2.72

A pesar de determinar la densidad de matriz para cada litotipo, el desfase entre los datos de porosidad calculada y las mediciones en laboratorio estaba entre un 4 a un 11%, este desfase principalmente se daba como sobreestimación en la porosidad de los litotipos 3 por el efecto de espesor de capa mencionado anteriormente (Figura 58).

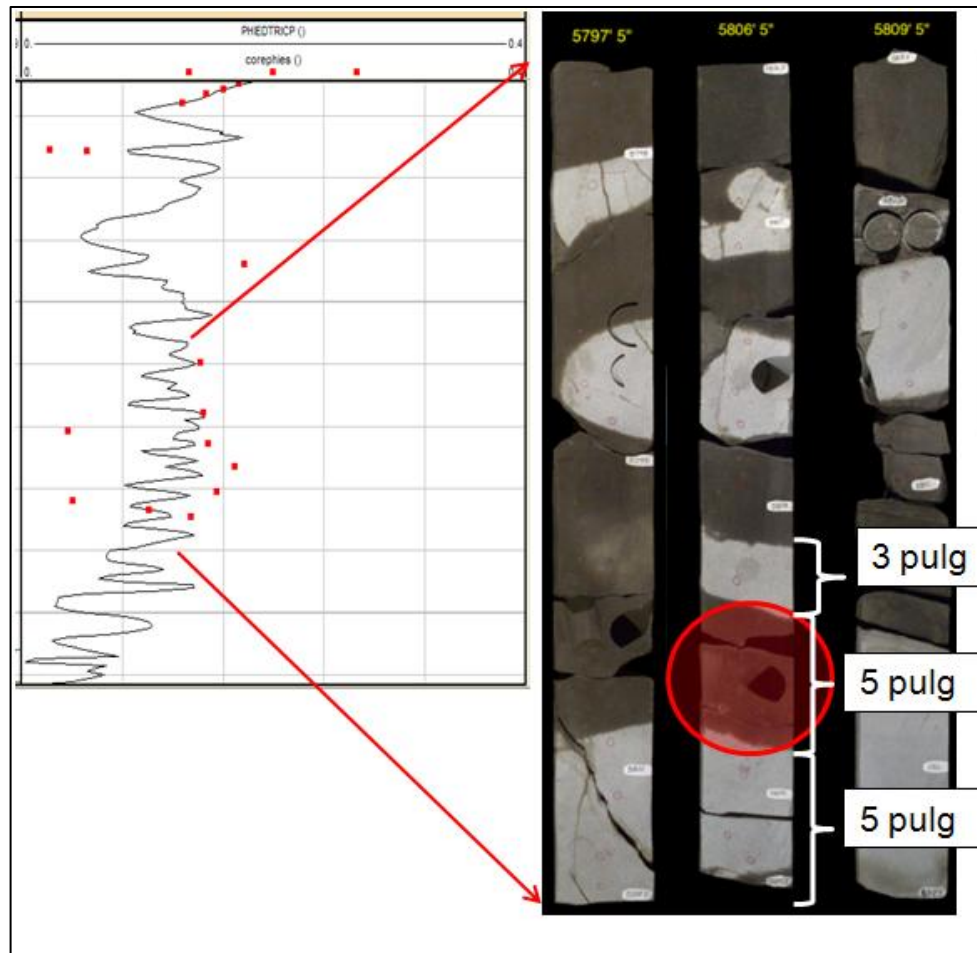
Este desfase se debe a que este tipo de roca 3 es resultado de procesos diagenéticos causando que se presente a manera de parches de bajo espesor entre los litotipos 1 y 2. Se considero que el cálculo de la porosidad estaba influenciado por la resolución vertical de la herramienta (17 in), y este tipo de roca presento espesores desde 3 pulgadas, sumado la velocidad de la corrida del registro no permite tomar las verdaderas lecturas asociadas a cada uno de los tipos de roca.

Figura 58. Desfase modelo de porosidad con respecto a los datos de porosidad medida en laboratorio



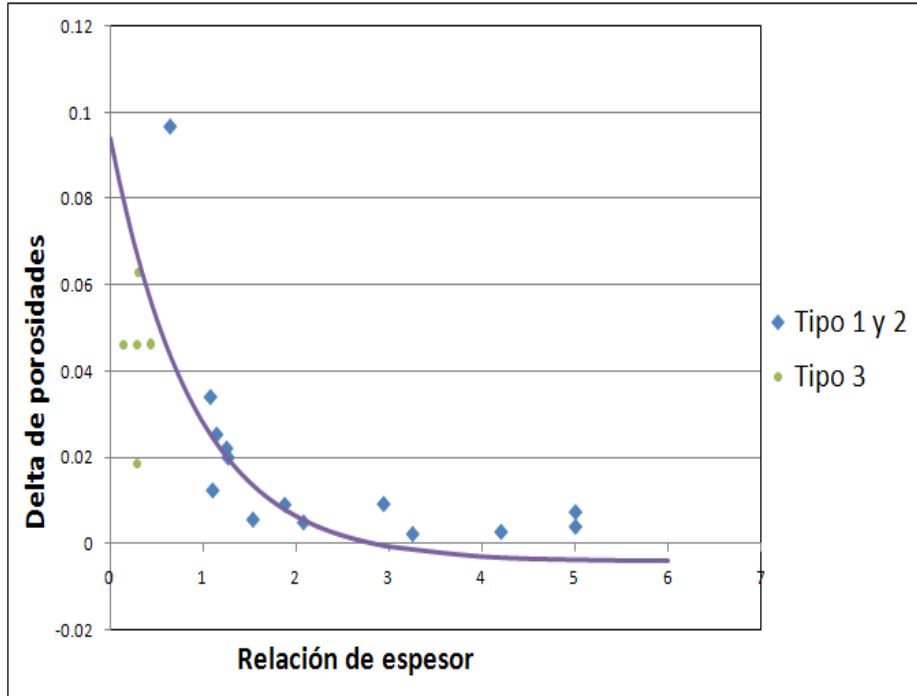
Para este efecto, se hizo una corrección del modelo de porosidad por intercalación de capas delgadas entre capas porosas y poco porosas. Al relacionar la diferencia entre los datos de plug y datos de registros con la relación de espesor (espesor de capa /espesor de las capas vecinas) se estableció una relación de corrección para la curva de porosidad de registro (Figura 59).

Figura 59. Corrección de la porosidad de registro por efecto del espesor de capa



La tendencia encontrada se presenta en la Figura 60 y es extrapolada a partir de la curva de litotipos determinados a partir de registros. En el caso de las rocas tipo 1 la porosidad será igual a la del registro mas el valor de la corrección en ese punto, para las rocas tipo 3 será el valor del registro menos el valor de la corrección asumiendo que en estos tipos de roca se da un efecto contrario, es decir al estar intercaladas con las rocas tipo 1 su porosidad será más alta. El desfase en la porosidad de matriz determinada se redujo a un 4% como se puede observar en la Figura 61 y adicionalmente representa la heterogeneidad real que muestra el campo.

Figura 60. Tendencia encontrada para corrección de la porosidad de registro en función de la relación de espesor.

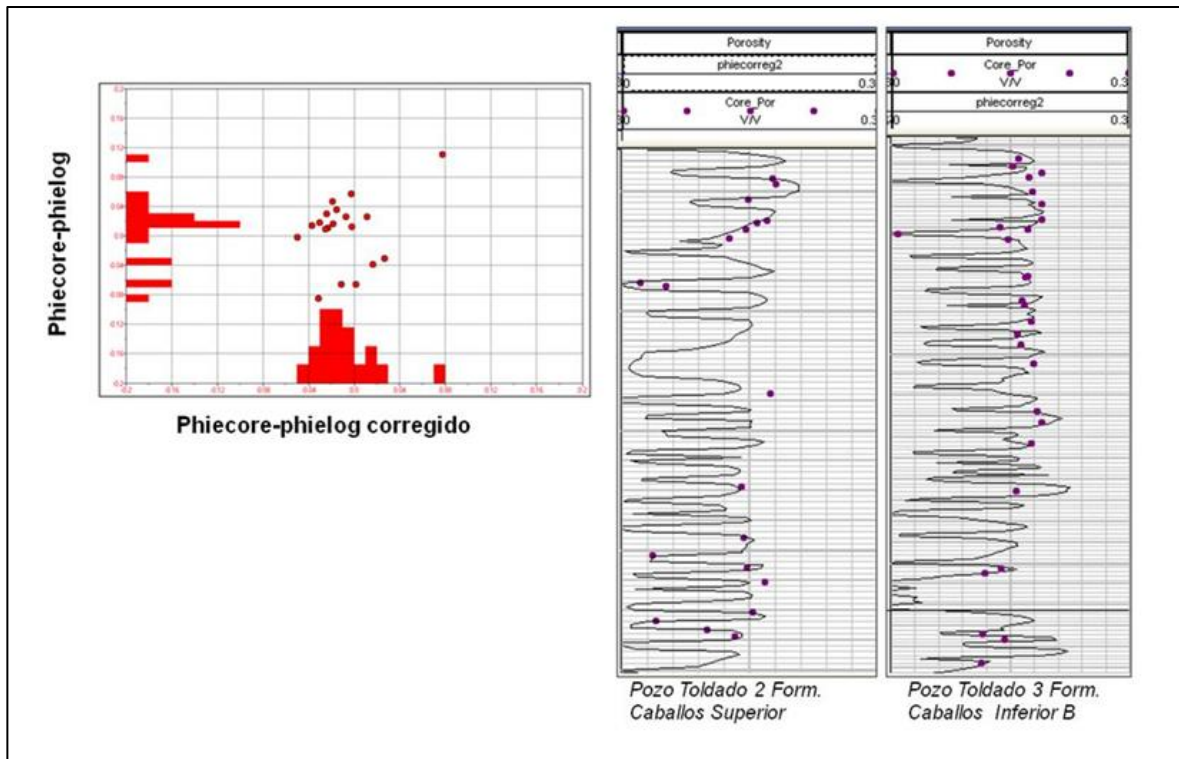


4.4.4.2 Porosidad para el sistema Fractura

En cuanto a la porosidad de fractura, la cual se aplico a los litotipos 3 y 6, se selecciono el modelo propuesto por Boyeldieu y Winchester (1982), los cuales llegaron a la Ec. 10 después de analizar el comportamiento de los registros de resistividad *Laterolog* frente a zonas fracturadas.

$$\phi_f = \sqrt[m]{R_{mf} (C_{LLS} - C_{LLD})} \text{ Ec. 10}$$

Figura 61. Resultado porosidad corregida por espesor de capa.

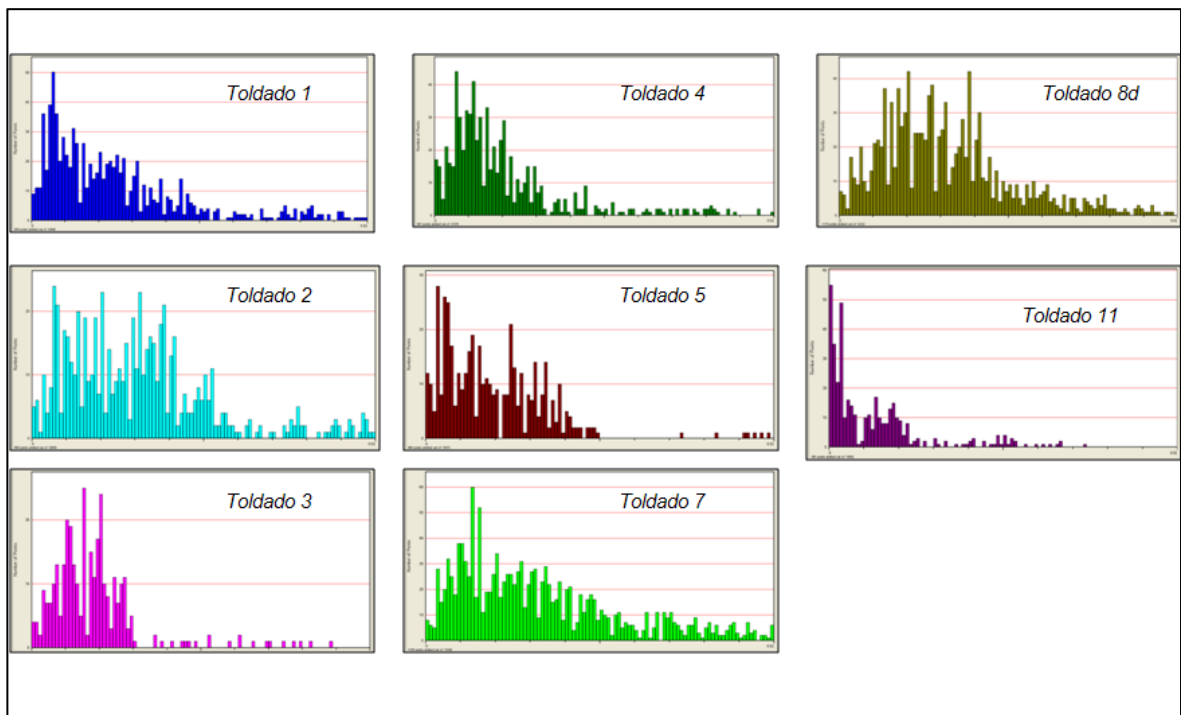


La aplicación de esta ecuación debe ser aplicada bajo las siguientes suposiciones, cuando alguna de estas no se cumpla, debe validarse la confiabilidad en la porosidad calculada.

- El sistema de fracturas es detectado por las dos resistividades como un sistema en paralelo con la formación compacta y no fracturada
- No hay invasión de la parte no fracturada en la formación, esta se da solamente en la red de fracturas.
- La invasión en las fracturas no es total, pero debe ser tal, que la resistividad profunda lea la zona virgen, y la resistividad corta la zona lavada. Si las pérdidas de circulación durante la perforación son bajas, la apertura de las fracturas es pequeña y el proceso de invasión no debió ser tan alto por la generación de *cake* en la fractura; en el caso contrario, altas pérdidas de fluido, no se presentará lecturas adecuadas de la zona virgen, incurriendo en reducción de la porosidad calculada. Este caso es claramente

evidenciado en la Figura 62, en el pozo Toldado-11, donde la distribución de la porosidad es muy baja y este es el pozo que mayores pérdidas de fluido presenta en el proceso de perforación.

Figura 62. Distribución de la porosidad de fractura para todos los pozos del campo.



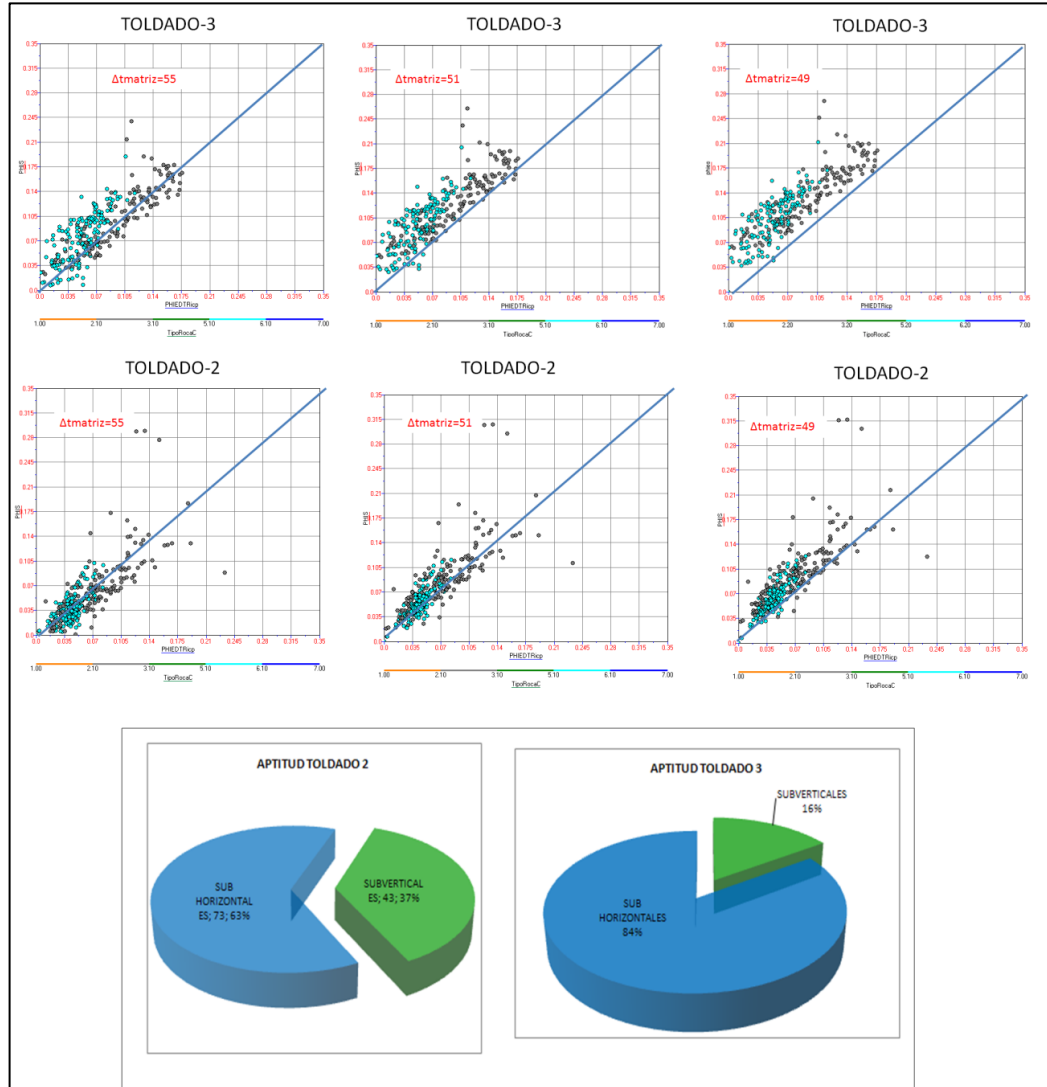
Cabe anotar, que la distribución de porosidad que se observa en el pozo Toldado-8D difiere de los demás pozos porque la herramienta de resistividad corrida en este pozo son registros de inducción, por lo que el método no es aplicable.

Entre otro de los modelos evaluados y comúnmente usados para determinar porosidad secundaria, se encuentra la diferencia entre las porosidades calculadas por los registros densidad-neutrón y el registro sísmico. Esta diferencia representa la diferencia entre porosidad total y porosidad primaria respectivamente; sin embargo esta porosidad podrá asociarse a fracturas si se conoce que no hay otro

tipo de porosidad secundaria en el sistema; por otro lado, la porosidad obtenida por el registro sínico, como se menciono en el capítulo anterior, solo lee una cara del pozo, por lo tanto si una fractura está en el lado opuesto al trasmisor esta porosidad no será cuantificada.

Otro de los eventos que pueden suceder, y el cual fue observado en todos los pozos del campo, se relaciona con el hecho que la porosidad intergranular (sónico) sea mayor a la porosidad total (Densidad). Según Aguilera. R. en 1995, menciona que esto puede darse cuando las fracturas presentes en la cara del pozo son horizontales ó de bajo ángulo con respecto al eje del mismo; esto se da porque físicamente la onda viajara a través de la fractura antes de chocar con las paredes de la misma y luego retornar, incrementando su tiempo de viaje. El estudio de fracturas sobre núcleos, evidenció que el mayor porcentaje de fracturas de bajo ángulo se encontraron en el pozo Toldado-3, en La Figura 63 se puede ver que en este pozo las porosidades sónicas son mayores a la porosidad del densidad (aún con la variación en la densidad y tiempo de tránsito de la matriz) indicando mayor aporte de porosidad por fracturas horizontales con respecto al pozo Toldado-2.

Figura 63. Relación entre porosidad sónica Vs. Porosidad Densidad para identificación de fracturas

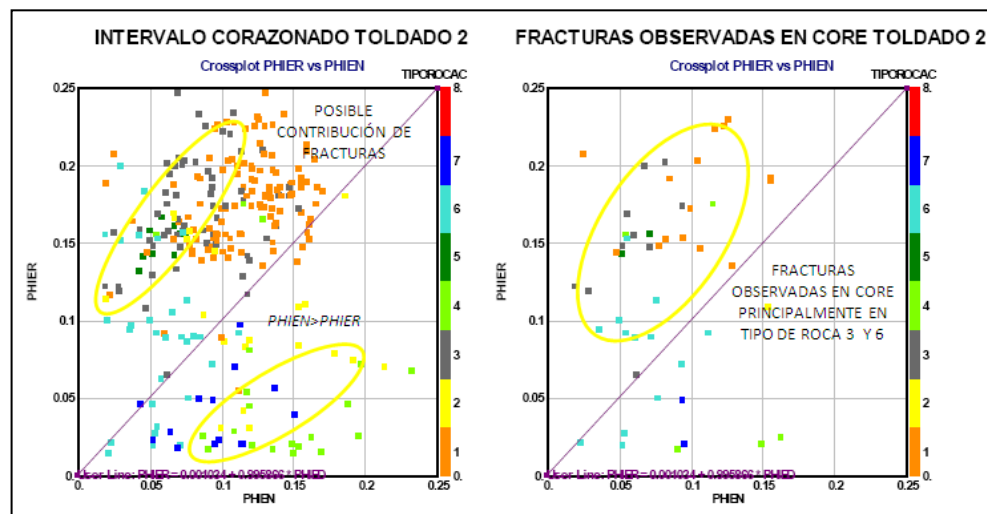


4.4.5 Indicadores de fracturas

De acuerdo al principio de funcionamiento de las diferentes herramientas corridas en el campo, dos fuentes principales para la identificación de fracturas son aplicables en el campo. La diferencia existente entre las porosidades total y primaria es una de las maneras para identificar fracturas e indirectamente

determinar la intensidad de fracturamiento. Por medio del análisis de *crossplot* que relacionan porosidad total con porosidad intergranular, la diferencia entre estas porosidades, reflejado en los *crossplot* como la dispersión de los datos de una línea de 45 grados (línea de igualdad) está indicando un aporte de porosidad secundaria ya sea asociada a fracturas o a disolución, en el caso del campo toldado se aplicaron diferentes *crossplot*, tales como PHIER (porosidad de resistivo) vs PHIEN (porosidad de Neutrón), Figura 64, Toldado-2 y Figura 65 Toldado-3, y *crossplot* PHIES (porosidad del sónico) contra PHIED (porosidad del densidad). Figura 66, Toldado-2 y Figura 67 Toldado-3.

Figura 64. *Crossplot* de porosidad Phier (porosidad de resistividad) vs Phien (porosidad neutrón) pozo Toldado-2



Estas figuras corresponden a datos del intervalo corazonado (izquierda) y datos puntuales de las fracturas identificadas en ese intervalo con el fin de determinar las zonas posiblemente fracturadas y determinar la aplicabilidad de cada uno de estos *crossplot*. Con el análisis cualitativo se determina que pozos tienen mayor intensidad de fracturamiento dado su mayor aporte de porosidad secundaria a la total por fracturas.

Figura 65. Crossplot de porosidad Phier (porosidad de resistividad) vs Phien (porosidad neutrón) pozo Toldado-3

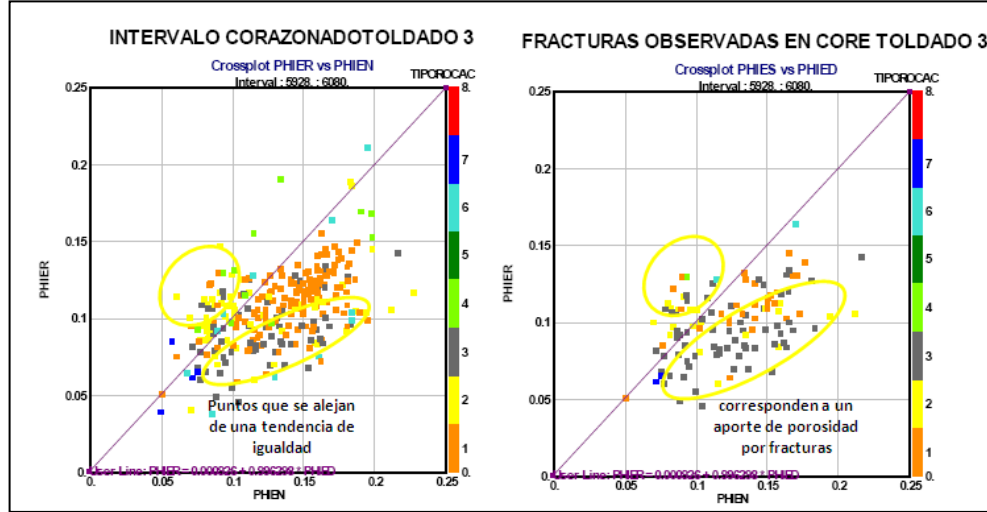


Figura 66. Crossplot de porosidad Phies (porosidad de sónico) vs Phied (porosidad a partir de densidad) pozo Toldado-2

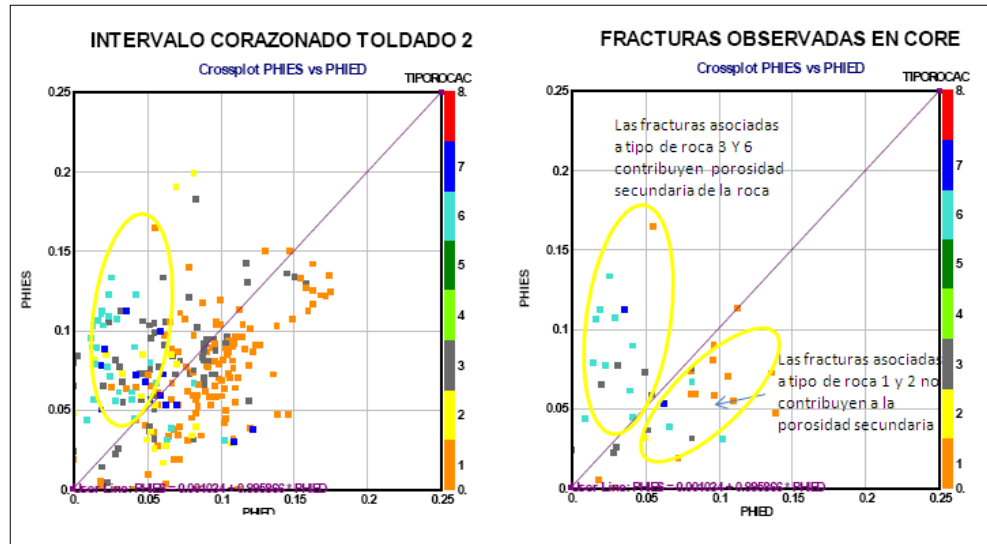
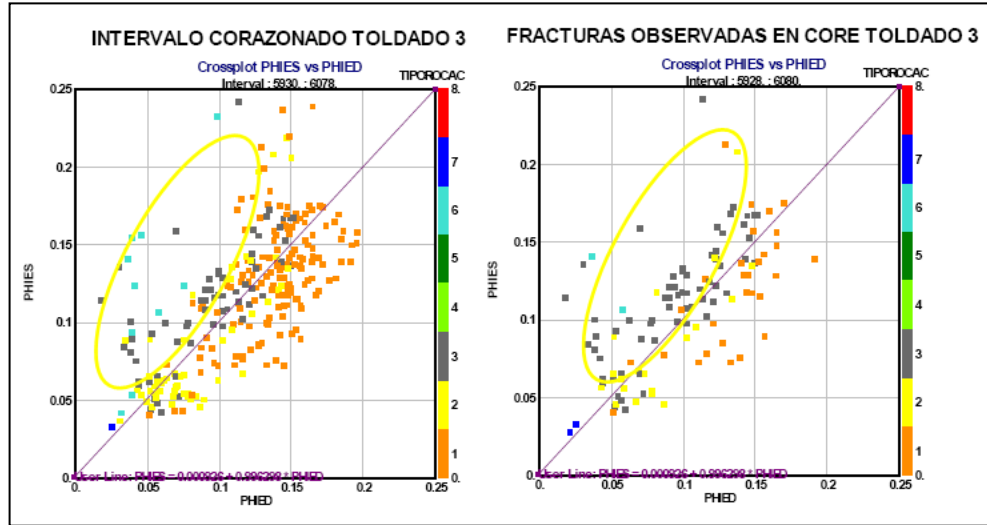


Figura 67. *Crossplot* de porosidad Phies (porosidad de sónico) vs Phied (porosidad a partir de densidad) pozo Toldado-3



A partir de la comparación entre las diferentes medidas de resistividad se puede inferir la presencia de fracturas. El índice aplicado corresponde a la relación entre el resistivo somero y el profundo vs el resistivo profundo. Las Figuras 68 y 69, corresponde al resultado encontrado en los pozos Toldado-2 y Toldado-3 respectivamente. En esta gráfica igualmente se presenta el índice calculado en el intervalo calculado (izquierda) y en los puntos donde fueron observadas fracturas (Derecha).

Es importante resaltar que este índice es válido para formaciones que no tienen porosidad ni permeabilidad asociado a la matriz, es decir que el proceso de invasión solo se debe a las fracturas. Por esta razón este indicador no es aplicable a los tipos de roca diferentes a los litotipos 3 y 6. Adicionalmente presentó una buena correlación con la intensidad de fracturamiento obtenida a partir del registro Dipmeter y a partir de la intensidad determinada sobre core (Figura 70-71).

Figura 68. Crossplot Índice de resistividad (LLS/LLD) Vs. LLD pozo Toldado-2

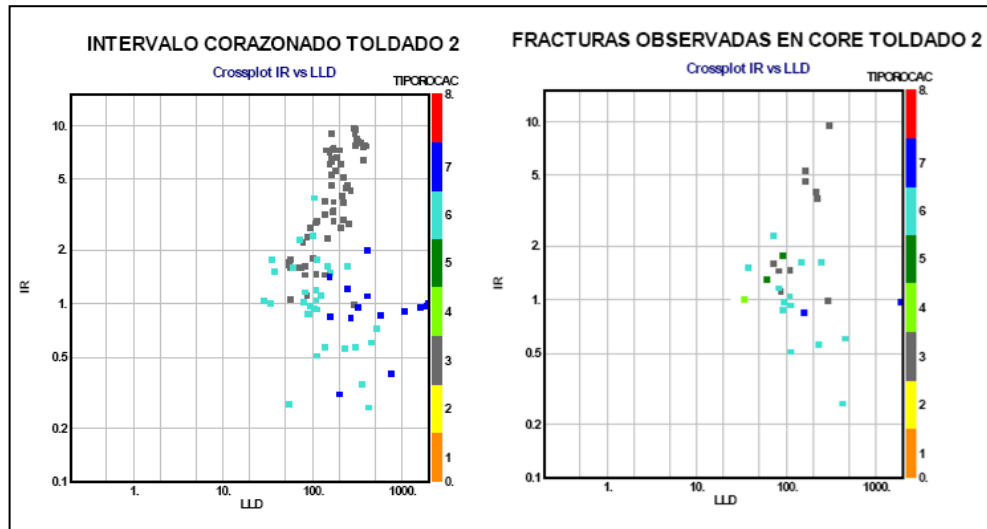
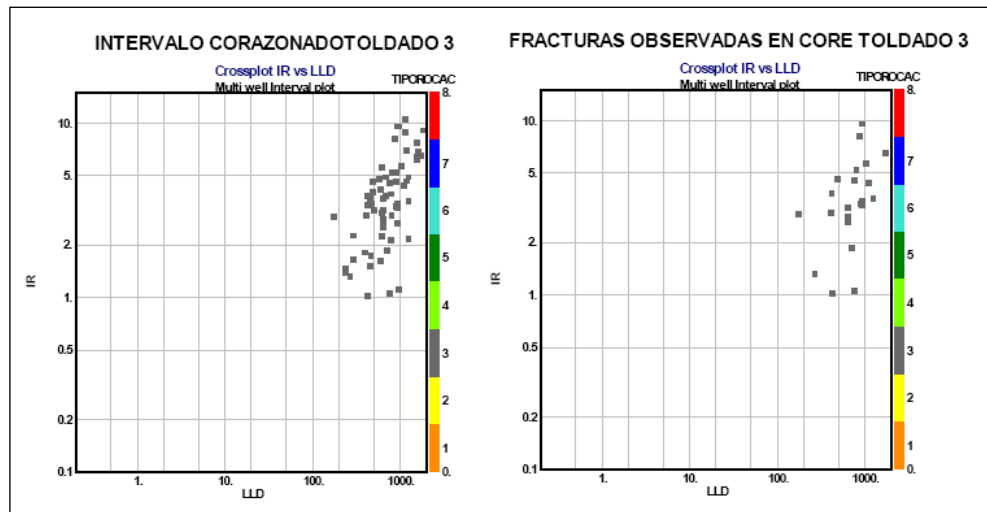


Figura 69. Crossplot Índice de resistividad (LLS/LLD) Vs. LLD pozo Toldado-3



De esta manera, este indicador es una buena manera de cuantificar la intensidad de fracturamiento a través de la formación.

Figura 70. Comparación de fracturas observadas en core-con *dipmeter* y registros. Pozo Toldado-2

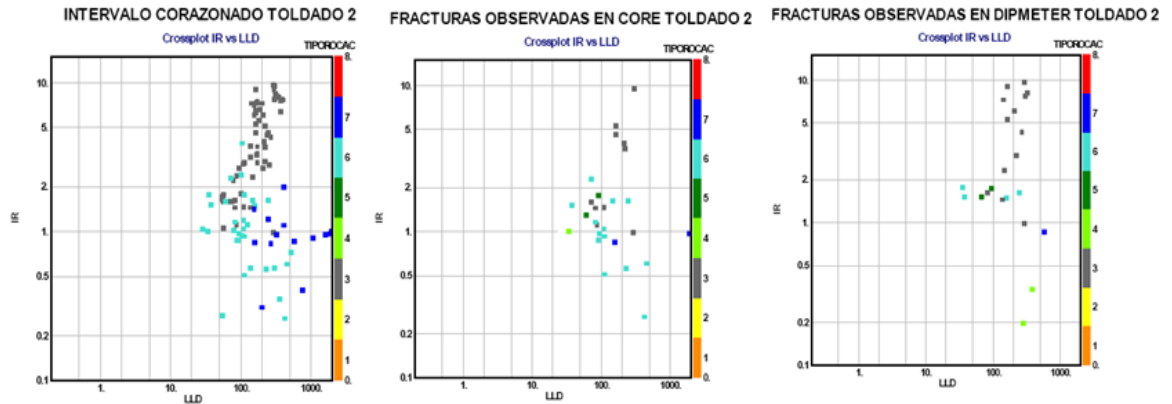
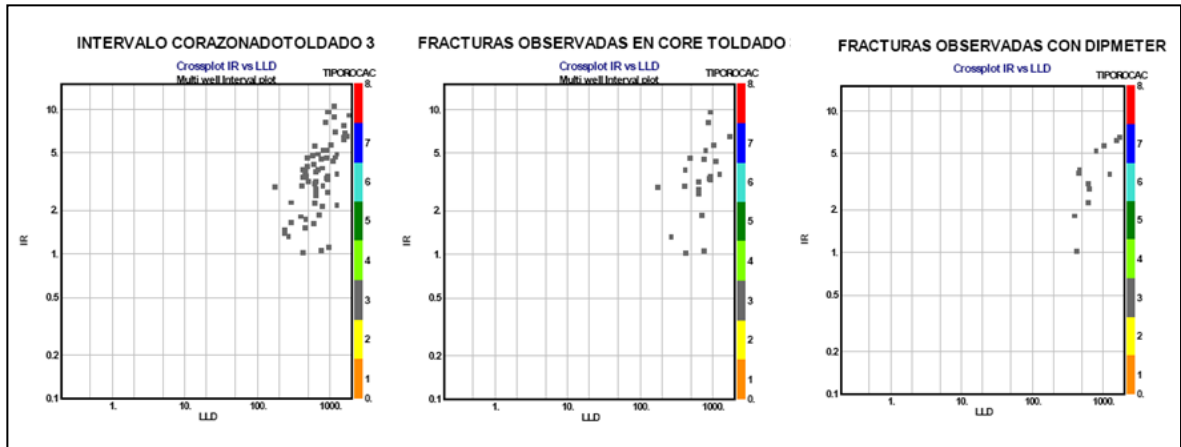


Figura 71. Comparación de fracturas observadas en core-con *dipmeter* y registros. Pozo Toldado-3



Al graficar en cada uno de los crossplot, los litotipos susceptibles a fracturarse como los son el litotipo 3 y 6 principalmente, para todos los pozos de acuerdo a su ubicación estructural se encuentra un resultado muy coherente a la historia de producción y al modelo geológico. Para cada una de las unidades de la Formación Caballos los pozos ubicados cerca a la falla una mayor dispersión de los datos; mientras que para los pozos ubicados en los flancos de la estructura la dispersión

se reduce (Figura 72). En el caso de caballos inferior B, se observa una mayor dispersión de los puntos de los pozos ubicados cerca a la falla, que en los pozos ubicados en los flancos haciendo evidente el mayor aporte de porosidad secundaria en caballos inferior B que en superior; esto fue corroborado sobre core, donde se encontró que el pozo Toldado 3 (corazonado en Caballos Inferior B) tiene una mayor intensidad de fracturamiento que el pozo toldado 2 (corazonado en Caballos Superior) (Ver Figura 48). Para caballos medio donde se tiene un predominio de calizas (TR6) en ambas ubicaciones estructurales se observa gran dispersión, es decir un aporte considerable de porosidad por fracturas a la porosidad total.

Otro indicador, basado en la relación de resistividades se muestra en la Ec. 11, este indicador correlaciono muy bien con los datos de intensidad de fracturamiento obtenidos a partir del registro *Dipmeter*. Adicionalmente fue el indicador que mejor relación obtuvo con la variación de la permeabilidad como se verá más adelante. La Figura 73 muestra los resultados que se encontraron en los pozos Toldado 2 y 3 en el intervalo corazonado.

$$IRK = \frac{(LLD - LLS)}{LLD} \text{ Ec. 11}$$

Figura 72. Crossplot de porosidad Phies (porosidad de sónico) vs Phied (porosidad a partir de densidad) para los litotipos 3, 6 y 7 relacionando pozos cercanos a la falla y pozos ubicados en los flancos

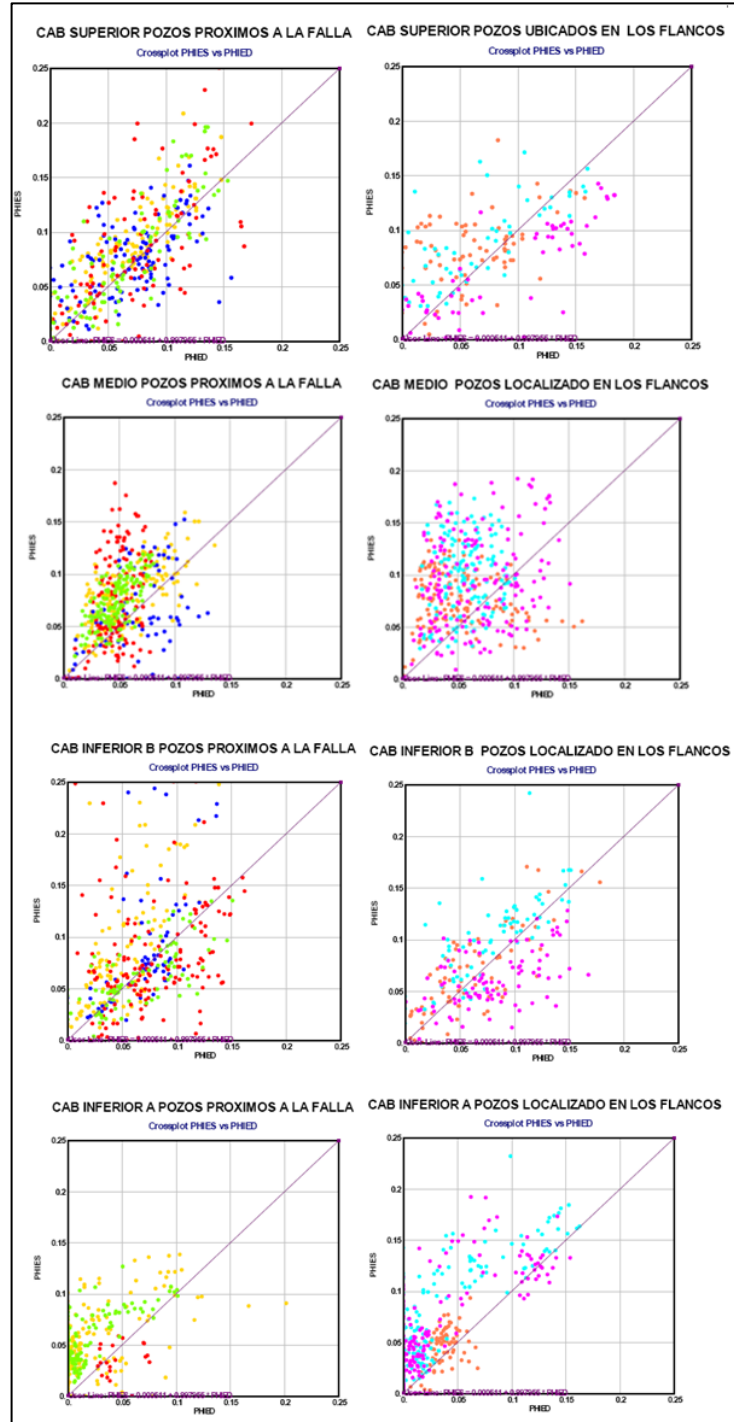
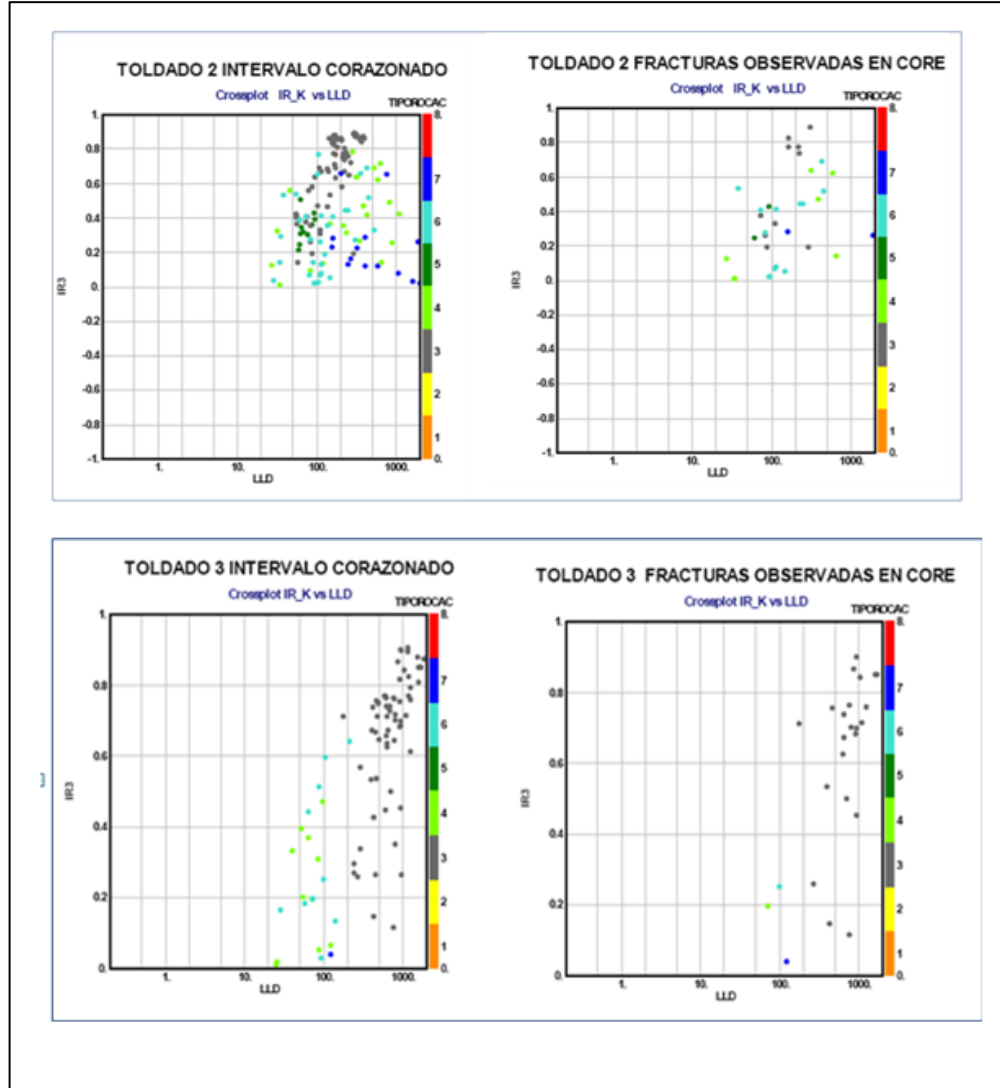


Figura 73. Índice de resistividad utilizado para la extrapolación de la permeabilidad de fractura.



Después de este análisis cualitativo y el patronamiento del comportamiento de los registros frente a los diferentes indicadores de fracturas, se eligió el indicador de índice de resistividad como el más representativo para detectar las fracturas de tipo de roca 3, y para el tipo de roca 6 se combino el índice de resistividad y el índice de porosidad (diferencia entre la porosidad sónica y la porosidad densidad)

puesto que en las calizas (tipo roca 6) se encuentran gran cantidad de fracturas subhorizontales que los resistivos no las detectan.

4.4.6 Modelo de Permeabilidad de matriz y fractura

De acuerdo a los litotipos caracterizados sobre core, se identifico en cuales la presencia de fracturas afecta el flujo de fluidos a través de la roca. De acuerdo a la tipificación del tipo de YNF para cada litotipo, solo los litotipos 3 y 6 están afectados directamente por la presencia de fracturas, esto se debe a que el flujo por matriz (permeabilidad) es casi nulo y solo existirá permeabilidad cuando las fracturas estén presentes. Para estos litotipos se trabajo un modelo de permeabilidad solo de fractura, la permeabilidad de matriz leída sobre plug en el tipo de roca 3 y 6 no fue mayor a 1 mD.

Para los litotipos 1 y 2, la presencia de fracturas de tamaño medio, son esporádicas y no continuas, se deben principalmente a la continuación de las fracturas del tipo de roca 3 que rodea a los litotipos 1 o 2. No obstante, para estos litotipos, se considero que el microfracturamiento estaba cuantificado en las medidas de plug, por lo cual se trabajo un solo modelo de matriz para estos litotipos. Para los demás litotipos se aplicó el modelo de matriz.

4.4.6.1 Permeabilidad de Matriz

Para el campo Toldado se cuenta con mediciones de permeabilidad sobre 20 plugs del pozo Toldado 2 (corazonado en caballos superior), y 34 plugs del pozo Toldado 3 (corazonado en caballos inferior B) previamente llevados a condiciones de yacimiento.

Para el cálculo de esta propiedad se realizo un análisis de la información disponible de permeabilidad de plugs y de permeabilidad de sonda. Del estudio de

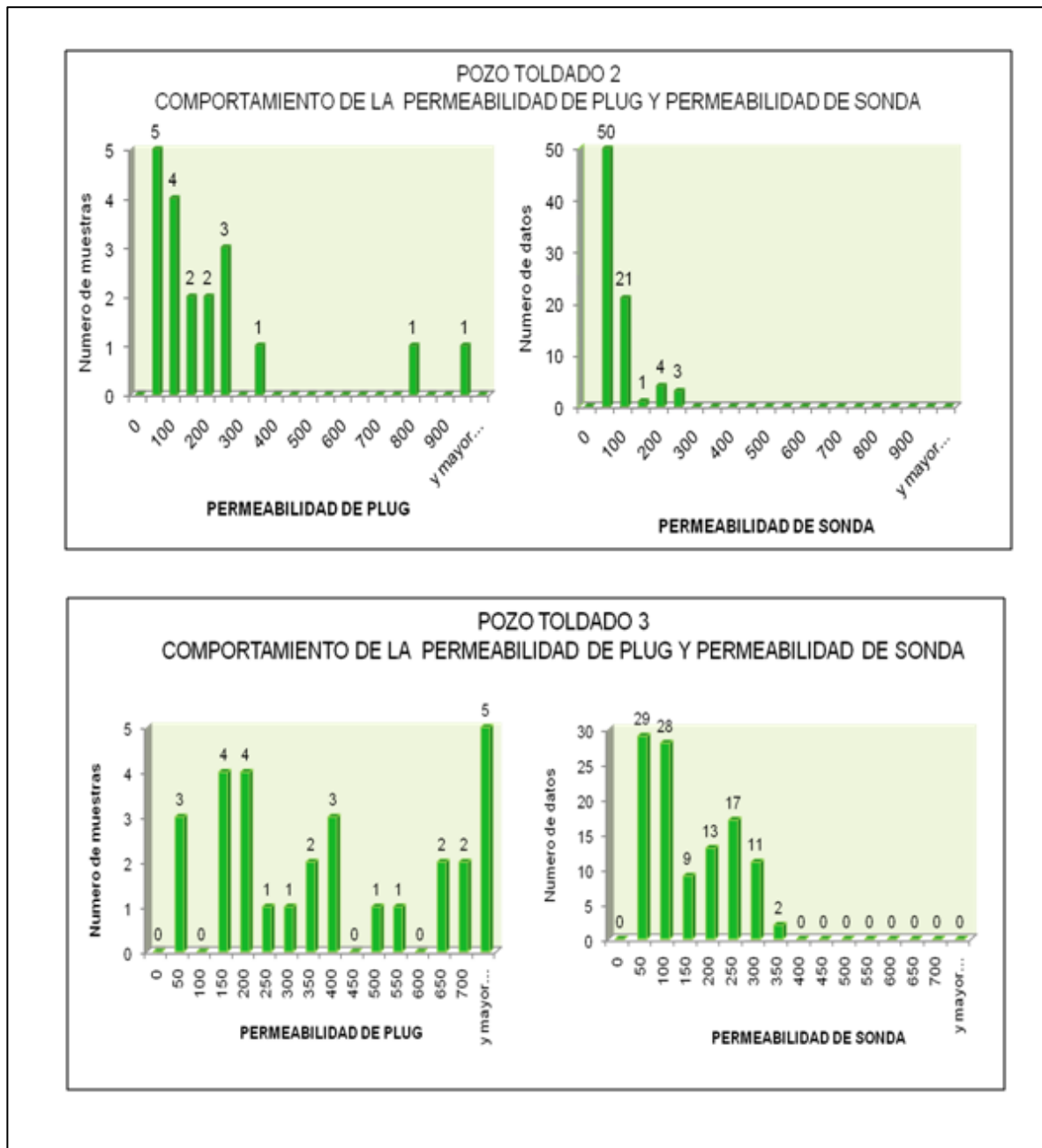
corelab “Mediciones de Permeabilidad de perfil, 1999” tomada sobre todo el intervalo corazonado de los pozos Toldado 2 y 3. De éste último estudio se contaba con 17 muestras de roca de 1 ft de espesor, las cuales fueron lavadas con tolueno y posteriormente se determinó la permeabilidad absoluta de cada muestra. La densidad de muestreo de esta técnica fue de 30 mediciones para cada pie de corazón.

Los valores medidos por la sonda son más bajos que los medidos en plug, sin embargo, en una roca con buenas propiedades la sonda tiende a tener valores altos, pero no de la misma magnitud que el plug, en una roca con mala permeabilidad la sonda y plug tienen lecturas muy similares. La Figura 74 muestra la comparación entre la permeabilidad de sonda medida sobre matriz, valores entre 1-350 mD, y la permeabilidad de plug con valores mayores a 700mD, sin embargo, la mayor parte de los puntos de plug se encuentra en los rangos de la permeabilidad leída por sonda.

Sin embargo, la permeabilidad de sonda por su mayor densidad de datos permite evaluar la heterogeneidad del yacimiento, además de facilitar su correlación a partir de los registros.

Los cambios grandes en la permeabilidad leída por la sonda están influenciados por la textura de la roca y por la diagénesis. Para rocas con muy buena selección de tamaño de grano se tienen permeabilidades de sonda entre 100 y 200 mD (Figura 75 izquierda) en contraste con las de menor selección donde se registran valores entre 10 y 100 mD (Figura 75 derecha).

Figura 74. Comparación Permeabilidad de sonda Permeabilidad de plug.



Adicionalmente es posible identificar los cambios que se encuentran en la vertical por los procesos diageneticos asociados al tipo de roca 3 donde se ve claramente la reducción de la porosidad en este litotipo. Figura 76.

Figura 75. Permeabilidad de sonda muestras lavadas registrada en tipo de roca 1 bien seleccionada del pozo toldado 2 (izquierda) y tipo de roca 1 con mala selección del Toldado 3.

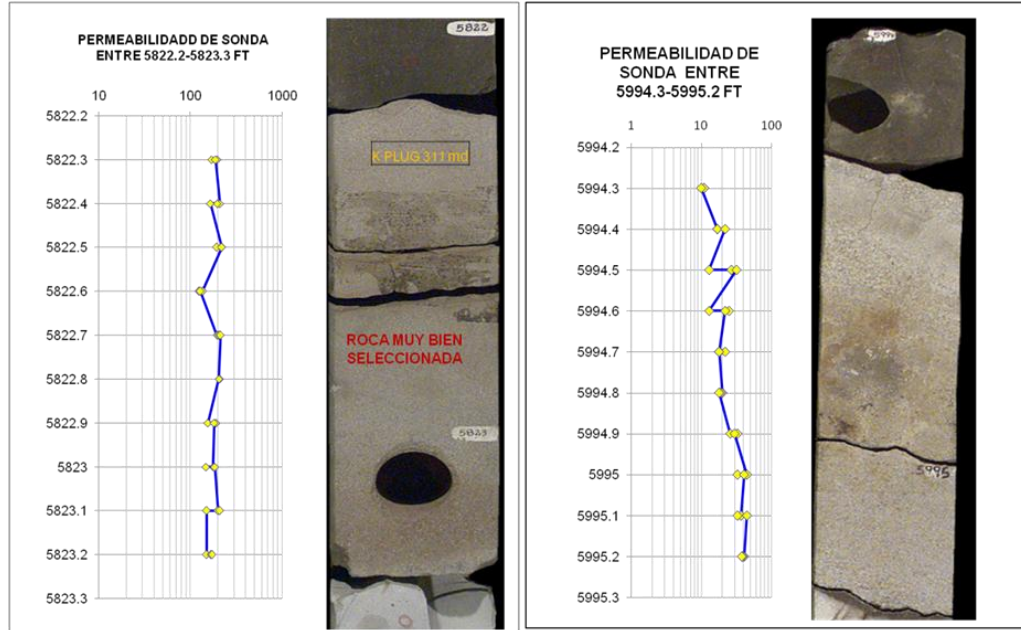
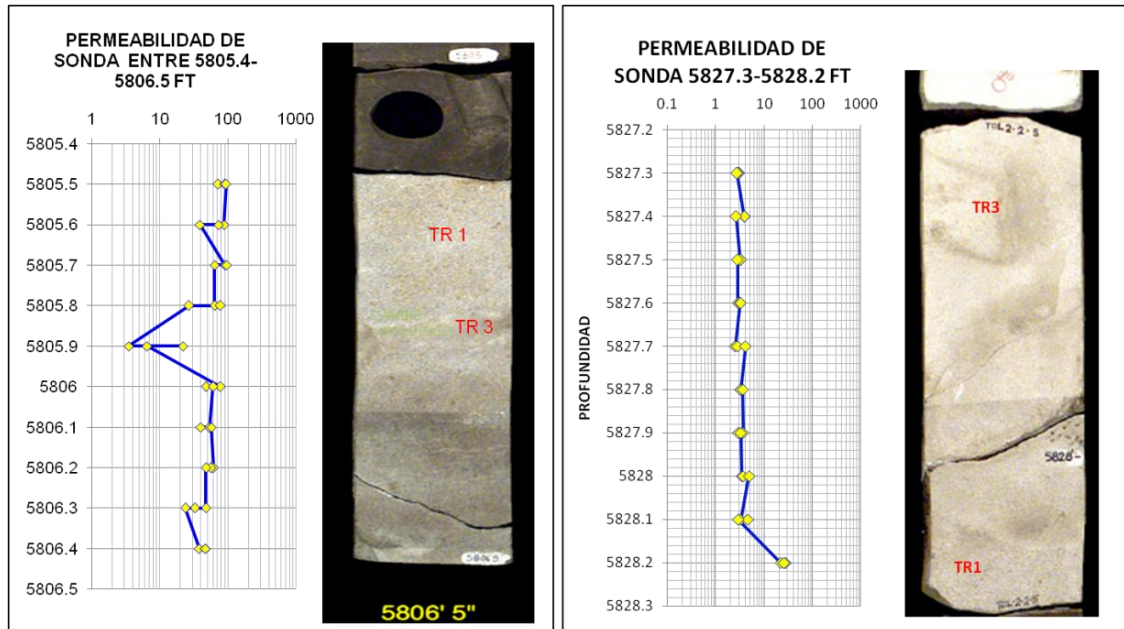
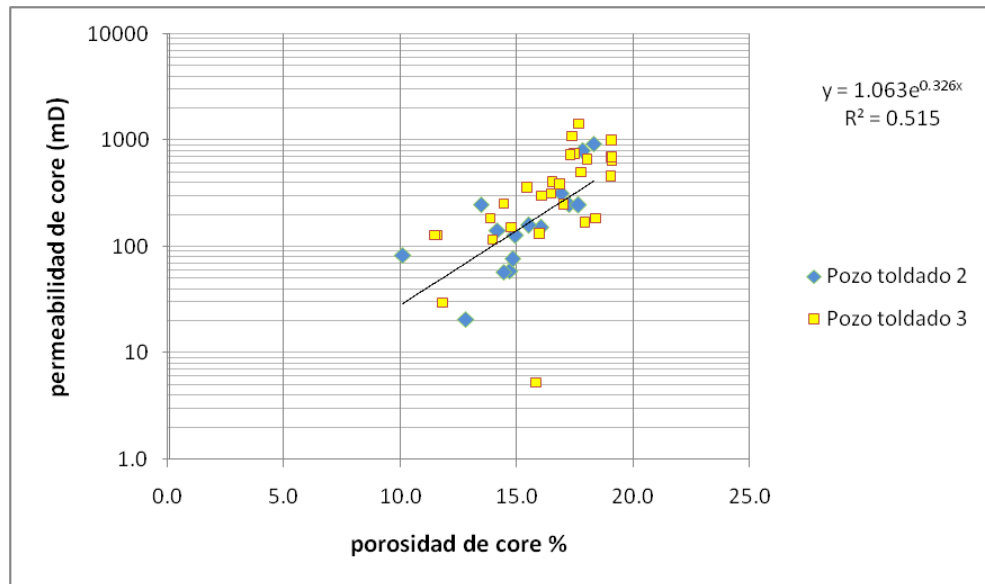


Figura 76. Permeabilidad de sonda de muestras lavadas tipo de roca 1 con parches de TR3 (derecha) y tipo de roca 3



Después de analizar las diferentes fuentes de información, se realizaron las correlaciones típicas porosidad Vs. permeabilidad, donde se puede observar que no existe un buen grado de correlación ($R^2=0.5$), debido a la heterogeneidad del yacimiento. La mejor tendencia encontrada para los pozos Toldado 2 y 3 se muestra en la Figura 77.

Figura 77. Permeabilidad de sonda de muestras lavadas tipo de roca 1 con parches de TR3 (derecha) y tipo de roca 3



Dada la disponibilidad de información de permeabilidad de sonda a lo largo de todos los intervalos corazonados, se contaba con un cubrimiento de permeabilidad en la totalidad de los tipos de roca, esta gran densidad de datos fue correlacionada con registros, tales como GR, litotipos, Porosidad ajustada a core e índice de resistividad, por medio del entrenamiento de una red neuronal en el pozo Toldado 3, donde se utilizaron 109 datos de permeabilidad de sonda de las 17 muestras.

La red fue corrida en el pozo Toldado 2 comprobando la buena correlación que se obtuvo de esta red. La Figura 78 muestra el ajuste entre la permeabilidad de sonda (Core_K90) y la generada por la red neuronal (K_RED_IR6TR).

Al observar el comportamiento de la permeabilidad de redes a partir de datos de sonda se observa que el rango de permeabilidad está entre 10 y 300 mD, mientras que en plugs va entre 20 y 900mD. La permeabilidad de sonda sin embargo, es considerada como una evaluación cualitativa de calidad y heterogeneidad del yacimiento y los datos de plug son datos reales de la calidad de la roca puntuales y a condiciones de yacimiento, por esta razón se decidió llevar la permeabilidad obtenida a partir de la red a los datos de plug mediante las correlaciones que se muestran en la Figura 79. (Toldado-2 izquierda, Toldado-3 derecha).

Figura 78. Permeabilidad de redes vs permeabilidad de sonda en core pozo toldado 3 (izquierda) y pozo toldado 2 (derecha).

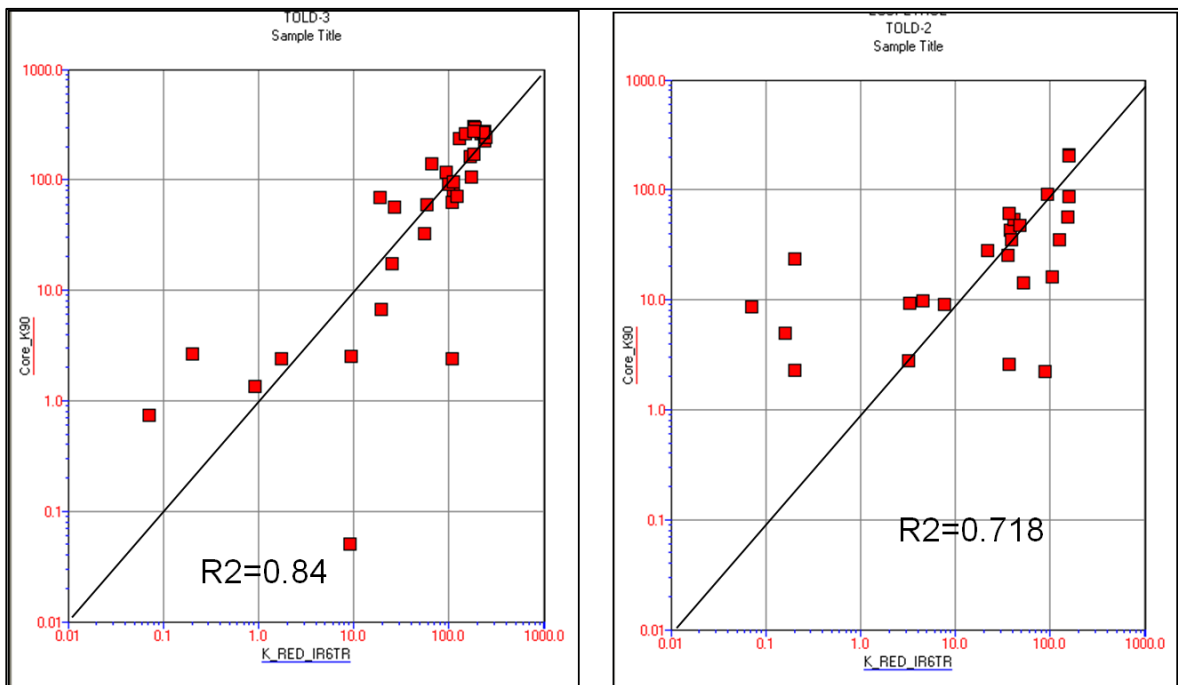
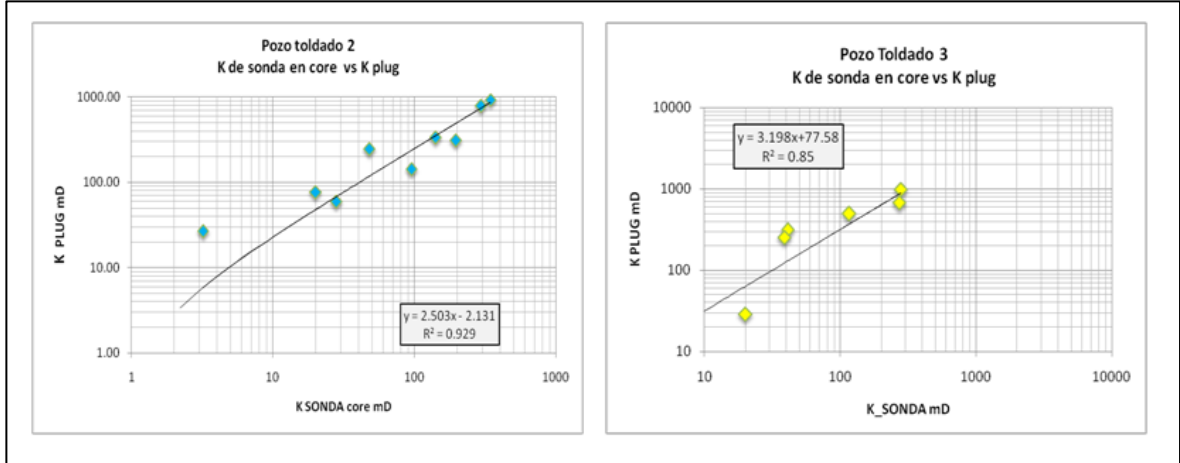


Figura 79. Correlación entre la permeabilidad de sonda y la permeabilidad obtenida con redes.



4.4.6.2 Permeabilidad de Fractura

Esta es una de las propiedades con mayor incertidumbre en el modelamiento petrofísico de un yacimiento convencional, sin embargo, para este se cuenta con valores medidos sobre la roca, los cuales permiten determinar con mayor exactitud la tendencia y comportamiento cualitativo de esta variable a través del yacimiento. Para yacimientos naturalmente fracturados, es aún más complejo debido a que los datos medidos sobre roca son muy complicados de obtener, por la manipulación de las muestras y porque la determinación de esta propiedad debe hacerse con muestras “full diámetro”, proceso que no fue implementado para el campo.

Modelos de permeabilidad de fractura han sido propuestos por diferentes autores como función de relaciones de espesor y longitud de fracturas¹⁵ (medidos sobre core ó registros de imágenes) y a partir de un análisis especial de pruebas de presión. Sin embargo, en el primer caso, no tenemos medidas de apertura

¹⁵ Naturally Fractured Reservoirs, Dr. Aguilera R. PennWellBooks.1980

representativas del yacimiento (Compresibilidad por esfuerzos in-situ) generando valores extremadamente altos de permeabilidad; en cuanto al análisis de pruebas de presión no estaría dentro del alcance del proyecto; no obstante, los resultados obtenidos de permeabilidad fueron una herramienta que permitió correlacionar los resultados obtenidos en la permeabilidad de fractura.

El trabajo que se realizó con permeabilidad de sonda para muestras lavadas, generó la idea de probar medir la permeabilidad de las fracturas sobre los corazones con esta herramienta para así obtener una tendencia de la permeabilidad en este sistema. Las mediciones de permeabilidad se realizaron teniendo en cuenta algunos criterios para su extrapolación y para determinar una permeabilidad representativa del medio que fuese correlacionable ó comprobable con las medidas de permeabilidad obtenidas a partir del análisis de pruebas de presión; entre los parámetros tenidos en cuenta están:

- Seleccionar los datos de muestras con espesores que coincidan o estén cerca de la resolución vertical de las herramientas de resistividad (LLD-LLS =1ft), con el fin de evitar que la lectura del registro se vea afectada por el efecto de permeabilidad de matriz de los litotipos 1 y 2. El espesor de capa del litotipo 3 sobre corazones no presentó espesores mayores a 1ft, sin embargo, a pesar que las muestras fracturadas que cumplan esta condición son pocas, cada intervalo seleccionado tiene hasta 10 datos de permeabilidad de fractura garantizando la representatividad de la permeabilidad para un espesor dado.
- Las fracturas corten la cara del pozo, para asegurar la aplicabilidad del indicador de resistividad como herramienta para extrapolar la permeabilidad a pozos no corazonados. Las muestras de tipo de roca 3 seleccionadas para la correlación de permeabilidad de fractura se presentan en la Figura 80.

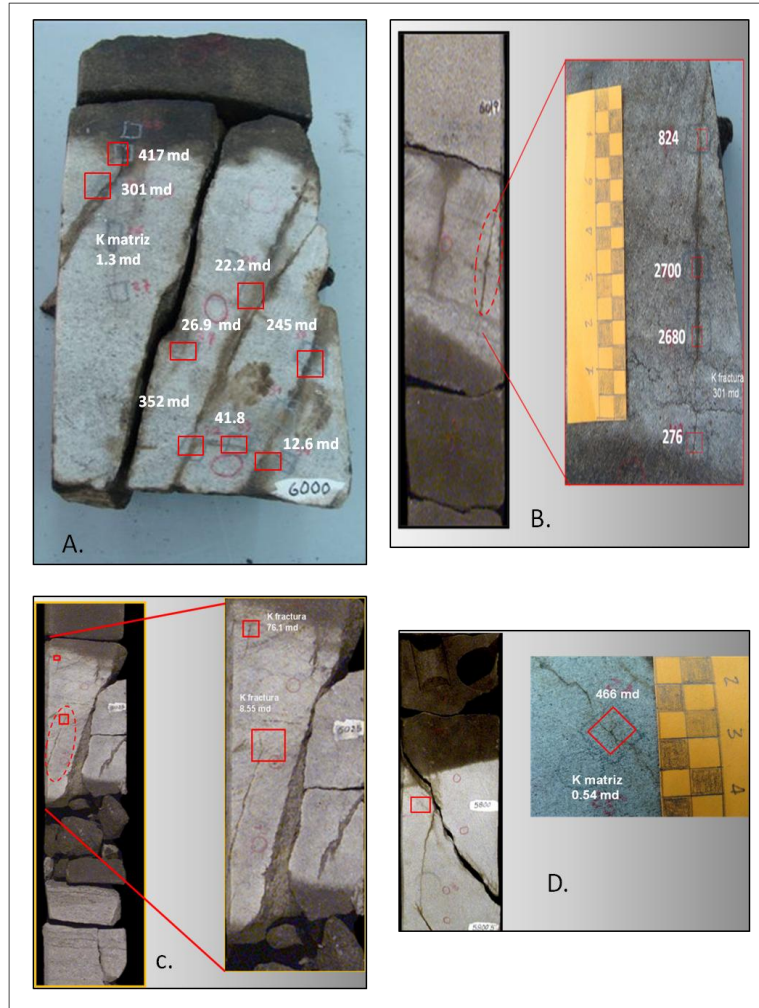
- Hacer mediciones entre los límites de capa, límites de capa y presencia de fracturas, a través de la fractura, fractura matriz y solo matriz, con el fin de representar la heterogeneidad de esta propiedad en el medio, y corroborarla con las pruebas de presión las cuales dan un promedio de la permeabilidad promedio de un medio.

Basado en los datos de permeabilidad de sonda, buscamos la mejor correlación con los diferentes registros y propiedades calculadas para extrapolar la permeabilidad en función de alguna de estas variables. Después de varios intentos, el índice de resistividad *IRK*, presentó la mejor correlación. La Figura 81 se muestra la relación entre permeabilidad de fractura y el índice de resistividad (*IRK*) y en la Tabla 5 se encuentran los valores seleccionados para la correlación donde se referencian los puntos y el intervalo en profundidad de donde provienen los datos. La buena correlación que se presentó empleando este índice, se debe a que el aporte por matriz es nulo en los litotipos 3 y 6 y por ende la única fuente de generación de permeabilidad y por ende de invasión en la roca se deba únicamente a las fracturas.

Tabla 5. Valores de permeabilidad de fractura seleccionados para la correlación

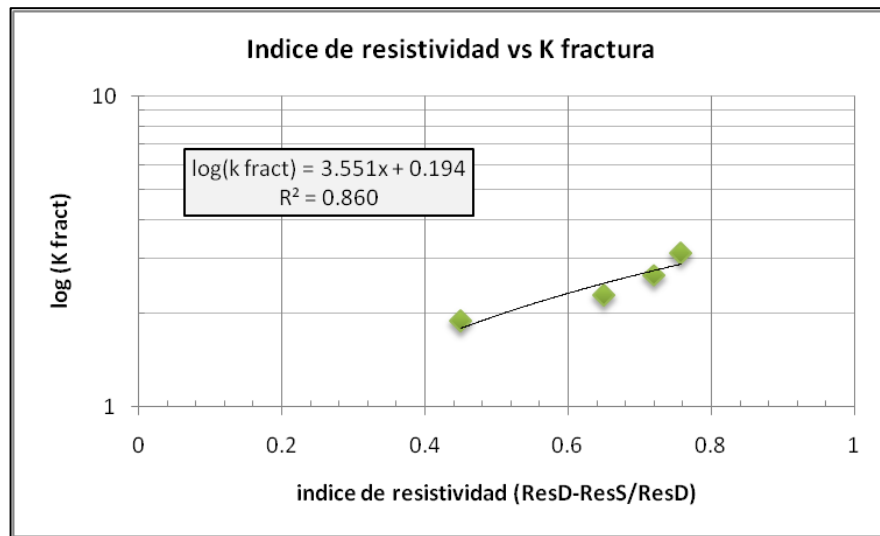
Profundidad de core (ft)	Identificador	IRk	k fract prom	log K fract
6019.2 -6019.42	tol 3 (35-42)	0.7578	1290	3.11058971
5800-5800.5	tol2 (24)	0.72	456	2.65896484
6024.8	tol 3 (43)	0.45	76.1	1.88138466
5999.6-6000	tol 3 (24-34)	0.65	192	2.28330123

Figura 80. Fotografía intervalos de tipo de roca 3 seleccionados para correlacionar con registros



A. 5999.6-6000ft B. 6019.2-6042 ft C. 6024.8-6025.3 ft D. 5800-5800.5 ft

Figura 81. Relación de índice de resistividad vs permeabilidad de fractura



4.4.7 Saturación de Agua

Para un sistema matriz - fractura, la saturación de agua puede determinarse como una función de la saturación de agua en las fracturas y en la matriz, según Hilchie y Pirson en 1961, esta saturación puede determinarse a partir de la Ec. 12

$$S_{w_{total}} = vS_{w_{fractura}} + (1-v)S_{w_{matriz}} \quad \text{Ec. 12}$$

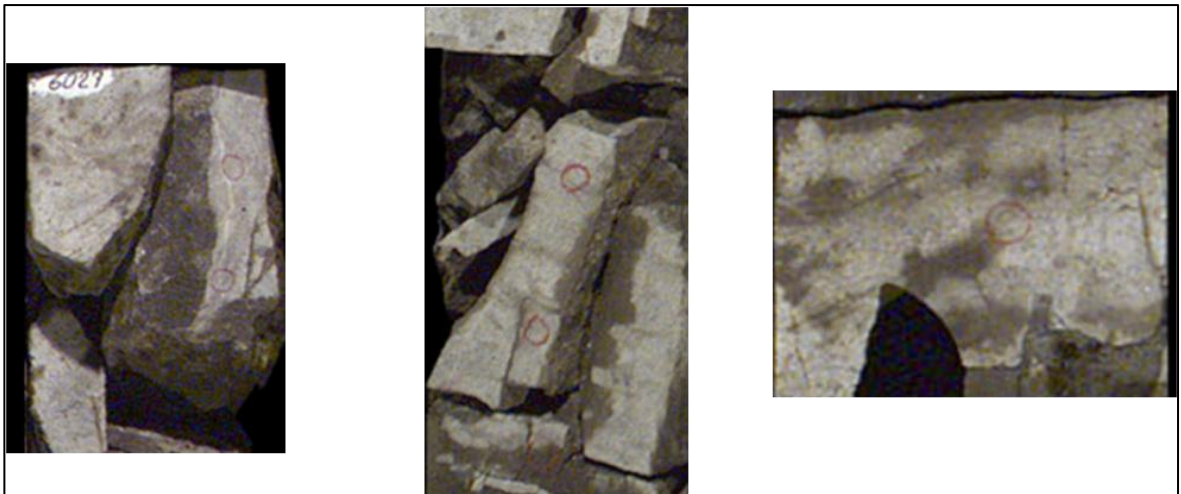
Donde v , es el coeficiente de partición.

La importancia en la definición de la saturación de agua en las fracturas (S_{w_f}) se debe a que las altas ratas de crudo que se presentan al inicio de la producción de un yacimiento fracturado se asocian principalmente al hidrocarburo almacenado en las fracturas. Basados en la relación agua / petróleo inicial del campo y en las viscosidades del crudo y el agua de formación, es posible determinar la S_{w_f} a partir de la Ecuación 13.

$$S_{wf} = \frac{\mu_w * WOR}{Bo * \mu_o + \mu_w * WOR} \text{ Ec. 13}$$

Este fue el modelo de saturación de agua aplicado para los litotipos 3 y 6, dadas las evidencias de hidrocarburos que se observaron sobre los corazones (Figura 82), las saturaciones obtenidas hacen honor a estas evidencias y a las altas producciones de crudo que se obtiene en los pozos. La relación agua petróleo para los pozos del campo se representa de manera general estuvo entre 0.43 y 1.2 para los mejores pozos; y entre 30 y 44 para los pozos Toldado-7 y 11, los cuales son los mayores productores de agua. Cabe anotar que no fue posible determinar un WOR para cada una de las formaciones, por lo cual solo hay un valor de WOR por pozo.

Figura 82. Evidencia de Hidrocarburos en las fracturas. Litotipo 3



Para un sistema matriz/fractura, la saturación en la matriz (S_{wm}), puede determinarse como una función de la saturación de agua en las fracturas, del coeficiente de partición y de la saturación promedio del sistema matriz-fractura (Ec.13). Ésta última saturación, puede determinarse a partir de gráficos “Pickett plot” ó a partir del modelo de Archie, teniendo en cuenta la adecuada

determinación del exponente de cementación y la porosidad total del sistema. Para el campo en estudio, se determinó que la saturación determinada para los litotipos 1 y 2 estaba asociada principalmente a la matriz, es decir, $S_{wT}=S_{wm}$, dado que el coeficiente de partición para estos litotipos fue del orden de 0.08-0.12.

4.5 Propuesta Metodológica para Caracterizar Yacimientos Naturalmente Fracturados

Basado en todo el desarrollo anterior, el cual se enfoca principalmente en la caracterización de la roca, su calidad como reservorio, heterogeneidad y sus evidencias de fracturamiento y acumulación de hidrocarburos, se presenta una metodología que recopila diversas técnicas y métodos para determinar e identificar propiedades en un sistema gobernado netamente por matriz, por fractura ó una combinación de las dos empleando registros de pozo, siempre ajustado a las evidencias mostradas por la roca.

A partir de la diferenciación de litotipos y su caracterización como un sistema fracturado o no, permite realizar y tener mayor control sobre la respuesta de los registros de pozo y sobre la forma de abordar la determinación de propiedades petrofísicas del sistema.

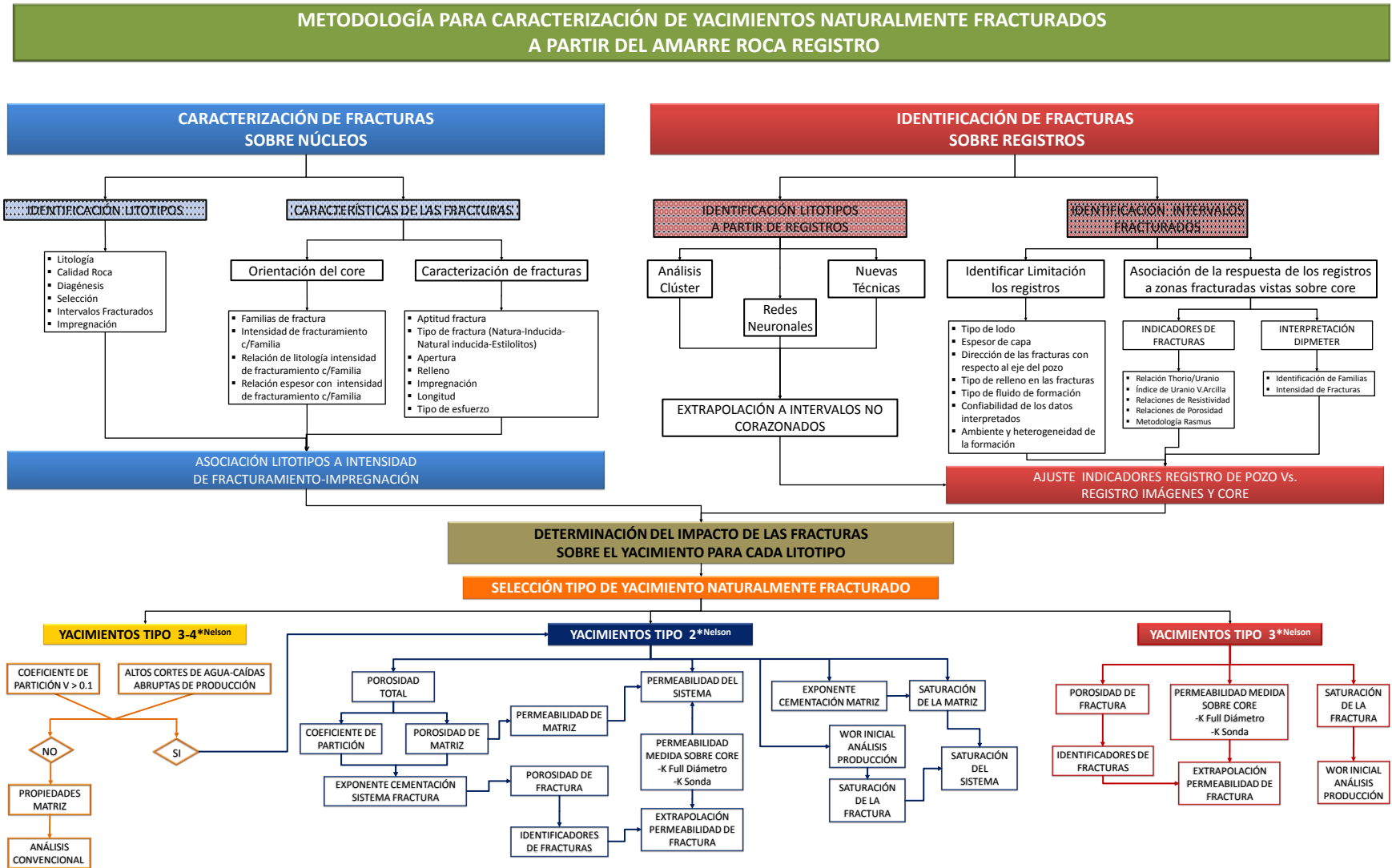
Este enfoque, permite identificar cuando un registro está realmente afectado ó influenciado por la presencia de fracturas evitando interpretar zonas fracturadas cuando un comportamiento se deba a factores intrínsecos de su principio físico y/o a las condiciones operacionales de su adquisición. Pensando en esto, el capítulo 3, evidencia aquellos factores que pueden causar respuestas anómalas y que puedan ser confundidas con presencia de fracturas.

Métodos y técnicas fueron presentados para la identificación de zonas fracturadas a partir de la combinación de registros de pozo, (Capítulo 3); cada una de estas restringidas a las condiciones geológicas del área donde quieran ser aplicadas. Por esto, el conocimiento de la geología (Estratigrafía-Sedimentología), estructura, eventos regionales que determinen la orientación los esfuerzos principales del campo y el comportamiento de la producción y los cortes de agua, son herramientas que validan y permiten seleccionar adecuadamente los métodos a emplear. Para cada una de estas técnicas, se menciona oportunamente las limitaciones y desventajas de su aplicación.

Finalmente, habiendo identificado cuales registros y cuáles no favorecen la identificación de litotipos; a demás de haber seleccionado el modelo a aplicar para cada litotipo de acuerdo a la influencia de las fracturas en su estructura se determinaron propiedades de matriz y fractura para cada litotipo empleando las metodologías mas empleadas en la industria y las más aplicables al campo Toldado.

En la Figura 83. Se presenta la recopilación de la metodología a seguir, haciendo mención de los temas y pasos más relevantes aplicados para la caracterización del Yacimiento Naturalmente Fracturado del Campo Toldado a partir de los registros de pozo y su amarre con la roca.

Figura 83. Metodología para caracterización de YNF a partir del amarre roca-registro



5. CONCLUSIONES

Este estudio logro proponer una metodología para caracterización de YNF a partir de registros de pozo basado en las evidencias observadas sobre los corazones; determinando el efecto que un tipo de roca puede o no presentar al fracturamiento y al incremento en la capacidad de flujo del yacimiento, para basados en esto caracterizar la respuesta de los registros y determinar e identificar propiedades y presencia de fracturas en intervalos no corazonados.

La evaluación de los registro en zonas fracturadas no dependerá de la orientación regional de las fracturas sino de la orientación de estas con respecto al eje del pozo. Esto se debe a que de esta forma es como los diferentes dispositivos de registro leen las fracturas. Después de tenerlas identificadas se debe extrapolar con respecto a la dirección de la estructura y esfuerzos principales del campo. Conocer la dirección de las fracturas permitirá seleccionar un set de registros adecuado para la identificación de las fracturas de acuerdo a como estas se encuentran al registrarse el pozo.

De acuerdo al ambiente de depositación de las formaciones, algunos indicadores de fracturas son más efectivos que otros. El índice de Uranio, es una de esas técnicas de gran efectividad, pero tiene mayor utilidad en ambientes tranquilos y con alta circulación de aguas.

Hoy en día, la permeabilidad de fractura sigue siendo una de las propiedades con mayor incertidumbre en el modelamiento petrofísico; el trabajo realizado con permeabilidad de sonda y su extrapolación a partir de los indicadores de fracturas, fue una herramienta que permitió encontrar tendencias y valores correlacionables con la permeabilidad de fractura obtenida a partir de pruebas de presión.

La definición adecuada de litotipos sobre corazones y su extrapolación a pozos e intervalos no corazonados, fue clave para la definición de propiedades y para abordar el modelamiento del campo como un sistema “single porosity” pero representando propiedades tanto de matriz como de fractura.

Muchos de los registros evaluados para la identificación de fracturas en este campo, no se ven afectados por el fracturamiento de la roca, esto se debe principalmente a que la resolución vertical de las herramientas corridas en el campo son demasiado grandes con respecto al espesor promedio que presenta el litotipo 3 en las formaciones Caballos Superior e Inferior B y A, el cual es el que evidencia el mayor fracturamiento en el campo.

Los indicadores obtenidos a partir de las curvas de resistividad, presentaron un buen ajuste en la identificación de fracturas, esto fue validado con los datos obtenidos en la descripción sobre núcleos.

El análisis de las fracturas sobre corazones, permite determinar el efecto que las fracturas tienen sobre la producción del campo, características como impregnación, intensidad de fracturamiento, composición y espesor; fueron claves para determinar la presencia y efecto de las fracturas con respecto a su contenido calcáreo y a su espesor de capa. La importancia de las relaciones encontradas, permitió generar recomendaciones como selectividad de los cañoneos y zonas prospectivas a la hora de perforar nuevos pozos.

Las herramientas de resistividad fueron los principales registros para la identificación de fracturas, esto se debe a que las propiedades de matriz de los litotipos que presentaron fracturamiento eran despreciables. Sin embargo, los indicadores de fracturas que se empleen en la caracterización del yacimiento deben validarse con las observaciones que se hagan sobre corazones ó sobre registros de imágenes.

La determinación de propiedades petrofísicas de matriz y de fractura de acuerdo al efecto de cada una frente a la producción y la discretización de litotipos permite modelar el yacimiento como un “single porosity” pero representando propiedades y efectos tanto de matriz como de fractura para facilitar el modelamiento geoestadístico y posterior simulación del yacimiento.

Lograr la diferenciación y caracterización de estos litotipos mostró el efecto que pueden tener los intervalos fracturados en la conectividad entre reservorios y en la producción de agua en el yacimiento. Con este conocimiento fue posible definir estrategias a corto plazo para el desarrollo del Campo, como el aislamiento ó selectividad en los re-cañoneos para mejorar el petróleo producido y reducir el corte de agua.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CRAIN, E.R. Crain's Petrophysical Handbook. Spectrum Mindware Ltd. 2000

DR. AGUILERA, Roberto. Naturally Fractured Reservoirs, PennWellBooks.1980

DR. AGUILERA, Roberto. Analysis of Naturally Fractured Reservoirs From Sonic and Resistivity Logs. SPE-AIME. SPE4398.1974

DR. AGUILERA, Roberto. Analysis of Naturally Fractured Reservoirs From Conventional Well Logs. Journal of Petroleum Technology.

Dr. AGUILERA, Roberto. Natural Fractured Reservoir, PennWell Books, Segunda Edición, 1995.

GOMEZ, Orlando. The F- ϕ -m A New Approach for Detecting Natural Fractures in Complex Reservoir Rocks by Well Log Analysis. SPWLA 1978.

HEFLIN, J.D., Dresser atlas. Log evaluation in the California Miocene Formations. SPE 6160-MS. October 1976

HELFIN, J.D., Dresser Industries. Fracture detection in West Coast Reservoirs using Well Logs. SPE7976

DOLL, H.G. The S.P. log theoretical analysis and principles of Interpretation. February 1948

OHEN, Henry. A systematic and detailed Approach to Fractured Reservoir Petrophysical Modeling for Reservoir Simulation. Core Laboratories Company.

KHALI, M.M., et al. Petrophysical Approach to Description of a Producing Fractured, Basement Reservoir. SPE 21444. 1991.

MOHEBBI, A.R.. Using Conventional Logs for Fractured Detection and Characterization in One of Iranian Field. IPTC 11186.2007.

NELSON, R. Geological analysis of Naturally Fractured Reservoirs, 2001

PIRSON, S.J. Log Interpretation in Rocks with multiple Porosity types-Water or Oil Wet. Word oil. 1975.

PLUMB, R.A. Application of Borehole Images to Geological Modeling of an Eolian Reservoir". SPE 15487.1986

RASMUS, Schulmberger. Determining the type of fluid contained in the fractures of the twin creek limestone by using the dual laterolog. 1982

SCHLUMBERGER. Advance Interpretation of Wireline Logs. 1986

TAREK, Ibrahim. Application of conventional well logs to characterize naturally fractured reservoirs with their hydraulic (flow) units; a novel approach. SPE 40038. 1998.

VAN Golf. Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. ELSEVIER 1982.

NARR, Wayne, et al. Naturally Fractured Reservoir Characterization. SPE 2006.

WYLLIE, Gardner. An Experimental Investigation of Factors Affecting Elastic Wave Velocities in Porous Media". Geophysics 1958.

CORELAB, Estudio de Permeabilidad de Perfil, reporte Final pozo Toldado-2. Enero 1999.

CORELAB, Estudio de Permeabilidad de Perfil, reporte Final pozo Toldado-3. Enero 1999.

ICP, Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios. Reporte Final Petrofísicos Básicos Toldado-2 y Toldado-3. Junio 2002

ICP, Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios. Estudio de permeabilidades relativas muestras de los pozos Toldado 2 y 3-Campo Toldado. Marzo 2005