



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Efecto del Espaciamiento y Longitud de Fracturas Sobre la Permeabilidad de un Yacimiento Naturalmente Fracturado: Caso Piedemonte Llanero Colombiano

Zorel Gutiérrez Granados

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía
Medellín, Colombia
2016

Efecto del Espaciamiento y Longitud de Fracturas Sobre la Permeabilidad de un Yacimiento Naturalmente Fracturado: Caso Piedemonte Llanero Colombiano

Zorel Gutiérrez Granados

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título
de:

Magister en Ingeniería de Petróleos

Director:

Ph.D. Sergio Lopera

Codirector:

Ph.D. José María Jaramillo

Línea de Investigación:

Modelamiento Estático

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía

Medellín, Colombia

2016

A Mabel mi valiente compañera de vida y a mis tres hermosos hijos Analú, Daniel y Matías

Hay cosas que no logramos ver por su inmensidad, otras por su pequeñez, son esos extremos de la fractalidad en los que se azuzan las más intrincadas artes del universo.

Zorel Gutiérrez

Agradecimientos

Es mi deseo agradecer a Equión Energía Limited por todo el apoyo recibido en la consecución de esta meta, así como a Ecopetrol y Repsol por permitirte usar información de los campos operados. Al gerente de Subsuelo de Equion Luis Soto por compartir su conocimiento y brindar asesoría en modelamiento y geoestadística. Así mismo expreso mi gratitud con la Universidad Nacional de Colombia que por segunda vez me acoge y se encarga de mi formación académica, en especial a los profesores Sergio Lopera, José María Jaramillo, Gildardo Osorio y Juan Manuel Mejía por su apoyo y conocimientos brindados.

Agradezco profundamente a los Geólogos Roberto Linares, Laura Rincón y Fernando Osorio por el aporte técnico y soporte en la construcción del modelo estático de piedemonte.

Quiero decir gracias a Alonso Ocampo quien me animó a asumir este reto, a Alejandro Restrepo, así como a Víctor Castro por todo su apoyo, a Carlos Herrera, Julián Clavijo y Cesar López por sus enseñanzas y soporte constante en los temas de ingeniería, simulación y geomecánica, a los otros amigos y compañeros con quienes también encaramos el reto de regresar a la academia, Harold Cifuentes, Magda Arenas, Oscar Almeyda y Diego Ramírez.

Resumen

Los Campos Pauto y Floreña ubicados en el Piedemonte Llanero Colombiano, son considerados naturalmente fracturados con producción en las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe, con pobres propiedades petrofísicas de matriz muestran porosidades cercanas al 3,5% y permeabilidades de 0,7 md, las cuales son mejoradas por las fracturas naturales. Se ha construido un modelo estático de todo el campo en *software* Petrel ® 2014, este estudio está enfocado solamente en la escama estructural Miche. Existen 3 dominios estructurales principales en un arreglo de *forethrust* a niveles de yacimiento, El anticlinal de Floreña es el más superior con 16 Km de largo en dirección NE, bajo él se encuentra el Complejo Pauto, compuesto de hasta 4 escamas apiladas, la escama superior Miche es la más prolífica y fracturada. Un tercer dominio estructural yace bajo éste, compuesto por las formaciones Barco y Guadalupe, el más profundo yacimiento con hidrocarburos es Volcanera relacionado a estructuración del *Foreland*.

La permeabilidad es la propiedad más sensible a la presencia de fracturas naturales y una de las de mayor impacto en la simulación de fluidos composicionales, por ello se ha desarrollado una metodología de ajuste isotrópico de permeabilidad, pero además en este estudio se presenta el piloto de una nueva metodología de ajuste anisotrópico basado en la construcción de un modelo discreto de fracturas DFN que involucra interpretación Geomecánica de fracturas abiertas, fotos aéreas, mediciones de campo, núcleos y secciones delgadas, mostrando un mejor ajuste frente al isotrópico; de manera paralela se presentan sensibilidades a la permeabilidad, estableciendo el impacto del espaciamiento y longitud de fractura a una apertura fija; en el que se encontró que el parámetro longitud es de bajo impacto mientras que el espaciamiento que mejor ajusta a los campos de piedemonte es de cerca de 4 pies entre fracturas.

Palabras Clave: Piedemonte, Modelo Estático, Fracturas Naturales, Permeabilidad, Ajuste Anisotrópico, Espaciamiento y Longitud de fractura

Abstract

Pauto Complex and Florena fields located in the foothills of the Colombian Eastern Cordillera, are considered naturally fractured reservoirs with production coming from Mirador, Barco, Los Cuervos and Guadalupe formations. These formations are tight in matrix properties with average porosity of 3,5 % and permeability of 0,7 md enhanced by the natural fractures. A full static model in software Petrel ® 2014 for the field has been constructed, however this study is been focused on Miche structural Sheet.

The structural trend of interest encloses 3 structural domains in a forethrust setting. The upper one, Floreña structure is an anticline with 16 km length. The Pauto Complex has 30 km length and is composed by at least 4 structural sheets in a duplex arrangement, being Miche the most prolific one. The third structural domain below involves Barco and Guadalupe formations. There is a deeper structure named Volcanera with lean gas, related with a less deformed foreland area.

Permeability is the most sensitive property at fracture presence and the one with greatest impact in the simulation of the gas condensate and compositional fluids, that's why an isotropic methodology of permeability adjustment have been developed, but also an innovative anisotropic methodology is presented in this study based on the DFN (discrete fracture network) model construction involving geomechanical interpretation of the open fractures, aerial photos, fractures surface measurements, cores and thin sections showing a better match against the isotropic one. In parallel way have been performed sensitivities of permeability adjustment to find the impact and best fit of spacing and length of fracture at a given aperture; finding that length is a parameter of low impact and that the best fit spacing for Piedemonte fields is 4 feet between fractures.

Keywords: Foothills, Static Modeling, Natural Fractures, Permeability, Anisotropic adjustment, Fracture´s Spacing and Length.

Contenido

	Pag
Resumen	IX
Lista de figuras.....	XIII
Lista de tablas	XVI
Lista de Símbolos y abreviaturas.....	XVII
Introducción	18
1. ANTECEDENTES.....	23
1.1 Localización	23
1.2 Estado del arte	24
2. GEOLOGÍA HISTÓRICA DE CUENCA	28
2.1 Tectónica y geología del petróleo.....	30
2.1.1 Estado actual de esfuerzos y velocidades GPS.....	35
3. GEOLOGÍA DEL PIEDEMONTTE LLANERO	37
3.1 Geología estructural.....	37
3.2 Fracturas naturales	40
3.2.1 Mecanismos de fractura en piedemonte	41
3.2.2 Fractalidad de las fracturas naturales	43
3.2.3 Reactivación de fracturas naturales y falla.....	46
3.2.4 Clasificación de fracturas naturales en el piedemonte	48
3.2.5 Medición en campo de fracturas en la Formación Mirador, anticlinal de Monterralo localidad del Morro-Casanare.....	50
3.3 Estratigrafía.....	51
3.4 Petrofísica	56
3.5 Afectación geomecánica y geoquímica a propiedades petrofísicas	58
4. MODELAMIENTO ESTÁTICO	60
4.1 Modelo Fino	61
4.2 Poblamiento geoestadístico de propiedades	63
4.2.1 Modelo de Facies	63
4.2.2 Modelo de Porosidad.....	66
4.2.3 Modelo de Permeabilidad	67
4.2.4 Modelo de NTG (net to gross).....	68
4.3 Modelo Grueso.....	68
4.3.1 Escalado de Propiedades	69

XII Efecto del Espaciamiento y Longitud de Fracturas Sobre la Permeabilidad de un Yacimiento Naturalmente Fracturado: Caso Piedemonte Llanero Colombiano

4.4	Modelo de fracturas DFN (<i>Discrete Fracture Network</i>).....	70
4.4.1	Parámetros de Fractura – Conceptos espaciales	71
4.4.1.1	Intensidad y densidad de Fractura	71
4.4.1.2	Longitud de Fractura - IFM	72
4.4.1.3	Apertura de Fractura	72
4.4.1.4	Espaciamiento de Fractura.....	73
4.4.2	Construcción del modelo estocástico de fracturas naturales	73
4.4.3	Propiedades de Fractura	74
4.4.3.1	Porosidad de Fractura.....	75
4.4.3.2	Permeabilidad de Fractura y método Oda	76
4.4.3.3	Factor Sigma (σ).....	78
5.	AJUSTE DE PERMEABILIDAD	79
5.1	Ajuste isotrópico de permeabilidad	79
5.2	Ajuste anisotrópico de permeabilidad.....	83
5.2.1	Porosidad de fractura escama Miche	85
5.3	Comportamiento de permeabilidades de matriz y fractura según ubicación estructural flanco - cresta	86
5.4	Comparación en el simulador de los modelos isotrópico y anisotrópico de permeabilidad para la escama Miche	88
5.4.1	Efecto de Banco de Condensados	89
5.4.2	Conectividad del acuífero con el reservorio	89
5.4.3	Forma del frente de desplazamiento de agua.....	89
6.	EFEECTO DEL ESPACIAMIENTO Y LONGITUD DE FRACTURA.....	91
6.1	Sensibilidades a espaciamento de Fractura	92
6.2	Sensibilidades a longitud de fractura.....	95
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	98
7.1	Conclusiones	98
7.2	Recomendaciones	100
	Bibliografía	102

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1. Localización general del Complejo Pauto y Campo Floreña.....	23
Figura 2-1. Corte Regional Norte de Los Andes – Interacción de placas (tomado de Bayona et.al. 2013)	28
Figura 2-2. Esquema general del mecanismo de la cuenca de Foreland desarrollada durante el Cenozoico para el sistema CO – Llanos, siendo más claro a partir del Oligoceno, cuando se intensifica el levantamiento y deformación, modificado de Lash 2010.	29
Figura 2-3. Mapas Paleogeográficos para 4 diferentes tiempos desde el Maastrichtiano al Eoceno temprano, con la ubicación aproximada del área de interés en el presente estudio, modificado de Bayona et al. 2013	30
Figura 2-4. Sección Estructural tipo de Piedemonte con 7 provincias: 1. Foreland, 2. Complejo Pauto, 3. Floreña, 4. Nunchia, 5. El Morro, 6. Monterralo y 7. Guaicaramo	32
Figura 2-5. Restauración cinemática en una sección al sur de Yopal desde el Eoceno Medio hasta hoy. Tomado de Jiménez et al. 2013.....	34
Figura 3-1. Sección sísmica Inline de buzamiento del sector norte del Complejo Pauto destacando la escama Miche en un sector de lato apilamiento, para el cual se realizó un balanceo de volumen de roca, también se destaca la variación de espesores de W a E.38	38
Figura 3-2. Mapa estructural de la escama Miche al tope de la Formación Mirador	40
Figura 3-3. Fracturas vs esfuerzos generados en piedemonte y posición estructural	42
Figura 3-4. Ubicación de nudos micro-sísmicos relacionas con sectores de inyección y producción pero que nos da una idea de la dirección de las fracturas.....	43
Figura 3-5. Foto aérea interpretada de fracturas sobre anticlinal de Monterralo y a la derecha extracción de atributo antracking en ambos casos hay familias de fractura detectadas también en los pozos	44
Figura 3-6. Ejemplo de registro de Imagen UBI en la Formación Mirador en un pozo de Piedemonte, la mayoría de las fractura interpretadas son de la familia 0-180.	45
Figura 3-7. Escala meso de fracturas estudiadas en afloramientos y núcleos de roca ...	45
Figura 3-8. Escala micro de fracturas en secciones delgadas y tapón de núcleo.	46
Figura 3-9. Criterio de falla de mohr coulomb en un pozo de piedemonte, puntos rojos representan fracturas en estado crítico de esfuerzo.	47
Figura 3-10. En teoría una falla de desgarre (tear fault) buzando 70° al norte podría ser conductiva bajo el actual campo de esfuerzos en piedemonte.	48

Figura 3-11. Diagrama de polos de hemisferio inferior de fracturas abiertas en PDM en todos los pozos y las 5 familias establecidas (arriba). Diagramas de polos de fracturas en 12 pozos del Complejo Pauto (abajo)	49
Figura 3-12. Sitios de medición de fracturas en el anticlinal de Monterralo en el Morro y diagramas de rosetas obtenidos con las familias de fractura leídas	51
Figura 3-13. Columna estratigráfica generalizada del Piedemonte Llanero	52
Figura 3-14. Reconstrucción palinspástica de la zona superior de la Formación Mirador	54
Figura 3-15. Formación Mirador, zonas y respuesta de registro GR. Fotografía bajo microscopio de corte de perforación QZ y pirita, fotografía de núcleo pozo PDM.....	55
Figura 3-16. Diagrama de porosidad – permeabilidad de núcleos para PDM (Modificado de Herrera, 2016).....	57
Figura 3-17. Tipos de reservorios de PDM en la Clasificación de Nelson (Herrera, 2016)	57
Figura 3-18. Propiedades por trayectoria de esfuerzos, enterramiento y deformación	58
Figura 3-19. Porcentaje puntual, extremadamente alto de materia orgánica (TAR) en una muestra de un pozo de Pauto y cortes de perforación de Formación Mirador con TAR ..	59
Figura 4-1. Flujo de trabajo y metodología general sobre la construcción del modelo estático, DFN, sensibilidades de parámetros y ajuste de permeabilidad	61
Figura 4-2. Modelo fino total de los campos Floreña y Complejo Pauto (full field model)	62
Figura 4-3. Variograma Vertical calculado para pozos en Complejo Pauto	64
Figura 4-4. Cuadro resumen de parámetros de variograma y análogos de ambientes de depósito utilizados para el establecimiento de rangos horizontales.....	65
Figura 4-5. Modelo fino poblado de facies.....	65
Figura 4-6. Comparación de porcentajes arena/shale en registro, celdas escaladas y modelo poblado.	66
Figura 4-7. Distribución de porosidad de entrada, transformación de datos y poblada....	66
Figura 4-8. Distribución de Permeabilidad entrada, transformada y poblada.....	67
Figura 4-9. Modelos Gruesos – escala de profundidad – tendencia de fracturamiento....	68
Figura 4-10. Modelos de permeabilidad de matriz - escama Miche	70
Figura 4-11. Tres familias modeladas en la escama Miche – Formación Mirador	70
Figura 4-12. Conceptos de intensidad y densidad de fractura (Núcleo de PDM).....	71
Figura 4-13. Iteraciones en una hoja montecarlo para parámetro longitud de fractura	72
Figura 4-14. Iteraciones en una hoja montecarlo para parámetro apertura de fractura ...	73
Figura 4-15. Distribución de probabilidad invertida de curvatura (todas las escamas).....	74
Figura 4-16. Modelos de fracturas DFN para cada familia escama Miche	74
Figura 4-17. Propiedades de fractura obtenidas en la escama Miche permeabilidad con método Oda (I,J y K), porosidad y factor sigma.....	75
Figura 5-1. Esquema comparando un modelo real soportado en fracturas naturales Vs un modelo conceptual cubico de interacción matriz - fracturas naturales (Warren et al. 1963)	79
Figura 5-2. Esquema de diferencias para varios pozos de la escama Miche entre KHM (barras rojas) y KHPBU (perfil azul)	81

Figura 5-3. Construcción de mapas de curvatura y de multiplicadores de permeabilidad con algoritmo fractal.	81
Figura 5-4. Propiedad Kfactor multiplicadora de permeabilidad para la escama Miche ...	82
Figura 5-5. Modelos resultantes de permeabilidades I,J y K ajustados para la escama miche y llevados al simulador.....	82
Figura 5-6. Doble chequeo de KH ajustado en modelo estático Vs PBU	83
Figura 5-7. Modelos anisotrópicos de permeabilidad escama Miche en direcciones I y J	85
Figura 5-8. Propiedad porosidad de fractura - caso bajo espaciamento familia 180	86
Figura 5-9. Comportamiento general de las permeabilidades de fractura y matriz en los campos del Piedemonte Llanero	88
Figura 5-10. GOR en un pozo versus los modelos isotrópico y anisotrópico,	89
Figura 5-11. Producción de agua en un pozo versus los modelos isotrópico y anisotrópico	89
Figura 5-12. Mapa de GOR y desplazamiento de agua desde un pozo inyector.....	90
Figura 6-1. Cuatro casos de espaciamento y comparación de permeabilidades, el caso de espaciamento bajo LS (4 ft) observa el mejor ajuste.....	94
Figura 6-2. Sector anidado de fracturas de cizalla con espaciamento < 1 ft, Pozo Pauto	94
Figura 6-3. Núcleo de Pauto ilustrando diferentes alturas de fractura para la misma familia.....	95
Figura 6-4. Tres casos de longitud y comparación de permeabilidades, todos similares	96
Figura 6-5. 6 casos generales de sensibilidad a espaciamento y longitud de fractura ...	97

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 4-1. Distribución vertical de celdas en los modelos fino y grueso (Layering & Upscaling).....	63
Tabla 4-2. Promedio de permeabilidades de matriz escama Miche.....	67
Tabla 4-3. Promedios de porosidad y NTG en modelos gruesos escalados.....	69
Tabla 5-1. Resumen de cálculos de KH en los pozos de la escama Miche para obtención de radios multiplicadores isotrópicos y anisotrópicos (rojo) para los mapas de ajuste.....	84
Tabla 6-1. Promedios de permeabilidad de fractura caso base.....	91
Tabla 6-2. Promedios de permeabilidad escama Miche de modelos de matriz y ajuste con PBU, valor de referencia de permeabilidad	92
Tabla 6-3. Valores de cuatro casos de espaciamentos utilizados por familia	93
Tabla 6-4. Permeabilidades promedio de fractura 4 casos espaciamento, longitud fija ..	93
Tabla 6-5. Permeabilidades promedio de fractura 3 casos Longitud, Espaciamento fijo.	96

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
A	Área	m^2	$\iint dx dy$
A_{BET}	Área interna del sólido	$\frac{m^2}{g}$	ver DIN ISO 9277
A_g	Área transversal de la fase gaseosa	m^2	Ec. 3.2
A_s	Área transversal de la carga a granel	m^2	Ec. 3.6
a	Coefficiente	1	Tabla 3-1

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
α_{BET}	Factor de superficie	$\frac{m^2}{g}$	$(W_{F,waf})(A_{BET})$
β_i	Grado de formación del componente i	1	$\frac{m_j}{m_{bm} \varphi}$
γ	Wandhaufreiwinkel (Stahlblech)	1	Sección 3.2
ε	Porosidad de la partícula	1	$1 - \frac{\rho_s}{\rho_w}$
η	mittlere Bettneigungswinkel (Stürzen)	1	Figura 3-1

Abreviaturas

Abreviatura	Término
1.LT	Primera ley de la termodinámica
DF	Dimension fundamental
RFF	Racimos de fruta fresca

Introducción

Contexto

El Piedemonte Llanero Colombiano que estratigráficamente corresponde a la Cuenca Llanos, estructuralmente es una provincia con características especiales que se dan en la transición Cordillera Oriental – Llanos, es una de las áreas más prolíficas y aún más prometedoras para la producción de hidrocarburos en Colombia; los campos Complejo Pauto y Floreña se ubican al norte de los campos gigantes de Cusiana y Cupiagua, exhibiendo mayor complejidad cada vez hacia el norte desde el punto de vista estructural y diagenético que se vio influenciado por enterramientos diferenciales y estructuraciones sobreimpuestas que conllevaron a variaciones petrofísicas y a la generación de fracturas naturales; en la clasificación de Nelson (2001) los Campos Complejo Pauto y Floreña corresponderían a tipo II y III lo que significa que la producción y movimiento de fluidos al interior del reservorio están fuertemente dominados por la presencia de dichas fracturas.

El entendimiento de los yacimientos naturalmente fracturados representa un gran reto para la industria, ya que tradicionalmente muestran bajos niveles de recobro, entrada temprana de agua, alta productividad inicial y rápida declinación entre otros, pero a su vez generalmente tienen un alto potencial de reservas y su correcto manejo puede llegar a ser muy rentable a la hora de producirlos, esta premisa ha sido clave en el desarrollo de varios campos fracturados a nivel mundial como lo son recientemente el Suban Gas Field (Hennings et. al, 2012) en Indonesia y el campo La Macueta en Argentina (Girardi et. al, 2002) en los cuales se evidenciaron cambios en la permeabilidad en la vecindad de fallas o zonas fracturadas y su esquema de desarrollo fue replanteo de acuerdo al conocimiento de las discontinuidades.

Este sector del Piedemonte Llanero Colombiano tiene una altísima complejidad estructural con una historia de deformación actuante desde el Oligoceno hasta hoy (Mora, 2013), el área involucra siete dominios estructurales que han experimentado deformación compresional y transpresiva, en el overburden se destacan las estructuras del Morro y Monterralo bajo las cuales yace la estructura de Floreña que involucra desde la Formación Gacheta (unidad de despegue) hasta unidades inferiores de la Formación Carbonera, dentro de ella se cuenta con producción en las Formaciones Mirador, Barco y Guadalupe, exhibe una porción frontal invertida. Bajo lo anterior mediante un arreglo de *forethrust* yace el Complejo Pauto con profundidades entre 11500 y 15500 pies *tvdss* está compuesto por hasta 4 escamas apiladas relevadas mediante fallas de desgarre que aumentan el apilamiento hacia el norte; la escama más alta es la denominada Miche que tiene un rumbo general al NE y 27 Km de largo con buzamientos que van desde cero en cresta hasta 60° en el flanco buzando hacia el NW, ésta escama es la más fracturada y prolífica de todas con 10 pozos disponibles se le calcula un OGIP cercano a 1 TPC por lo cual ha sido la estructura seleccionada para ser objeto del presente estudio.

Desde el punto de vista del modelamiento la forma exacta de los tanques es la primera incertidumbre que nos asiste, así como la extrapolación de propiedades de matriz o de fractura dada la pobre calidad sísmica y la baja cantidad de registros petrofísicos disponibles; no obstante lo anterior se logró construir un modelo estático único de malla fina de dimensiones de celda 75 m * 75 m de los campos Floreña, Complejo Pauto y Volcanera con cerca de 10'000.000 de celdas realizado con el algoritmo estructural VBM; en un paso posterior se construyeron 9 modelos estáticos de malla gruesa (150m*150m) independientes para cada escama (Incluida Miche) con propiedades de matriz Vsh (V shale), Facies (Binario), Porosidad (Phie) y Permeabilidad (k).

Descripción del problema

El fracturamiento de las rocas del piedemonte Llanero obedece a una superposición de eventos, que empiezan con el enterramiento de los sedimentos bajo un tensor normal de esfuerzos, que posteriormente bajo un tensor inverso inician la deformación paulatina que conlleva a la generación de las escamas estructurales que hoy conocemos, el tensor de

esfuerzos que reina en la actualidad es Strike Slip $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$ con magnitudes de 1.3, 1.08 and 0.72 psi/ft respectivamente.

En geología una fractura es una heterogeneidad estructural en la roca cuyas superficies opuestas pueden tener un ligero movimiento relativo (de μm a mm) respecto de la otra cara y a través de la cual se ha perdido cohesión; en este estudio se hace una caracterización y clasificación de fracturas por familias extraídas de registros UBI agrupándolas también desde la génesis de ellas, para lo cual se analizó información de variadas escalas como lo fueron imágenes de radar, fotografías aéreas, microsísmica, atributos sísmicos, afloramientos de roca, registros de imágenes, registros sísmicos, registros de producción, parámetros de perforación, pruebas de presión (PBU), núcleos, secciones delgadas y SEM. La base principal para determinar direcciones de fractura e intensidad fueron los registros de imágenes para lo cual se filtraron solamente las fracturas críticamente estresadas que tiene mayor chance de ser conductivas, los demás parámetros fueron establecidos con base en las observaciones anteriormente mencionadas; los principales parámetros de fractura tenidos en cuenta son: espaciamiento (similar a intensidad) , orientación (*Dip* y *Azimuth*), longitud, altura, forma (elíptica o rectangular), apertura, concentración (variación ligera en la orientación) y para efectos de simulación entran también a jugar parámetros como rugosidad, interconectividad y el factor de forma o sigma que representa la manera como interactúa la matriz con la fractura al paso de fluidos.

Las fracturas naturales impactan las propiedades de porosidad y permeabilidad, para la primera tenemos reportes internos (en mediciones locales a escala de sección delgada) de porosidad de fractura hasta de 1% (Reporte interno ICP 2007), pero en realidad al simular las fracturas encontramos que el aporte en volumen es mínimo siendo en el mejor de los casos de 0.01% a una apertura promedio de 50 μm y un espaciamiento de 4 pies.

Por lo anterior la propiedad que ocupa nuestro mayor esfuerzo es la permeabilidad pues en los campos del Piedemonte puede ser aumentada hasta 60 veces por efecto de las fracturas naturales conllevando a un comportamiento DPDP, para poder medir el efecto se realizó un modelo de fracturas DFN en software Petrel® 2014 para tres familias principales de el que se obtuvieron propiedades como permeabilidad de fractura en las tres direcciones I,J y K así como porosidad de fractura factor sigma para cada familia.

La permeabilidad poblada en el modelo fino de matriz es representada escalarmente, solamente cuando se escala al modelo grueso utilizando el algoritmo *flow based Upscaling* que se soporta en el uso de tensores diagonales es convertida a una propiedad vectorial, en términos generales las permeabilidades de matriz horizontales son mayores a la vertical con un K_v/K_h de 0.22 para la escama Miche.

El ajuste de permeabilidad que hoy oficialmente se utiliza para los modelos geológicos de piedemonte tiene una filosofía fundada en la practicidad utilizando para un yacimiento de doble permeabilidad un modelo de permeabilidad única total (que refleja los componentes de matriz y fractura) con un enfoque isotrópico, el cual en términos generales funciona bien, sacrificando la heterogeneidad y anisotropía de fractura; el ajuste isotrópico se basa en la construcción de mapas multiplicadores cuya entrada son los radios de exceso de permeabilidad encontrados entre la interpretada de PBU vs la de núcleo, registro o modelo estático inicial, dos generalidades se asumen para lograr el ajuste que son: que las celdas son multiplicadas por el mismo factor en la vertical (columnas de celdas) y que un mismo valor multiplicador por celda es aplicado a las tres permeabilidades I, J y K, éste es el primer problema que se trata de resolver en el presente trabajo y radica en cómo utilizar un modelo de fracturas estocástico para ajustar la permeabilidad total (fractura más matriz) honrando la anisotropía del medio rocoso, esto fue logrado aplicando pesos direccionales para la permeabilidad de fractura en cada orientación y ajustando al valor final de permeabilidad de PBU encontrando un mejor ajuste histórico de este modelo anisotrópico en el simulador respecto del isotrópico para el piloto modelado en escama Miche.

El principal problema a resolver con el presente trabajo fue encontrar desde lo estático y utilizando la propiedad de permeabilidad como patrón de comparación, cual es el impacto y cuáles son los valores que tienen mejor ajuste en la escama Miche del Complejo Pauto para los parámetros de longitud y espaciamiento de fractura a una apertura dada; esta labor requirió de la construcción de múltiples modelos de fractura DFN (uno por cada familia y por cada dirección I, J y K) modificando la entrada de intensidad de fractura con multiplicadores entendiendo que la intensidad depende del espaciamiento y haciendo el cálculo en reversa para saber que espaciamiento está usando el modelo, se hicieron cuatro sensibilidades de espaciamiento (36 modelos de fractura) y tres de longitud (27 modelos de fractura) encontrando que la longitud de fractura utilizada cuyo límite superior variamos entre 300 y 1600 m es de bajo impacto en el modelo; el espaciamiento por su parte si

muestra un importante impacto en el resultado, siendo el espaciamiento más adecuado el de 4 pies, inclusive sobre el de 7.8 pies (caso de referencia) que es el que resulta de los datos originales de entrada, esto se debe a que la cantidad de puntos muestreados (pozos con registros) no constituyen una muestra lo suficientemente representativa geostatísticamente del comportamiento real de la intensidad de fractura y a la resolución de la herramienta. Este espaciamiento encontrado se condice con las observaciones de campo y núcleos de roca en las que para zonas fracturadas se observan espaciamientos de 0.5 a 9 pies.

Objetivos

Objetivo general

Establecer los rangos adecuados de espaciamiento y longitud de fractura en la escama Miche del Complejo Pauto, para alimentar un modelo de fracturas DFN que se utilice en el ajuste de permeabilidad mediante aproximaciones isotrópica y anisotrópica del fenómeno.

Objetivos específicos

- Analizar información que contenga propiedades de fractura directas o indirectas para extraer datos sobre espaciamiento y longitud de fractura a diferentes escalas.
- Realizar un modelo estático de matriz con las propiedades NTG, facies, porosidad y permeabilidad para la escama Miche del Complejo Pauto en software Petrel.
- Generar múltiples realizaciones de un modelo tridimensional de fractura DFN (en software petrel) que contenga las direcciones principales y distribución areal de fractura, que permitan establecer cuáles son los rangos de valores de mejor ajuste para espaciamiento y longitud, que representen la anisotropía del yacimiento.
- Realizar el ajuste de la permeabilidad total de matriz más fractura en la escama Miche, con base en el comportamiento de los pozos (Kh de PBU vs registros) mediante los enfoques isotrópico y anisotrópico, comparando su desempeño en algunas variables del simulador.

1. ANTECEDENTES

1.1 Localización

El Complejo Pauto y Campo Floreña se ubican en el piedemonte Llanero Colombiano en las estribaciones orientales de la Cordillera Oriental, 200 Km al NE de la ciudad de Bogotá y 15 Km al W de la ciudad de Yopal en el Departamento del Cansare; la escama estructural Miche que ocupa la atención del presente estudio se localiza dentro del Complejo Pauto. (Figura 1)

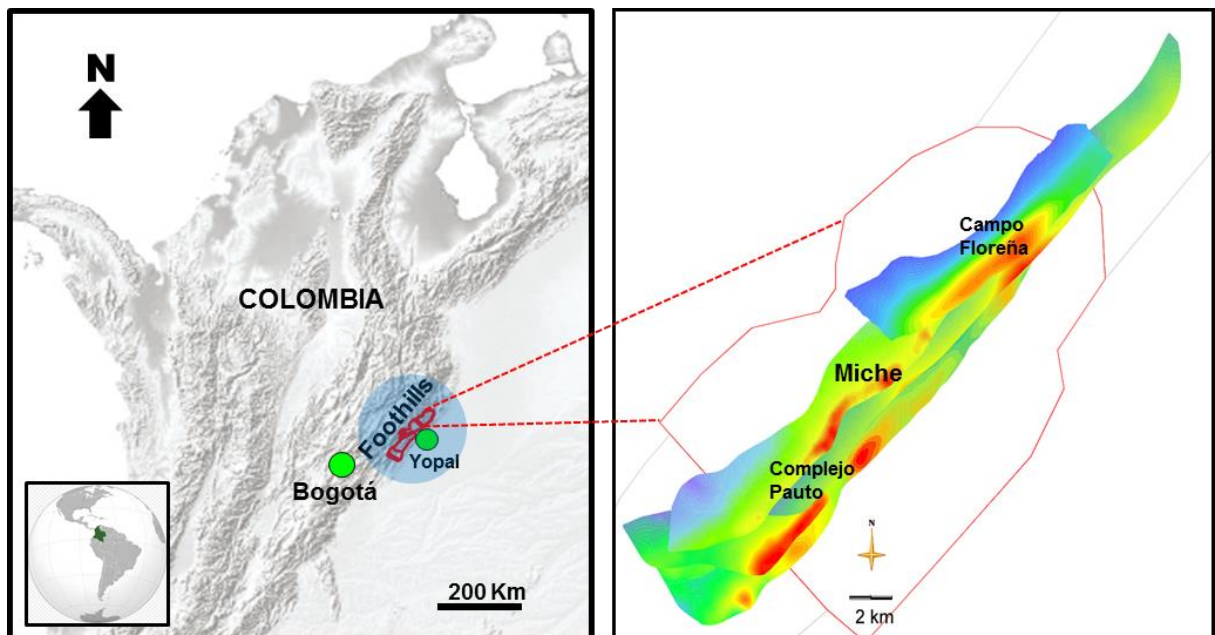


Figura 1-1. Localización general del Complejo Pauto y Campo Floreña

1.2 Estado del arte

Jiménez, L., et al en 2013, entrega 13 secciones estructurales con base en datos de campo y sísmica 2 y 3D balanceadas con restauración cinemática basada en análisis AFT del piedemonte Llanero entre los sectores de Medina al sur hasta el sector del campo Cupiagua al sur de Yopal, muestran que aunque hay diversas provincias estructurales en general para el piedemonte se presenta el cinturón de cabalgamientos en lo que fue el borde del graben, también se ha encontrado que los acortamientos son similares de sur a norte, en la última sección y más hacia el norte se presenta un estilo estructural propio de anticlinales apilados y duplexas de techo, se explica la importancia de la inversión tectónica, la temporalidad de la deformación que involucra basamento y el de escamación delgada en zonas de despegue dentro de las secuencias dúctiles en la columna estratigráfica. Se sugiere un inicio de la deformación del borde este de la cordillera oriental desde el oligoceno con tasas de crecimiento bajas incrementándose fuertemente hacia el final del Mioceno y Plioceno.

Bayona, G. et al en 2013, Con base en geocronología de zircones, palinología y análisis de proveniencia con base en minerales pesados, entregan una historia de tecto - sedimentologica desde el Cretáceo Superior hasta el Eoceno tiempo en el que la inversión tectónica actuó influenciando los depósitos cuyo proceso fue controlado por la subducción de la placa Caribe, los datos sugieren fuentes de aporte desde el oriente de las unidades cretácicas y paleozoicas que yacían sobre el cratón y del centro y oeste de los positivos reactivados dentro de la cuenca así como de la cordillera Central, presentándose varios depocentros a través de la cuenca que en general tuvo una dirección de depósito regional hacia el NE.

Egbue and Kellogg, 2012 proporcionan un nuevo modelo para la evolución cinemática de las estructuras de duplexas en el área de Piedemonte Llanero, la cual se caracteriza por una serie de escamas siendo hasta 5 en algunas partes del complejo apiladas por el empuje tectónico hacia el SE, hacia el norte son más apretadas y pueden presentar volcamiento, se han modelado como pliegues de propagación por falla y pliegues por doblamiento de fallas caracterizados por truncamiento estructural en las partes traseras. El acortamiento estructural total puede ser cercano al 80%.

Jolly, Richard en 2002, realizó un estudio de modelamiento y caracterización de fracturas en la formación Barco en el campo Floreña, para tener un entendimiento cuantitativo de la red de fracturas y las variables que más influyen en el flujo de fluidos y por tanto el desempeño del yacimiento. El modelamiento se aproximó como un modelo en una sola fase (gas) con el fin de replicar el comportamiento de pruebas transientes de presión (PBU) con sensibilidades al espaciamiento de fracturas y a la apertura de las mismas. Del estudio se sugiere profundizar en el impacto de la distribución espacial de las fracturas y su influencia en el flujo de fluidos, así como el impacto por presencia de más de una fase.

Sanchez Nelson, et al. en 2011, Publicaron un trabajo en la revista geología Colombiana, sobre un estudio de mediciones de fracturas en campo en afloramientos de la Formación Mirador en el Anticlinal de Monterralo en el Morro – Casanare, en su análisis determinaron las familias de fracturas y su relación mecánica con el pliegue.

Flores, Mauricio en 2004, Efectuó un análisis de fracturamiento y fallas en el Piedemonte Boliviano, en un ambiente tectónico similar al del Piedemonte Colombiano, en el que involucró información de afloramientos y registros de pozo mapeando fracturas a diferentes escalas con medición de direcciones y otros parámetros para su entendimiento, lo cual tiene una gran aplicabilidad al trabajo que actualmente se propone.

Moreno Giovanni en 2006, efectúan una completa recopilación de la teoría de fracturas naturales y los métodos de medición en campo advirtiendo de los sesgos según la metodología utilizada y elaboran sobre la fractalidad del fenómeno de fracturamiento, todo lo anterior aplicándolo en afloramientos del anticlinal de Suesca.

Dershowitz and Herda en 1992, publicaron un estudio en el simposio de mecánica de rocas en el que describen las maneras más adecuadas de cuantificar el fracturamiento en un volumen de roca. En este presentan los conceptos P11, P21, P22, P31, P32 y P33 entre otros y concluye los parámetros P22 y P32 son los más adecuados para medir intensidad al no ser afectados por escala y tamaño de la región analizada, lo cual provee una forma más confiable de modelar la distribución de fracturas en el medio poroso.

Herrera, Carlos en 2016, presenta un estudio de simulación para representar el efecto de la inyección de nitrógeno como mecanismo de recobro mejorado en yacimientos de areniscas apretadas naturalmente fracturadas con fluidos composicionales en el Piedemonte Llanero. En este trabajo se presenta un flujo de trabajo recomendado para modelar yacimientos composicionales naturalmente fracturados, integrando una correlación simple para estimar la porosidad y máximo espaciamiento de fracturas bajo diferentes aperturas. El resultado del modelamiento sugiere aperturas aparentes de fracturas de 0.01 cm para el campo Complejo Pauto con alta intensidad de fracturas. Finalmente se recomienda realizar las corridas con procesamiento en paralelo para reducir los tiempos de cómputo a valores prácticos (<12 horas por simulación).

Jambayev Adlet en 2013, Elaboró un modelo de fracturas DFN en un campo de carbonatos en Kazakhstan, mostrando una clara metodología de construcción de este tipo de modelos en yacimientos NFR, explicando los parámetros de fractura y los algoritmos necesarios en la construcción en el software de Golder Fracman así como las propiedades obtenidas y su uso en simulación DPDP.

Castillo, Bishop et al en 2000, en un campo en Timor utilizan el criterio de falla de Mohr-Coulomb para determinar cuáles de las fallas que segmentan el campo son selladas y cuáles no, lo cual es de vital importancia para el desarrollo inicial del campo, se basan en completos registros sísmicos y de imágenes de pozo en un tensor de esfuerzos strike slip.

Gokaraju, D.V. 2014, Explica la teoría de generación de fracturas hidráulicas artificiales de tensión en el completamiento de shales en yacimientos no convencionales y como la anisotropía está presente, en este ejemplo se habla de espaciamientos de entre 30 y 100 pies y como el menor espaciamiento generalmente representa mayor productividad sin ser una regla.

Mun-Hong H. et al en 2013, Desarrolló para Chevron una metodología para modelar fracturas de manera discreta con modelos de sector mediante lo que denominaron DFM (Discrete fracture matrix) que combina las fracturas creadas estocásticamente y la matriz en modelos locales no estructurados para evaluar procesos EOR/IOR.

Clements, T., and Wit K. en 2001, Determinan como influye en un campo de carbonatos NFR el radio entre el espaciamiento de fractura vs el espesor de la unidad de flujo para un yacimiento que produce mediante segregación gravitacional Gas/Aceite, con impactos superiores al 30% en la predicción, se hicieron sensibilidades de entre 4 y 200 metros de espaciamiento.

Pijush P., Zoback, M., Hennings, P. en 2011, Presentan una metodología para involucrar en la simulación zonas de daño (DZ) cercanas a las fallas y zonas de transferencia mediante la construcción de un DFN con datos de pozos y geoestadística. La anisotropía que tal efecto causa es que las fracturas asociadas sub-paralelas a las fallas incrementan la permeabilidad de fractura a lo largo de esta y verticalmente mientras que la deterioran fuertemente en dirección perpendicular a las fallas disminuyendo su efecto con la distancia, el ancho de daño puede variar de 50 a 150 m alrededor de la falla dependiendo del tamaño de ésta, para el ejercicio emplearon espaciamientos de 0.3 m y aperturas de fractura de 1mm.

2. GEOLOGÍA HISTÓRICA DE CUENCA

El Piedemonte Llanero Colombiano estratigráficamente corresponde a la cuenca Llanos y estructuralmente es una provincia con características especiales brindadas por la transición Cordillera Oriental – Llanos, al ser el frente de la deformación con reactivación e inversión de fallas. La interacción de las placas Nazca, Caribe y Suramericana desde el Cretáceo tardío son responsables de la generación de las cordilleras Occidental, Oriental (CO) y el crecimiento de la Central (Figura 2-1), la cordillera oriental presenta doble vergencia y se interpreta como una amplia cuenca extensional Cretácica de *rift* en la que se depositaron las formaciones Gacheta y Guadalupe; posteriormente fue tectónicamente invertida durante el cenozoico (Bayona et al. 2013)

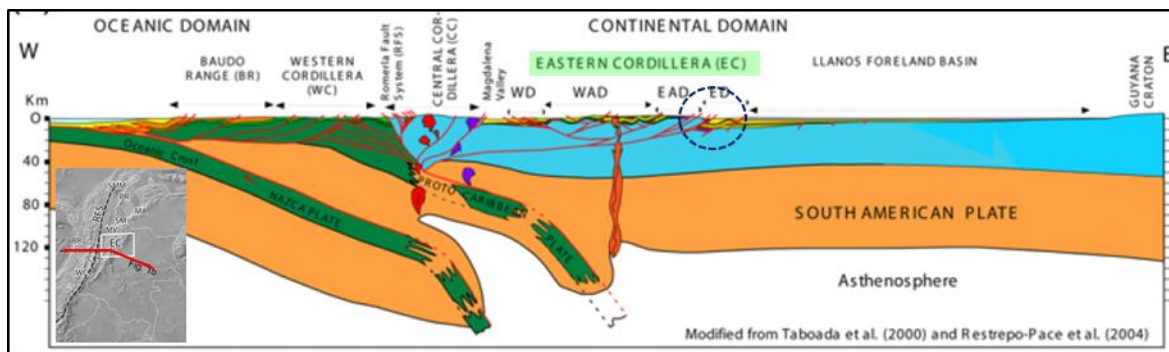


Figura 2-1. Corte Regional Norte de Los Andes – Interacción de placas (tomado de Bayona et al. 2013)

La cordillera Oriental sufrió una migración intra-placa con reactivación de fallas y magmatismo local creando estructuras de inversión positiva y promoviendo depósitos sin-orogénicos a partir del Paleoceno debido a la reactivación diacrónica de las estructuras asociados la subducción de la placa Caribe bajo la Sudamericana (Figura 2-1), la reactivación de fallas Cretácicas desde la estribaciones orientales de la cordillera Central

hasta tan lejos con la parte proximal de los Llanos conformaron la geometría de la actual cordillera Oriental.

Existen diversas aproximaciones al tipo de cuenca que reino desde el Cretaceo Tardío hasta el Eoceno, por ejemplo el que fuese una única y continua cuenca de *Foreland* desde la cordillera Central hasta los llanos (Cooper et al. 1995), o una cuenca flexural negativa con ausencia de *thrust* circundantes como lo sugiere Pindell en 2005, de todas la que más se ajusta a las observaciones regionales como la fuente cercana de sedimentos retrabajados, el aumento de espesor de las unidades de piedemonte (Cenozoicas) hacia el W calculado en pozos de Piedemonte en más o menos 30 pies cada kilómetro al momento del depósito para la Formación Mirador (en ambientes continentales), el ligero buzamiento de la cuenca hacia la cordillera y las diferenciales tasas de sedimentación desde muy altas a cero en cortas distancias a través de la región se condicen con la interpretación de que sea una cuenca de *Foreland* en el sentido de DeCelles (1996), pero discontinua en un principio cuando los positivos fueron locales (por ejemplo los macizo de Quetame, Floresta o de Garzón al Sur) o varias segmentadas cuencas de *Foreland* que es lo mismo, con presencia local de magmatismo intra-placa y aporte de sedimentos también desde el cratón al SE (Figura 2-2)

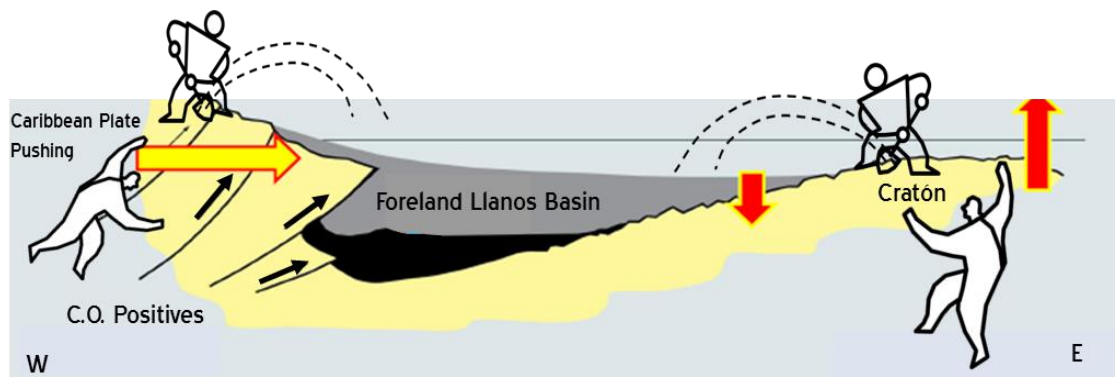


Figura 2-2. Esquema general del mecanismo de la cuenca de Foreland desarrollada durante el Cenozoico para el sistema CO – Llanos, siendo más claro a partir del Oligoceno, cuando se intensifica el levantamiento y deformación, modificado de Lash 2010.

Bayona et al en 2013 sugiere con base en análisis petrográficos, de proveniencia de minerales pesados y geocronológicos en zircones unos mapas paleográficos para 4 épocas claves Maastrichtiano, Paleoceno inferior y superior y Eoceno, los cuales honran información de paleocorrientes, paleoambientes y cálculo de tasas de depósito permitiendo interpretar las direcciones regionales y locales de depósito así como zonas positivas,

cuerpos volcánicos y depocentros, que se ajustan bastante bien a la direcciones utilizadas como eje mayor del depósito (rango mayor) en los variogramas utilizados para el poblamiento geoestadístico siendo de 46° lo que sugiere una mayor correlación sedimentológica de los cuerpos en esa dirección (Figura 2-3)

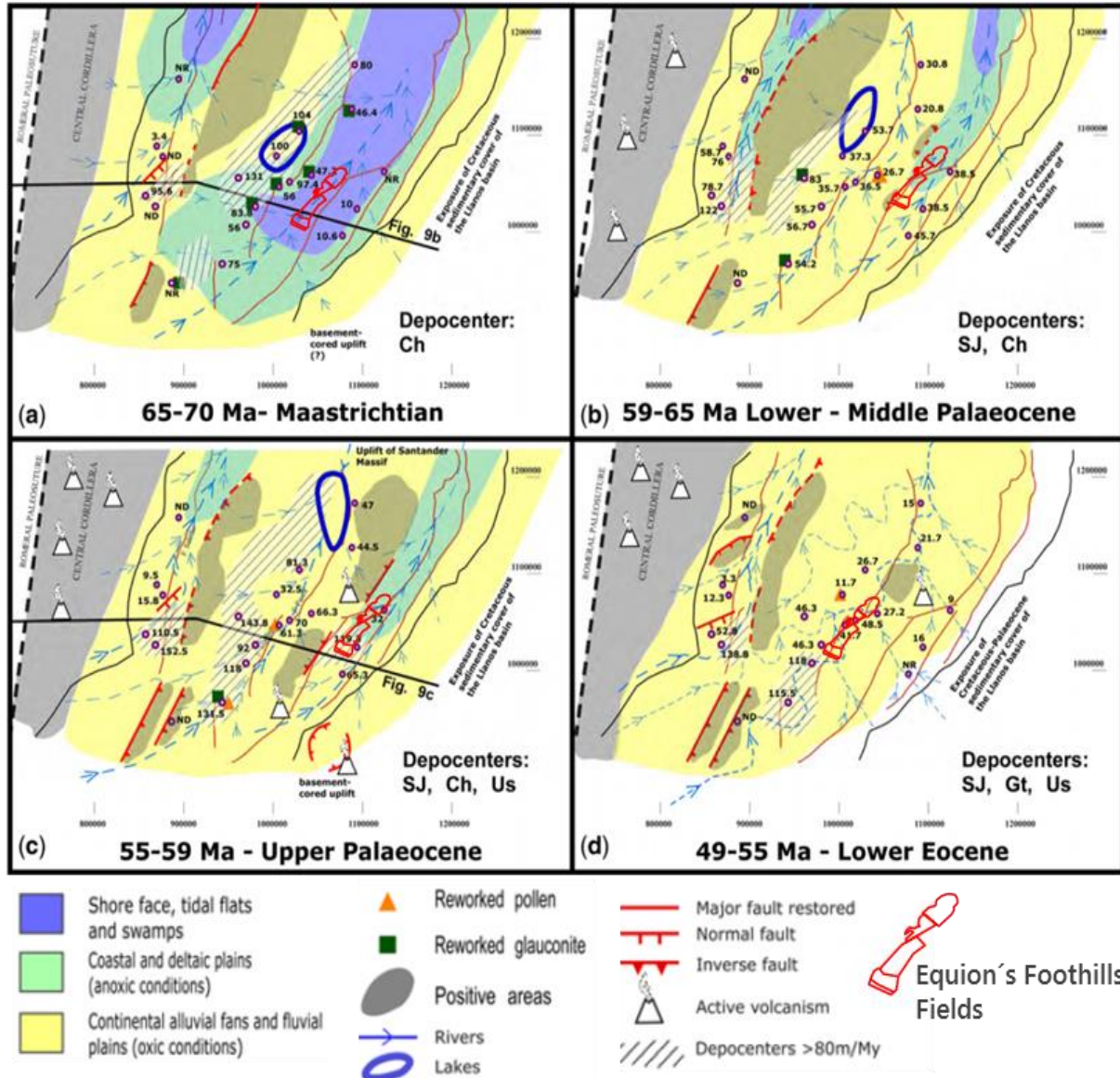


Figura 2-3. Mapas Paleogeográficos para 4 diferentes tiempos desde el Maastrichtiano al Eoceno temprano, con la ubicación aproximada del área de interés en el presente estudio, modificado de Bayona et al. 2013

2.1 Tectónica y geología del petróleo

El fracturamiento de las rocas del piedemonte llanero obedece a una superposición de eventos que empiezan con el enterramiento de las rocas depositadas (generación de estilolitos), las cuales bajo un tensor normal de esfuerzos van siendo afectadas al ir adquiriendo cohesión y perdiendo agua por sobre carga, sumado a los cambios de temperatura, éste proceso para el sistema petrolífero de la cuenca llanos ocurrió entre el Cretácico Temprano y el Eoceno , lapso durante el cual sucedió una cuenca de *rift* transitando hacia una cuenca de *Foreland* en el Paleogeno, desde entonces la cordillera oriental y el piedemonte comenzaron a experimentar una inversión tectónica con reactivación de algunas fallas principales y generación de nuevas fallas de escamación delgada con despegues en los planos de estratificación de las secuencias involucradas (Jiménez et al. 2013), convirtiendo el monoclinial original del depósito en el antiformal stack (Cuña de anticlinales apilados) que hoy conocemos en piedemonte involucrando el Complejo Pauto, y los anticlinales de Floreña, el Morro y Monterralo, presumiblemente bajo un tensor inverso de esfuerzos en la fase inicial de deformación; a la cordillera Oriental en este sector se le ha calculado un acortamiento de 69 Km (Tesón et al. 2013).

El Piedemonte Llanero estructuralmente hablando posee 7 Dominios estructurales limitados por fallas principales cada uno con una historia geológica propia y una respuesta diferente a la relación de esfuerzos principales actuantes y rocas circundantes (*over* y *side burden*), El dominio 7 es Guicaramo, el 6 corresponde a Monterralo, el 5 es el Morro y el 4 es Nunchia, de estos dominios se han identificado acumulaciones de hidrocarburos hasta ahora solamente en los sectores 1, 2 y 3 que corresponden a *Foreland*, Complejo Pauto y Floreña respectivamente; a nivel de reservorios en el dominio estructural 2 claramente se tiene una situación de apilamiento de duplexas estructurales con vergencia al SE de cuña intra - cutánea (Figura 2-4)

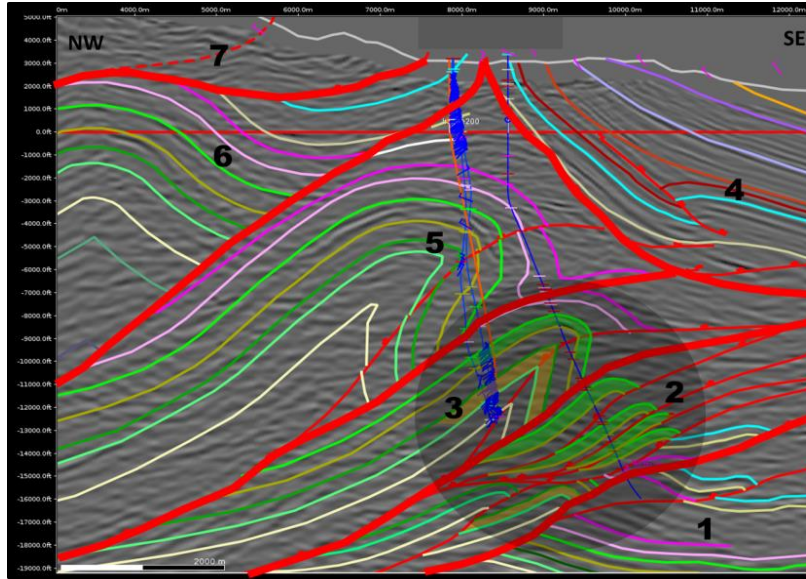


Figura 2-4. Sección Estructural tipo de Piedemonte con 7 provincias: 1. Foreland, 2. Complejo Pauto, 3. Floreña, 4. Nunchia, 5. El Morro, 6. Monterralo y 7. Guaicaramo

Los primeros pulsos de deformación (exceptuando los levantamientos puntuales del Paleoceno-Eoceno), sucedieron durante el Oligoceno (Jimenez et al. 2013) siendo estos aun de baja amplitud (Figura 2-5), este fenómeno compresional es evidenciado por las discordancias encontradas al interior de la Formación Carbonera (Martinez et al. 2006). Durante el Mioceno ha sido documentada una rápida exhumación de la estructura de Monterralo (Mora et. Al. 2010) quien basado en análisis AFT (huellas de fisión en apatitos) sugiere que en los últimos 15 MA la estructura se enfrió desde 80°C (ya en el Oligoceno había sufrido un enfriamiento – levantamiento), recientemente se encuentra que la estructura de El Morro coincide con el anticlinal de Tocaría en el que los análisis sugieren una exhumación a partir de los 10 MA (Jiménez et. al. 2013) no obstante la presencia de residuos de TAR y aparición de gas durante la perforación de las areniscas en la estructura El Morro, es altamente probable que estas dos estructuras (Monterralo y El Morro) hayan quedado desde entonces aisladas del sistema petrolífero Floreña-Pauto, que adicionalmente habrían estado expuestas a degradación bacteriana (temperaturas inferiores a 80°C).

Recientes análisis de AFT en Delgado et. al. (2012) reportan que la parte superior de la Formación Guayabo (molasa depositada por el levantamiento de la Cordillera Oriental) es de edad Plioceno (5.3 MA) o superior, estos sedimentos son cortados por la Falla de Yopal

que a su vez es cortada por la Falla de Guaicaramo, demostrando que los últimos y más rápidos movimientos que forjaron las montañas y estructuras del Piedemonte sucedieron en tiempos recientes menores a 5 MA bajo un tensor de esfuerzos *Strike Slip*, con enfriamientos de hasta 120°C en tan solo 3 MA reportado por Mora et al, 2008 para los sectores Ariari-Guatiquia del piedemonte Llanero.

Análisis de cromatografía y biomarcadores en crudos de Pauto y Floreña muestran una mezcla de fuentes Terciarias transicionales y en menor proporción marinas Cretácicas (Parra. 2005), que indicarían para el Mioceno flancos de estructuras suficientemente enterrados hacia el W para alcanzar niveles de maduración en rocas del Terciario. Interpretamos que el anticlinal de Floreña sufrió un evento de deformación inicial previo a Pauto que permitió que se llenaran con aceite volátil las formaciones Barco y Guadalupe con los primeros pulsos de generación de hidrocarburos (abundancia de líquidos), inmediatamente después que Floreña comenzara a aislarse por deformaciones más recientes, se daría el llenado con presencia de aceite volátil pero principalmente de condensado (por el avance en el proceso de transformación del kerógeno en hidrocarburo) de la Paleo-estructura de Pauto siendo para la época probablemente un solo y tendido anticlinal que se compartimentalizaría posteriormente en las varias escamas apiladas que hoy conocemos, esto se soporta en dos razones principales: 1. Las escamas frontales de Pauto prácticamente no tienen acuíferos, quedando restringidos a las traseras y 2. La estructura ya llena con una presión de poro unificada pero aun con mezclas de fluidos composicionales inestables sería responsable de las diferencias en GOR entre escamas por la segmentación posterior. La estructura de Floreña reactivó su crecimiento al tiempo que se fragmentaba Pauto, permitiendo que se llenara La Formación Mirador de Floreña con gas condensado también, debido probablemente a una rápida deformación y levantamiento que desconectó el sistema dicha estructura no alcanzó su *spill point*, llenando aproximadamente el 20% de la estructura hoy disponible.

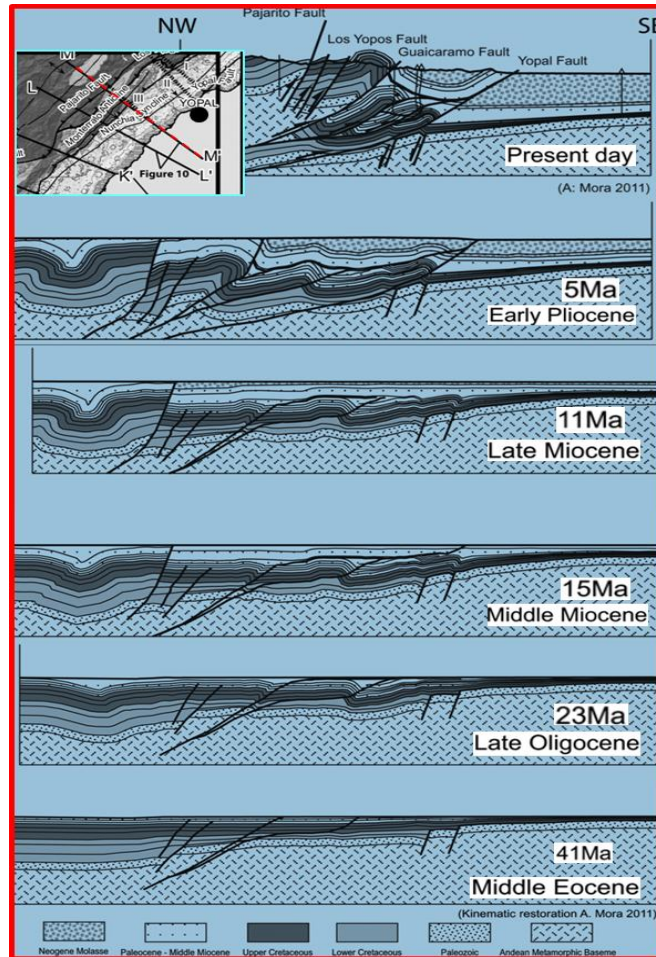


Figura 2-5. Restauración cinemática en una sección al sur de Yopal desde el Eoceno Medio hasta hoy. Tomado de Jiménez et al. 2013.

Las estructuras más grandes como los anticlinales de El Morro y Floreña comúnmente tienen una porción frontal invertida e imbricada con la estructura principal, este fenómeno es menos frecuente en las estructuras menores de duplexas que hacen parte del complejo Pauto. Las estructuras del Complejo Pauto generadas probablemente durante el Mioceno Tardío a Plioceno, en nuestro entendimiento cinemático tendrían al interior el siguiente orden de conformación, primero se habría aislado, deformado y quebrado la escama trasera de Miche, y posteriormente Guamalera, en último lugar se habría dado la fragmentación de la escama más frontal en dos: Pauto Main y Pauto Splay; estas frontales tuvieron que soportar directamente menos eventos de deformación (poseen un menor grado de fracturamiento. La estructura de Volcanera por su parte corresponde con un sutil pliegue de bajo relieve y sería una estructura aún más reciente llenada en los últimos pulsos de generación de la cocina del sistema Pauto-Floreña, con un gas más pobre y

presencia de fenómenos de craqueo en sus hidrocarburos gaseosos debido a la profundidad y temperaturas cercanas a 300°F.

La zona de despegue regional es la Formación Gacheta comprobado en la estructura de Florena y asumido en las demás, por ello todas involucran las supra yacentes formaciones Guadalupe, Barco, Los Cuervos y Mirador. No obstante para el complejo apilado de Pauto se interpreta una zona de despegue superior local dentro de la Formación Los Cuervos.

2.1.1 Estado actual de esfuerzos y velocidades GPS

Sobre el régimen de esfuerzos del norte de Suramerica algunos autores como Colmenares & Zobak (2003) y Teson et al. (2013) refieren un régimen de esfuerzos traspresivo aproximadamente de la latitud de Bogotá hacia el Sur (relacionado con la subducción de la placa de Nazca), cambiando hacia uno compresivo en la región norte (relacionado con la subducción de la placa caribe) basados en análisis de mecanismos focales de terremotos superficiales, observaciones neotectónicas e información proveniente de GPS (bajo cubrimiento), ese límite coincide aproximadamente con la franja denominada *Caldas Tear* que se orienta a 102° y atraviesa las tres cordilleras Colombianas (Vargas, 2013), no obstante recientes mediciones con un cubrimiento mayor de puntos GPS encuentra para la CO Colombiana una convergencia oblicua frente a la placa Suramericana con una velocidad de 8.8 +/- 0.3 mm/Yr de un movimiento dextral strike slip de cizalla frente a 3.7 +/- 0.3 mm/Yr de acortamiento NW – SE (Mora-Paez et al. 2016), que coincide con las observaciones de pozo en el Piedemonte Llanero.

En la actualidad la dirección regional de máximo esfuerzo en el sector de los campos de Piedemonte Casanareño ha sido calculada hacia 135° con base breakouts (deformación del hueco detectada por registro de imágenes de pozo) y el tensor de esfuerzos que es *strike slip* según la clasificación Andersoniana de movimiento de fallas ($\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$) con magnitudes de 1.3, 1.08 and 0.72 psi/ft respectivamente que han sido determinados con base en registros sísmicos y pruebas de *leak off*.

3. GEOLOGÍA DEL PIEDEMONTES LLANERO

3.1 Geología estructural

El Piedemonte Llanero es una de las áreas estructuralmente más complejas de los andes Colombianos, con múltiples implicaciones en riesgo geológico, costos de perforación y modelamiento; siete dominios estructurales están presentes (Figura 2-4) y han sido generados por deformación con dirección de transporte tectónico hacia el SE, en el *overburden* las estructuras de Monterralo y el Morro son atravesadas por varios de los pozos sin interés comercial hasta ahora, el Morro es un anticlinal de gran dimensión, presente a lo largo del área que involucra desde unidad Carbonera C7 hasta el Cretácico con despegue en la Formación Gacheta. La productora estructura de Floreña corresponde a un anticlinal asimétrico con flanco frontal invertido, tiene 16 km de largo y 5 de ancho, exhibe un tren regional SW-NE con buzamientos que pueden variar de cero en cresta hasta 50° al NW en flanco, las formaciones Guadalupe, Barco y Mirador son productoras de aceite volátil y gas condensado, con diferentes contactos de agua que van desde 12550 hasta 8700 pies tvdss, la cresta de las estructura está a 7800 pies tvdss. Mirador de Floreña es una de las unidades más fracturadas en la cresta.

El Complejo Pauto consistente de una serie de anticlinales dispuestos en escamas apiladas en un arreglo de duplexas de cuña intra-cutanea por exhibir despegues superiores (Formación Los Cuervos) al regional (Formación Gacheta) de las escamas traseras, se compone de cuatro escamas que incrementan el grado de apilamiento hacia el norte (Figura 3-1); con un tren regional de vergencia SE con dirección SW-NE y buzamientos que varían desde cero en las crestas hasta 70° en los flancos de las escamas traseras, el complejo posee una longitud total de cerca de 30 Km y 6 km de ancho, muchas de las

escamas poseen zonas de relevo con *tear faults* conductivas pero que imprimen barreras parciales al tránsito de fluidos, las cuales por su dirección W – E y alto buzamiento (>70°) caen en la zona de criticidad de esfuerzo en el diagrama de *mohr coulomb*.

La producción del complejo proviene mayormente de la Formación Mirador pero también es productora la Formación Los Cuervos, las profundidades en las que se ubican estas escamas varían entre 11800 y 15500 tvdss, y los contactos de agua varían entre 14840 y 15426, el fluido es composicional con predominio de gas condensado.

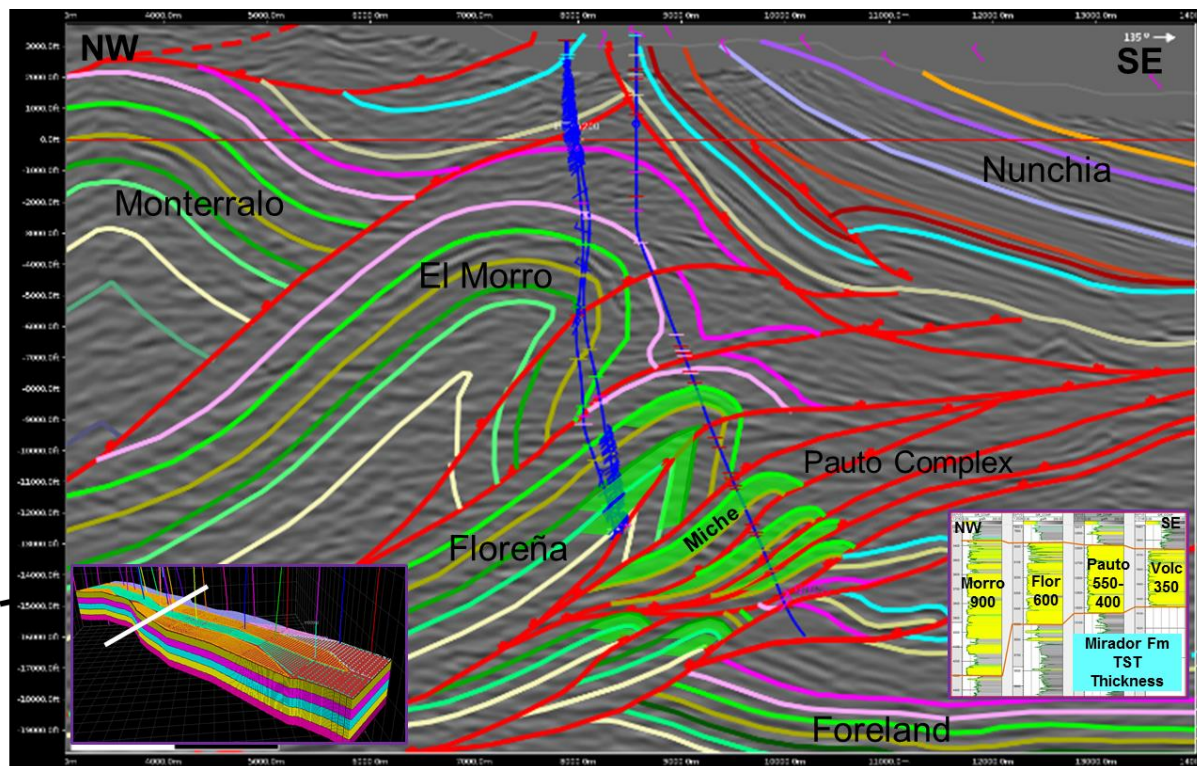


Figura 3-1. Sección sísmica Inline de buzamiento del sector norte del Complejo Pauto destacando la escama Miche en un sector de lato apilamiento, para el cual se realizó un balanceo de volumen de roca, también se destaca la variación de espesores de W a E.

La escama Miche es la más alta estructuralmente y trasera (ubicada más al W) descubierta hasta ahora, es la escama del Complejo Pauto con mayor cantidad de penetraciones y mayores volúmenes OGIP cercanos a 1 tera, es una de las únicas escamas en que se ha detectado acuífero con producción de agua de altas salinidades (8.000 – 10.000 ppm) en

la Formación Mirador, Miche es la escama que observa más influencia de fracturas naturales y mayores radios entre las permeabilidades de PBU Vs Permeabilidades de núcleo o calculadas con registros eléctricos (Figura 3-2).

Un nivel estructural más bajo que el Complejo Pauto aparece otra estructura anticlinal más tendida que se caracteriza por la participación de las formaciones Barco y Guadalupe con particularidades estructurales similares, es productor de gas condensado en las formaciones mencionadas y foco del actual desarrollo del campo, hace parte de las estructural que componen el modelo estático actual.

Una estructura más profunda llamada Volcanera cuya aparición se ha comprobado solo en el sector sur, está relacionada probablemente a estructuración del *Foreland* bajo el frente de cabalgamiento, tiene bajo buzamiento y está llena de gas menos enriquecido que el de Pauto, es probablemente la escama menos fracturada y con contacto de agua de 16250 pies tvdss, también hace parte del modelo estático de piedemonte presentado en la versión 2016.

La interpretación estructural fue realizada con base en cubos sísmicos 3D en profundidad del 2007 y uno reprocesado en 2012, llevada a cabo en software *MOVE de Midland valley* por el Geólogo estructural Roberto Linares en la versión 2015, utilizando también la información proveniente de los 30 pozos perforados en el sector, con topes estructurales, registros eléctricos, de imágenes algunos con mediciones de buzamientos y fracturas naturales, es importante destacar que la información sísmica es de baja calidad dada la profundidad, la misma complejidad estructural y dificultad para adquisición por relieve topográfico, valiéndose del mismo modelamiento en gran parte para la determinación de límites de tanques, es importante destacar un ejercicio realizado de balanceo estructural de volúmenes para confirmar modelo estructural, adicionalmente se destacan las variaciones de espesor entre escamas para las unidades estratigráficas involucradas (Figura 3-1).

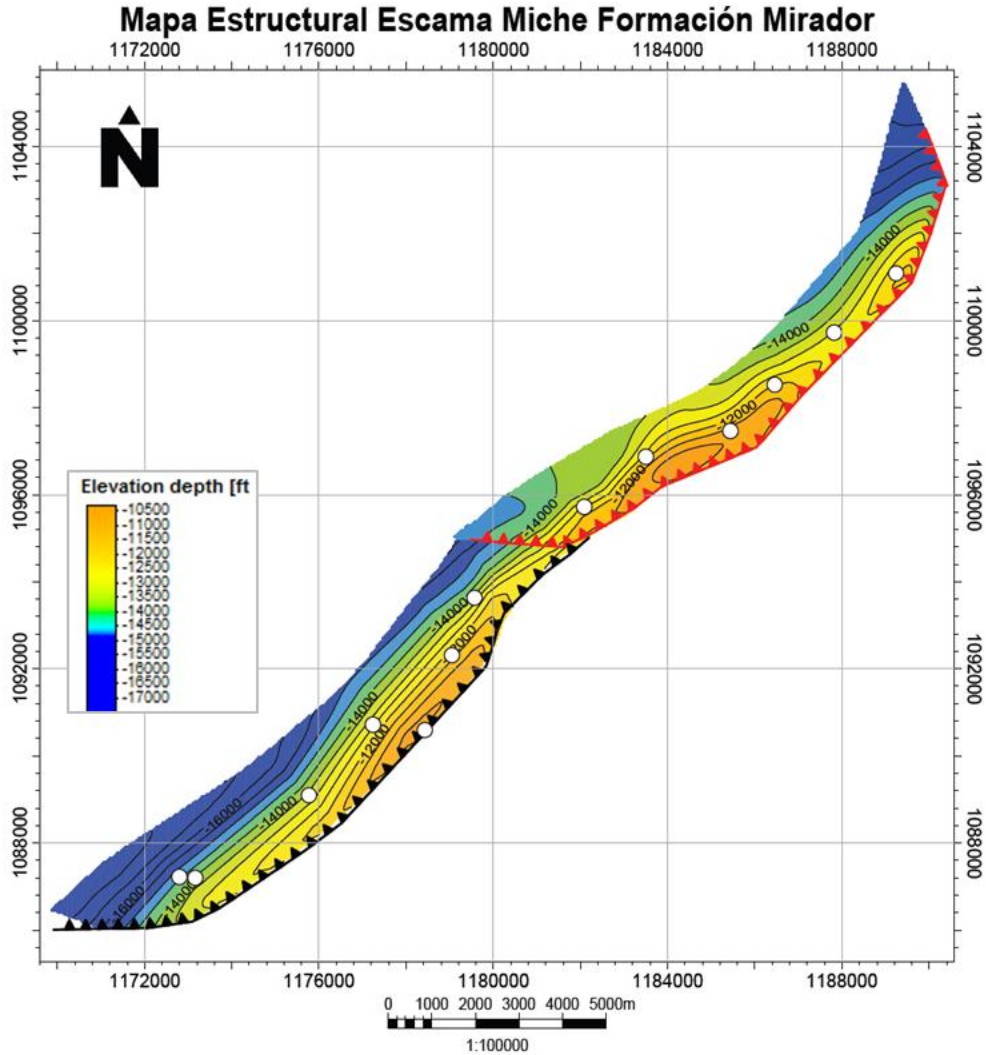


Figura 3-2. Mapa estructural de la escama Miche al tope de la Formación Mirador

3.2 Fracturas naturales

En mecánica de rocas las discontinuidades incluyen un amplio rango de planos de debilidad sin importar su origen, lo que incluye planos de estratificación, laminación interna, fallas, esquistosidades, fracturas y diaclasas; las discontinuidades estructurales se restringen a los rasgos con origen cinemático bajo esfuerzos de cizalla, tensión o dilatación por reducción de la consistencia, las superficies creadas amplifican la conductividad de fluidos en sus alrededores (Richard, 2008).

Una fractura es una heterogeneidad estructural definida por dos superficies irregulares o una franja, las caras opuestas tienen un ligero movimiento relativo en un rango que va de micrones hasta centímetros respecto de la otra y a través de la cual no se observa una

cohesión; algunas fracturas desarrollan escalones de falla (*slikenside*) por la fricción entre bloques y otras son mineralizadas o cementadas reduciendo el espacio generado estructuralmente; una diaclasa es una ruptura con desplazamiento perpendicular al borde de la fractura. Es un poco gris el punto en que una fractura empieza a ser una falla, podríamos decir que la diferencia radicaría en la magnitud del movimiento relativo que para una falla capas de diferente posición estratigráfica, toda falla empezó como una fractura. Con base en las observaciones de geometría de fracturamiento hidráulico se asume que la geometría de la fractura en reservorios principalmente elíptica, sin embargo las fracturas discretas regularmente son simuladas como rectangulares para facilitar los cálculos de propiedades de fractura.

3.2.1 Mecanismos de fractura en piedemonte

Las primeras fracturas de los sistemas de piedemonte se generaron durante el enterramiento por sobrecarga dando lugar a los estilolitos que son fracturas generalmente paralelas a la estratificación con geometría irregular que asemeja la sutura natural de los huesos, en el sistema de piedemonte están rellenas por bitumen o TAR generalmente.

La mayoría de las fracturas presentes en los sistemas de piedemonte son fracturas generadas por cizalla (90%) cuyo movimiento de deslizamiento es paralelo al borde de la fractura, se forman en un ancho de banda de 30° alrededor de la bisectriz que representa la dirección de máximo esfuerzo (Figura 3-3), son de alto ángulo y se forman cuando los planos alcanzan el nivel de criticidad necesario para vencer el coeficiente de fricción interna, cuando presentan un desplazamiento relativo mayor a 2 mm la deformación en las paredes (*sliken lines*) y escalones de fractura pueden reducir la interacción fractura-matriz para el flujo de fluidos; el otro importante tipo de fracturas son las de tensión cuyo movimiento relativo es perpendicular a las paredes de la fractura (Figura 3-3), son más abundantes en la crestas de las escamas y obedecen a la flexura por curvatura siendo generalmente paralelas al esfuerzo mínimo, pueden desarrollarse en flanco también por acomodación de bloques; en pliegues por doblamiento de falla (*Fault bend folding*) las crestas suelen ser más fracturadas cuando el desplazamiento es mayor a la longitud de la rampa, que sería el caso general para piedemonte, en el caso contrario los flancos resultan

más fracturados que las mismas crestas (Mynatt et al. 2007). Se ha encontrado que en el Complejo Pauto las escamas más fracturadas son las traseras que cinemáticamente se entienden como generadas primero y se explica porque han sufrido una superposición de eventos tectónicos de deformación. La curvatura es un parámetro muy importante para guiar el modelamiento de fracturas, ya que se relaciona con abundancia de fracturas naturales mientras mayor sea, medir la curvatura real de una superficie irregular es muy difícil, sin embargo las superficies naturales pueden ser idealizadas ya sea por funciones continuas o tomando puntos de muestra de una superficie geológica irregular para suavizarla, la curvatura en un plano 2D o una curva es el cambio que sufre el ángulo de la recta tangente con respecto del cambio que se hace en el arco de la curva (Mynatt et al 2007).

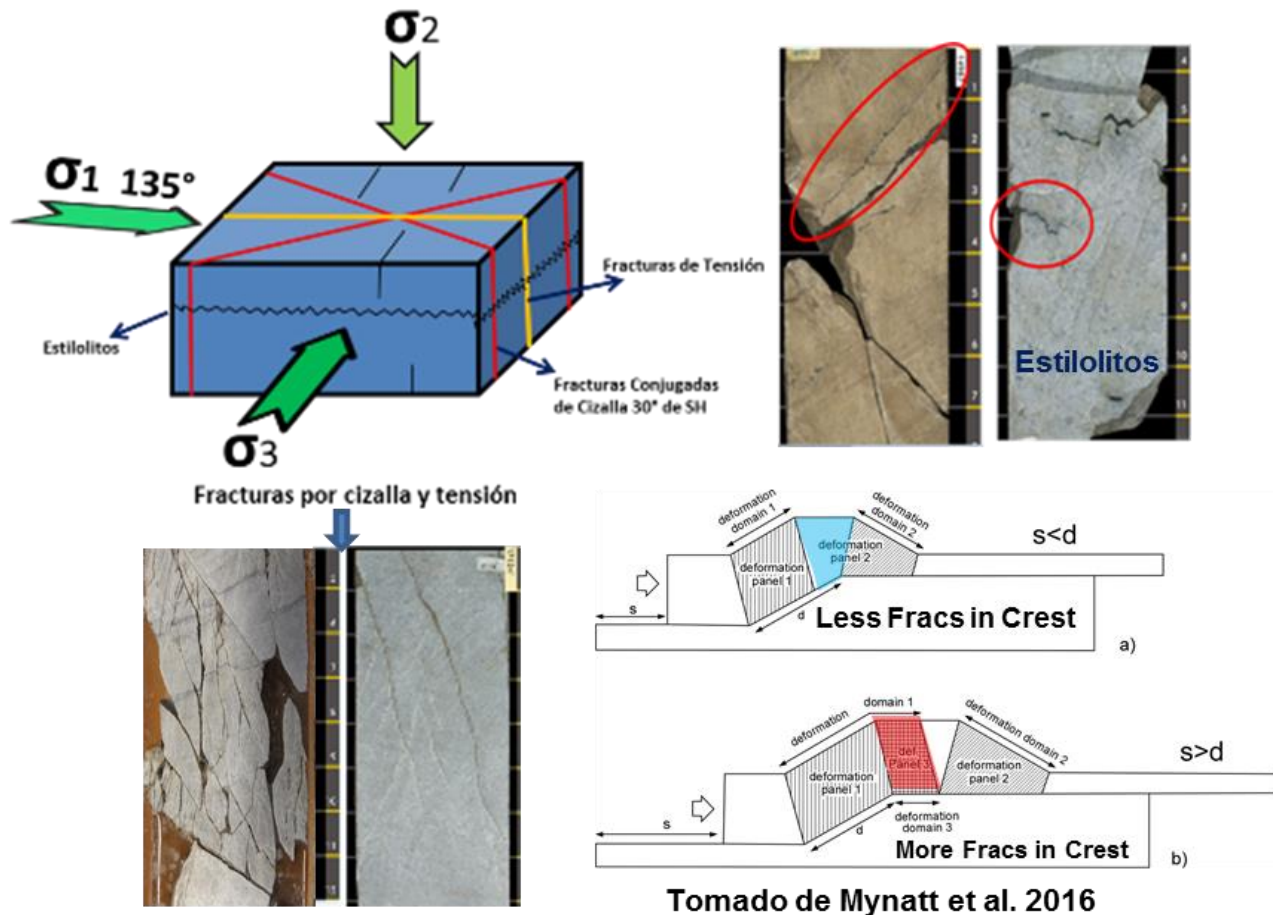


Figura 3-3. Fracturas vs esfuerzos generados en piedemonte y posición estructural

3.2.2 Fractalidad de las fracturas naturales

Las fracturas naturales son un fenómeno que se presenta a todas las escalas, que van desde el tamaño transversal del tanque, que para el área de PDM pueden ser de kilómetros hasta micras, las observaciones de macrofracturas las hemos realizado en fotografías aéreas identificando longitud, dirección y espaciamiento de familias en el Anticlinal de Monterralo (Figura 3-5); también en el desarrollo de un trabajo de campo en el mismo anticlinal desarrollado por el autor de este trabajo en el año 1995 (Gutiérrez & Cardona, 1995) para BP Exploration; en escala macro también se utilizó la información micro-sísmica adquirida entre los años 2008 y 2012 (Figura 3-4) que muestra mayor sismicidad paralela a las fallas principales, así como actividad en cercanías pozo inyector y productor con eventos alineados en dirección de las tendencias regionales de fracturamiento.

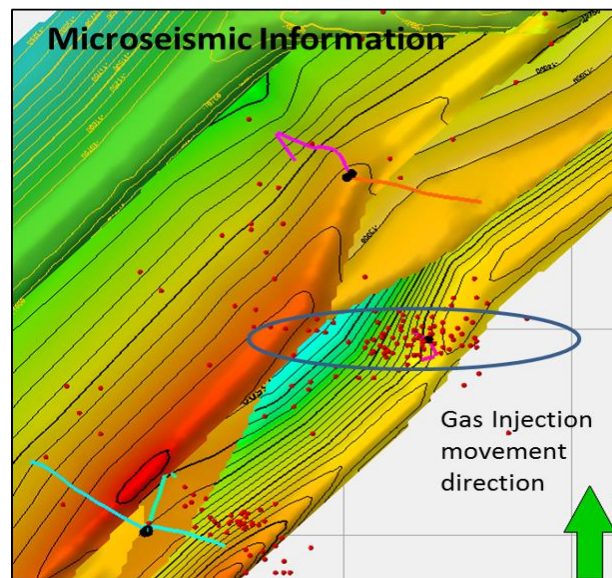


Figura 3-4. Ubicación de nodos micro-sísmicos relacionados con sectores de inyección y producción pero que nos da una idea de la dirección de las fracturas

Adicionalmente un ejercicio de extracción de atributos sísmicos de *antracking* fue llevado a cabo en el *survey* 3D PSDM 2012 encontrando correlación con las direcciones generales de fracturamiento (Figura 3-5); se asume que algunas de las fracturas o zonas de fracturas detectadas en registros de pozo UBI (Figura 3-6) corresponden a esta escala y por ello las fracturas pertenecientes a esta escala son entrada primordial para el modelo, razón por la cual esta información fue clave para determinar límites en las longitudes de fractura a

modelar, encontrando que fracturas de menos de 150 m son difíciles de ver a esta escala y las más largas pueden llegar a ser hasta de 1,5 km siendo en general de 800 m hacia abajo.

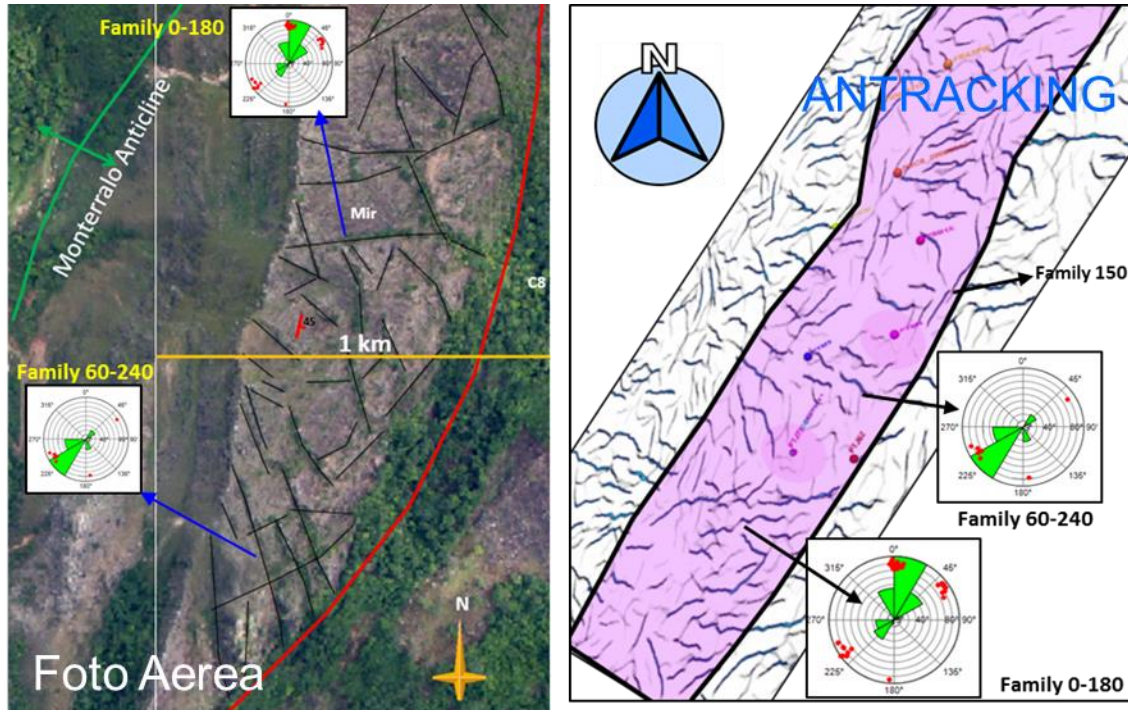


Figura 3-5. Foto aérea interpretada de fracturas sobre anticlinal de Monterralo y a la derecha extracción de atributo antracking en ambos casos hay familias de fractura detectadas también en los pozos

La escala meso de fractura es la que se mide a escala de afloramiento (2D) y en núcleos de pozo (Figura 3-8) así como muchas de las que son detectadas en registros de imágenes UBI, es por ello que esta información se constituye en la base y principal entrada al modelo para determinar: familias, espaciamento, direcciones e intensidad de fractura; de los núcleos se extrae valiosa información como espaciamento, inclinación, apertura, relleno y geometría.

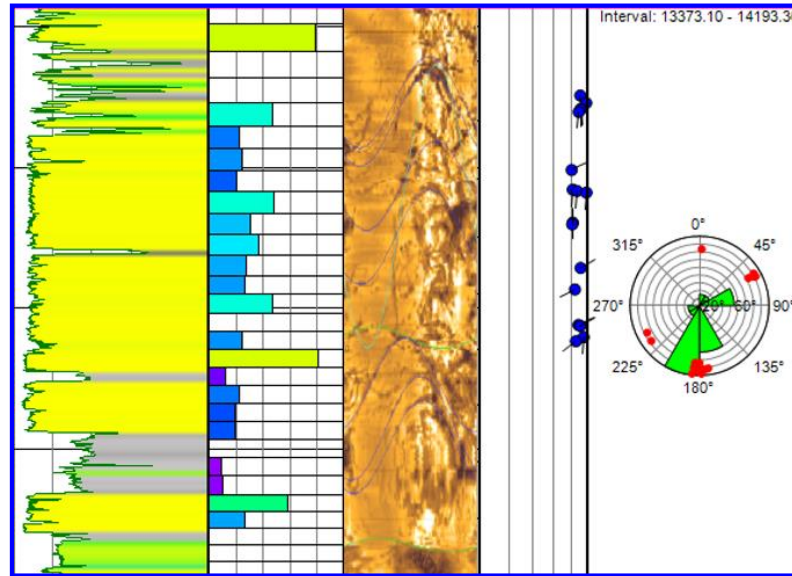


Figura 3-6. Ejemplo de registro de Imagen UBI en la Formación Mirador en un pozo de Piedemonte, la mayoría de las fractura interpretadas son de la familia 0-180.

La escala micro ha sido estudiada principalmente en secciones delgas (Figura 3-8) de tapones de núcleos y en imágenes de microscopio electrónico de barrido SEM, siendo de vital importancia para la determinación de parámetros como apertura y visualización de la conductividad y el factor de forma o interacción matriz-fractura, se presume que el efecto de las micro fracturas esta capturado en los registros de porosidad y los análisis de permeabilidad en tapones.



Figura 3-7. Escala meso de fracturas estudiadas en afloramientos y núcleos de roca

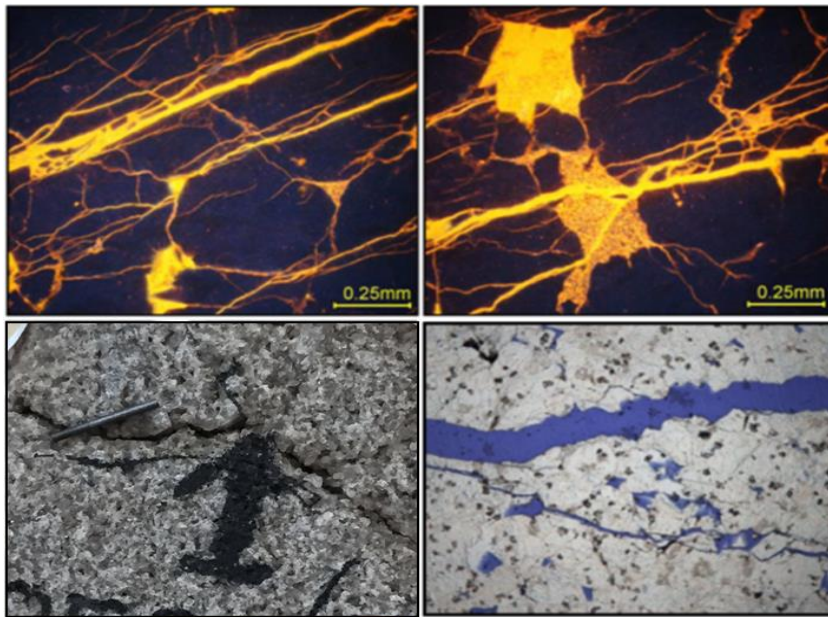


Figura 3-8. Escala micro de fracturas en secciones delgadas y tapón de núcleo.

3.2.3 Reactivación de fracturas naturales y falla

Una de las aplicaciones más importantes de la teoría de falla del círculo de *mohr coulomb* es la detección de fracturas en estado crítico de esfuerzo (Barton, 1998), las fracturas conjugadas de cizalla así como las originadas por tensión e incluso las fallas frontales de cabalgamiento y fallas de desgarre son susceptibles de reactivación, las fracturas pueden aumentar o reducir su permeabilidad dependiendo de la evolución del campo de esfuerzos; las fracturas críticamente estresadas son identificadas cuando sobrepasan la envolvente de falla establecida con base en el coeficiente de fricción (μ) área en la que se pierde la cohesión; la construcción de este modelo en software *Mohr Fracs* (GMI Software) requiere conocer la orientación y magnitud de los esfuerzos σ_1 σ_2 σ_3 y estimar el coeficiente de fricción, determinar las componentes de esfuerzo normal y de cizalla para cada fractura dependiendo de su azimut y buzamiento; si una fractura supera la envolvente es más probable que esta deslice sobre su plano y por ende adquiera más conductividad que una que no se encuentre en el área de criticidad. Para esta área utilizamos un umbral de coeficiente de fricción (μ) de 0.55; el análisis anteriormente descrito se practicó a todos los

pozos con registros UBI con el fin de identificar las fracturas potencialmente abiertas y utilizarlo como filtro para usar en el modelo de fracturas DFN solamente las fracturas conductivas (Figura 3-9).

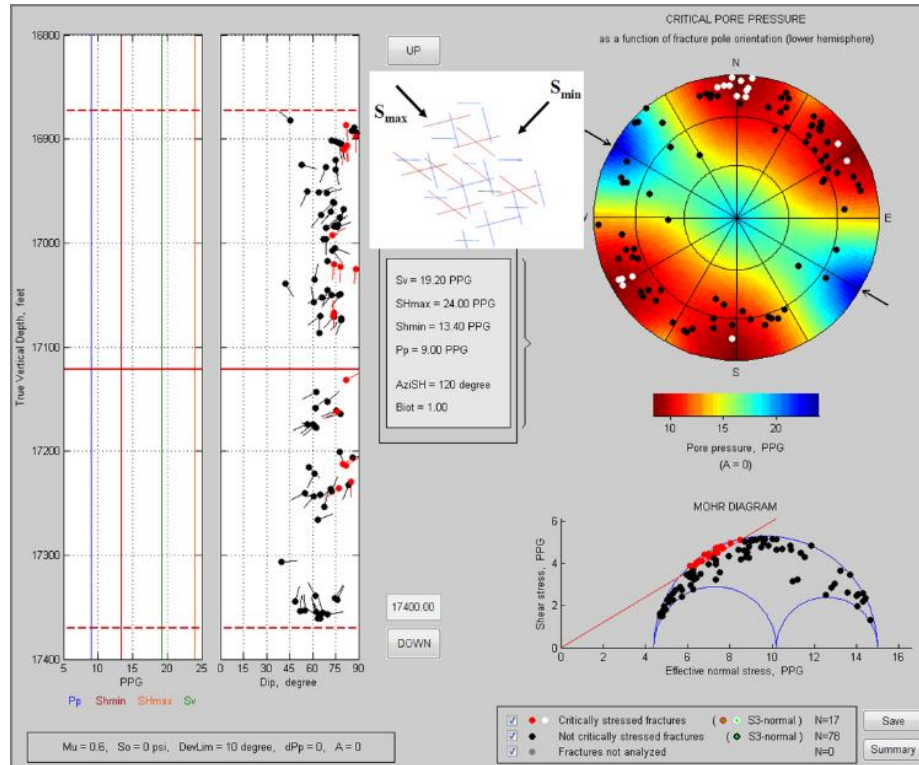


Figura 3-9. Criterio de falla de mohr coulomb en un pozo de piedemonte, puntos rojos representan fracturas en estado crítico de esfuerzo.

El Complejo Pauto exhibe una alta compartimentalización no solamente debido a la configuración de duplexas sino a que estas escamas a su interior presentan fallas de relevo o de desgarre separando aún más los tanques, estos compartimientos en un principio mostraron variaciones en trenes de presión alrededor de la presión original de 6800 psi sin embargo se ha observado un equalización de presiones con el tiempo. Con base en la dirección predominante W-E de estos *tear faults* y su alto buzamiento, se efectuó un análisis de criticidad para las condiciones geomecánicas del reservorio encontrando que estas discontinuidades actualmente estarían críticamente estresadas favoreciendo su conductividad (Figura 3-10)

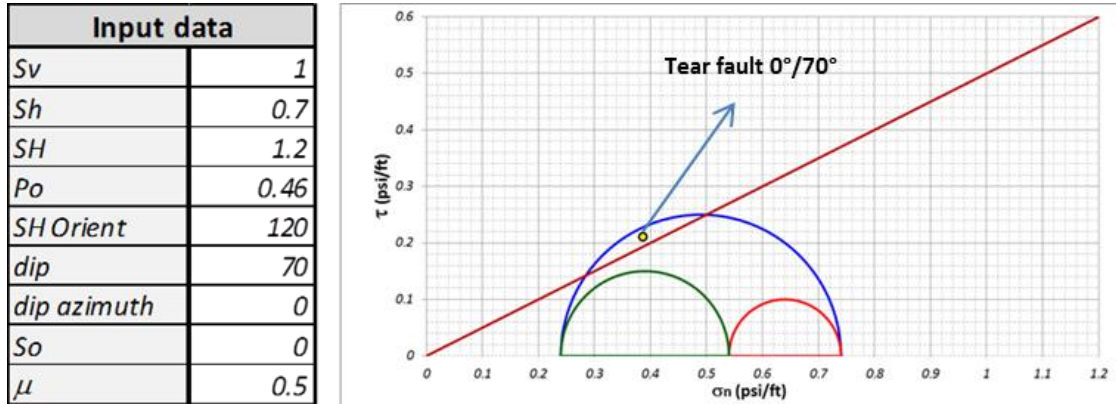


Figura 3-10. En teoría una falla de desgarre (tear fault) buzando 70° al norte podría ser conductiva bajo el actual campo de esfuerzos en piedemonte.

3.2.4 Clasificación de fracturas naturales en el piedemonte

Aproximadamente 12 pozos de los campos Pauto y Floreña poseen registros de imágenes UBI algunos de ellos con repeticiones registradas de la Formación Mirador (Figura 3-11), la interpretación de estos registros fue la principal entrada para el modelo de fracturas; las fracturas abiertas fueron cargadas y clasificadas en software petrel resultando en 5 familias principales establecidas por criterio de rumbo de la fractura y por agrupación de polos vecinos en una proyección estereográfica de hemisferio inferior, encontrando las siguientes: Familia 1 (0-180), Familia 2 (60-240), Familia 3 (150), Familia 4 (90) y Familia 5(285) (Figura 3-10) por practicidad se trabajó solamente con las tres primeras familias ya que las otras dos mostraban poblaciones exiguas; las direcciones de agrupamiento representan las “bisectrices” de la población de puntos en otras palabras son las direcciones en las cuales se intersectarían los centros de los planos de fractura (polos) de cada familia.

Las Familias 1 y 2 tienen origen en fenómenos de cizalla y son por tanto conjugadas a la dirección de máximo esfuerzo (se localizan en ángulos de 30° alrededor del máximo esfuerzo) se ha detectado mayor abundancia de estas fracturas en flanco, la familia 3 ha sido interpretada como fracturas de tensión asociadas a curvatura por flexión de pliegue,

por ello abundan en las crestas y los flancos que observan plegamiento. Las familias 3 y 4 podrían ser también fracturas de cizalla asociadas a otros eventos o por rotación local de esfuerzos.

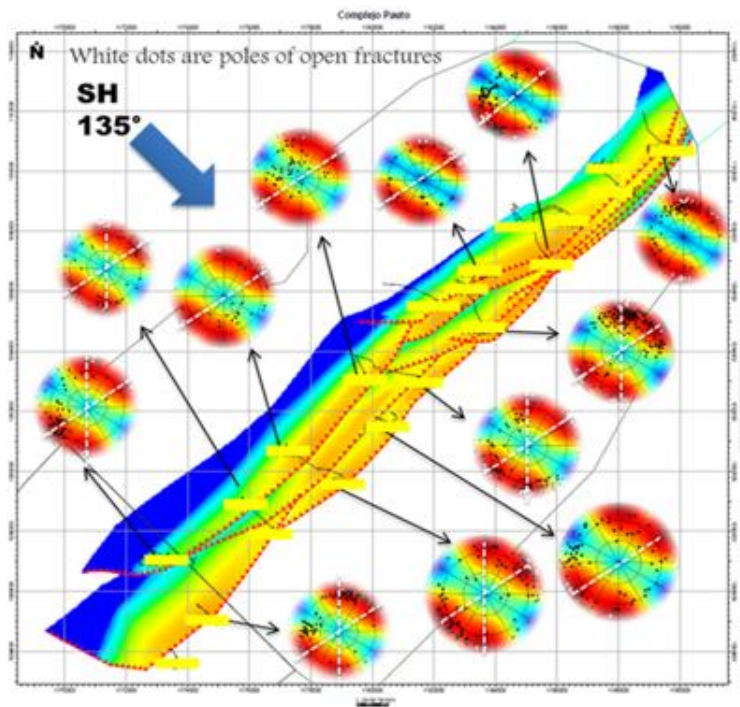
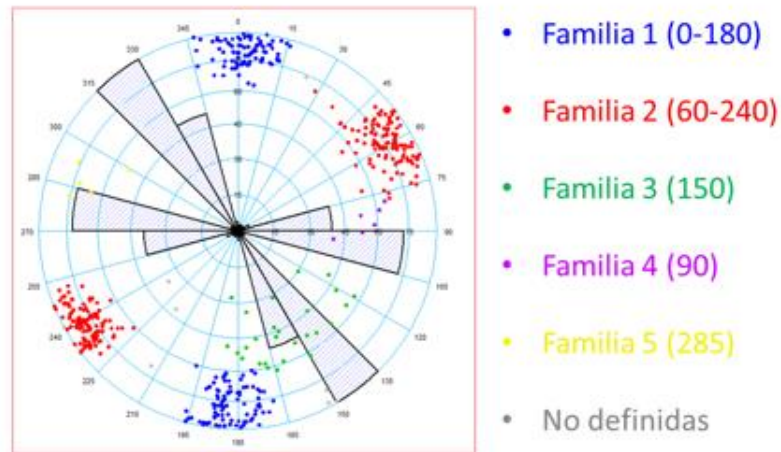


Figura 3-11. Diagrama de polos de hemisferio inferior de fracturas abiertas en PDM en todos los pozos y las 5 familias establecidas (arriba). Diagramas de polos de fracturas en 12 pozos del Complejo Pauto (abajo)

3.2.5 Medición en campo de fracturas en la Formación Mirador, anticlinal de Monterralo localidad del Morro-Casanare

Fue realizado un levantamiento de fracturas naturales en el anticlinal de Monterralo en cercanías a la población del Morro en el Casanare sobre afloramientos de la Formación Mirador enfocándose en tres diferentes sectores de la estructura correspondientes a flanco W, Cresta y flanco E (Figura 3-12), el resultado en general es acorde con la información de fracturas registradas en pozo confirmando dos cosas: que la información que extractamos de fotos aéreas y afloramientos para el modelo de fracturas es robusta y que las escamas regionalmente han sido sometidas a esfuerzos y procesos similares.

En el Flanco W hay dos tendencias principales de rumbo de fractura conjugadas al esfuerzo máximo (Familias 1 y 2), fracturas paralelas al esfuerzo máximo y otras familias con menor abundancia están también presentes.

En la cresta están presentes fracturas paralelas al esfuerzo máximo y algunas conjugadas a este, pero la familia que más abunda es la que se extiende sub-paralela al rumbo de la estructura, éstas son generadas en el área de máxima curvatura por flexura del pliegue (Fracturas de tensión).

En el flanco E están representadas las tres principales familias y son las más abundantes, conjugadas al esfuerzo máximo (Familias 1 y 2) y sub-paralelas al rumbo (Familia 3).

El trabajo de campo fue realizado en el año 1995 por autor del presente reporte pero los datos han sido analizados en desarrollo del presente trabajo (2016).

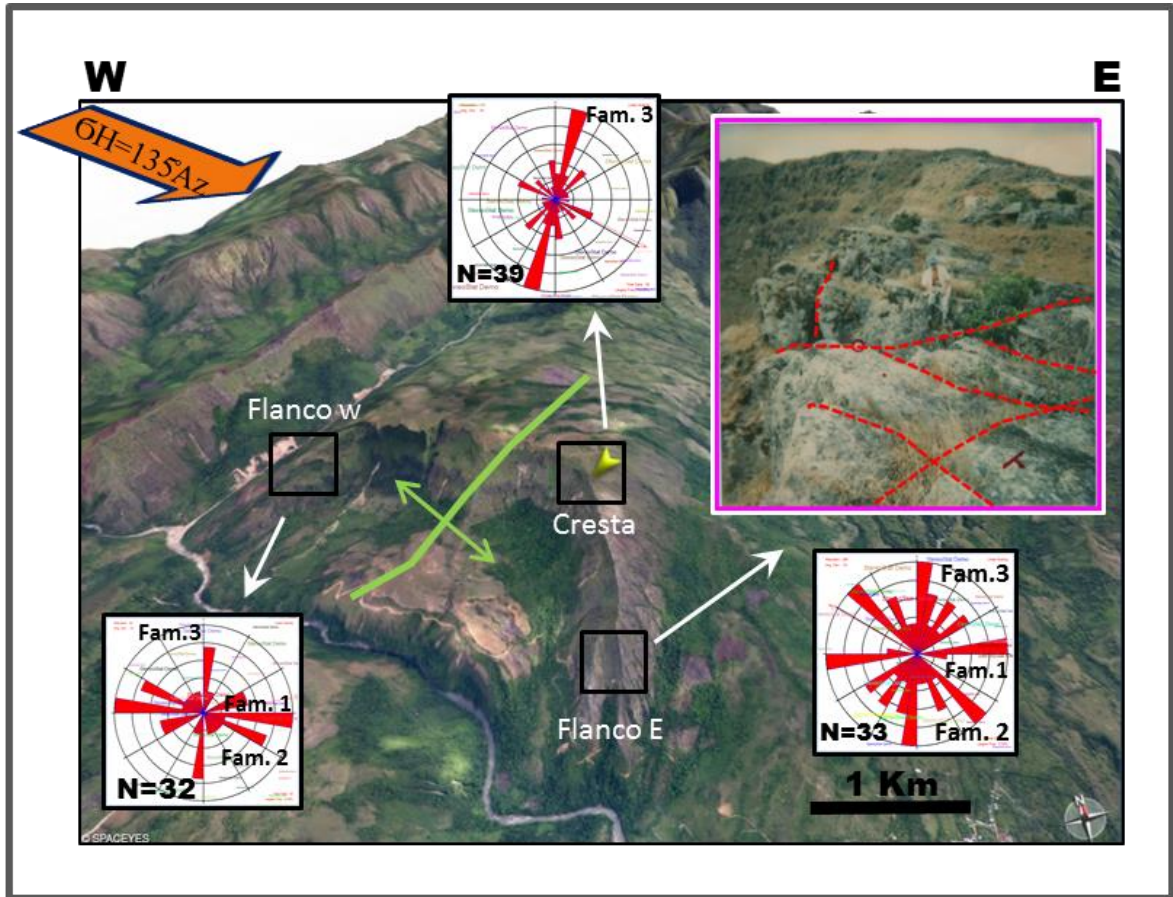


Figura 3-12. Sitios de medición de fracturas en el anticlinal de Monterralo en el Morro y diagramas de rosetas obtenidos con las familias de fractura leídas

3.3 Estratigrafía

Formaciones de edad Cretácico hasta el reciente están presentes en el área del PDM (Figura 3-13), la Formación Gacheta de origen marino es la base de la secuencia perforada en los pozos corresponde a shales oscuros con niveles calcáreos y areniscas de grano fino, es la roca fuente del sistema petrolífero, sobre ella yace la Formación Guadalupe depositada en ambientes marinos de plataforma media a interna y frente de playa, la unidad tiene 500 pies de espesor y presenta 4 zonas principales: la superior corresponde a la unidad Guadalupe *mudstone* formado por shales negros carbonosos, su espesor de 150 pies la

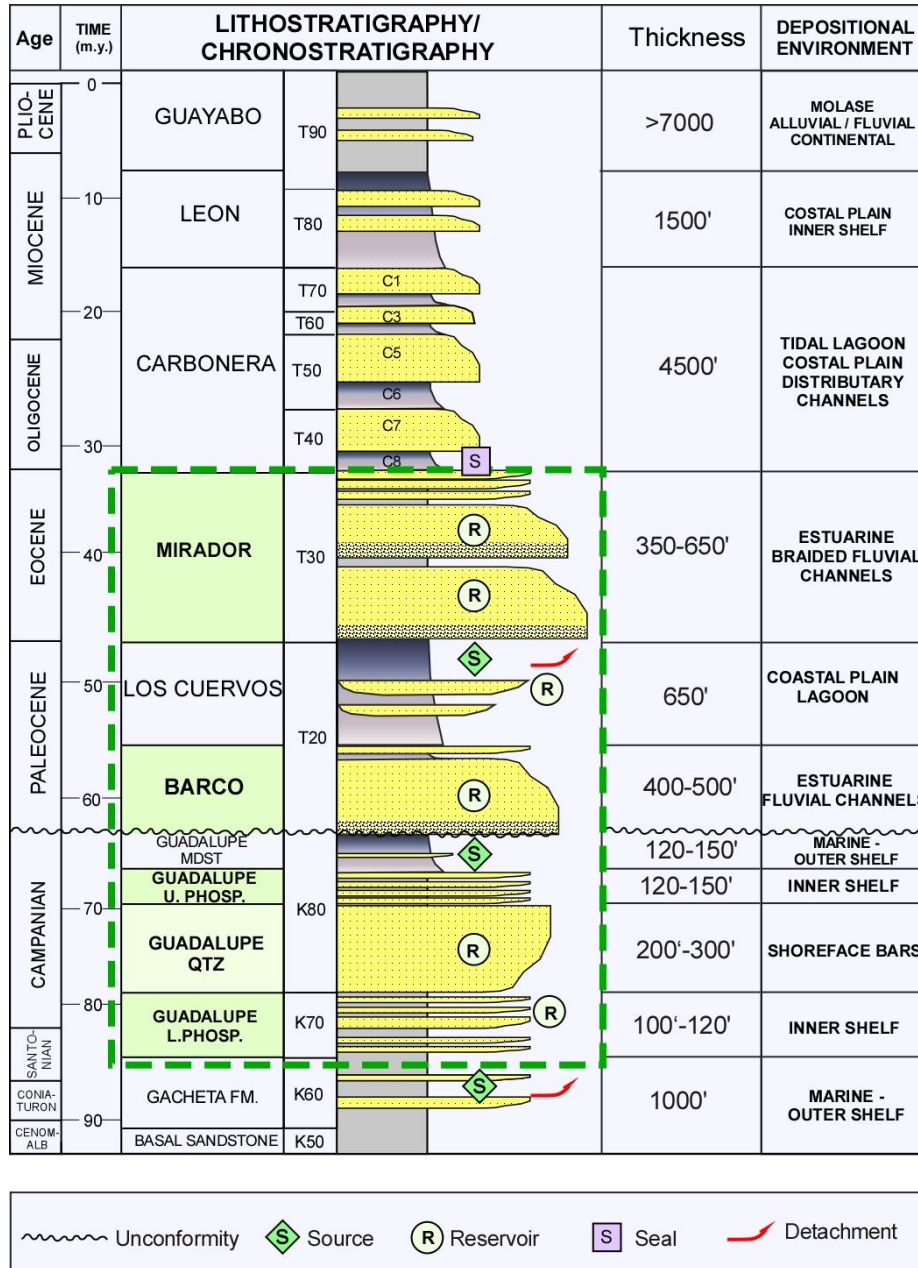


Figura 3-13. Columna estratigráfica generalizada del Piedemonte Llanero

Convierten en la segunda más importante roca fuente, la unidad UPH (*Upper Phosphatic*) consiste en areniscas finas con pellets de fosfatos, dentro de paquetes de shales, depositadas en la plataforma marina, la siguiente unidad es la arenisca de Guadalupe QZA que consiste en areniscas de cuarzo de tamaño de grano medio, bioturbadas, depositadas en un ambiente estuarino y de playa, finalmente la unidad fosfática inferior LPH Con

características similares a la superior. Las tres últimas unidades fueron modeladas en una sola zona dentro del modelo estático. Es un muy importante reservorio en Floreña y recientemente en el Complejo Pauto siendo altamente promisorio para futuros desarrollos.

La Formación Barco de edad Paleoceno tiene un espesor de 500 a 600 pies en Floreña y 400 pies en el Complejo Pauto, formado por cuarzoarenitas de grano medio con estratificación cruzada, de color gris claro a amarillo, bioturbadas en la parte superior, se interpreta como depositada en ambiente fluvial a estuarino y es el principal reservorio de la estructura de Floreña y un importante reservorio del Complejo Pauto.

La Formación Los Cuervos, de edad Paleoceno, varía en espesor de 750 pies en Floreña a 600 pies en Pauto, formada por una secuencia de arcillolitas grises y moteadas marrón verdosas con algunas areniscas depositadas en canales solitarios dentro de una llanura costera y aluvial (en algunos pozos del Complejo Pauto, estos canales aislados son productores de hidrocarburos). Esta unidad es también considerada roca fuente en el área, no fue poblada en el modelo estático.

La Formación Mirador es el principal reservorio de PDM en términos de reservas y productividad, de edad Eoceno, con un espesor que fluctúa desde 1200 pies en el Morro hasta 350 pies en la estructura Volcanera y un promedio de 500 pies en Complejo Pauto. En el bloque Piedemonte esta unidad podría dividirse en dos zonas principales: la parte superior con 150 pies en el Complejo Pauto se compone de una secuencia de arcillolitas intercaladas con areniscas de cuarzo de grano fino, con chert, caolinita, materia orgánica y pirita diseminada como accesorios, se presenta en conjuntos de capas de 10 a 20 pies con capas de 1 a 3 pies masivas y con laminación cruzada y planoparalela, presentan bioturbación principalmente de glossifungites y arenicolites, su respuesta a gamma ray es aserrada en las areniscas con capas granodecrecientes y granocrecientes y lecturas de entre 20 y 45 unidades API, han sido interpretada como depositadas en una llanura costera, con un proceso combinado de canales distributarios e influencia de las mareas, se ha identificado un gran canal solitario en dirección 45 °, cerca de la falla frontal del Complejo Pauto (Figura 3-14), el cual canibalizó depósitos de llanura costera anteriores, en términos de productividad constituye la zona más pobre en Formación Mirador.

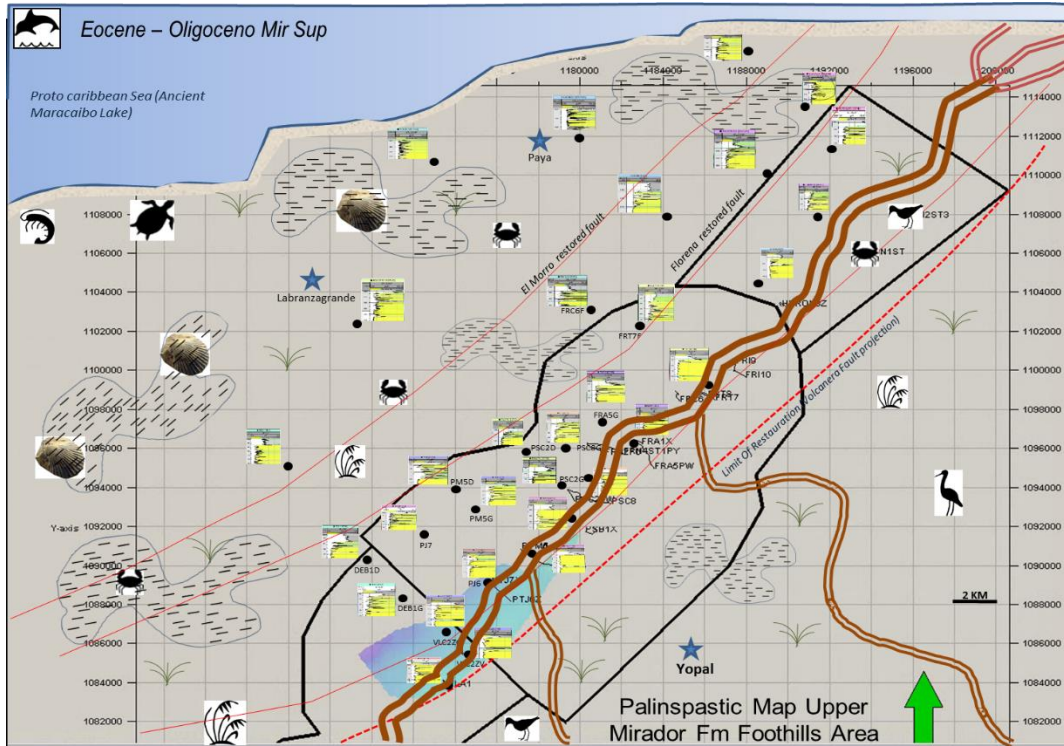


Figura 3-14. Reconstrucción palinspástica de la zona superior de la Formación Mirador

El resto de la formación Mirador tiene aproximadamente 350 pies de espesor en Complejo Pauto, y se compone de una parte media y una inferior separadas por un delgado nivel de shale que a veces no está presente, conformada por una secuencia de cuarzoarenitas con respuesta cilíndrica de GR que varía de 15 a 35 unidades de GR API, son conjuntos de paquetes de 20 a 30 pies con capas tabulares de 1 a 5 pies, frecuentemente amalgamadas y masivas; internamente poseen laminación cruzada, se componen de cuarzo en más del 98%, pero comúnmente contiene chert, intraclastos, caolinita, illita, clorita, pirita y bitumen o TAR; El tamaño del grano varía desde conglomerado fino (en la base de los lechos) hasta arena muy fina al tope de las capas, predominando el tamaño medio, el cuarzo es principalmente hialino, pero puede ser lechoso y los granos son redondeados a sub-redondeados, de color gris claro, blanco y amarillo, algunas intercalaciones de limonitas pueden estar presentes; se presentan localmente costras ferruginosas en los límites de capas. Estas areniscas han sido interpretadas como depositadas en canales fluviales dentro de un sistema de ríos trenzados amalgamados con una dirección principal del depósito hacia el NE y afluentes perpendiculares a esta dirección.

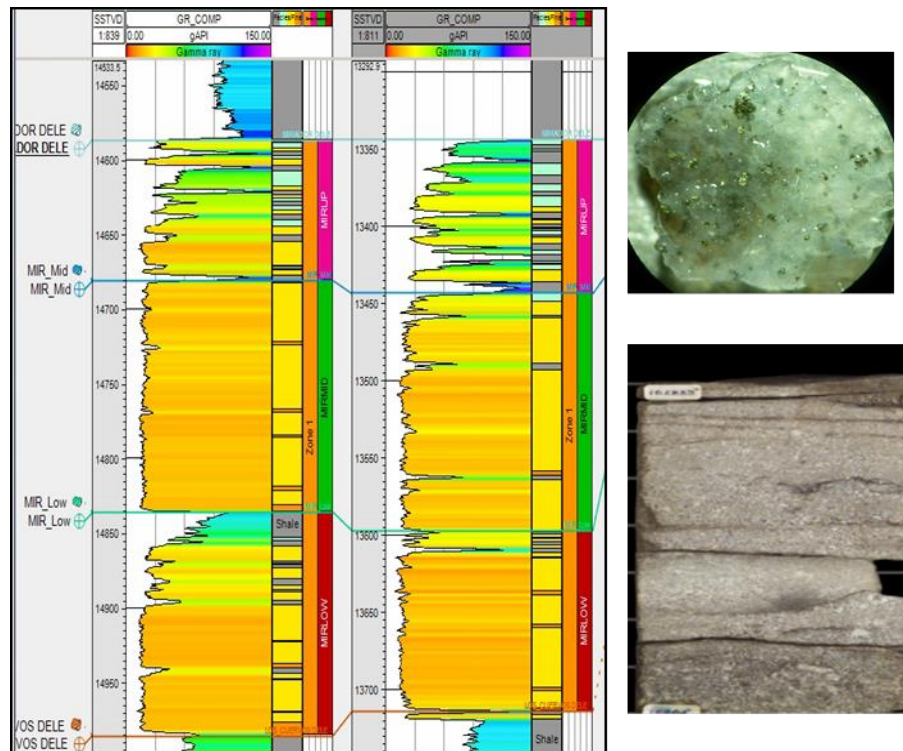


Figura 3-15. Formación Mirador, zonas y respuesta de registro GR. Fotografía bajo microscopio de corte de perforación QZ y pirita, fotografía de núcleo pozo PDM

El *overburden* consta de las formaciones Carbonera, León y Guayabo no están modeladas en esta versión del modelo estático, La Formación Carbonera consta de 8 unidades operacionales de intercalaciones arenisca – arcillolita de las cuales la inferior C8 es el sello regional y probablemente roca fuente, junto con el C7 observan un alto potencial como depósitos no convencionales, su edad es Oligoceno y el ambiente de depósito es de llanuras mareales; la Formación León se compone de un shale de color gris depositado en ambiente marino de edad Mioceno; la Formación Guayabo corresponde a la molasa producto del levantamiento de la CO de edad Plioceno (Figura 3-13)

3.4 Petrofísica

La construcción del modelo petrofísico requiere de un entendimiento completo de registros, núcleos y también información de producción procedente de PBUs y PLT / ILT. C. Moya presentó en 2015 un segundo enfoque del modelo petrofísico para Piedemonte, se desarrolló una metodología para estimar parámetros petrofísicos y definir el límite inferior donde la matriz contribuye al flujo. Para la porosidad, se encontró que el 75% de las muestras sobre 1,7% de porosidad de-saturan por encima de 60 psi, el 25% de estas muestras que de-saturan son atribuidas a la fábrica de la roca y micro fracturas, se cree que se debe a tejido de roca y la presencia de micro-fracturas; el 70% de las muestras con porosidad superior al 2,5% muestran fluorescencia y el 60% de los pozos producen por encima del 3% de porosidad (Palencia, 2012).

Debido a las complejidades de perforación muchos pozos no tienen un conjunto completo de registros y los núcleos cubren sólo el 2% de los reservorios penetrados hasta el momento. La matriz de roca de los reservorios en PDM es muy pobre variando en porosidad efectiva de 2 a 5% y permeabilidad de 0,1 a 2 md, con V_{shale} entre 1 y 20% (principalmente caolinita) y NTG (*Net to gross*) entre 0,5 y 0,75, microfracturas están presentes en esta escala y suponemos que su entrada es capturada por los registros. Basados en las pruebas de laboratorio y descontando la contribución de fracturas naturales las rocas en el área estarían justo en el límite entre un reservorio *tight* y un no convencional.

La correlación de Coates-Timor mostro el mejor ajuste con los datos de núcleo (Figura 3-16) en comparación con otras aproximaciones utilizadas para predecir permeabilidad, sin embargo esta permeabilidad aun no ajusta ya que no involucra el efecto de las fracturas naturales habiendo que efectuar un proceso posterior para lograr el ajuste, la porosidad también observa una contribución pequeña de las fracturas naturales calculada en cerca

del 0.1% de la porosidad total $\rightarrow \phi_T \sim \phi_m + \phi_f$

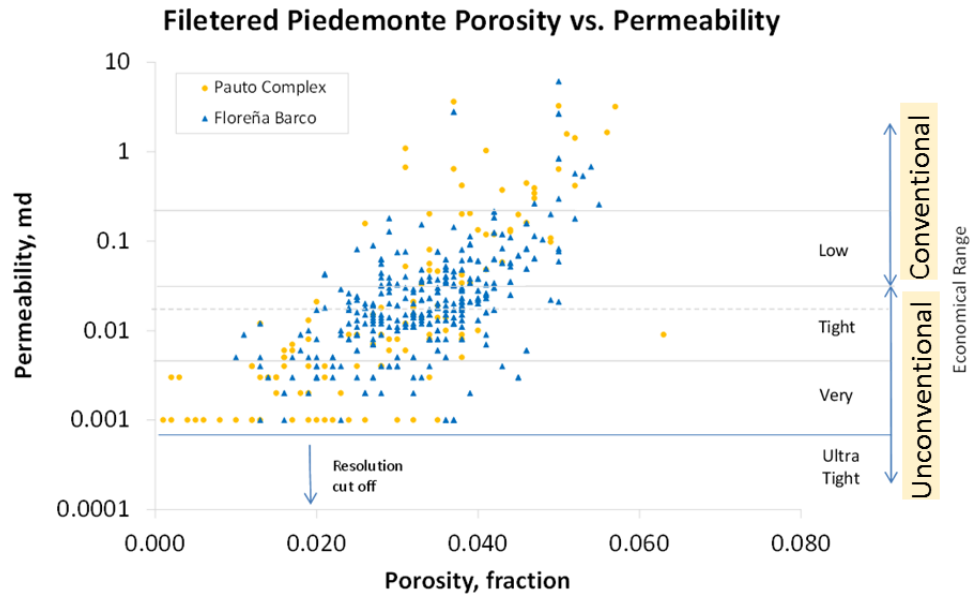


Figura 3-16. Diagrama de porosidad – permeabilidad de núcleos para PDM (Modificado de Herrera, 2016)

Con base en la clasificación de Nelson (Nelson, 2001) el cual representa en un gráfico de la permeabilidad de fractura (exceso de permeabilidad) Vs la porosidad total (matriz más fractura), los campos de piedemonte corresponden a tipo II y III significando que la roca provee la capacidad de almacenamiento esencial mientras que las fracturas ofrecen la permeabilidad esencial para el reservorio (Figura 3-17)

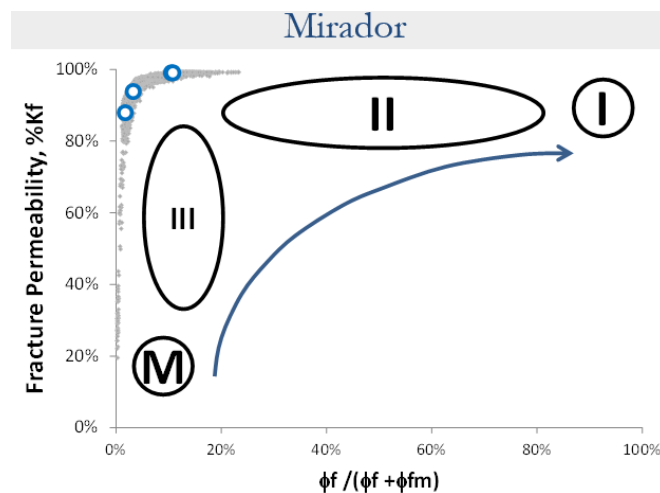


Figura 3-17. Tipos de reservorios de PDM en la Clasificación de Nelson (Herrera, 2016)

3.5 Afectación geomecánica y geoquímica a propiedades petrofísicas

Las propiedades elásticas de las rocas dependen del material lítico constitutivo aportado durante el depósito y de los cementos y transformaciones minerales que resultan durante el enterramiento, el cual sucede bajo un tensor normal de esfuerzos en el que el efecto de *arching* y el colapso de poro por compactación se encargan de hacer una reducción muy importante de las propiedades petrofísicas, pasando de 10 darcys a 0.07 md en Permeabilidad y de 35 a 3,5% en porosidad; sin embargo la situación se ve revertida durante la posterior deformación deviatorica compresional (tensor inverso) existiendo un restablecimiento parcial de las propiedades por la aparición de las fracturas naturales en la ecuación, alcanzando permeabilidades efectivas de fractura de cerca de 50 md lo que permite una amplificación de la permeabilidad del sistema hasta 5 md en promedio; la porosidad recibe un bajo aporte por fracturamiento pasando de 3,5 a 3,6% en promedio. En PDM al igual que su análogo *Rocky Mountains* existe hoy un tensor de esfuerzos Strike Slip, se presume que la trayectoria de esfuerzos sigue evolucionando a nivel de yacimiento por el depletamiento y el consiguiente cambio en la presión de poro (Figura 3-18).

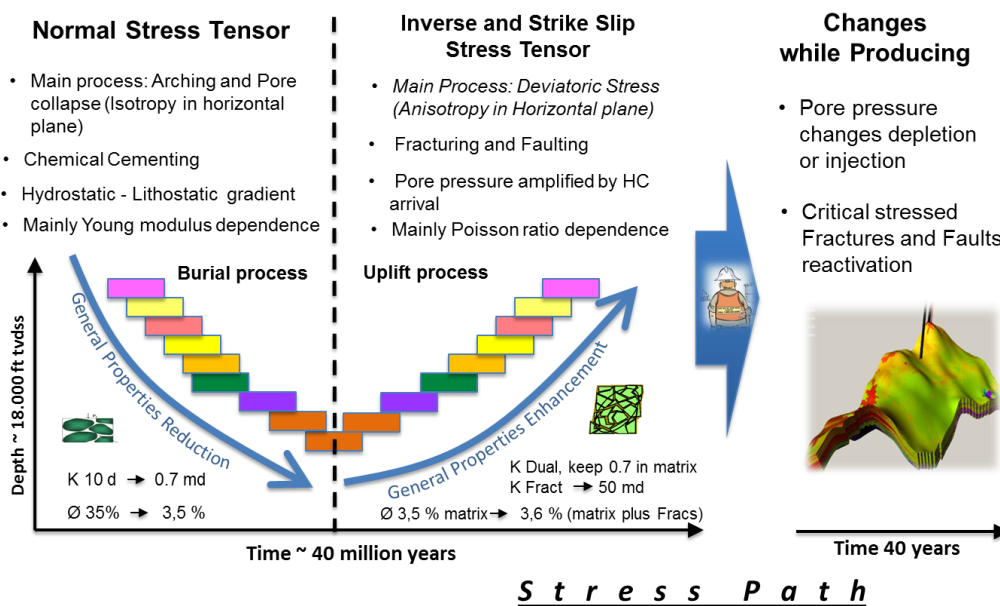
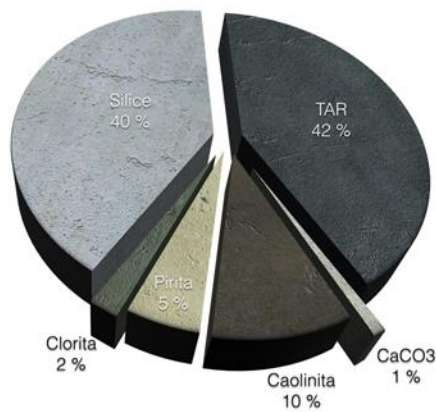


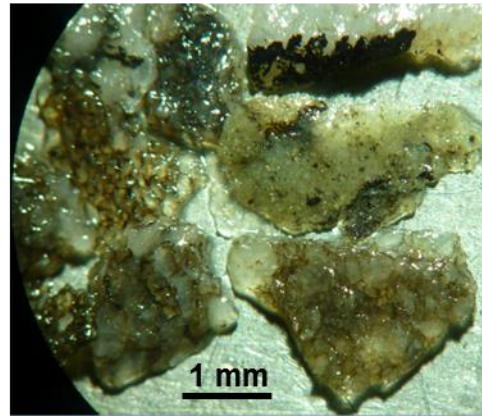
Figura 3-18. Propiedades por trayectoria de esfuerzos, enterramiento y deformación

Existe un elemento que probablemente no hemos capturado suficientemente aun y cuyo impacto en la petrofísica del yacimiento, movimiento de fluidos, factor de recobro y tecnologías a utilizar es muy importante, es la presencia de TAR (Figura 3-19) o bitumen que se aloja en la mayoría de las rocas reservorios (en porcentajes bajos < 3% pero localmente y en fracturas puede llegar a ser > 40%) restando porosidad y permeabilidad al sistema, la composición de éste es probablemente pirobitumen, asfaltenos y resinas, lo atribuimos por ahora a precipitación y biodegradación de las fracciones pesadas en fases iniciales de antiguas migraciones de crudos hacia los llanos cuando no había estructuración y viajaban libremente por los poros de las rocas del piedemonte (Mirador, Barco y Guadalupe), el primer pulso de generación en la cuenca sucedió hace 35 MA proveniente de la Formación Fomeque (Moretti, 2009) y para la Formación Gacheta a partir de 29 MA; un pulso muy importante es reportado a 16,5 MA, las migraciones que llenaron nuestras trampas son muy recientes (< 3MA) (UTG Geology, 2000) para Floreña se reporta una mezcla de crudos Cretácicos y Terciarios.

% minerales en área



Análisis Mi swaco - 2015



Cortes Formación Mirador

Figura 3-19. Porcentaje puntual, extremadamente alto de materia orgánica (TAR) en una muestra de un pozo de Pauto y cortes de perforación de Formación Mirador con TAR

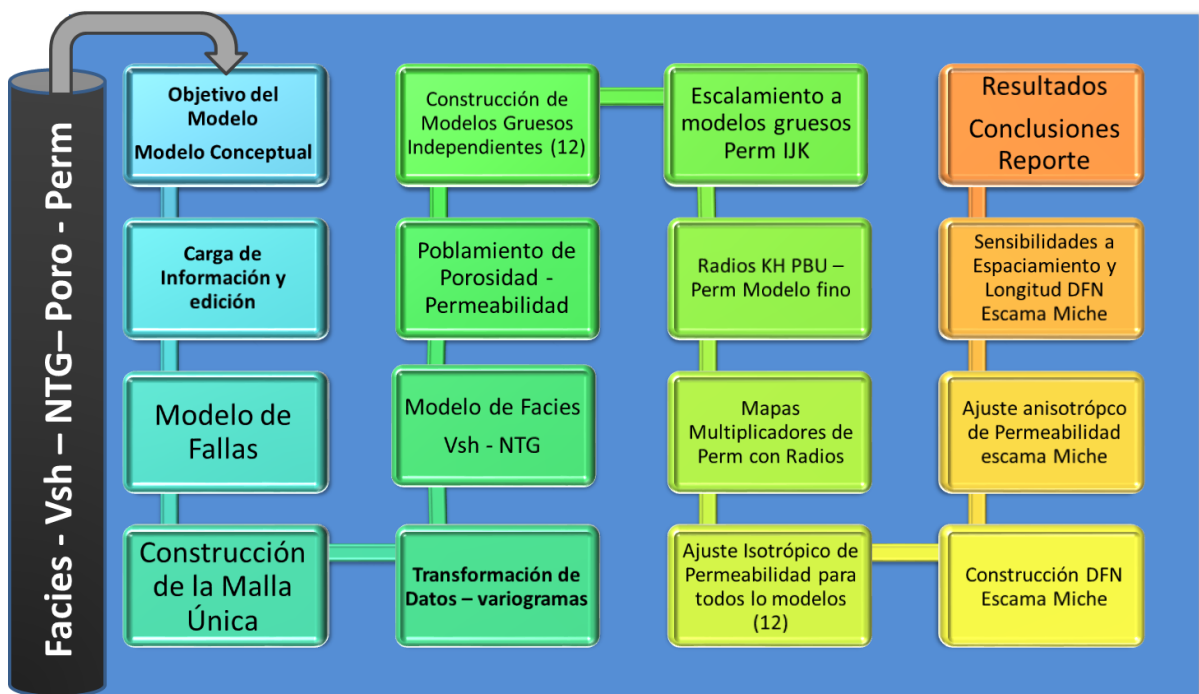
4. MODELAMIENTO ESTÁTICO

La presente es la segunda versión completa del modelo estático de piedemonte que fue entregado en 2016, proceso que abarco aproximadamente 1 año de trabajo para lograr un producto satisfactorio para llevarlo a simulador Nexus, adicionalmente se requiere que honre la geología, el comportamiento de los pozos y los objetivos, diseñándolo bajo una construcción liviana que cumpla con tiempos de corrida lógicos para la capacidad computacional disponible, el modelo estático es típicamente un problema inverso en el que conocemos la respuesta pero hay infinitas soluciones al problema.

El mayor reto para construir el modelo estático en PDM fue lidiar con la falta de registros en algunos pozos, pocos puntos para construir variogramas horizontales, mala calidad sísmica, ecualización de presiones con el tiempo en las diferentes escamas y la incertidumbre en la forma de los tanques, sin embargo tenemos la información de pruebas de pozos y técnicas de ingeniería como el balance de materiales para controlar de alguna manera los supuestos geológicos necesarios para obtener el resultado esperado. Los principales insumos fueron 24 mapas estructurales de superficies, 14 planos de falla principales, Información de 29 pozos, registros medidos e interpretados (GR, Porosidad, Permeabilidad y Vsh), registros de imágenes, buzamientos de capa y de fractura, topes de pozos, pruebas de presión y productividades de pozos; Las propiedades modeladas fueron Facies, Vsh (volumen de shale), Porosidad (Phie), Permeabilidad (K) y NTG (*Net to Gross*). La metodología del proyecto consta de 16 procesos principales de construcción

realizados en su mayoría en software Petrel 2014 ® y Gocad-Skua ® 2015 en algunos de los cuales ahondaremos adelante (Figura 4-1)

En un yacimiento naturalmente fracturado como los de PDM el mayor reto es lograr el ajuste de permeabilidad para lo cual Equión ha desarrollado una metodología *inhouse* con muy buenos resultados, dado que el foco de este trabajo es mostrar sensibilidades a parámetros de fractura y una nueva metodología de ajuste de permeabilidad nos centraremos en la escama Miche donde fue realizado dicho trabajo.



Modelo Estático Piedemonte Versión 4.0 2016 (Petrel® 2014)

Figura 4-1. Flujo de trabajo y metodología general sobre la construcción del modelo estático, DFN, sensibilidades de parámetros y ajuste de permeabilidad

4.1 Modelo Fino

Dado la baja cantidad de pozos para un área tan grande se decidió construir un modelo fino único (Figura 4-2) que permitiera usar poblamiento geoestadístico en escamas donde hay pocos o ningún pozo, utilizando kriging ordinario para asegurarse que no se va a tomar

una media igual para todas las escamas; la malla ortogonal de tipo *corner point gridding* se construyó con el algoritmo SF (*Structural framework*) y BVM (*Volume base modeling*), fue utilizada una dirección de alineación de eje principal de 46° , el tamaño de celda seleccionado en la horizontal fue de 75×75 metros y el alto de celda o *layering* de 15 pies aproximadamente, el modelo posee 14' 000.000 de celdas y se extiende en el eje mayor por 26 km y tiene 7 km de ancho. La construcción involucra desde campo Floreña, pasando por todas las escamas del Complejo Pauto hasta la estructura Volcanera y Foreland, incluyendo la escama prospecto Dele west y las porciones invertidas de Floreña.

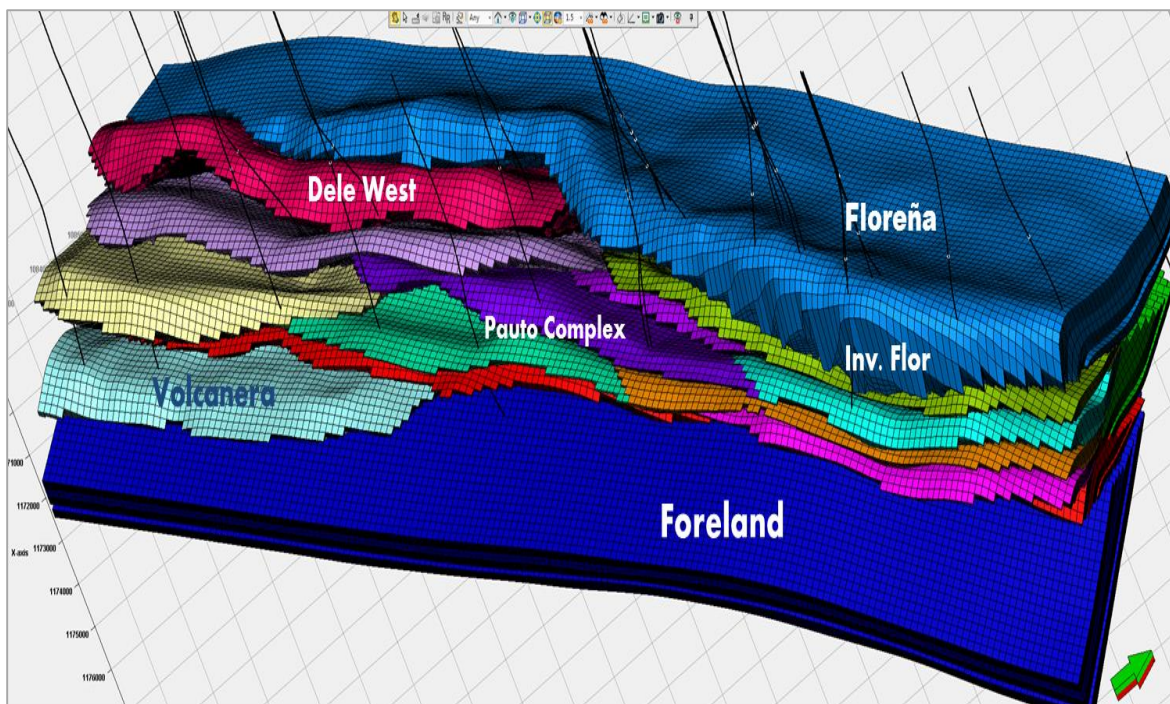


Figura 4-2. Modelo fino total de los campos Floreña y Complejo Pauto (full field model)

Fue necesario construir un modelo de fallas con cerca de 47 cruces entre ellas involucrando siempre a las fallas frontales y algunas fallas desgarre; el algoritmo utilizado permite modelar fallas de bajo ángulo y superficies estructurales muy inclinadas; las formaciones involucradas en la construcción de la malla son Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe, no se efectuó una zonación al interior de ninguna de ellas salvo en Guadalupe diferenciando el Guadalupe *mudstone*, en todas las unidades principales se construyeron 30 celdas en vertical con método proporcional *follow top*, mientras que en Los Cuervos y Guadalupe *mudstone* se hicieron de a 9, en los modelos gruesos las

unidades reservorio de 30 capas pasan a 10 con espesor promedio de 50 pies por celda mientras que las de 9 pasan a 3 celdas. (Tabla 4-1)

LAYERING PDM STATIC MODEL					
Formación	Unit Thickness Feet	Number of Layers			
		Fine Model	Thicknes Average by cell	Coarse Model	Thicknes Average by cell
Mirador	350 - 650	30	15	10	50
Los Cuervos	650	9	75	3	220
Barco	400 - 500	30	15	10	50
Guad Mud	150	9	15	3	40
Guadalupe UPH + QZA + LPH	500	30	15	10	50

Tabla 4-1. Distribución vertical de celdas en los modelos fino y grueso (Layering & Upscaling)

4.2 Poblamiento geoestadístico de propiedades

En la construcción del modelo de propiedades se tiene que ver reflejado el entendimiento que se tiene del campo en cuanto a geometría, tamaño de los cuerpos y conectividad, es aquí donde el modelador tiene las herramientas necesarias para crear el guiar el modelo hacia el modelo geológico conceptual. El primer paso es efectuar un control de las curvas petrofísicas cuidando sobre todo que los límites mínimo y máximo sean lógicos y que no observen “estacionariedad” que es cuando tienen un sesgo de adquisición o procesamiento.

4.2.1 Modelo de Facies

El modelo de facies debe tener atrás de su construcción un juicioso análisis sedimentológico y entendimiento de los ambientes de depósito porque esta manera se guiara los parámetros de entrada, adicionalmente este modelo será la base de las demás propiedades. El trabajo consiste en encontrar la correlación espacial de una variable regionalizada con respecto a la distancia, para ello se construyen los variogramas que deben existir en 3 direcciones espaciales principales; el variograma vertical fue calculado

en cada caso entregando una distancia vertical de correlación o rango vertical de 5 pies (Figura 4-3), los variogramas horizontales fueron establecidos con base en analogías por ambientes de depósito, ya que la distancia entre pozos muchas veces supera el tamaño de los cuerpos geológicos y la cantidad de puntos muestreados generalmente no es suficiente para efectuar un robusto cálculo geoestadístico; la dirección de los cuerpos fue establecida hacia 46° en azimut y su soporte fue discutido en el capítulo 2; para las formaciones Mirador y Barco se utilizó un rango mayor de 1700 m y uno menor de 600 m con base en un análogo seleccionado para ríos trenzados en *Plate River – Colorado*, para los cuerpos de la Formación Guadalupe se seleccionó una playa en el caribe con rango mayor de 2500 m y menor de 2000 m. otros parámetros como el *nugget* y el tipo de variograma son establecidos en este punto para Mirador utilizamos un variograma esférico (para crear más variación a cortas distancias) y para el resto exponencial.

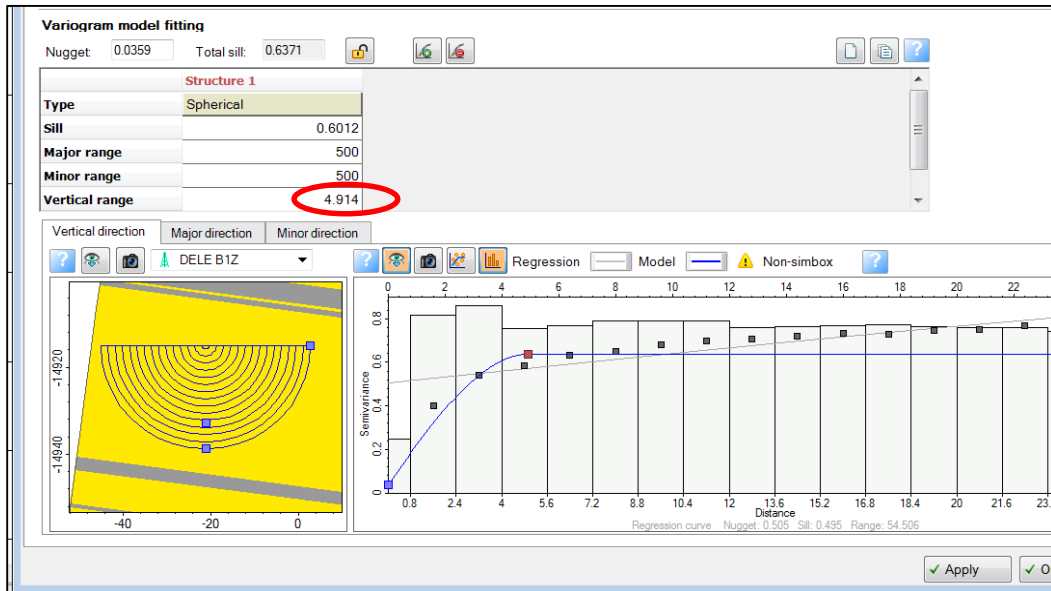


Figura 4-3. Variograma Vertical calculado para pozos en Complejo Pauto

El modelo de facies es el más sencillo posible binario arena/shale (Figura 4-4), el cual se surte principalmente de los registros de GR y Porosidad como los principales insumos mediante la creación de un registro sintético de facies con condicionales en la calculadora, la facies arena es aquella cuyo GR es menor a 40 unidades API y la porosidad mayor a 2% el resto es shale, este registro posteriormente es escalado con algoritmo *most of* a las celdas del modelo en el pozo (*block Wells*) y a estas es que le aplicamos variogramas para

su extrapolación de valores a todo el modelo para lo cual se utiliza el algoritmo SIS (*sequential indicator simulation*).

Geostatistical Variograms used for Gaussian Algorithms Population						
Zone	Azimuth	Nugget	Type	Major meter	Minor meter	Vertical feet
Mirador	46	0.001	Spherical	1700	600	5
Los Cuervos	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Barco	46	0.001	Exponential	1700	800	5
Guadalupe Mud	46	0.001	Exponential	2500	2000	10
Guadalupe UPH + QZA + LPH	46	0.001	Exponential	2000	1500	5



Figura 4-4. Cuadro resumen de parámetros de variograma y análogos de ambientes de depósito utilizados para el establecimiento de rangos horizontales.

El modelo obtenido finalmente (Figura 4-5) refleja los porcentajes de facies arena “limpia” obtenidos para cada unidad ya que areniscas con altos porcentajes de finos son considerados como shale por la metodología utilizada (Figura 4-6)

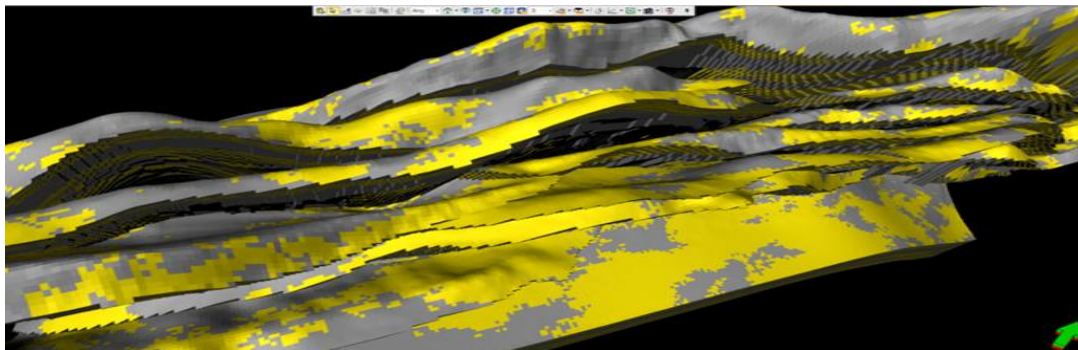


Figura 4-5. Modelo fino poblado de facies

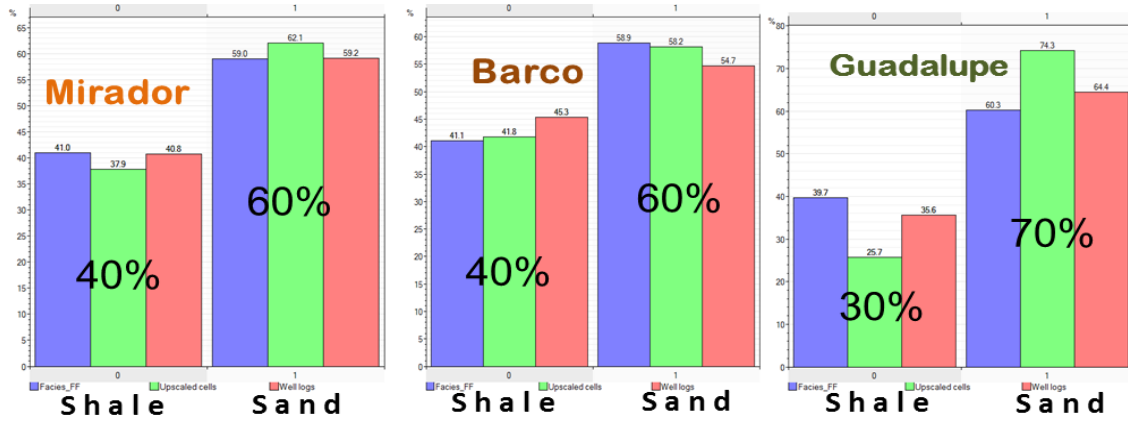


Figura 4-6. Comparación de porcentajes arena/shale en registro, celdas escaladas y modelo poblado.

4.2.2 Modelo de Porosidad

La porosidad es una propiedad continua escalar, durante el análisis de datos previo al poblamiento se trata de detectar estacionariedad y que los límites se hallen dentro de los valores deseados, que para el caso fueron de 0,0001 a 0,09 en fracción, luego se efectúa la transformación de datos llevados a una distribución gaussiana en el que la media y la mediana son iguales a cero y la desviación estándar es igual a 1; los variogramas utilizados son los mismos del modelo de facies, y el poblamiento se efectúa bajo el algoritmo SGS (*Sequential gaussian simulation*) el cual basado en kriging toma cada punto nuevo calculado como un dato duro para el cálculo del siguiente, cada realización variando la semilla va a arrojar un resultado diferente, el promedio obtenido del modelo poblado es 3,5% de porosidad para la Formación Mirador en el Complejo Pauto (Figura 4-7)

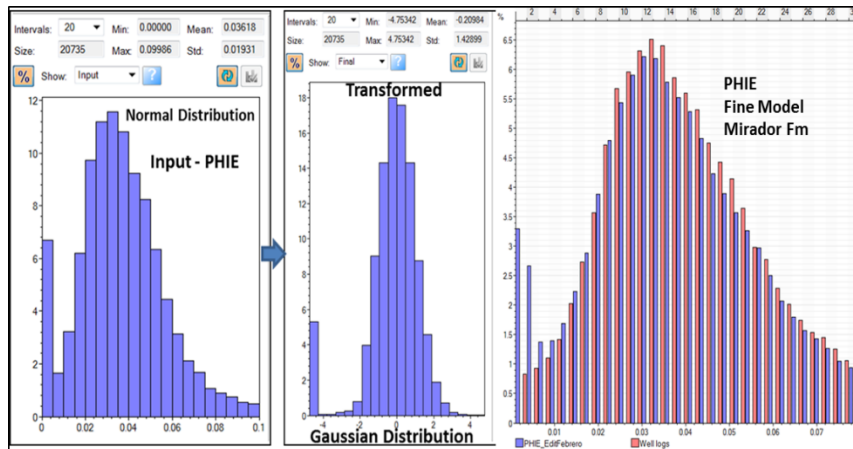


Figura 4-7. Distribución de porosidad de entrada, transformación de datos y poblada

4.2.3 Modelo de Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad continua vectorial, la cual es sometida al igual que las anteriores a una transformación de datos con la diferencia que es una propiedad logarítmica, los variogramas utilizados son los mismos del modelo de facies, los límites de la distribución estuvieron entre 0,0001 y 9 md, el poblamiento de esta propiedad se hace con algoritmo SGS y co-kriging con la propiedad de porosidad con la que se busca una correlación cercana a 0,8; en el modelo fino se obtiene un único valor de permeabilidad por celda (es tratado como un escalar) en el cual se asume que esta contenido el aporte que pudieran hacer las micro fracturas al sistema permeable; el resultado promedio para el Complejo Pauto filtrado por arenas es de 0,7 md (Figura 4-8). La permeabilidad de matriz para la escama miche (Tabla 4-2) exhibe un Kv/Kh de 0,22 adicionalmente el promedio de permeabilidad en dirección I resulto ser ligeramente mayor que en dirección J, lo cual es esperable por la geometría del depósito y la dirección de eje mayor utilizada (46°)

Reference Matrix Average Permeabilities Scenarios				
	I	J	K	Average Horiz K
Matrix	0.73	0.68	0.15	0.7095
KV/KH 0.22				

Tabla 4-2. Promedio de permeabilidades de matriz escama Miche

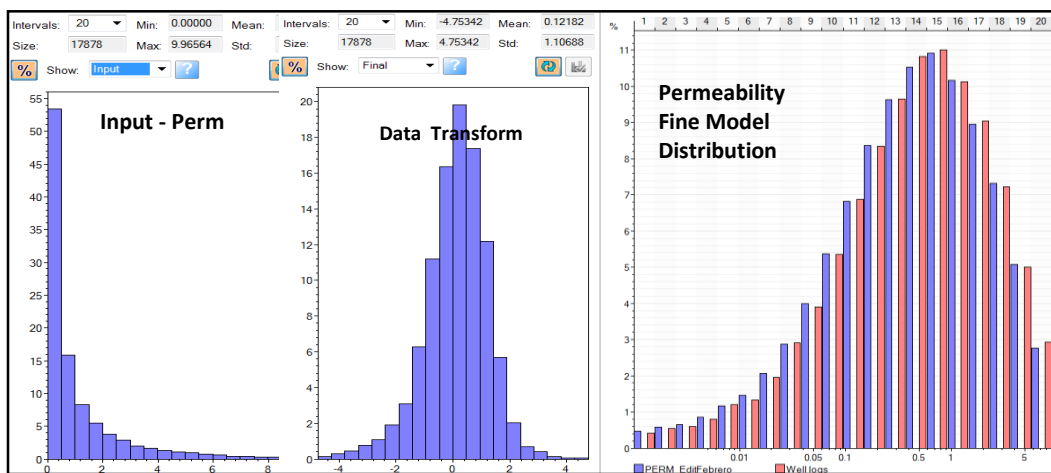


Figura 4-8. Distribución de Permeabilidad entrada, transformada y poblada

4.2.4 Modelo de NTG (net to gross)

La propiedad NTG es calculada con base en la simulación estática después de poblar la propiedad V_{shale} y efectuando un condicional junto con la porosidad, esta es una propiedad discreta en el modelo fino en la que 1 representa el reservorio y 0 es no reservorio: (If $V_{sh} < 0,2$ and $Poros > 0,02$, 1, 0). Cuando la propiedad es escalada al modelo grueso es computada con celdas vecinas convirtiéndola en una propiedad continua, la cual es truncada para valores inferiores a 0,1 y superiores a 0,9.

4.3 Modelo Grueso

Fueron construidos 12 modelos gruesos independientes para cada uno de los cuales fue hecho exactamente el mismo proceso del modelo fino en cuanto a construcción de la malla *corner point* utilizando tamaño de celda de $150 * 150$ m y escalado de alto de celda a más o menos 50 pies en reservorio, cada modelo tiene su propio modelo de fallas y se construyeron con algoritmos SF y VBM. Existen yacimientos con profundidades entre 8000 y 16500 pies tvdss todos modelados (Figura 4-9), la suma de las celdas activas en los modelos gruesos es de cerca de 250.000 el cual es un número muy conveniente para los tiempos de corrida en la simulación.

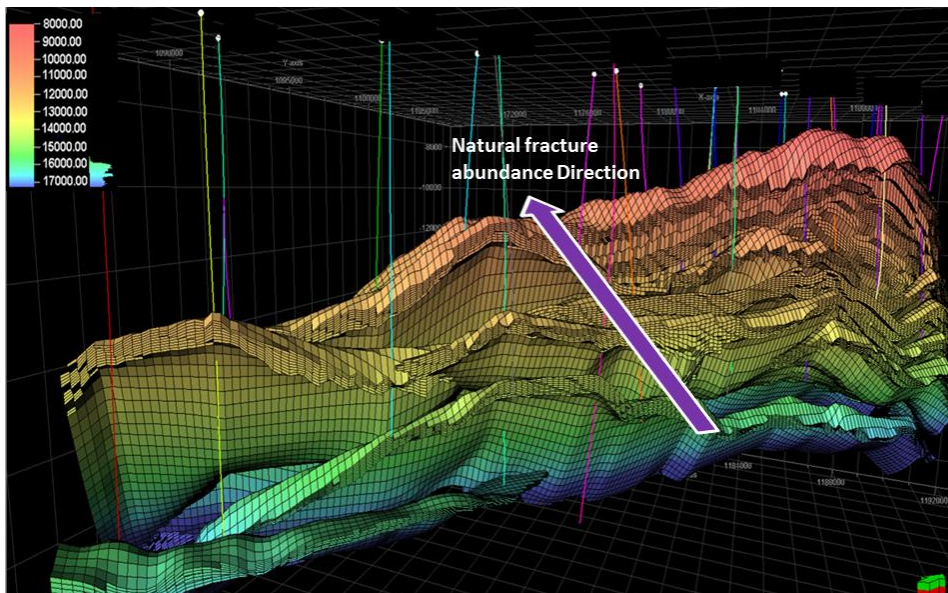


Figura 4-9. Modelos Gruesos – escala de profundidad – tendencia de fracturamiento

4.3.1 Escalado de Propiedades

Este proceso es muy importante porque son las propiedades consignadas aquí las que van a ser utilizadas en el simulador, la idea es no perder detalle geológico pero utilizar menos celdas para la simulación, adicionalmente es la manera como el NTG se hace una propiedad continua y como la permeabilidad pasa de ser un escalar a una propiedad vectorial con valores en I, J y K (Figura 4-10).

Dada la complejidad estructural el proceso de escalado de celdas fue hecho con algoritmo *zone-mapped layers* con especificación manual de índices o correspondencia de capas.

El NTG fue escalado con promedio aritmético ponderado a volumen de celda, la porosidad con promedio aritmético condicionado a NTG y la permeabilidad con método *flow based modeling* que utiliza tensores diagonales también es condicionada a NTG; el promedio de NTG resultante está entre 0,5 y 0,75 y el de porosidad está entre 3,7 y 4,4 (tabla 4-3) según formación y escama, la permeabilidad resultante es bastante isotrópica con valores similares en I y en J (0,7 md en promedio) y con una K vertical de 0,15 md en promedio, con un KV/KH de 0,22. Esta permeabilidad obtenida aun tendrá que ser ajustada posteriormente.

Structural Sheet	PHIE Average fraction (Sand)	NTG Average fraction (Sand)
Guamalera	0.0383	0.5962
Volcanera	0.0386	0.5749
Pauto Main splay	0.0371	0.5097
Granadillo	0.0379	0.5245
Granadillo	0.0379	0.5245
Miche	0.0388	0.5136
Pautomain	0.0381	0.5351
Barco East PautoMain	0.0433	0.5914
Barco Central PautoMain	0.0425	0.5969
GuadPautoMainEast	0.0438	0.5765
GuadCentralPM	0.0448	0.5845
Floreña Mirador	0.0385	0.6706
Floreña Mirador	0.0385	0.6706
Floreña Barco GAS	0.0453	0.7415
Floreña Barco OIL	0.0453	0.7415
Floreña Guad Mud	0.0309	0.1813
Floreña GuadUPHSS	0.0448	0.7591
Floreña Barco Inv	0.0432	0.6762

Tabla 4-3. Promedios de porosidad y NTG en modelos gruesos escalados

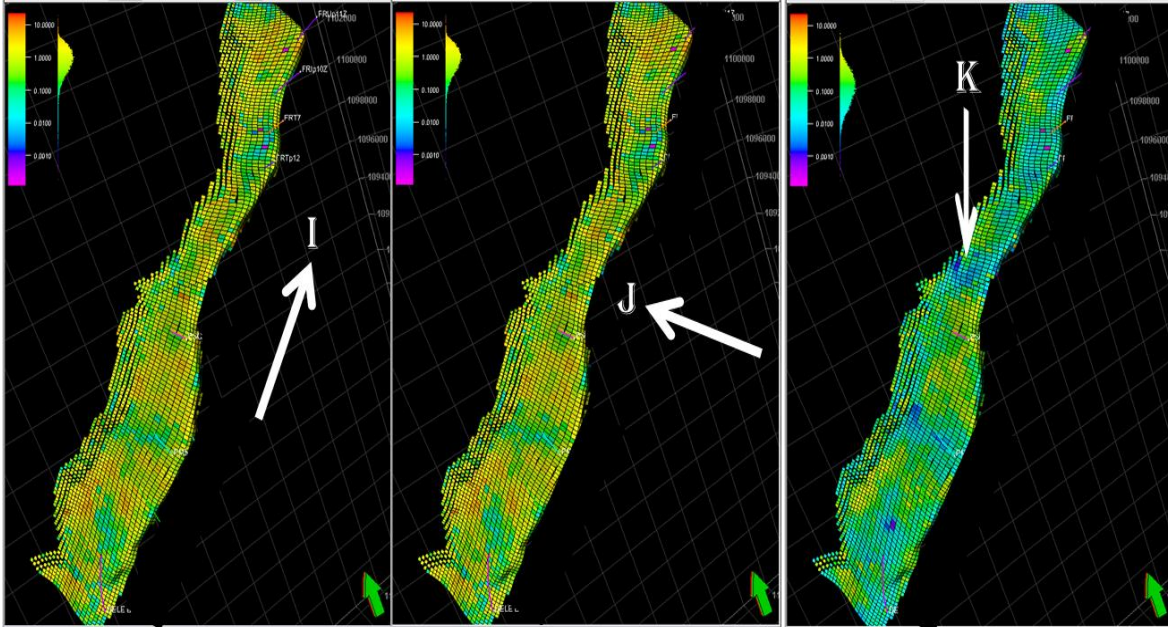


Figura 4-10. Modelos de permeabilidad de matriz - escama Miche

4.4 Modelo de fracturas DFN (*Discrete Fracture Network*)

Un modelo de fracturas DFN fue construido en el módulo DFN del software petrel para la escama Miche del Complejo Pauto, la información de entrada fueron las fracturas interpretadas como abiertas (críticamente estresadas) provenientes de los registros de imágenes UBI, de los cuales se escogieron las tres principales familias para ser pobladas, Familia 1 (0-180°), Familia 2 (60-240°) y familia 3 (150°) estas son las direcciones en las que se intersectarían fracturas de cada una de esas familias (figura 4-11).

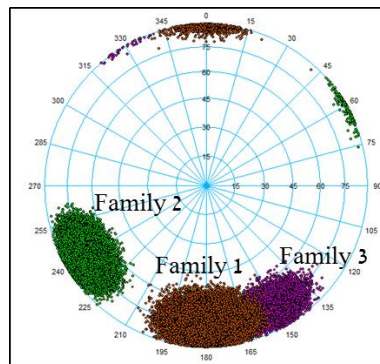


Figura 4-11. Tres familias modeladas en la escama Miche – Formación Mirador

4.4.1 Parámetros de Fractura – Conceptos espaciales

Los principales parámetros a tener en cuenta en la construcción del modelo son la actitud de los planos, Intensidad (espaciamiento), longitud, aperturas y espaciamiento, otros parámetros son controlados también como la concentración de fractura que significa el grado de variación en la actitud de los planos modelados en cada familia; la altura de fractura que se puede restringir a zonas, formaciones o todo el modelo atravesándolo completamente y forma de las fracturas, en la naturaleza tienden a una forma elíptica, en el modelo se aproximan de forma rectangular.

4.4.1.1 Intensidad y densidad de Fractura

De acuerdo con Dershowitz (1992) intensidad es el conteo de fracturas intersectadas por una unidad de longitud en una dimensión 1D (P11), por unidad de área en dos dimensiones 2D (P21) o por unidad de volumen en tres dimensiones 3D (P31), la propiedad tiene una relación directa con el espaciamiento, que vendría siendo la intensidad para una sola familia de fractura. El modelo de intensidad es el más importante insumo del DFN (Figura 4-12)

$$Intensidad (md) = (acumulada (md+W/2) - acumulada (md-W/2))/W$$

Donde W es la ventana vertical investigada y md representa la longitud total del intervalo

La densidad de fractura de acuerdo con Dershowitz (1992) es en dos dimensiones la sumatoria de la longitud de los trazos de fractura por unidad de área 2D (P22) o en tres dimensiones el área de todas las fracturas por unidad de volumen 3D(P32) (Figura 4-12)

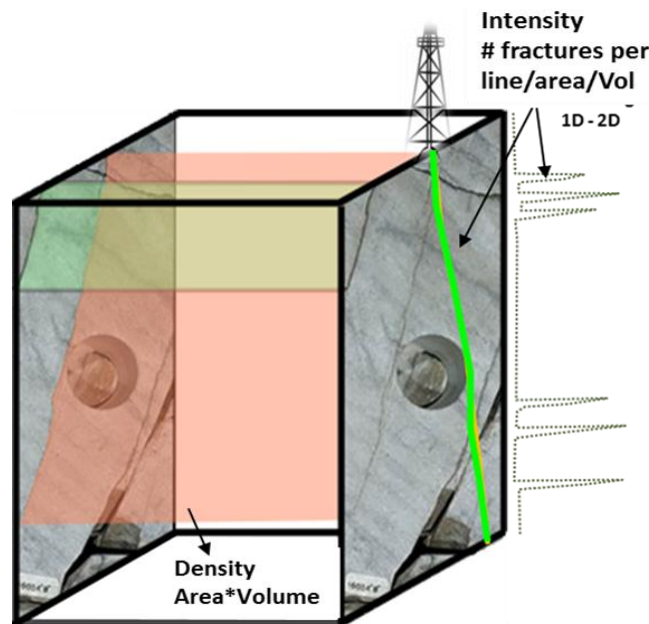


Figura 4-12. Conceptos de intensidad y densidad de fractura (Núcleo de PDM)

4.4.1.2 Longitud de Fractura - IFM

La longitud de fractura es un parámetro de entrada muy importante que se utiliza para definir el límite mínimo de fractura a modelar de manera discreta y a partir del cual las fracturas serán modeladas de manera implícita en un modelo paralelo llamado IFM (*Implicit fracture model*) en el que las fracturas que estén por debajo del umbral determinado no serán dibujadas de manera discreta pero si serán tenidas en cuenta para los cálculos de propiedades de fractura, para el caso PDM el umbral seleccionado DFN/IFM fue de 150 m.

Fotografías aéreas y atributo sísmico antracking fueron casi las únicas herramientas disponibles para tratar de medir este parámetro, altamente sensible a la fractalidad del fenómeno, por lo anterior fue necesario efectuar una corridas en un simulador monte carlo con 5000 iteraciones (Figura 4-13) en las que el P1 es 10 m y el P99 2800 m con un promedio de 350 m de longitud en escala de meso fractura, en el caso de referencia se utilizó 800 m como límite máximo pero hubo sensibilidades con 1600 m.

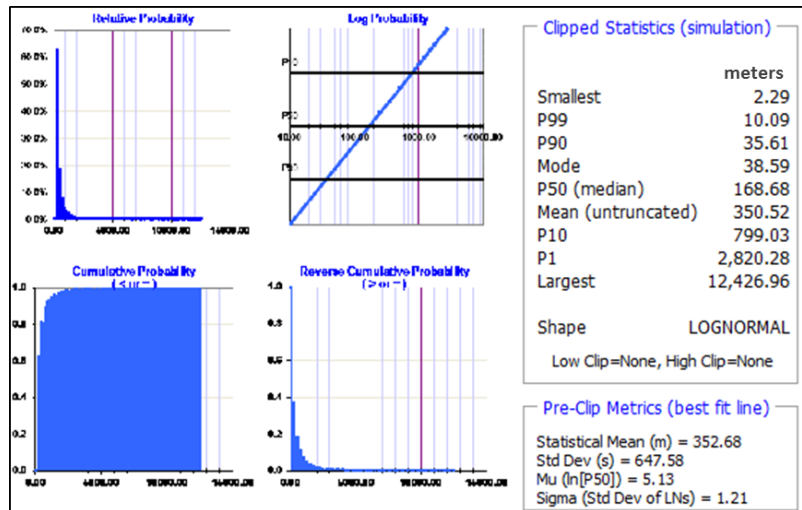


Figura 4-13. Iteraciones en una hoja montecarlo para parámetro longitud de fractura

4.4.1.3 Apertura de Fractura

Este parámetro tiene la ventaja que puede ser medido en secciones delgadas o imágenes SEM la dificultad es la representatividad que tengan estas medidas puntuales de un fenómeno tan pequeño, en los reportes internos el rango encontrado es de 10 a 100 micrones (μm), en el reporte MiSwaco (2015) de análisis SEM en múltiples muestras de 2 pozos del Complejo Pauto refieren un promedio de apertura de microfractura de 57 μm para un pozo y 46 μm para el otro, por esta razón tomamos un promedio de 50 μm para los cálculos, adicionalmente se hicieron 5000 iteraciones en herramienta montecarlo con un P10 de 4 μm y un P90 de 255 μm (Figura 4-15); es importante la observación que las gargantas de poro medidas en el mismo reporte son de similar orden (10 a 50 μm) haciendo sentido que el sistema matriz-microfractura sea un solo.

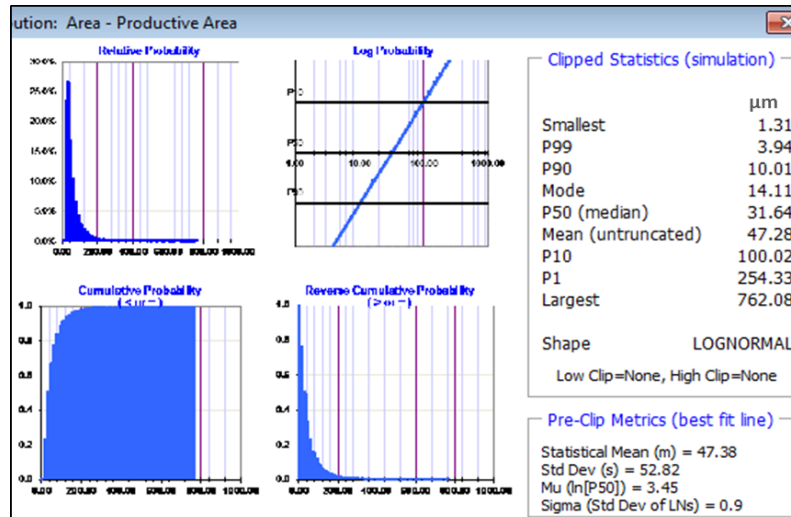


Figura 4-14. Iteraciones en una hoja montecarlo para parámetro apertura de fractura

4.4.1.4 Espaciamiento de Fractura

Este parámetro a la escala de las fracturas modeladas puede observarse en los corazones de pozo y afloramientos análogos, sin embargo el espaciamiento que utiliza el modelo lo toma directamente de la intensidad calculada de los registros de imágenes UBI. Para el caso de referencia el espaciamiento promedio proveniente de la intensidad es de 7,8 pies lo cual está en el orden de las observaciones de núcleos y de afloramientos para escala meso de fractura; es quizás junto con la apertura el parámetro de mayor impacto en las propiedades de fractura.

4.4.2 Construcción del modelo estocástico de fracturas naturales

La mejor aproximación lograda hasta hoy en el modelamiento de fracturas es justamente la construcción de un modelo estocástico de fracturas discretas DFN que reproduzca a la distancia las intensidades de fractura observadas en los pozos con sus variaciones geoestadísticas, sin lograr aun que los planos de fractura en el pozo queden contruidos exactamente donde se midieron; el primer paso es la generación de registros de intensidad en los pozos donde existan fracturas naturales interpretadas.

A los mapas estructurales de entrada se les calcula curvatura con el algoritmo interno de petrel, luego estos mapas de curvatura son convertidos a una propiedad en el modelo 3D con el algoritmo *assign value*, una vez hecho esto la propiedad es normalizada, utilizando en este caso la propiedad normalizada para la familia 3 (fracturas de cresta), mientras que

para las familias 1 y 2 que abundan más en cresta que en flanco se utilizara la probabilidad invertida de curvatura como entrada.

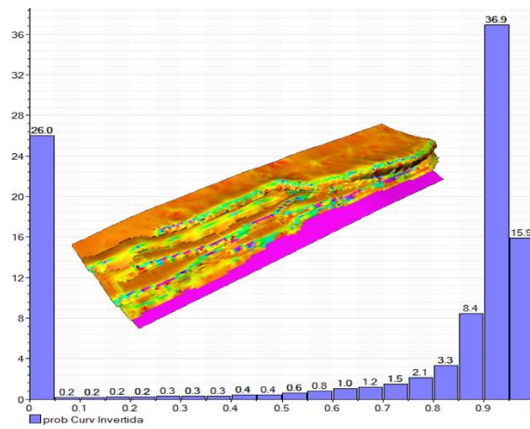


Figura 4-15. Distribución de probabilidad invertida de curvatura (todas las escamas)

El siguiente paso es la construcción de los modelos tridimensionales de intensidad (uno para cada familia), con base en los registros sintéticos de intensidad, utilizando el algoritmo *gaussian random function simulation* y variogramas suficientemente grandes (más que los de matriz) y se procede a poblar la propiedad empleando los modelos de probabilidad de fractura como variable secundaria.

Modelos de fracturas DFN e IFM para cada familia son construidos con base en los modelos logrados de intensidad y la entrada de los umbrales de los parámetros arriba discutidos de longitud, apertura, geometría, forma y concentración en la interface del módulo de fracturas del *software* petrel (Figura 4-16).

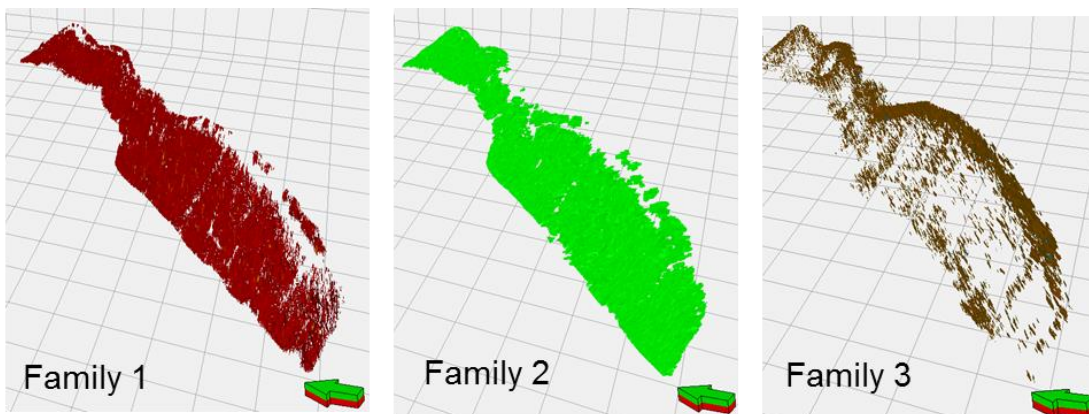


Figura 4-16. Modelos de fracturas DFN para cada familia escama Miche

4.4.3 Propiedades de Fractura

Con base en el modelo de fracturas naturales DFN construido en la escama Miche del complejo Pauto se obtuvieron para cada una de las 3 familias (Figura 4-17) por

escalamiento las propiedades de fractura permeabilidad (I,J y K) porosidad y factor sigma claves para llevar a cabo una simulación DPDP, en nuestro caso la permeabilidad de fractura se utilizó para pesar las diferencias de magnitud en las direcciones horizontales, y la porosidad para comprobar y adicionar al modelo el modesto aporte de las fracturas a la propiedad.

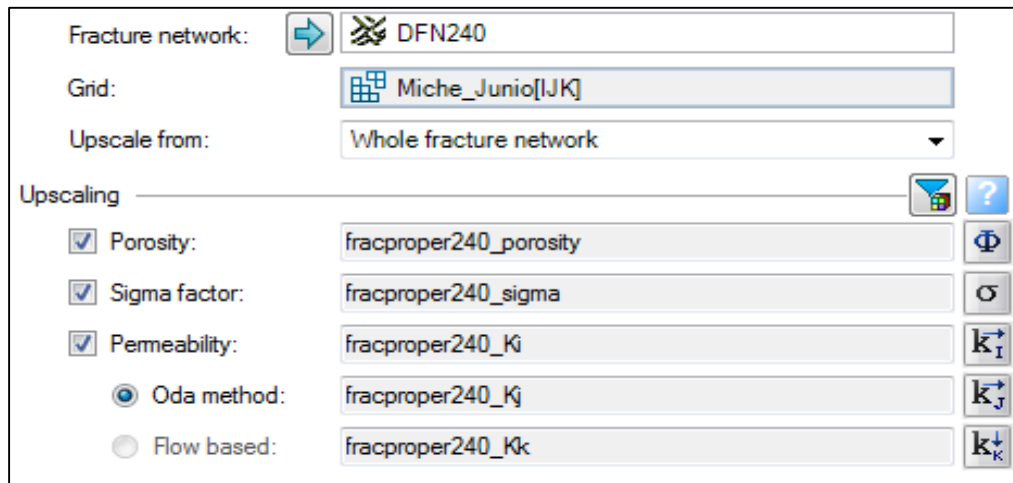


Figura 4-17. Propiedades de fractura obtenidas en la escama Miche permeabilidad con método Oda (I,J y K), porosidad y factor sigma

4.4.3.1 Porosidad de Fractura

La porosidad de fractura es la proporción del volumen total de fracturas sobre unidad de volumen, depende únicamente de la geometría de fractura y se calcula como el producto del área de fractura por el volumen de celda y la apertura, donde el área de fractura es el producto simple de la longitud por altura de la misma

$$\varphi_f = \frac{V_{tf}}{V_t} = \frac{\sum(A_f e)}{V_t}$$

Donde,

V_{tf} - Volumen total de fracture, m³

V_t – Volumen total, m³

El aporte de la porosidad de fractura en piedemonte es muy bajo siendo cercano al 0,01 % para un espaciamiento de 4 pies y una apertura de 50 micrones.

4.4.3.2 Permeabilidad de Fractura y método Oda

La permeabilidad de fractura depende de la intensidad de fractura, la interconectividad y transmisividades de las mismas; la permeabilidad Intrínseca de fractura basada en la ecuación de Poiseuille se puede plantear de la siguiente manera sin tener en cuenta rugosidad y fricción (Herrera, 2016):

$$k_{ff} = C_1 \cdot e_0^2 \cos^2(\alpha) \quad 4-1.$$

k_{ff} es la permeabilidad intrínseca de fractura (en Darcys), la cual es función de:

α : Angulo entre el gradiente de presión y plano de fractura [°]¹.

C_1 : Factor de conversión en Darcys 8.44 x10⁶ para e₀ en cm, 5.44x10⁷ para b en pulgadas.²

La permeabilidad efectiva de fractura es aproximada de la siguiente manera en Jolly, 2002:

$$effK_f = N_f \cdot K_{ff} \cdot A / C$$

Donde la permeabilidad efectiva de fractura (effK_f) es función del número de planos de fractura a través de la celda (N_f), la permeabilidad intrínseca del plano de fractura (K_{ff}), la apertura del plano de fractura (A) y el tamaño de celda (C).

En el módulo DFN del software petrel se pueden modelar hasta 100.000 fracturas por restricción computacional, sin embargo en si el método de tensores de Oda (1985) que obtiene permeabilidad de fractura para cada una de las familias puede utilizar hasta 10'000.000 de fracturas; descrito en Derhowitz (2007), el método Oda consiste en tratar cada fractura como un vector normal dentro de la celda, para obtener un tensor describiendo el momento másico de inercia de las fracturas distribuidas sobre una esfera,

² Example, for a fracture width of 0.1 mm, the k_{ff} is 844 Darcies.

la gran ventaja es que la permeabilidad efectiva puede ser calculada sin requerir simulaciones de flujo.

$$N = \int_{\Omega} n_i n_j E(n) d\Omega$$

Donde,

N = número de fracturas en Ω

n_i, n_j = Componentes normales de fractura n

$E(n)$ = Función de probabilidad de densidad que describe el número de vectores (fracturas n) orientadas dentro de un sólido (volumen)

Ω = Angulo del solido correspondiente a la superficie de la esfera

Para una malla específica con áreas de fractura conocidas A_k y transmisividades T_k obtenidas del modelo DFN, un tensor de fractura empírico puede ser calculado por adición de fracturas individuales pesadas por área y transmisividad.

$$F_{ij} = \frac{1}{V} \sum_{k=1}^N f_k A_k T_k n_{ik} n_{jk}$$

Donde:

F_{ij} = Tensor de fractura

V = Volumen de celda

N = Número total de fracturas en la celda

F_x = Factor de percolación por fractura K (generalmente igual a 1)

A_x = Área de fractura K

T_x = Transmisividad de fractura K

$n_{ik} n_{jk}$ = componentes normales a la fractura K

El tensor de permeabilidad de Oda se deriva de F_{ij} asumiendo que éste expresa el flujo como un vector a lo largo de la normal de la fractura; asumiendo que las fracturas son impermeables en dirección paralela a la normal, F_{ij} debe ser rotado dentro del plano de permeabilidad

$$k_{ij} = \frac{1}{12} (F_{kk} \delta_{ij} - F_{ij})$$

Donde,

K_{ij} = Tensor de permeabilidad

F_{ij} = Tensor de fractura

δ_{ij} = Kroenecker delta

La aproximación de Oda deriva en un tensor equivalente de permeabilidad, de acuerdo a una malla específica, este tensor puede también ser derivado con el uso de un permeámetro numérico en el cual condiciones frontera son aplicadas a los límites de la malla; en un extremo de la discretización (mallas a escala de milímetros), la aproximación Oda reproduce con exactitud el modelo hidrostático de fractura subyacente para flujo y transporte; no obstante a escalas mayores de construcción de modelos discretizados (decenas o cientos de metros) éste método pierde exactitud, que es compensada con los tiempos computacionales (Derhowitz, 2007).

4.4.3.3 Factor Sigma (σ)

Los bloques de matriz son los principales contribuyentes al volumen poroso del reservorio pero exhiben baja permeabilidad comparado con las fracturas; el factor sigma es uno de los más importantes parámetros en un modelo de doble porosidad porque cuantifica el flujo entre la matriz y el armazón de fracturas, introducido por Kazemi (1976) combina la distancia promedio en tres direcciones perpendiculares la flujo descrito en el medio fracturado.

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right)$$

Donde,

L_x – longitud de la celda de matriz (m)

L_y – ancho de la celda de matriz (m)

L_z – espesor de la celda de matriz (m)

5. AJUSTE DE PERMEABILIDAD

Los yacimientos del piedemonte llanero Colombiano son naturalmente fracturados, correspondientes a tipo II y III en la escala de Nelson (Nelson, 2001), siendo un yacimiento DPDP cuyo espacio de almacenamiento esta dado por la matriz pero su principal mecanismo de flujo es proporcionado por las fracturas naturales (Figura 5-1).

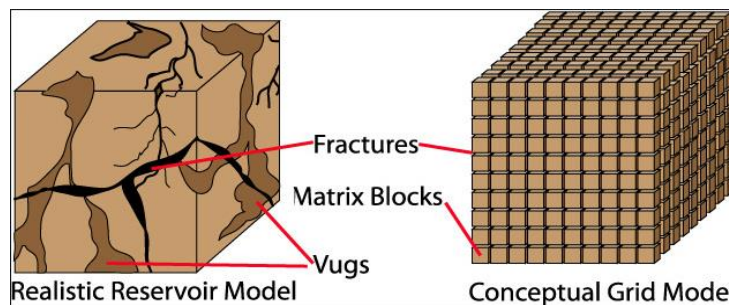


Figura 5-1. Esquema comparando un modelo real soportado en fracturas naturales Vs un modelo conceptual cubico de interacción matriz - fracturas naturales (Warren et al. 1963)

Las mediciones de permeabilidad de núcleo en su mayoría miden la permeabilidad de matriz que se ubican entre 0,01 y 1 md moviéndose entre el límite de yacimientos *tight* no convencionales y convencionales apretados; por su parte la porosidad obtenida de las lecturas densidad-neutrón se asume que incluyen la porosidad de microfractura ya que los tamaños de poro, gargantas de poro y apertura de microfracturas están dentro de un mismo orden variando entre 10 y 100 μm comportándose como un solo sistema; con base en la porosidad de registro y calibrada con datos de núcleo es obtenida la permeabilidad de matriz, la cual en la mayoría de los casos dista de la permeabilidad real del sistema razón por la cual requiere de un ajuste posterior para ser modelada como un modelo único acoplado matriz-fractura que represente un sistema DPDP el cual puede realizarse de dos maneras denominadas ajustes isotrópico y anisotrópico.

5.1 Ajuste isotrópico de permeabilidad

El ajuste de permeabilidad se realiza a partir de dos fuentes diferentes de lecturas de KH, éste parámetro representa la permeabilidad por unidad de longitud de roca expuesta en un pozo por ejemplo, y constituye el principal dato de comparación en el ajuste; el KH que

se extrae del modelo estático poblado con base en los registros eléctricos (Figura 5-2), se calcula de la siguiente manera:

$$KHM = (\sqrt{K_j * K_i}) * H * NTG$$

Donde,

KHM = KH de matriz calculada del modelo estático

K_j K_i = Permeabilidades horizontales obtenidas del modelo estático

H = Ventana md a ser calculada, o alto de celda

NTG = *Net to gross* de la ventana calculada

Para efectuar este procedimiento en *software* petrel una vez se tenga poblado el modelo estático se calcula en cada pozo de control un registro sintético de permeabilidades en las direcciones i y j y de la misma manera para el NTG, cuyos valores por celda son llevados a una hoja Excel para completar el cálculo de KHM arriba descrito con la sumatoria de valores de las celdas atravesadas por el pozo (Figura 5-2).

La segunda fuente de datos sobre KH es la que resulta de las interpretaciones de las pruebas de presión PBU que regularmente arrojan lecturas mayores debido a que representan el comportamiento de un amplio sector del yacimiento (*support effect*) y a que involucran el comportamiento de la matriz y las fracturas naturales (Figura 5-2).

La comparación de estas dos lecturas de KH resulta en un número o radio que representa el exceso de permeabilidad, el cual es asociado directamente al aporte de las fracturas naturales al sistema

$$RI = KH (PBU) / KHM$$

Donde,

RI = Radio isotrópico de KH

KH (PBU) = KH interpretado de PBU (KH matriz + KH fractura)

KHM = KH calculado de matriz

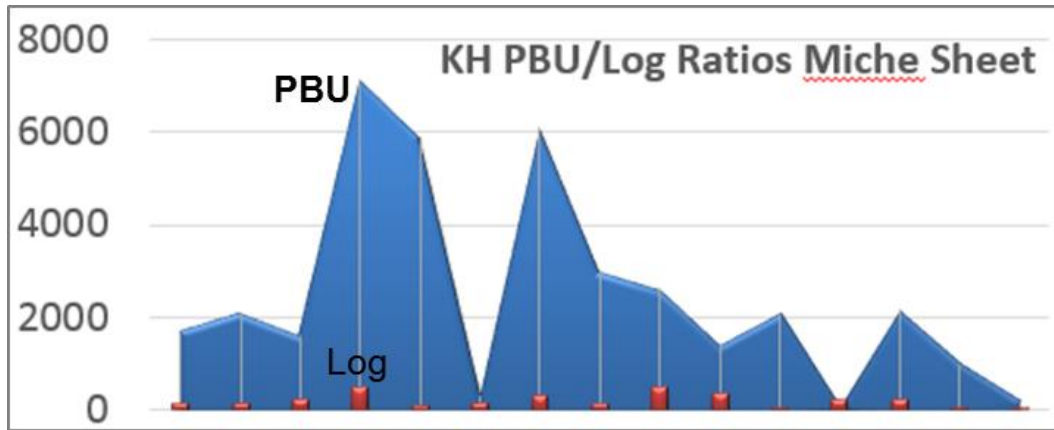


Figura 5-2. Esquema de diferencias para varios pozos de la escama Miche entre KHM (barras rojas) y KHPBU (perfil azul)

Una vez obtenidos los radios RI, éstos son utilizados junto con mapas de curvatura (provenientes del mapa estructural) como la principal entrada para construir los mapas multiplicadores de ajuste de permeabilidad para cada una de las escamas estructurales, estos son construidos en la herramienta *make edit surface* de petrel utilizando el algoritmo fractal que construye los mapas entre los valores de radio deseados, en este paso se deben efectuar múltiples realizaciones y aplicar edición a mano hasta obtener un mapa con un sentido geológico y cuidando que el promedio del mapa resultante sea igual a la media de los datos de radio y que a su vez represente el modelo conceptual del campo y comportamiento de los pozos (Figura 5-3).

Estos mapas son llevados a poblar el modelo geocelular tridimensional en la herramienta *petrophysical modeling* de petrel bajo el algoritmo *assign surface data generando una nueva propiedad denominada K_factor* (Figura 5-4) este procedimiento tiene una limitante y es que cada columna de celdas será poblada por un mismo valor en la vertical, este modelo de radios de multiplicación resultantes será aplicado en la calculadora de petrel a los modelos de permeabilidad vectoriales de matriz (Figura 5-5) para ser ajustados isotrópicamente de la siguiente manera:

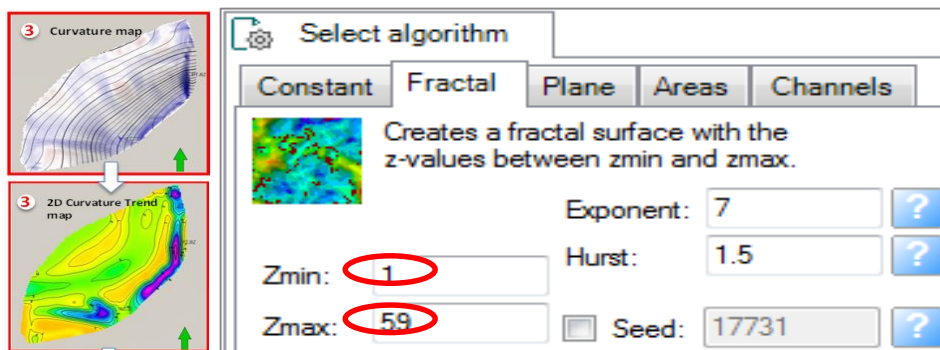


Figura 5-3. Construcción de mapas de curvatura y de multiplicadores de permeabilidad con algoritmo fractal.

$$K_{\text{final}} = K_{\text{factor}} * K(I, J, K)$$

Donde,

K_{final} = Permeabilidad ajustada (matriz más fracturas naturales) para I, J y K

K_{factor} = Propiedad multiplicadora de permeabilidad

$K(I, J, K)$ = Permeabilidades vectoriales de matriz en direcciones I, J y K

La permeabilidades resultantes (Figura 5-5) ajustadas en cada dirección tienden a ser bastante parecidas ya que las permeabilidades de matriz en direcciones I y J son similares y han sido multiplicadas por un mismo valor, sin embargo se en la mayoría de los casos el promedio de I es ligeramente mayor a J situación inducida por los variogramas utilizados que representan la mayor correlatividad de cuerpos en dirección paralela a la estructura.

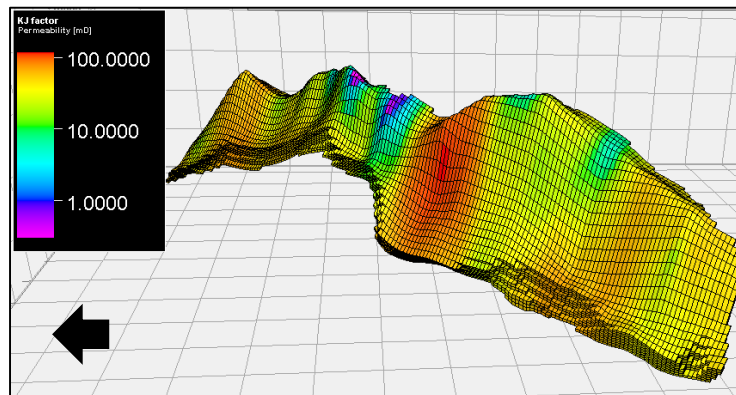


Figura 5-4. Propiedad Kfactor multiplicadora de permeabilidad para la escama Miche

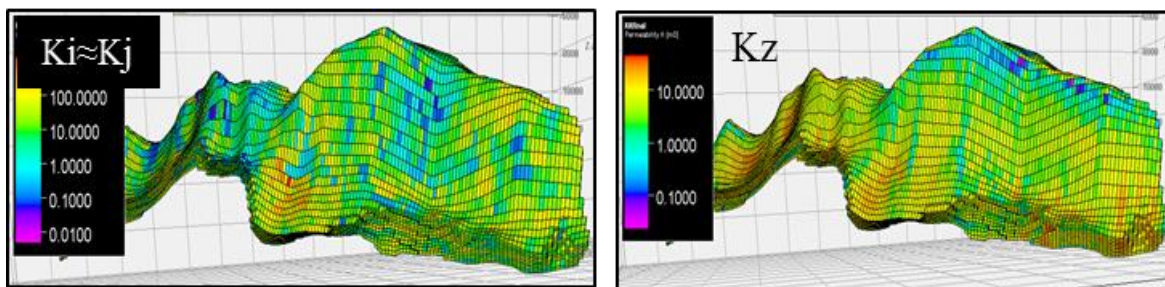


Figura 5-5. Modelos resultantes de permeabilidades I, J y K ajustados para la escama miche y llevados al simulador

Un control calidad es efectuado al final para asegurarse que las permeabilidades resultantes representen correctamente los KH de PBU, para lo cual se repite el paso de generación de registros sintéticos pero esta vez de permeabilidades ajustadas generando un nuevo cálculo de KH's para la comparación con BPU's mediante un diagrama cruzado, este ejercicio es también realizado en el simulador nexus, el desfase permitido debe ser mínimo para que el modelo se considere ajustado y terminado (Figura 5-6)

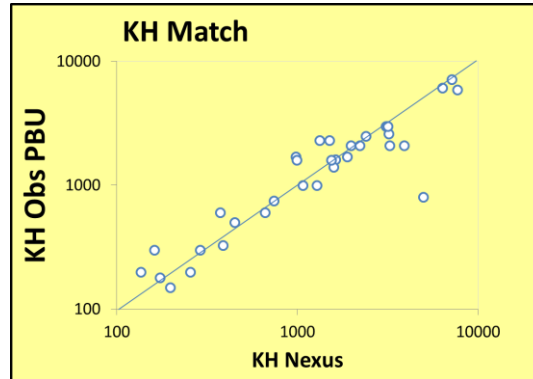


Figura 5-6. Doble chequeo de KH ajustado en modelo estático Vs PBU

5.2 Ajuste anisotrópico de permeabilidad

Este ajuste es realizado por primera vez como un piloto en la escama Miche del Complejo Pauto, para desarrollar este tipo de ajuste es necesario emplear el modelo de fracturas DFN construido y discutido previamente; las propiedades de fractura Porosidad, Permeabilidad I, J y K y factor sigma son calculados para cada familia de fracturas modelada en este caso para las 3 familias 180, 240 y 150 (Figura 4-17) lo cual significa que para la escama Miche tenemos 9 modelos de permeabilidad de fractura uno para cada dirección en cada familia. Las permeabilidades de fractura horizontales en el modelo tienen un promedio cercano a los 10 md mientras que la vertical es de alrededor de 50 md.

El primer paso es generar registros sintéticos de permeabilidad de fractura del modelo estático de fracturas DFN para cada pozo que se vaya a utilizar en el control y para cada una de las permeabilidades I, J y K de las tres familias, estos son llevados a una hoja Excel donde inicialmente se suman los valores por familia en cada dirección resultando en un único KH de fractura para cada una de las tres direcciones:

$$KHIF = KHIFamilia1 + KHIFamilia2 + KHIFamilia3$$

$$KHJF = KHJFamilia1 + KHJFamilia2 + KHJFamilia3$$

$$KHkF = KHkFamilia1 + KHkFamilia2 + KHkFamilia3$$

El siguiente paso es encontrar la diferencia o radio en magnitud de KH entre las direcciones I y J para aplicarlas luego como *bias* o pesos.

$RJW = KH_j / KH_i$ donde, RJW es el peso de relación de KH's entre J e I

$RIW = KH_i / KH_j$ donde, RIW es el peso de relación de KH's entre I y J

Con base en los pesos obtenidos se efectúa una descomposición del radio multiplicador isotrópico en 2 valores, uno para I y otro para J cuyo promedio debe ser igual al radio original, esto se hace para cada pozo de control (Tabla 5-1).

Well	KHIM	KHJM	KHKM	Compute v(KHi*KHj) matrix	KHI frac	KHJ frac	KHK frac	KH total from PBU	RI Isotropic Ratio	RIW Frac Ratio	RJW Frac Ratio	KHI Final (frac+mtrix)	KHJ Final (frac+mtrix)	KHK Final (frac+mtrix)
1	52.8	44.5	15.6	48.5	2214.0	2561.2	3991.2	2100.0	43.3	37.4	50.1	1814.4	2429.7	4006.9
2	122.7	114.3	21.9	118.4	1723.4	948.1	2373.6	3000.0	25.3	46.1	13.9	5454.0	1650.0	2395.5
3	499.5	480.1	266.0	489.7	3927.4	1630.1	4725.1	2600.0	5.3	12.8	2.2	6263.4	1079.0	4991.1
4	311.2	286.6	130.3	298.6	2127.5	1638.6	2906.5	6100.0	20.4	26.5	15.7	7917.8	4697.0	3036.8
5	347.3	336.8	111.6	342.0	2911.5	4169.7	5442.3	1400.0	4.1	2.9	5.9	977.2	2004.8	5553.9
6	174.6	138.7	43.9	155.6	2218.3	1638.2	2349.2	330.0	2.1	2.8	1.6	442.6	242.6	2393.1
7	220.4	214.5	98.3	217.4	238.3	324.9	442.5	60.0	0.3	0.2	0.4	43.8	81.6	540.8
8	151.1	131.3	42.2	140.9	655.7	2042.2	2305.7	2100.0	14.9	4.8	46.5	674.2	6540.6	2347.9
9	139.8	150.7	21.2	145.2	1545.2	769.1	1631.3	1700.0	11.7	8.3	16.6	1199.3	2409.7	1652.5
10	224.0	232.4	80.5	228.2	2739.6	5587.2	7154.8	1620.0	7.1	3.5	14.5	792.7	3297.2	7235.3
11	488.0	478.2	164.6	483.1	4228.6	5414.0	8263.5	7125.0	14.8	13.0	16.7	6297.1	8061.9	8428.1
12	107.5	93.7	32.4	100.4	2254.0	4485.4	5456.1	5900.0	58.8	29.4	117.6	2950.0	11800.0	5488.5

Tabla 5-1. Resumen de cálculos de KH en los pozos de la escama Miche para obtención de radios multiplicadores isotrópicos y anisotrópicos (rojo) para los mapas de ajuste

Con base en los radios multiplicadores de modelos de permeabilidad de matriz en las direcciones I y J (Table 5-1) se tienen los datos necesarios para efectuar mapas y propiedades 3D de multiplicación con la misma metodología descrita en la aproximación isotrópica, pero todo aplicado para las dos direcciones independientemente, logrando de esta manera un resultado anisotrópico con diferencias notables para las permeabilidades en I y en J (Figura 5-7). Es de resaltar que las permeabilidades calculadas de fractura del DFN con los parámetros utilizados en este caso base se aproximan satisfactoriamente en la mayoría de los casos a los KH's de PBU.

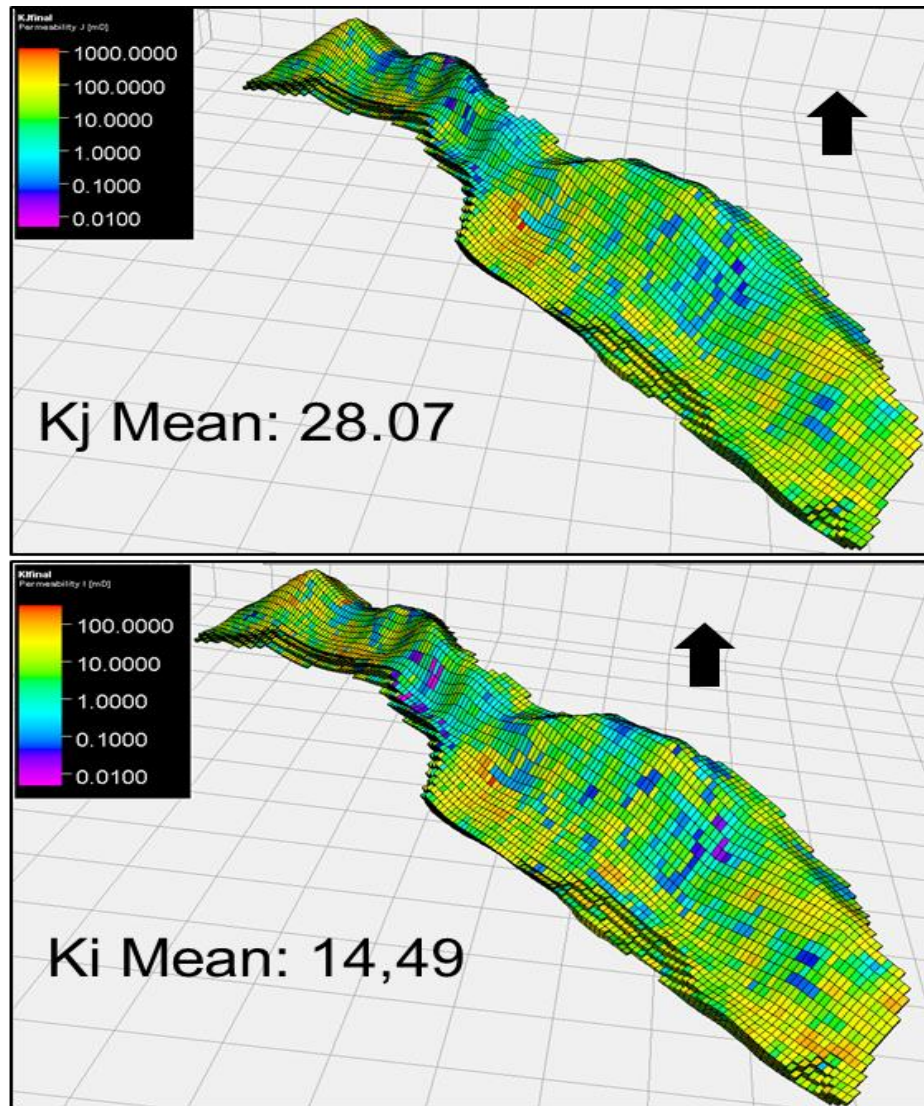


Figura 5-7. Modelos anisotrópicos de permeabilidad escama Miche en direcciones I y J

La permeabilidad vertical que es calculada también sumando las de cada familia en esa dirección, es generalmente bastante alta comparada con las horizontales y se le adiciona a la permeabilidad vertical de matriz para entregar una permeabilidad ajustada al simulador.

5.2.1 Porosidad de fractura escama Miche

Reportes internos de análisis puntuales como por ejemplo un estudio de tamaños de gargantas porales en el núcleo del pozo PSB1X y refieren porosidades de fractura hasta

de 1% lo cual se debe a la escala de medición de apertura vs tamaño del yacimiento, no es una medida representativa, adicionalmente algunos autores previos como Jolly en 2002 refiere porosidades de fractura de 1% también para el campo Floreña, sin embargo el modelo de fracturas DFN construido en escama Miche (Figura 5-8) arrojo resultados para el caso más probable de 0,01 % de porosidad de fractura para un espaciamiento de 4 pies y la apertura de 50 micrones en promedio. Lo cual significa que el aporte de meso y macrofracturas a la porosidad del sistema es bajo y que el aporte de microfracturas podría ser mayor pero ya está contemplado en el sistema matricial.

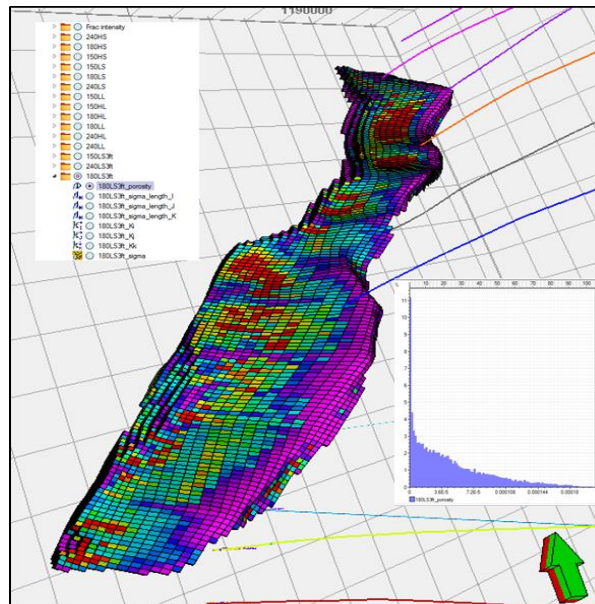


Figura 5-8. Propiedad porosidad de fractura - caso bajo espaciamiento familia 180

5.3 Comportamiento de permeabilidades de matriz y fractura según ubicación estructural flanco - cresta

Acoplado el entendimiento que tenemos hoy de los campos Complejo Pauto y Floreña con los resultados de estas simulaciones estáticas, hemos encontrado algunos patrones de comportamiento de la permeabilidad que tienen que ver principalmente con la posición estructural de los pozos dentro de las escamas, presentada de la siguiente manera:

La permeabilidad de matriz cuyo promedio de permeabilidad horizontal es 0,7 md en términos generales observa el siguiente comportamiento similar en cualquier parte de la escama:

K matriz: $K_i \geq K_j \gg K_z$

En la Formación Mirador se interpreta como que a pesar de la elongación de los cuerpos sedimentarios de canales en dirección hacia 46° en azimut (eje de la cuenca al momento del depósito) de manera paralela al eje estructural actual, el intenso amalgamamiento y canibalismo de canales imprimió un carácter horizontal isotrópico con una ligera ventaja de conectividad en dirección I (Figura 5-9); la menor conectividad vertical observada traducida en menores permeabilidades se debe a que con los cambios geológicos climáticos y ambientales se depositan sedimentos gruesos o finos que generalmente son limitados por laminas envolventes de arcillas impermeables (*mud drapes*), y a que adicionalmente cada paquete o *set* de capas es sometido a micro-procesos de compactación, desecación o cementación diferenciales reduciendo la conectividad vertical. En los campos del piedemonte como regla del dedo gordo podemos decir que la permeabilidad vertical de matriz es $\frac{1}{4}$ de las horizontales (Tabla 5-1).

De manera general las permeabilidades de fractura vertical debido al alto ángulo ($> 70^\circ$) de los planos de fractura y a la menor tortuosidad a través de la superficie (en el sentido horizontal hay repentinos ligeros cambios de rumbo) es frecuentemente más alta que la horizontal en cualquier punto del yacimiento; sin embargo de acuerdo a la posición estructural observamos dos comportamientos diferentes en las permeabilidades horizontales:

Las permeabilidades de fractura en posición de flanco dentro de la escama muestran el siguiente comportamiento:

K Frac Flanco: $K_z \gg K_j \geq K_i$

La mayor es la permeabilidad vertical de fractura (Tabla 5-1), en cuanto a las horizontales la abundancia de las familias 1(180) y 2 (240) que conectan de manera oblicua el acuífero con la parte alta del yacimiento hacen que en un gran número de casos la permeabilidad J de fractura sea mayor o igual a la de la dirección I (Figura 5-9).

Las permeabilidades de fractura en posición crestal dentro de la escama muestran el siguiente comportamiento:

K Frac Cresta: $K_z \gg K_i \geq K_j$

La mayor es la permeabilidad vertical de fractura (Tabla 5-1), en cuanto a las horizontales, en la cresta la dirección I (paralela a la estructura) se ve beneficiada por presentar abundantes fracturas de tensión de la familia 3 (150) generadas por la alta curvatura por flexura de pliegue, mientras que las otras dos familias se encuentran en el mismo orden de abundancia que en flanco, resultando en una mayor conectividad por fractura en el eje del pliegue ya que K_i es mayor o igual a K_j en ese sector (Figura 5-9).

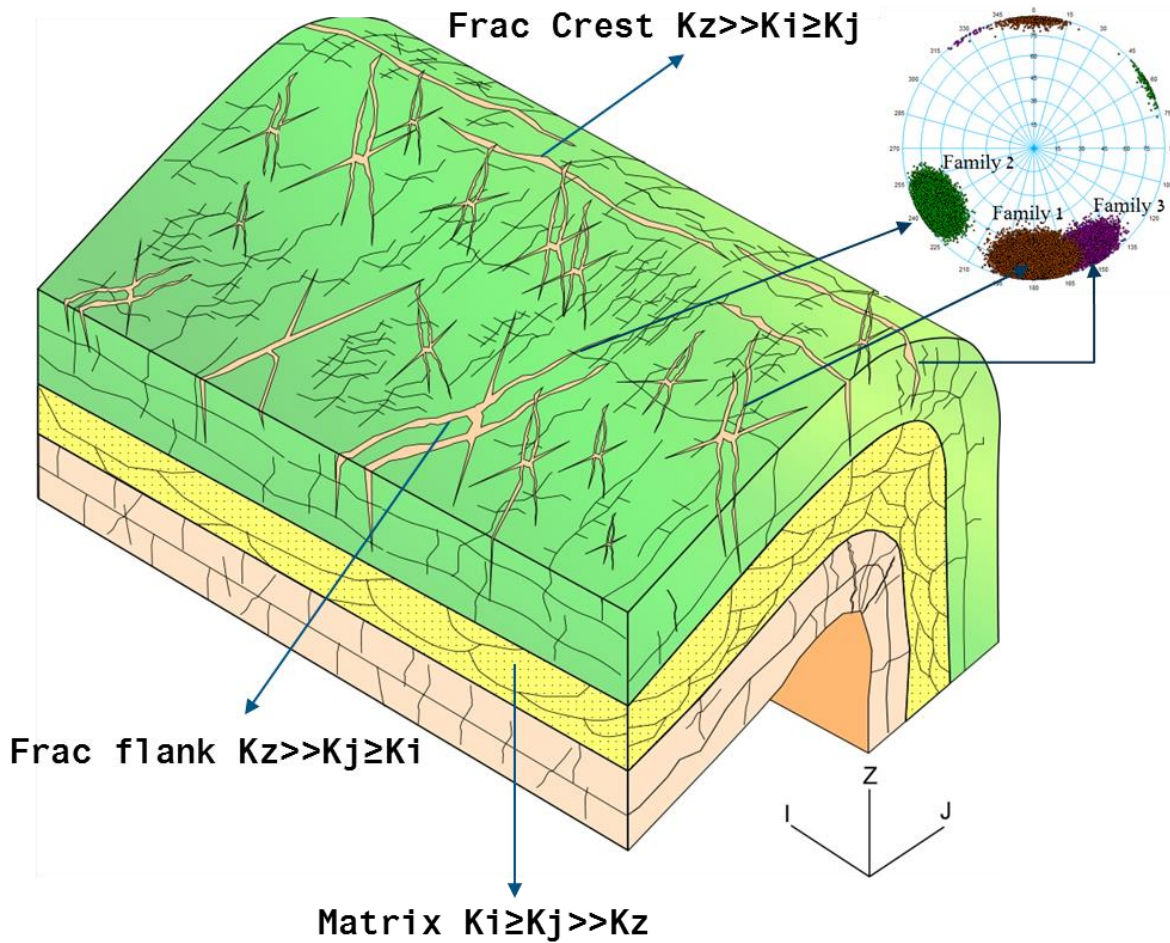


Figura 5-9. Comportamiento general de las permeabilidades de fractura y matriz en los campos del Piedemonte Llanero

5.4 Comparación en el simulador de los modelos isotrópico y anisotrópico de permeabilidad para la escama Miche

Se realizó una inicialización de datos crudos de los modelos estáticos isotrópico y anisotrópico para la escama Miche al margen del ajuste histórico en software Nexus, en esta simulación se seleccionaron tres diferentes comportamientos para hacer la comparación entre los dos modelos, cuyo resultado se muestra y discute a continuación:

5.4.1 Efecto de Banco de Condensados

Dada la característica del hidrocarburo del Complejo Pauto y escama Miche que corresponde a un fluido composicional de gas condensado a aceite volátil, el seguimiento a la formación de banco de condensados es importante y se realiza mediante el monitoreo del GOR, este parámetro ajusta marcadamente mejor en el modelo anisotrópico frente a los datos observados (Figura 5-10).

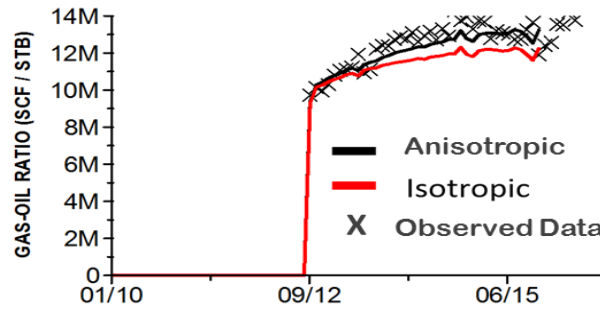


Figura 5-10. GOR en un pozo versus los modelos isotrópico y anisotrópico,

5.4.2 Conectividad del acuífero con el reservorio

Este parámetro muestra mayor producción de agua en el caso anisotrópico debido a la mayor permeabilidad en dirección J (NW – SE) que a través del eje de la estructura en dirección I, lo cual representa mejor los datos observados (Figura 5-11).

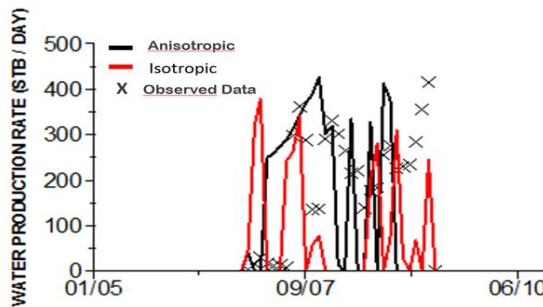


Figura 5-11. Producción de agua en un pozo versus los modelos isotrópico y anisotrópico

5.4.3 Forma del frente de desplazamiento de agua

Visto sobre un mapa logarítmico de GOR el frente de desplazamiento de agua entre un pozo inyector y uno productor que se alinean aproximadamente NW – SE, el modelo isotropico muestra un desplazamiento homogéneo a través de la estructura, mientras que el anisotropico muestra un corredor más confinado, angosto y alargado de comunicación entre los pozos, que es justamente lo que se ha observado y conceptualmente se acepta (Figura 5-12).

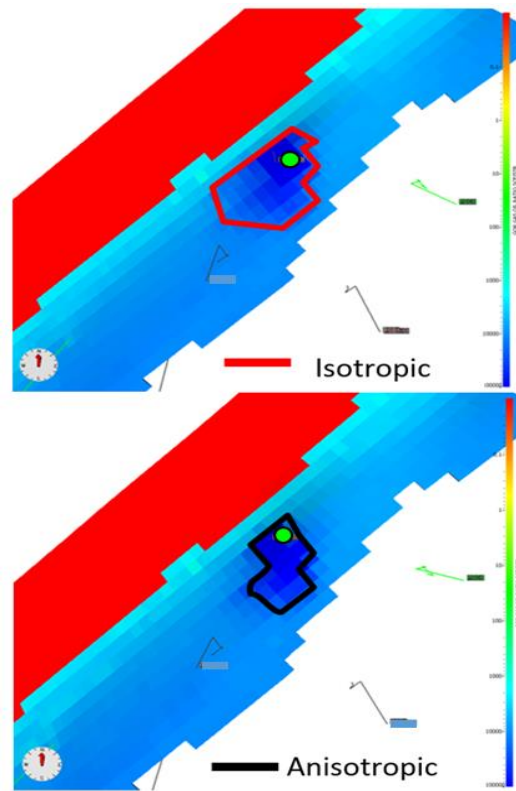


Figura 5-12. Mapa de GOR y desplazamiento de agua desde un pozo inyector

Con base en estos tres puntos de comparación vemos que tanto el modelo isotrópico como el anisotrópico exhiben un buen ajuste con los datos observados, sin embargo el anisotrópico refleja mejor el comportamiento del yacimiento y honra la heterogeneidad que brindan las fracturas naturales a los reservorios del piedemonte llanero.

6. EFECTO DEL ESPACIAMIENTO Y LONGITUD DE FRACTURA

Aceptando que la mejor manera de representar un yacimiento naturalmente fracturado es mediante la construcción de un modelo discreto de fracturas DFN, se hace necesario entender cuál es el impacto de los diferentes parámetros de fractura utilizados; la apertura, espaciamento y longitud son quizás tres de los más importantes para determinar la permeabilidad de fractura, teniendo en mente que esos parámetros son siempre representados con un promedio, pero que el software aleatoriamente de acuerdo a los datos de entrada los varía alrededor de él, enfocamos este estudio en determinar mediante 6 modelos generales de permeabilidad de fractura (36 individuales, uno para cada dirección y familia) como influyen las propiedades espaciamento y longitud en el ajuste de la permeabilidad; la apertura se consideró siempre fija con un valor promedio de 50 μm .

La metodología se basó en construir un caso base de un modelo de fracturas DFN para la escama Miche (el utilizado en el ajuste anisotrópico de permeabilidad), con base en las fracturas interpretadas de los registros de imágenes UBI y que además se encontrasen en estado crítico de esfuerzos; el caso base tiene un espaciamento promedio de 7,8 pies y una longitud máxima de 800 m para las familias 1 y 2 mientras que utilizó una longitud de 600 m para la familia 3 y su promedio de permeabilidad horizontal de fractura es de 6,4 md (Tabla 6-1), los demás modelos se construyeron variando parámetros de éste.

DFN Base Case Scenario - Average Permeability						
Family	I	J	K	Average Horiz Perm	Spacing Ft	Length m
150	2.5536	0.5306	2.539	1.5421	7.8	600
240	0.6955	4.6199	4.5095	2.6577	7.8	800
180	2.1516	2.2495	3.8032	2.20055	7.8	800
Sum	5.4007	7.4000	10.8517	6.4004		

Tabla 6-1. Promedios de permeabilidad de fractura caso base

La permeabilidad de referencia utilizada fue la obtenida mediante el cálculo de exceso de permeabilidad del ajuste isotrópico (Tabla 6-2) el cual consiste en sustraer el valor de

permeabilidad de matriz (0,7 md) al modelo ajustado con PBU's, valor atribuido al efecto de las fracturas naturales presentes en el sistema; para comparar resultados se utilizó siempre el promedio de permeabilidad de cada modelo, entendiéndose que la permeabilidad horizontal de fractura ideal a la que se pretende de llegar con variación de parámetros es de 14.7 md (Tabla 6-2).

Reference Matrix Average Permeabilities Scenarios				
	I	J	K	Average Horiz K
Matrix	0.73	0.68	0.15	0.7095
KV/KH 0.22				

Reference Excess Adjusted PBU-Perm Scenarios				
Adjusted with PBU	I	J	K	Average Horiz K
Matrix + Frac	15.98	14.91	3.291	15.4482
Perm Fracture Reference Value				14.7387

Tabla 6-2. Promedios de permeabilidad escama Miche de modelos de matriz y ajuste con PBU, valor de referencia de permeabilidad

6.1 Sensibilidades a espaciamiento de Fractura

Es importante comprender que el espaciamiento depende de la escala que se esté observando o tratando de modelar, en Piedemonte pueden ir desde 100 m hasta 1mm, en el software Petrel en la construcción del DFN el espaciamiento esta dado tácitamente por los registros de intensidad calculados con base en los UBI (escala meso), dado que son parámetros interdependientes se hizo un cálculo en reversa de los modelos de intensidad de fractura para encontrar el espaciamiento promedio utilizado en cada modelo, se efectuaron cuatro sensibilidades incluyendo la del caso de referencia, más tres casos alternativos (tabla 6-3) con valores de espaciamiento de 1.7, 3.9, 7.8 y 15.8 pies (Figura 6-1), utilizando los promedios de permeabilidad para comparar y teniendo como valor de referencia el caso de exceso de Permeabilidad de PBU (Tabla 6-4).

Spacing Cases by Family (Ft)				
Case	150	240	180	Average
Very Low SP	1.63	1.36	1.72	1.57
Case	150	240	180	Average
Low Spacing	4	4.34	3.44	3.93
Reference case	150	240	180	Average
Mid Spacing	8.33	8.33	6.66	7.77
Case	150	240	180	Average
High Spacing	16.6	16.66	14.28	15.85

Tabla 6-3. Valores de cuatro casos de espaciamentos utilizados por familia

Mean Frac Permeabilities Family Scenario Very Low Spacing						
Family	I	J	K	Average Horiz K	Spacing Ft	Length m
150VLS	12.8300	2.66	12.76	7.7450	1.7	600
240LS	3.4749	22.9417	22.2935	13.2083	1.7	800
180VLS	10.8374	11.3083	19.1239	11.0729	1.7	800
Sum	27.1423	36.9100	54.1774	32.0262		
Mean Frac Permeabilities Family Scenario Low Spacing (Best Spacing Adjust)						
Family	I	J	K	Average Horiz K	Spacing Ft	Length m
150LS	5.1228	1.0616	5.0931	3.0922	4	600
240LS	1.3814	9.1251	8.9044	5.2533	4	800
180LS	4.3118	4.5059	7.6123	4.4089	4	800
Sum	10.8160	14.6926	21.6098	12.7543		
DFN Reference Case Scenario - Average Permeability						
Family	I	J	K	Average Horiz K	Spacing Ft	Length m
150	2.5536	0.5306	2.539	1.5421	7.8	600
240	0.6955	4.6199	4.5095	2.6577	7.8	800
180	2.1516	2.2495	3.8032	2.20055	7.8	800
Sum	5.4007	7.4000	10.8517	6.4004		
Mean Frac Permeabilities Family Scenario High Spacing						
Family	I	J	K	Average Horiz K	Spacing Ft	Length m
150HS	1.2845	0.266	1.2768	0.7753	15.9	600
240HS	0.3483	2.2929	2.243	1.3206	15.9	800
180HS	1.0630	1.1083	1.8771	1.0857	15.9	800
Sum	2.6958	3.6672	5.3969	3.1815		

Tabla 6-4. Permeabilidades promedio de fractura 4 casos espaciamento, longitud fija

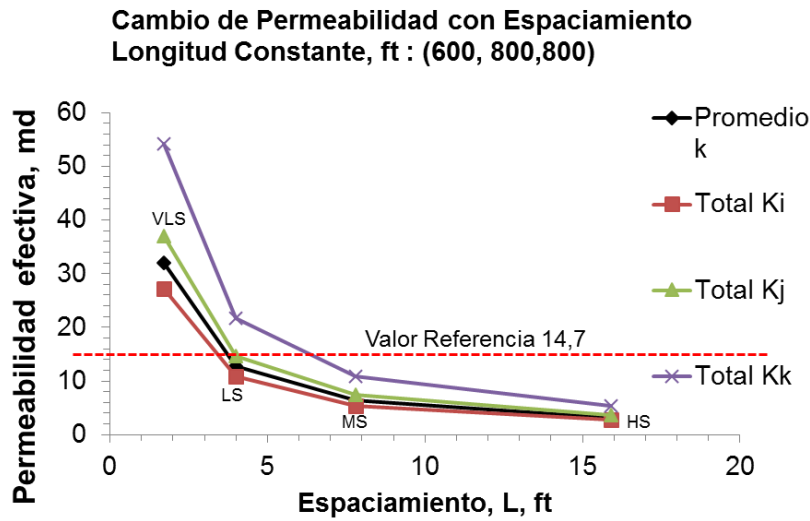


Figura 6-1. Cuatro casos de espaciamiento y comparación de permeabilidades, el caso de espaciamiento bajo LS (4 ft) observa el mejor ajuste

El espaciamiento es una propiedad única para cada familia de fracturas, para este ejercicio asumimos el mismo para todas las familias, un hecho notorio es que el espaciamiento promedio proveniente de UBI se queda corto con un espaciamiento promedio de 7,8 pies cuando hemos encontrado que el mejor ajuste se da con un espaciamiento promedio de 4 pies, lo cual es atribuido a la poca cantidad de UBI disponibles y a la resolución que no alcanza a identificar todas las fracturas del sistema; en una revisión detallada de los núcleos disponibles encontramos que a través del yacimiento las fracturas se encuentran anidadas en sectores con espaciamientos inclusive menores a 1 pie (Figura 6-2), para luego tener secciones hasta de 9 pies sin presencia importante fracturas, lo cual nos indica que el espaciamiento promedio de 4 pies encontrado con esta metodología es altamente factible.



Figura 6-2. Sector anidado de fracturas de cizalla con espaciamiento < 1 ft, Pozo Pauto

6.2 Sensibilidades a longitud de fractura

Al igual que el espaciamiento, la longitud de fractura depende de la escala a la que se esté estudiando el fenómeno, en la fotografía aérea del anticlinal de Monterralo (Figura 3-8) se pueden observar de son hasta de 800 m de largo en una escala meso a macro, sin embargo el máximo considerado en las sensibilidades es de 1600 m evitando que superen el ancho de las escamas, no obstante a escala micro las vemos desaparecer en una sección delgada con longitudes de 1 a 2 cm; las familias muestran fracturas sub-paralelas de diferente escala alimentando el sistema, la figura 6-3 muestra en área resaltada como fracturas de menor altura (parámetro interdependiente de la longitud) dentro de la escala dominante; hay dos maneras como en el software Petrel se utiliza la propiedad longitud en la construcción del DFN y es determinando la longitud máxima de fractura, pues éste construye de ahí hacia abajo fracturas de todas las longitudes posibles en una distribución normal cuyo valor inferior establecido es el umbral que define el límite entre fracturas discretas e implícitas DFN/IFM, para todos los modelos de las sensibilidades este número es 150 m (esto se hace por capacidad computacional y de visualización).

Para la escama Miche en el caso de referencia la longitud máxima seleccionada es de 800 m para las familias 1 y 2 y de 600 m para la familia 3, para un caso optimista se tomó 1600 m para las familias 1 y 2 y 1200 para la 3, mientras que para un caso pesimista se estableció 400 m para las familias 1 y 2 y 300 m para la 3 (Tabla 6-5)



Figura 6-3. Núcleo de Pauto ilustrando diferentes alturas de fractura para la misma familia

DFN Reference Case Scenario - Average Permeability						
Family	I	J	K	Average Horiz K	Spacing Ft	Length m
150	2.5536	0.5306	2.539	1.5421	7.8	600
240	0.6955	4.6199	4.5095	2.6577	7.8	800
180	2.1516	2.2495	3.8032	2.20055	7.8	800
Sum	5.4007	7.4000	10.8517	6.4004		
Mean Frac Permeability Scenarios High Length						
Family	I	J	K	Average Horiz K	Spacing Ft	Length m
150HL	2.6064	0.5324	2.5911	1.5694	7.8	1200
240HL	0.6873	4.5173	4.429	2.6023	7.8	1600
180HL	2.1444	2.2172	3.7616	2.1808	7.8	1600
Sum	5.4381	7.2669	10.7817	6.3525		
Mean Frac Permeability Scenarios Short Length						
Family	I	J	K	Average Horiz K	Spacing Ft	Length m
150SL	2.5178	0.5328	2.5022	1.5253	7.8	300
240SL	0.6990	4.6802	4.5311	2.6896	7.8	400
180SL	2.1200	2.265	3.7968	2.1925	7.8	400
Sum	5.3368	7.4780	10.8301	6.4074		

Tabla 6-5. Permeabilidades promedio de fractura 3 casos Longitud, Espaciamiento fijo

Cambio de K Total con Longitud Espaciamiento constante, 7.8 ft

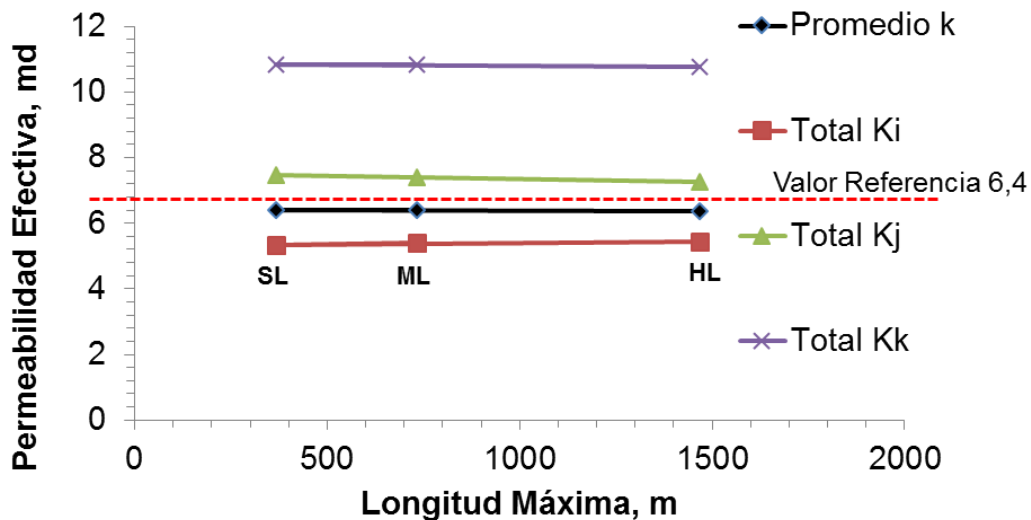


Figura 6-4. Tres casos de longitud y comparación de permeabilidades, todos similares

Para el ejercicio de sensibilidad a longitud de fractura se utilizó como caso de referencia el DFN utilizado en el ajuste isotrópico (caso ML) con un espaciamiento fijo (sin variar modelo de intensidad) de 7,8 pies que muestra un valor promedio de permeabilidades horizontales de 6.4 md , se encontró que la variación de permeabilidad cambiando este parámetro es mínima (Figura 6-4) siendo ligeramente mayor utilizando longitudes cortas, esto se debe a que en la naturaleza hay fracturas a todas las escalas y el espacio que se deja de utilizar con fracturas largas es llenado con fracturas cortas en un sistema fracturado y es como el software petrel reproduce el fenómeno , para el modelo Miche del Complejo Pauto la máxima longitud de fractura recomendada es de 800 m (longitud promedio de 350 m) combinada con una apertura promedio de 50 μm y un espaciamiento de 4 pies.

Englobando los dos temas, los 6 casos corridos fueron VLS (muy bajo espaciamiento), LS – ML (bajo espaciamiento – longitud media), MS (espaciamiento medio), HS (espaciamiento alto), SL (corta longitud) y HL (alta longitud); el modelo que mejor ajustó a los valores de permeabilidad de referencia fue el LS-ML (figura 6-5).

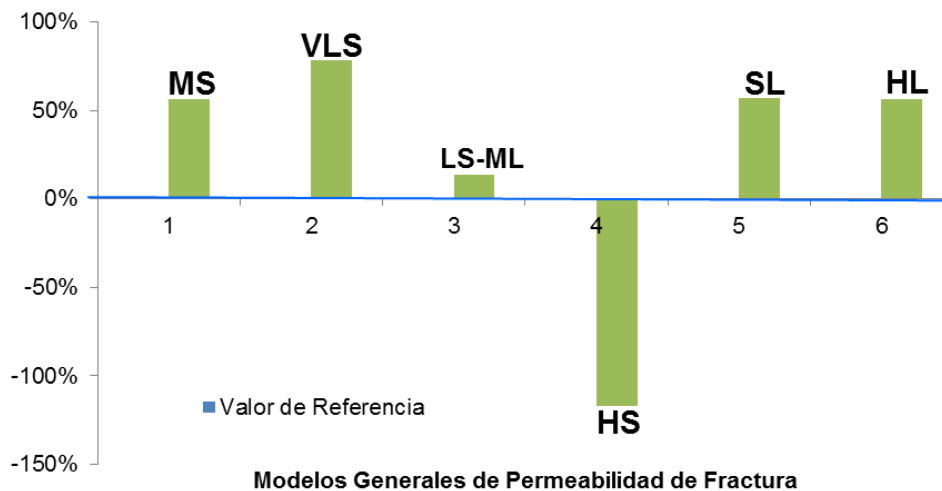


Figura 6-5. 6 casos generales de sensibilidad a espaciamiento y longitud de fractura

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

Los yacimientos del norte del piedemonte llanero Colombiano son naturalmente fracturados típicamente de tipo II y III en la escala de Nelson y como tal debe encararse su modelamiento (DPDP), desarrollo, productividad, inyección y planes EOR/IOR

A pesar de la dificultad se decidió encarar la construcción de un modelo de fracturas naturales DFN para la escama Miche con excelentes resultados, que sirvió como base para el ajuste anisotrópico de permeabilidad y cuyos modelos de porosidad, permeabilidad y factor sigma de fractura están disponibles para aproximaciones futuras.

La complejidad de los yacimientos del piedemonte Llanero Colombiano se inicia desde el depósito con presencia de discordancias y variaciones de espesor en corta distancia, el posterior enterramiento e inversión local de estructuras imprimió procesos diferenciales de diagénesis durante Paleogeno, la fuerte deformación sobrevenida con el levantamiento de la cordillera oriental y la trayectoria de esfuerzos crearon zonas muy deformadas y fracturadas asociadas a las fallas y curvatura de pliegues, mejorando grandemente las condiciones petrofísicas de permeabilidad.

La estrategia de construir un modelo fino único y diversos modelos gruesos arrojó excelentes resultados desde el punto de vista de poblamiento permitiendo poblar escamas que no tenían datos duros, así como versatilidad al proceso de cambios estructurales en escamas gruesas

La principal herramienta para construir el DFN es la información proveniente de registros de imágenes UBI, sin embargo información proveniente de otras fuentes como núcleos, secciones delgadas, fotografías aéreas, sísmica (antracking), microsísmica, análisis de laboratorio y afloramiento son cruciales para entender los sistemas de fracturas, ya que tienen una altísima componente regional para su correlación, prueba de ello es que en las mediciones realizadas en superficie al anticlinal de Monterralo – Fm Mirador se encontraron las mismas 3 familias identificadas en subsuelo, más otras adicionales.

Se han identificado 5 familias principales de fractura en piedemonte con base en los registros UBI y el análisis de criterio de falla de mohr coulomb, sin embargo solamente las 3 más abundantes fueron modeladas siendo la familia 1 (0-180), la 2 (60-240) y la 3 (150) las dos primeras son familias conjugadas de cizalla mientras la última corresponde a fracturas de tensión.; en los núcleos se ha observado una mayor abundancia de las de cizalla (90%) frente a las de extensión (10%).

La porosidad de fractura promedio calculada para los parámetros de apertura, longitud y espaciamiento del caso de referencia es de tan solo 0,01% demostrando una vez más que la capacidad de almacenamiento de las fracturas naturales es muy baja

Existen dos maneras de aproximar el ajuste de permeabilidad en piedemonte que tiene en cuenta en ambos casos los KH's interpretados de pozo, el ajuste isotrópico que usa un mismo multiplicador en todas las direcciones y el ajuste anisotrópico que se funda en los resultados del DFN entregando pesos de participación a cada uno de los vectores horizontales de permeabilidad, en la escama Miche éste representó mejor el GOR, y la entrada de agua al honrar la heterogeneidad del yacimiento.

Con base en los modelos construidos se ha encontrado el siguiente comportamiento de las permeabilidades: para la permeabilidad de matriz: $K_i \geq K_j \gg K_z$, para la permeabilidad de fractura en flanco: $K_z \gg K_j \geq K_i$ y para la permeabilidad de fractura en cresta: $K_z \gg K_i \geq K_j$

La apertura de fractura no fue sometida a sensibilidades pero ha sido medida en varios análisis de laboratorio y secciones delgadas con un media de 50 μm , adicionalmente desde diferentes aproximaciones se ha llegado a números similares, se podría pensar que ese

valor en fracturas grandes debería ser más alto, pero hay que tener en cuenta que se trata de dos superficies irregulares en contacto con alta tortuosidad luego la cifra promedio de apertura que se use debe representar zonas más abiertas y más cerradas a través de recorrido del plano de fractura, podríamos decir que el número que utilizamos es la “garganta de fractura”.

Dado que las microfracturas poseen valores de apertura y dimensiones similares a las de porosidad primaria y garganta de poro (10 – 100 μm) presumiblemente son un solo sistema y cuando están presentes son capturadas por el registro de porosidad y el interpretado de permeabilidad de matriz.

Con base en las sensibilidades hechas 4 posibles espaciamientos: 1.7, 4, 7.8 y 15.8 pies se encontró que el valor más apropiado a utilizar y que mejor ajusta es el espaciamiento de 4 pies ya que la permeabilidad promedio obtenida se acerca bastante al valor de permeabilidad de referencia de modelo isotrópico con una variación del 13%.

Se ha encontrado que el parámetro de longitud de fractura es una propiedad que no impacta grandemente los resultados finales ya que aunque los espacios que no ocupasen fracturas largas serían ocupados por unas más cortas, con base en las sensibilidades hechas la longitud recomendada para modelar fracturas en piedemonte es en promedio de 350 m con un techo de 800 m y un piso de 150 m como umbral DFN/IFM.

7.2 Recomendaciones

Se recomienda extender la aproximación de ajuste anisotrópico hecha para la escama Miche a todas las demás escamas del Complejo Pauto y campo Floreña, ya que refleja un poco mejor la heterogeneidad del yacimiento entregando mejor ajuste.

Se recomienda usar en nuevos modelos de fractura DFN en piedemonte espaciamientos de 4 pies, apertura promedio de 50 μm y una longitud máxima de fractura de 800 m (longitud promedio de 350 m) .

Para una más completa caracterización se recomienda hacer un estudio detallado de clasificación de fracturas según su génesis (Cizalla, tensión o inducidas) en los núcleos del Complejo Pauto y campo Floreña disponibles, preferiblemente juntando el tercio de corelab

con el resto del núcleo que reposa en ICP, adicionalmente hacer un ejercicio de orientación de los mismos con base en UBI cuando estén disponibles o con base en fracturas pétalo inducidas como referencia (paralelas a la dirección de máximo esfuerzo), dado que hay un volumen importante de núcleos preservados se recomienda efectuar tomografías sobre ellos para entender más las relaciones matriz-fractura y fractura-fractura

Se recomienda tomar un núcleo en las formaciones Barco y Guadalupe de Pauto, para poder entender más el sistema de fracturas y caracterizar la matriz en esos yacimientos

Las fracturas de cizalla pueden ser conductivas o representar barreras al flujo dependiendo de la cantidad de cizalla que hayan alcanzado (típicamente de 2 mm de offset o menos son altamente conductivas), podría ser un interesante trabajo analizar puntualmente en que porcentaje la teoría de criticidad de esfuerzos se cumple en fracturas identificadas en núcleo (si no hay escalones de falla que restrinjan flujo), y ver si esto se puede introducir a los modelos de fractura como familias conductivas y menos conductivas que impacten el factor sigma.

Bibliografía

1. Addis, M.A., Last, N.C., Yassir, N.A., (1996). Estimation of Horizontal Stresses at Depth in Faulted regions and Their Relationship to Pore Pressure Variations, SPE 28140.
2. Anderson, E.M., (1951). The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Application to Britain, 2nd ed., 206 pp., Oliver and Boyd, Edinburgh.
3. Barton, C., Zoback, M. (1998). Earth Stress, Rock Fracture and Wellbore Failure – Wellbore Imaging Technologies applied to Reservoir Geomechanics and Environmental Engineering. Pp. 49-56. SEGJ International Symposium.
4. Branton, T., Viet, D., Duc, N., Gillespie, P., Hunt, D., Li, B., Marcinew, R., Ray, S., Montaron, B., Nelson, R., Schoderbek, D., Sonneland, L., (2006). The Nature of the Naturally Fractured Reservoirs, Oil Field Review
5. Caycedo, H., (2001) Propiedades de Escalamiento para las Poblaciones de Fallas de la Formación Caballos en el Sector Sur del campo Orito, Cuenca de Putumayo, Colombia: Modelamiento de los Sistemas de Fallas Por Debajo del Límite de la Resolución Sísmica, Tesis de Grado, Universidad Nacional de Colombia
6. Cardona, P., Gutiérrez, Z., (1995) Muestreo y medición de Rasgos estructurales Puntuales en la Formación mirador Alrededor del Anticlinal de Monterralo (NW de Yopal – Casanare), Bp Exploration Colombia. Reporte Interno
7. Coats, K., (1989). Implicit Compositional Simulation of Single-Porosity and Dual-Porosity Reservoirs. SPE 18427, presented at the SPE Symposium on Reservoir Simulation in Houston, Texas, USA.
8. Colmenares, L., Zoback, M., (2003). Stress Field and Seismotectonics of Northern South America, Geology, August 2003.
9. Egbue, O., Kellogg, J., (2012). Three-dimensional structural evolution and kinematics of the Piedemonte Llanero, Central Llanos foothills, Eastern Cordillera, Colombia”. Journal of South American Earth Sciences.
10. Flores, M., Aydin, A., Mavco, G., Antonelly, M., and Ayaviry, A., (2004). Fault and fracture Systems in a Fold and Thrust Belt: An Example from Bolivia, AAPG Bulletin, v. 89, No. 4, pp 471 -493.

11. Gilman, J., (2010) A New Classification Plot for Naturally Fractured Reservoirs. Canadian Unconventional Resources Conference. SPE 146580. Alberta, Canada.
12. Girardi, A., Kozlowski, E., (2002). Integrated Multidiscipline Approach Lead to recent Success in Naturally Fractured Reservoir – The Macueta Experience, SPE 7594
13. Gutierrez, Z., (2013) Piedemonte Static Model Construction. Equion Energia LTDA. Internal Report. Bogota, Colombia.
14. Golf-Racht, V., (1982) Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. Amsterdam: Elsevier Scientific. Amsterdam – Oxford – New York.
15. Hennings, P., Allwardt P.P., Zahm, C., et al, (2012). Relationship Between fractures, Fault Zones, Stress, and Reservoir Productivity in the Suban Gas Field, Sumatra, Indonesia, AAPG Bulletin, V. 96, No. 4 pp 753-772.
16. Herrera. C., (2016). Nitrogen Injection Simulation as an Enhanced Recovery Method in a Tight Natural Fracture Sandstone Reservoir with Compositional Fluids. MSc in Petroleum Engineering Thesis. Universidad Nacional de Colombia
- 17.
18. Jolly, R., Floreña Fracture Characterization and Modeling. Equion Energia LTDA. Internal Report. Bogota, Colombia. October 2002
19. Kossac, C., (2005) Simulation of Naturally Fractures Reservoirs. Oil Recovery Mechanisms and Numerical Simulation. Houston, USA.
20. Mynatt, I., Bergbauer, S., Pollard, D., (2007). Using differential geometry to describe 3-D folds, Journal of Structural Geology No. 29 P. 1256-1266
21. Mora, A., Horton, B., Mesa, A., Parra, M., Rubiano, J., Ketcham, R., Blanco, V., Garcia, D., and Stockli, D., (2010). Migration of Cenozoic deformation in the Eastern Cordillera of Colombia interpreted from fission track results and structural relationships: Implications for petroleum systems, AAPG Bulletin, V. 94 No. 10, pp. 1543-1580
22. Moretti, I., Mora, C., Zamora, W., Rodriguez, G., (2009). Petroleum System Variations in the Llanos Basin (Colombia), X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas
23. Palencia, C., (2012). Building a Petrophysical model for a Low Porosity and Highly Tectonized Reservoir. Field Case: Pauto Complex – Colombia. Society of Petrophysicist and well log analysis. SPWLA.
24. Petrel User´s Manuel (2014). Shlumberger
25. Ramirez, B., Ksemi, H., Ozkan, E., AlMatrook, M. (2007). Non Darcy Flow Effects in Dual Porosity Dual permeability, Naturally Fractured Gas Condensate reservoirs. SPE 109295. Institute for Scientific Research
26. Torsten, C., and Krinjn, W., (2001) The Effect of Fracture Spacing on Gas/Oil gravity Drainage in Naturally Fractured Reservoirs, SPE 71507

27. Vargas, C., Mann, P., (2013). Tearing and Breaking Off of Subducted Slabs as the Result of Collision of the Panama Arc-Indenter with Northwestern South America, *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 103, No. 3, pp. 2025–2046
28. Warren, J., Root, P., (1963). "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs" *Soc. Pet. Eng. J.* pg. 245-255.
29. Jiménez, L., Mora, A., Casallas, W., Silva, A., Teson, E., Tamara, J., Namson, J., Higuera-Díaz, I.C., Lasso, A., and Stockli, D., 2013, Segmentation and Growth of Foothill Thrust-Belts Adjacent to Inverted Grabens: The Case of the Colombian Llanos Foothills, *Geological Society of London, Special Publications v. 377*; p189-220
30. Delgado, A., Mora, A. & Harker, A. 2012. Deformation partitioning in the Llanos Foreland basin during the Cenozoic and its correlation with deformation, uplift and surface processes in the hinterland. *Journal of South American Earth Sciences*, 39, 228–244.
31. Mora, A. & Parra, M. 2008. The structural style of footwall shortcuts along the eastern foothills of the Colombian Eastern Cordillera: differences with other inversion-related structures. *Revista CT&F*, 3, 7–21.
32. Mora, A. S., Parra, M. et al. 2010b. The eastern foothills of the eastern cordillera of Colombia: an example of multiple factors controlling structural styles and active tectonics. *Geological Society of America Bulletin*, 122, 1846–1864.
33. Parra, P., 2005, Evaluación Geoquímica y Migración de los crudos en la Cuenca de los Llanos, TSP – ECOPETROL - ICP, Reporte Interno
34. E. Tesón, A. Mora, A. Silva, J. Namson, A. Teixell, J, Castellanos, W. Casallas, M. Julivert, M. Taylor, M. Ibáñez-Mejía and V. A. Valencia, 2013. Relationship of Mesozoic graben development, stress, shortening magnitude, and structural style in the Eastern Cordillera of the Colombian Andes, *Geological Society, London, Special Publications*, first published, June 11, 2013; doi 10.1144/SP377.10
35. Bayona, G., Cardona, A., Jaramillo C., Mora, A., Montes, C., Caballero, V., Mahecha, H., Lamus, F., Montenegro, O., Jimenez, G., Mesa A., and Valencia, V., 2013, Onset of fault reactivation in the Eastern Cordillera of Colombia and proximal Llanos Basin; response to Caribbean-South American convergence in early Palaeogene time, *Geological Society, London, Special Publications v.377*, first published March 8, 2013; doi 10.1144/SP377.5
36. Martinez, J. A. 2006. Structural evolution of the Llanos Foothills, Eastern Cordillera, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 21, 510–520.
37. Kazemi, H., Merrill, L., Porterheld, K., Zeman, P., 1976, Numerical simulation of water-oil flow in naturally fractured reservoirs: *Society of Petroleum Engineers*, v. 16, no. 6, p. 317-326.

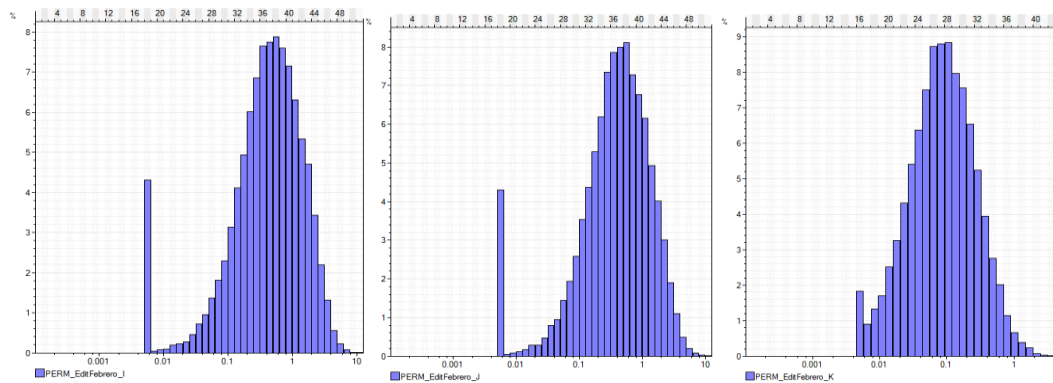
38. Gilman, J. R., 2003, Practical Aspects of Simulation of Fractured Reservoirs: International forum on reservoir simulation, Baden-Baden, Germany.
39. Gilman J.R., Kazemi, H., 1983, Improvement in simulation of naturally fractured reservoirs: Society of Petroleum Engineers , v. 23, no. 4, p. 695-707
40. Narr, W., Schechter D. S., Thompson L. B., 2006, Naturally fractured reservoir characterization: Society of Petroleum Engineers, p. 1.
41. Jambayev A., 2013, Discrete Fracture Network Modeling for a Carbonate Reservoir, Master of Science Degree Thesis - Colorado School of Mines. Boulder.co
42. Castillo, Bishop D., Donaldson, I., Kuek, D., De Ruig, M., Trupp, M., and Shuster, W., 2000, Trap Integrity in the Laminaria High- Nancar Trough Region, Timor Sea: Prediction of Fault Seal Failure Using Well-constrained Stress Tensors and Fault Surfaces Interpreted From 3D Seismic, APPEA JOURNAL 2000—1

43. Gokaraju, D.V. 2014, Effect of mechanical property anisotropy in shales and fracture spacing on fracture aperture, ARMA, American Rock Mechanics Association, 48th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Minneapolis, MN, USA, 1-4 June 2014.

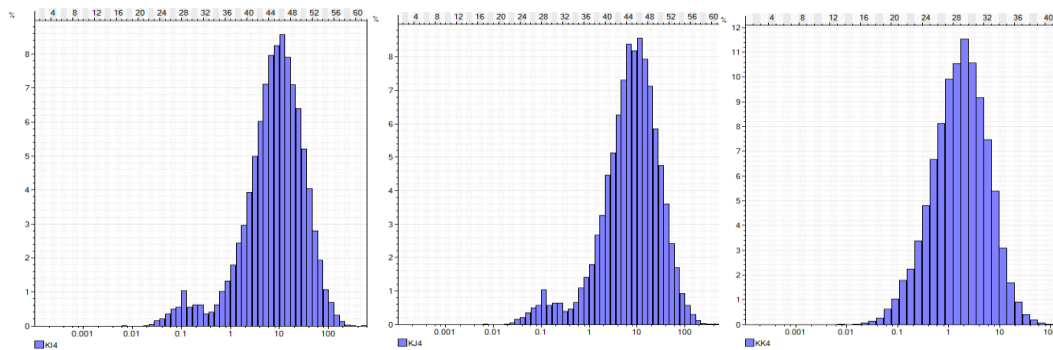
44. Mun-Hong H., Mallison, B., Heidary-Fyrozjaee M., Narr W., 2013, The Upscaling of Discrete Fracture Models for Faster, Coarse-Scale Simulations of IOR and EOR Processes for Fractured Reservoirs, SPE 166075
45. Clements, T., and Wit K., 2001, The Effect of Fracture Spacing on Gas/Oil Gravity Drainage in Naturally Fractured Reservoirs, SPE 71507
46. Pijush P., Zoback, M., Hennings, P., 2011, A Method to Implement Permeability Anisotropy Associated With Fault Damage Zones in Reservoir Simulation, SPE 143305
47. DeCelles, P. & Giles, K. 1996. Foreland basin systems. Basin Research, 8, 105–123.
48. Cooper, M. A., Addison, F. T. et al. 1995. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bulletin, 79, 1421–1443.
49. Pindell, J. L., Kennan, L., Maresch, W. V., Stanek, K.-P., Draper, G. & Higgs, R. 2005. Plate kinematics and crustal dynamics of circum-Caribbean arc–continent interactions: tectonic controls on basin development in Proto-Caribbean margins. In: Ave Lallemand, H. G. & Sisson, V. B. (eds) Caribbean– South American Plate Interactions, Venezuela. Geological Society of America, Special Paper, 394, 394, 7–52.
50. Mora – Paez H., Mencin, D., Molnar, P., Diederix H., Cardona-Piedrahita L., Pelaez-Gaviria, J., and Corchuelo-Cuervo, Y., 2016, GPS velocities and the construction of the Eastern Cordillera of the Colombian Andes, Geophys. Res. Lett., 43, 8407–8416, doi:10.1002/2016GL069795

51. Oda, M.; 1985, Permeability Tensor for Discontinuous Rock Masses., *Geotechnique* Vol. 35, pp 483.
52. Derhowitz, W., la Pointe, P., Doe, T., 2007, *Advances in Discrete Fracture Network Modeling*, Golder Associates Inc.

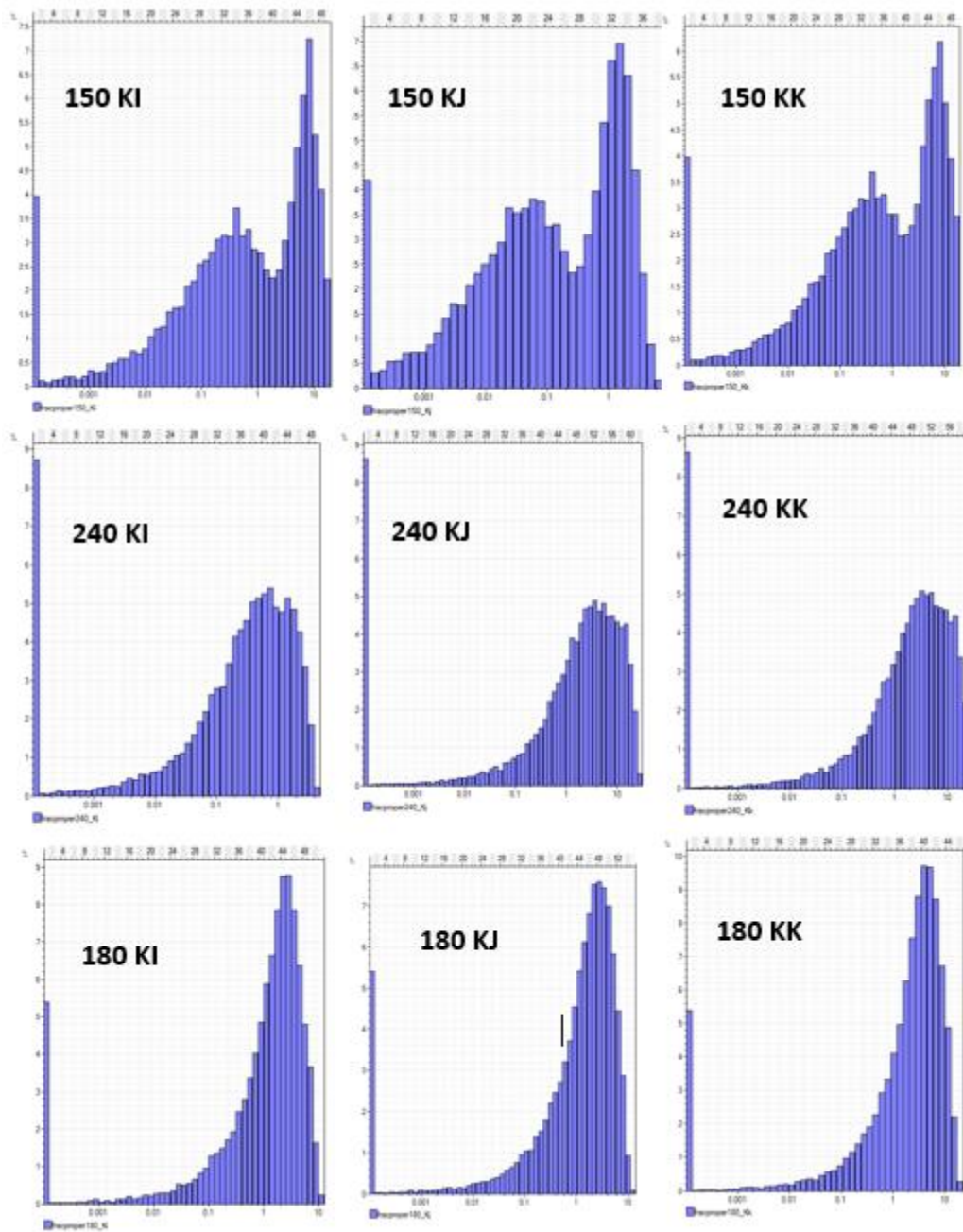
A. Anexo: Gráficos de distribuciones de permeabilidad para las sensibilidades de espaciamiento y longitud escama Mische



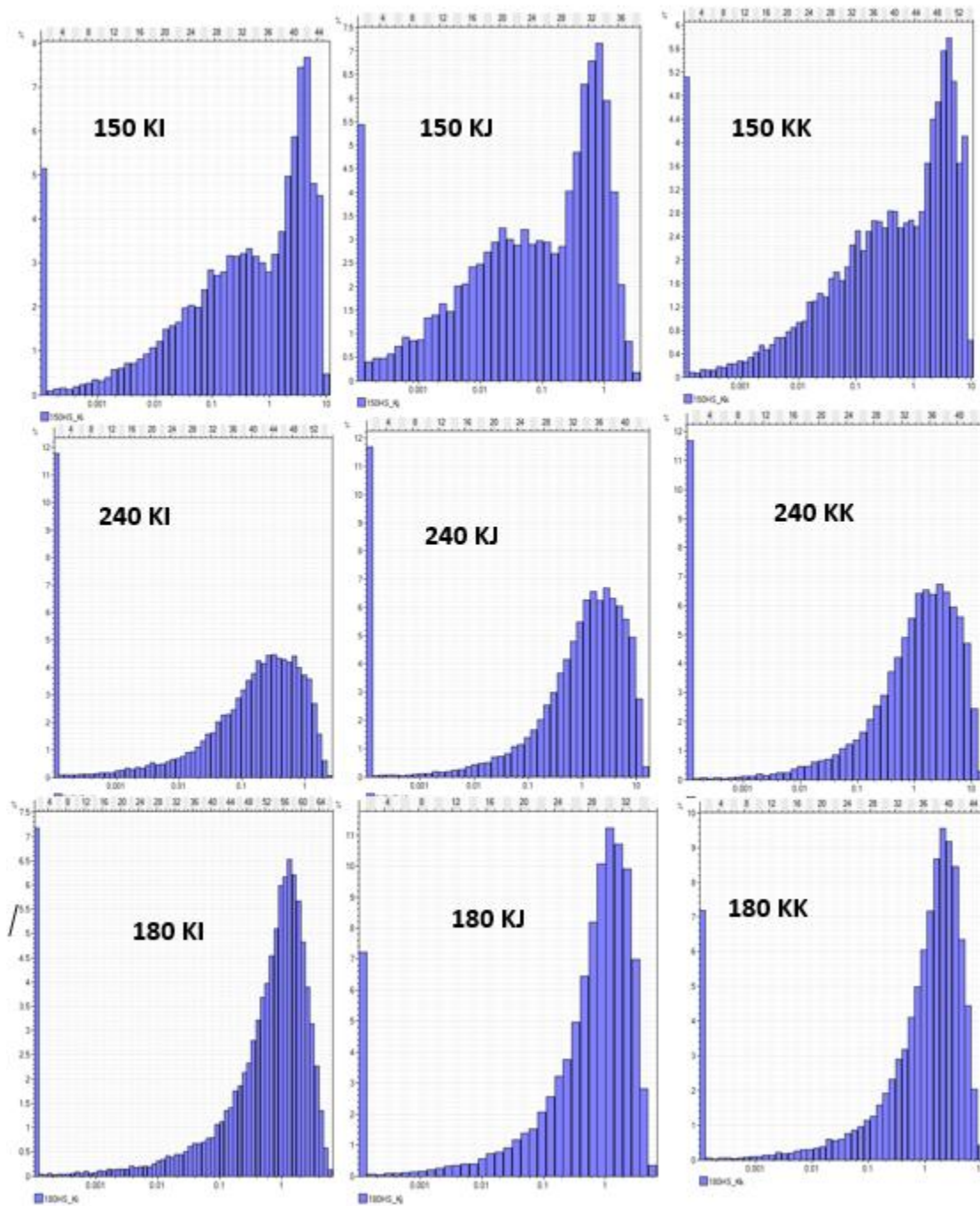
Modelos de Permeabilidad de Matriz (I, J y K)



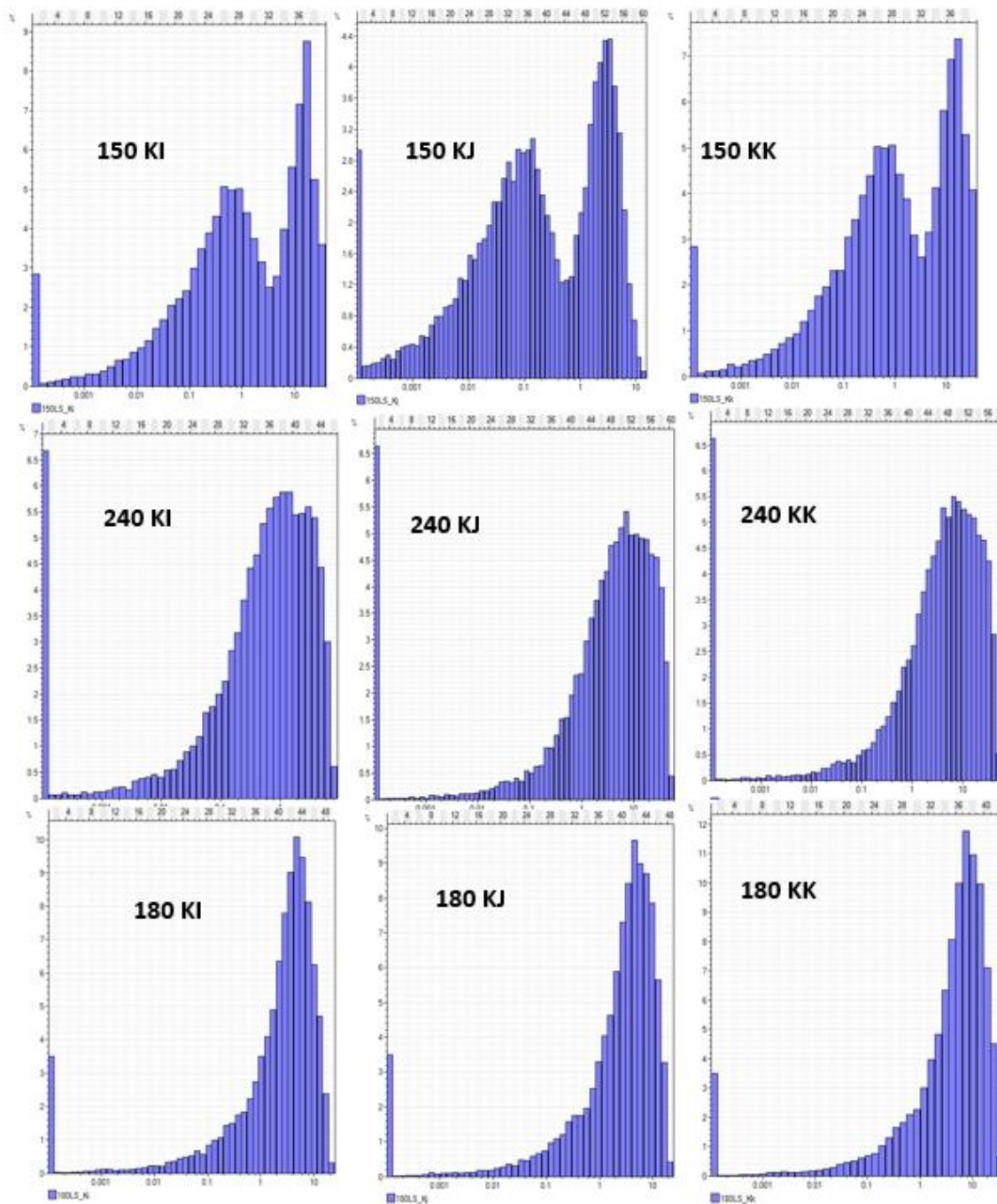
Modelos de Permeabilidad de Ajuste isotrópico Matriz más fracturas (I, J y K)



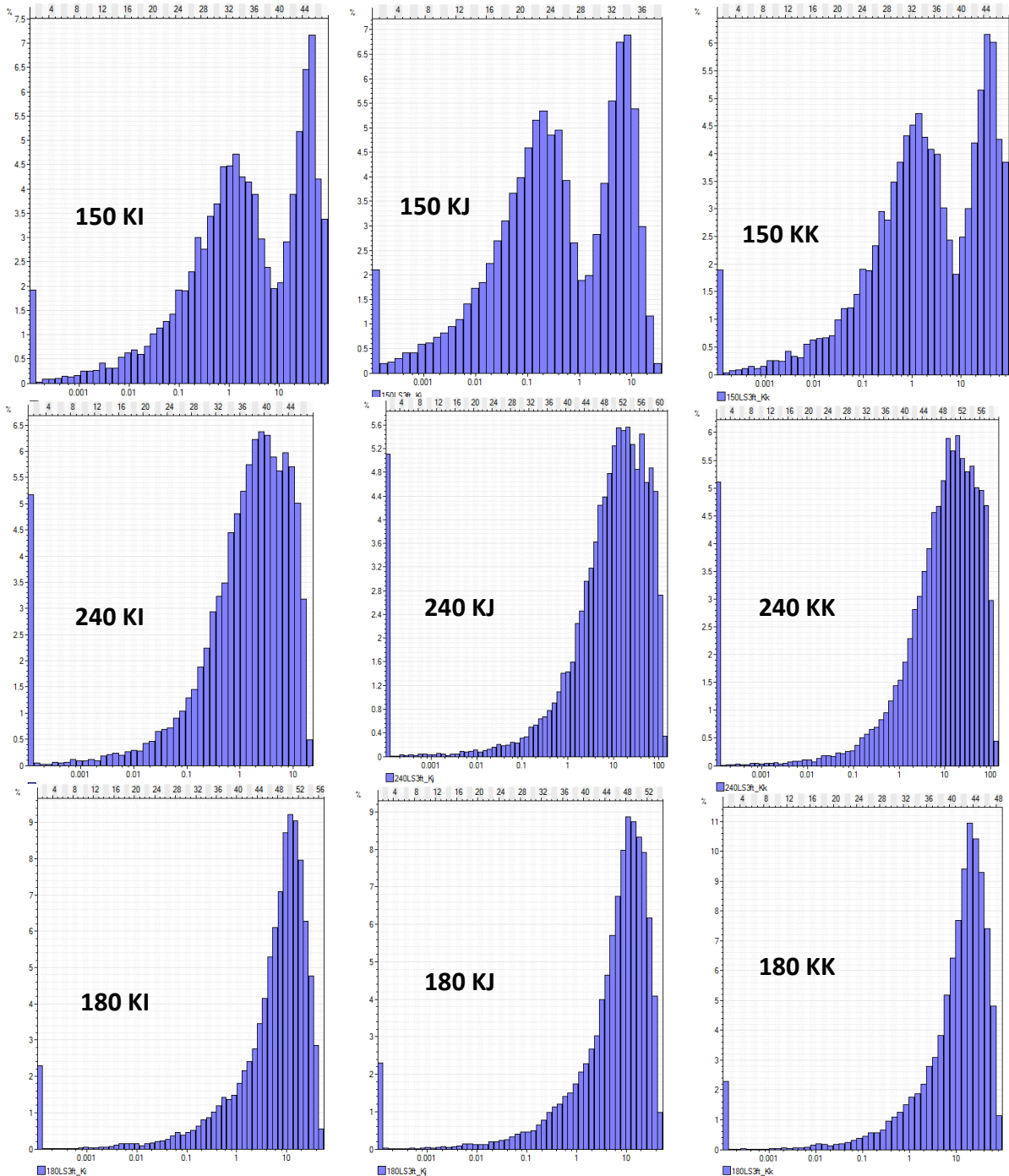
Modelos de permeabilidad de fractura para 3 familias caso de Referencia (MS) mid spacing 7,8 pies y longitudes max de 800 y 600 m



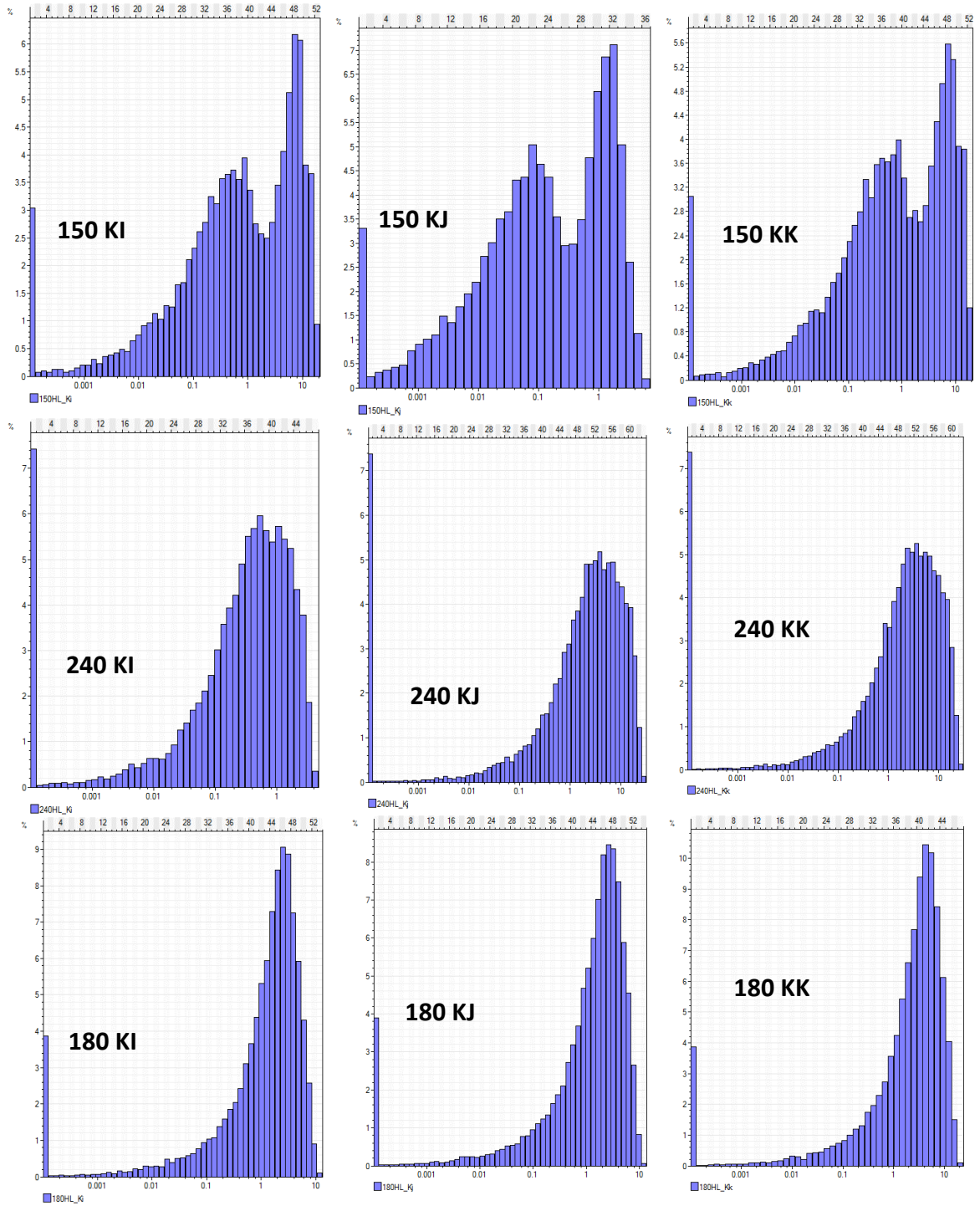
Modelos de permeabilidad de fractura para 3 familias caso de alto espaciamiento (HS) High spacing 15,8 pies y longitudes max de 800 y 600 m



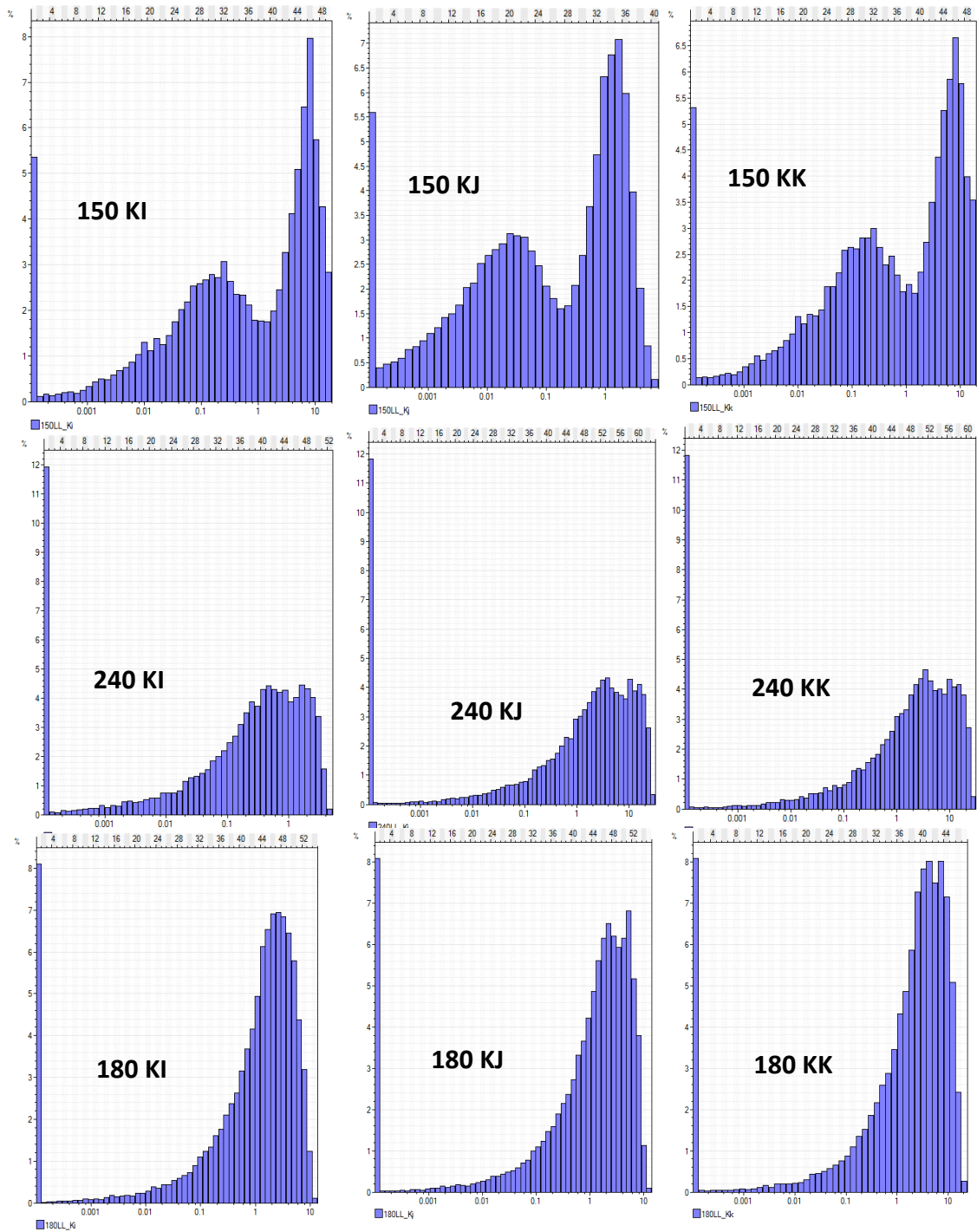
Modelos de permeabilidad de fractura para 3 familias caso de bajo espaciamiento (LS) y (ML) Low spacing 4 pies y longitudes max de 800 y 600 m, este es el modelo de mejor ajuste con valor de referencia



Modelos de permeabilidad de fractura para 3 familias caso de muy bajo espaciamiento (VLS) y (ML) Very Low spacing 1.7 pies y longitudes max de 800 y 600 m



**Modelos de permeabilidad de fractura para 3 familias caso alta longitud (HL)
High Length 1600 y 1200 m, espaciamiento fijo de 7,8 pies**



Modelos de permeabilidad de fractura para 3 familias caso corta longitud (SL)
Short Length 400 y 300 m, espaciamiento fijo de 7,8 pies.