



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD DE FLUJO DEL SISTEMA MATRIZ – FRACTURA DE LA FORMACION MIRADOR EN LA ESTRUCTURA MICHE DEL COMPLEJO PAUTO EN POZOS DE PIEDEMONTE**

**Harold Duvván Cifuentes Múnera**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Escuela de procesos y Energía  
Medellín, Colombia

2016

# **ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD DE FLUJO DEL SISTEMA MATRIZ – FRACTURA DE LA FORMACION MIRADOR EN LA ESTRUCTURA MICHE DEL COMPLEJO PAUTO EN POZOS DE PIEDEMONTE**

**Harold Duvván Cifuentes Múnera**

Trabajo final de Maestría presentado como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Ingeniería – Ingeniería de Petróleos**

Director (a):

PhD Sergio Hernando Lopera Castro

Línea de Investigación:

Petrofísica

Grupo de Investigación:

Fluidos de Yacimiento

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Escuela de procesos y Energía

Medellín, Colombia

2016

*Para mi Familia*

*«Según vamos adquiriendo conocimiento, las cosas no se hacen más comprensibles, sino más misteriosas».*

*Albert Schweitzer*

## Agradecimientos

Estoy altamente agradecido con los Ingenieros Carlos Herrera y Alejandro Restrepo por el apoyo, la orientación, el ánimo y sobre todo los consejos que me brindaron a lo largo de este trabajo de grado, en el desarrollo del programa de la Maestría y en mi formación como profesional. Sus pensamientos acerca de no conformarse con lo que actualmente se conoce y pensar fuera de lo convencional es un ejemplo a seguir.

Gracias a mi director Sergio Lopera por su amable orientación y recomendaciones en el desarrollo de este trabajo de grado y en la Maestría.

A EQUION ENERGIA LIMITED, por proporcionarme acceso a la información, al software necesario para realizar este proyecto y al apoyo durante todo el programa.

A mis amigos de la Maestría Julian Clavijo, Oscar Almeyda, Magda Arenas, Zorel Gutierrez, Diego Ramirez y Alejandro Restrepo, con los cuales compartimos varias experiencias y nos apoyamos unos a otros a lo largo de este camino.

A Cesar López por compartir sus conocimientos acerca del entendimiento de la productividad en las fracturas y sus recomendaciones en la elaboración de este trabajo.

A Victor Castro por su amabilidad, enseñanza y consejos en mi vida profesional.

Y finalmente y no menos importante a mi Familia por su continuo apoyo a la consecución de esta nueva meta.

## Resumen

La formación Mirador en la estructura Miche del Complejo Pauto hace parte de los yacimientos del piedemonte llanero que se caracterizan por su complejidad estructural resultante del levantamiento de la cordillera oriental y sus cambios a través del tiempo. Por la naturaleza de su formación geológica se generó un intenso fracturamiento, convirtiéndolos así, en yacimientos matriciales con alta influencia de fracturas naturales que varían a lo largo del yacimiento. Luego de perforar un pozo y con el objetivo de estimar la capacidad del flujo del sistema total, se caracteriza la permeabilidad con el actual modelo petrofísico a partir de registros eléctricos (Densidad, Neutrón, GR etc.). Sin embargo, esta caracterización se ha realizado de forma parcial ya que se ha estimado la capacidad de flujo del sistema matricial y se ha ignorado la capacidad de flujo del sistema fracturado. Así, solo hasta después de realizar una prueba de transiente de presión (PBU/PFO) se tiene la caracterización completa del sistema.

El siguiente estudio presenta una metodología para calcular la capacidad de flujo total (matriz-fractura) para pozos en la estructura de Miche a partir de datos que se derivan de registros de imágenes y eléctricos obtenidos en hueco abierto con base en una correlación obtenida a partir de información de pozos existentes que integra datos de producción por zonas con la información obtenida de registros, esta correlación involucra intensidad de fractura, porosidad efectiva y la apertura de fractura promedio aparente.

Obtener la capacidad de flujo total en las etapas tempranas del pozo permitirá afinar la expectativa de producción de los pozos, ajustar la estrategia de completamiento y actualizar los modelos de simulación cuando no se tienen datos de PBU/PFO.

**Palabras claves:** Permeabilidad, apertura de fracturas, intensidad de fractura, fracturas naturales, capacidad de flujo.

## Abstract

Mirador Formation within the Miche structure of the Pauto Complex field is one of the reservoirs of the foothills that have exhibited high structural complexity due to the lifting of the eastern Cordillera and its changes through time. Due to the nature of the geological formation, an intense fracturing was generated, turning them into matrix reservoirs with high influence of natural fracture that changes throughout the reservoir. After drilling a well, in order to calculate the total flow capacity of the system, the permeability is characterized with the current petrophysical model from electrical logs (Density, Neutron, GR etc.). However, this characterization has been performed partially because it has only taken into account the matrix flow capacity whilst the fracture flow capacity has been ignored. Thus, just after a pressure transient test (PBU/PFO), total characterization of the system is obtained.

The following study presents a methodology to estimate the total flow capacity (matrix-fracture) for wells within the Miche structure from data derived from open hole image and electric logs based on a correlation coming from data gathered on existing wells that include production distributed per zone and open hole logs, this correlation involving fracture intensity, effective porosity and average apparent fracture aperture.

Obtaining the total flow capacity in the early stages of the well will allow a better understanding of the production expectation, adjustment to the non-rig completion strategy and update of the simulation model when data of PBU/PFO is not available.

**Keywords:** Permeability, fracture aperture, fracture intensity, natural fracture, flow capacity.

# Contenido

Resumen .....	V
Abstract.....	VI
Lista de figuras.....	IX
Lista de tablas .....	XI
Lista de Símbolos y abreviaturas.....	XII
<b>1. INTRODUCCION .....</b>	<b>1</b>
<b>2. LA COMPLEJA ESTRUCTURA DE PIEDEMONTE Y HERRAMIENTAS DE EVALUACIÓN.....</b>	<b>4</b>
2.1 Generalidades del Piedemonte llanero – Formación Mirador en la Estructura Miche .....	4
2.1.1 Geología Estructural .....	5
2.1.2 Litología y Estratigrafía .....	6
2.1.3 Modelo Petrofísico.....	6
2.2 Generalidades de Sistemas Naturalmente Fracturados.....	7
2.2.1 Clasificación de fracturas .....	10
2.2.2 Intensidad de Fracturas .....	11
2.2.3 Permeabilidad y Apertura de fracturas.....	12
2.2.4 Fracturas Críticamente Estresadas.....	14
2.3 Registros de pozo .....	15
2.3.1 El perfil de rayos gamma (“GR”) .....	15
2.3.2 Perfil de densidad .....	15
2.3.3 Perfil Neutrónico: .....	16
2.3.4 Perfiles de Resistividad:.....	16
2.3.5 Perfiles sínicos.....	17
2.3.6 Registros de imágenes .....	17
2.3.7 Registros de Producción.....	19
2.3.8 Pruebas Transientes de Presión.....	20
2.4 Ley de Darcy para pozos de gas .....	21
2.5 Estudios Previos .....	25
<b>3. DESCRIPCION DE LA METODOLOGIA DE EVALUACIÓN .....</b>	<b>28</b>
3.1 Selección de Zonas e interpretación del PLT .....	30
3.2. Cálculo de Porosidad y KH de Matriz .....	33
3.3. Cálculo de Intensidad de Fracturas por Zonas .....	35
3.4. Cálculo de Permeabilidad Aparente y Capacidad de Flujo de Fractura .....	37
3.5. Estimación Apertura de Fractura Promedio Aparente.....	39

---

3.6.	Integración y correlación de datos.....	40
3.7.	Otras Metodologías.....	42
<b>4.</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>43</b>
4.1.	Resultados .....	43
4.2.	Conclusiones.....	49
4.3.	Recomendaciones.....	51
<b>A.</b>	<b>Anexo: Resultados y gráficos de los pozos estudiados .....</b>	<b>52</b>
	<b>Bibliografía .....</b>	<b>57</b>

## Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1. Comparación capacidad de flujo de diferentes formaciones del complejo pauto.....	3
Figura 2-1. Esquema del marco estructural del complejo pauto y los pozos que la perforan.....	4
Figura 2-2. Sección estructural representativa del área Piedemonte. (Equion 2015).....	5
Figura 2-3. Esquema de un sistema naturalmente fracturado. Afloramiento formación Socha inferior (Correlacionales con la Formación Barco del piedemonte llanero. Puente Reyes (Boyacá).....	8
Figura 2-4. Fracturas naturales en Piedemonte a diferentes escalas .....	9
Figura 2-5. Clasificación de yacimientos Naturalmente Fracturados, (Nelson 2001) .....	10
Figura 2-6. Modelo Conceptual para estimar permeabilidad de fractura (V Golf, 1982) ...	12
Figura 2-7. Identificación de CSF (zona sombreada).....	14
Figura 2-8. Aplicaciones registros de imágenes .....	18
Figura 2-9. Ejemplo de un registro de imagen (UBI) Interpretado en el Piedemonte Llanero. ....	19
Figura 2-10. Ejemplo de interpretación de PBU pozo B12. Reporte interno Equion Energia Ltda.....	21
Figura 2-11. Función de la presión del gas.....	24
Figura 3-1 Metodología de Evaluación .....	30
Figura 3-2. Selección de zonas pozo B-12 .....	31
Figura 3-3. Ventana de interpretación del PLT del pozo B-12 con Emeraude (columnas: profundidad, indicación de zonas “formación -verde-, perforados –rojo-, zonas de cálculo –gris-“, velocidad del spinner, interpretación de flujo).....	32
Figura 3-4. Líneas de Flujo supuestas al tener permeabilidad vertical homogénea a lo largo de la formación.....	33
Figura 3-5. Interpretación de fracturas naturales en el pozo B-12 .....	35
Figura 3-6. Permeabilidad de Núcleo fracturado a diferentes esfuerzos efectivos, Restrepo, A (2016).....	36
Figura 3-7. Esquemático de apertura de fractura promedio aparente .....	39
Figura 3-8. Ejemplo de “crossplots” realizados. ....	42
Figura 4-1. Aperturas de fractura promedio aparente en las zonas de los cuatro pozos en estudio .....	43

---

Figura 4-2. Apertura de fractura en Núcleo de Mirador estimada a partir de laboratorio, Restrepo A, (2016) <i>Nota: 0.005 cm equivalen a 50 micrones</i> .....	44
Figura 4-3. Rumbo y aperturas de fracturas a lo largo del yacimiento. ....	45
Figura 4-4. Correlación entre intensidad de fractura * Apertura aparente promedio e intensidad de fractura * porosidad por zonas para cada pozo estudiado en un gráfico log-log .....	46
Figura 4-5. Correlación entre intensidad de fractura * Apertura aparente promedio e intensidad de fractura * porosidad para cada pozo estudiado en un gráfico log-log.....	47
Figura 4-6. Diagrama de trabajo para la estimación de la capacidad de flujo total del sistema.....	49
Figura A-2 Selección de zonas y fracturas naturales en el pozo B-12 .....	53
Figura A 2. Selección de zonas y fracturas naturales en el pozo B-10 .....	54
Figura A 3. Selección de zonas y fracturas naturales en el pozo A-5 .....	55
Figura A 4. Selección de zonas y fracturas naturales en el pozo A- .....	56

## Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1. Medidas de Intensidad de Fractura, (Dershowitz, 1984) .....	11
Tabla 3-1. Inventario de Información de los pozos evaluados, verde con la información disponible y rojo sin información (Pozos sombreados en verde son los seleccionados) ..	29
Tabla 3-2. Interpretación por zonas del PLT del pozo B12. ....	32
Tabla 3-3. Calculo de capacidad de flujo de matriz y porosidad por zona de pozo B-12. ....	34
Tabla 3-4. Cálculo de intensidad de fractura para el pozo B-12.....	36
Tabla 3-5. Cálculo de la capacidad de flujo total y de fractura para el pozo B-12 .....	38
Tabla 3-6. Cálculo de la capacidad de flujo total y de fractura en el pozo B-12 considerándolo como una zona completa. ....	38
Tabla 3-7. Cálculo de la apertura de fractura promedio aparente por zonas y total en el pozo B-12.....	40
Tabla 3-8. Recopilación de las variables calculadas de los diferentes pozos y modificaciones para correlacionar .....	41
Tabla 3-9. Comparación resultados de capacidad total de flujo estimada a partir de la metodología contra datos estimados de PBU.....	41
Tabla 4-1. Variables calculadas promedias en los pozos de estudio .....	47
Tabla 4-2. Comparación resultados de capacidad total de flujo estimada a partir de la metodología contra datos estimados de PBU.....	49
Tabla.A-1 Cálculo de la capacidad de flujo total y de fractura para los pozos B-10, A12 y A5 .....	52

# Lista de Símbolos y abreviaturas

## Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad
$e_o$	Apertura de fractura	mm
Int	Intensidad de fractura	1/pie
GE	Gas equivalente proveniente de líquido	pce/bls
H	Espesor de arena neta	pie
K	Permeabilidad	mD
KH	Capacidad de Flujo	mD-pie
$M_o$	Peso molecular de condensado	
$N_f$	Número de Fracturas	adimensional
Qg	Caudal de gas	MMpce/d
Qo	Caudal de aceite	Bls
S	Factor de daño de formación	Adimensional

## Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad
$\mu$	Viscosidad	cp
$\phi$	Porosidad	fracción
$\gamma$	Gravedad específica	Adimensional

## Subíndices

Subíndice	Término
e	Equivalente
f	Fractura
g	Gas
m	Matriz

**Subíndice    Término**

---

o	Aceite
t	Total

**Abreviaturas****Abreviatura    Término**

---

CSF	Fracturas críticamente estresadas
ILT	Registro de Inyección
GR	Gamma Ray
PBU	Prueba transiente de presión – Prueba de restauración
PFO	Prueba transiente de presión – Prueba de decaimiento.
PLT	Registro de Producción
UBI	Registro de imagen ultrasónico
YNF	Yacimiento Naturalmente Fracturado

# 1.INTRODUCCION

El Piedemonte llanero corresponde al compilado de las estructuras más complejas a nivel geológico y de fluidos en Colombia, está ubicado en el piedemonte de la Cordillera Oriental de los Andes Colombianos, al occidente de los Llanos Orientales; los campos pertenecientes a esta zona, de norte a sur, son: Floreña, Complejo Pauto, Volcanera, Recetor, Cupiagua, Cupiagua Sur y Cusiana con fluidos que van desde petróleo volátil hasta gas condensado. Su complejidad estructural es resultado del levantamiento de la cordillera oriental y sus diferentes cambios a través del tiempo. La zona ha sido afectada por eventos tectónicos que compartimentalizan las estructuras y generan un intenso fracturamiento, convirtiéndolos en yacimientos matriciales con alta influencia de fracturas naturales en formaciones apretadas. El yacimiento Mirador en la estructura de Miche, perteneciente al Complejo Pauto, exhibe un mayor grado de fracturamiento natural en comparación con las demás estructuras del campo, factor que beneficia el flujo de fluidos en el medio poroso y por tanto la producción de los pozos perforados, con producciones que exceden los 2,000 bls/d de petróleo y 30 MMpce/d de gas a pesar de las bajas porosidades y permeabilidades de matriz [1].

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) logran ser altamente productivos al comienzo de la vida del campo pero estos pueden declinar a gran velocidad y presentar irrupción temprana de gas y de agua. Además, la producción de hidrocarburos en rocas de baja permeabilidad y baja porosidad en YNF provienen de las fracturas interconectadas. Estas características sumadas a los efectos de las fracturas que a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida se subestiman, presentan una complejidad importante a la hora de caracterizar los YNF con relación a su producción y por lo tanto hacen que se afecten las predicciones iniciales, perfiles de producción y evaluación de reservas [2].

Para estimaciones acertadas de la productividad en YNF es necesario mejorar el entendimiento de sus propiedades petrofísicas, en especial la estimación de la capacidad de flujo de la formación considerando el sistema matriz – fractura ya que esta permite realizar un mejor análisis de productividad y establece expectativas de producción más cercanas a la realidad. El cálculo de permeabilidad convencionalmente se hace a partir de los registros eléctricos en la etapa de perforación del pozo, metodología que se realiza en el Complejo Pauto. Sin embargo, por la naturaleza de los registros sólo se ha obtenido la capacidad de flujo del sistema matricial y se tiene un entendimiento limitado de la capacidad de flujo del sistema fracturado ya que la caracterización se limita a la identificación de las fracturas naturales (intensidad de fracturas y orientación), condición que deriva en una interpretación incompleta de la capacidad de flujo del sistema, por tanto se requiere adquirir una prueba de transiente para lograr la caracterización completa. Lo anterior se confirma al comparar la estimación de la capacidad de flujo que proviene de las pruebas transiente de presión (PBU) (ver figura1) con las interpretadas en registros, la cual presenta una diferencia considerable en el valor de la capacidad de flujo, esencialmente porque el aporte de la capacidad de flujo procedentes de las fracturas naturales no es considerada en la interpretación de los registros.

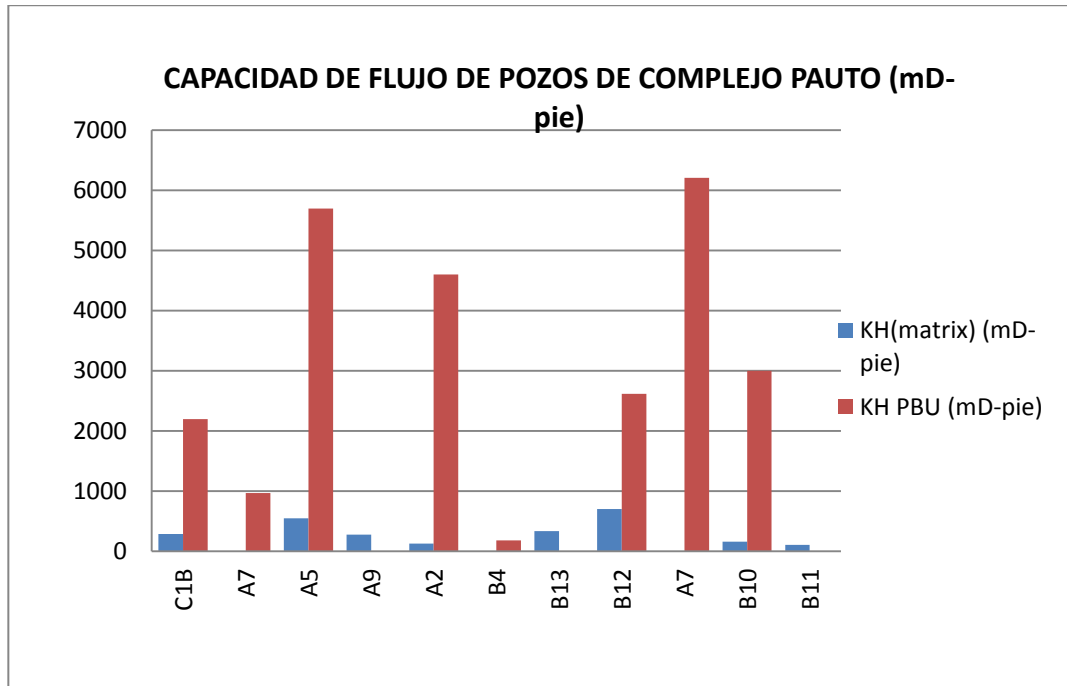


Figura 1-1. Comparación capacidad de flujo de diferentes formaciones del complejo pauto.

Este trabajo final de maestría tiene como propósito estimar la capacidad de flujo del sistema matriz-fractura en los pozos de la formación Mirador de la estructura Miche del complejo Pauto a partir de una metodología que relaciona las fracturas interpretadas a partir de los registros de imágenes, interpretaciones de registros eléctricos en hueco abierto y una correlación que es obtenida a partir de información de registros de producción de pozos existentes en la zona la cual involucra intensidad de fractura, porosidad efectiva y la apertura de fractura promedio aparente.

La complejidad geológica del piedemonte, las generalidades de un sistema naturalmente fracturado, las herramientas de evaluación convencionales y anteriores estudios realizados se describen en el segundo capítulo. Posteriormente, se presenta la metodología evaluada para correlacionar los datos de los diferentes registros con base en la apertura de fracturas estimadas y finalmente se presenta los resultados junto a un diagrama de trabajo para la estimación de la capacidad de flujo total del sistema.

## 2. LA COMPLEJA ESTRUCTURA DE PIEDEMONTE Y HERRAMIENTAS DE EVALUACIÓN

### 2.1 Generalidades del Piedemonte llanero – Formación Mirador en la Estructura Miche

El complejo pauto hace parte de los campos del Piedemonte llanero Colombiano localizados en el departamento de Casanare a 200Km al Noreste de Bogotá, éste complejo cuenta con al menos 6 estructuras naturalmente fracturadas o con gran influencia de fracturas naturales en areniscas apretadas de baja permeabilidad y porosidad con hidrocarburos tipo gas condensado en las formaciones Barco y Mirador. El objeto de nuestro estudio es la escama Miche que corresponde a la estructura más alta del complejo que involucra a la Formación Mirador. La figura 2-1 representa un bosquejo sencillo de cómo están las estructuras y los pozos distribuidos a lo largo del complejo Pauto.

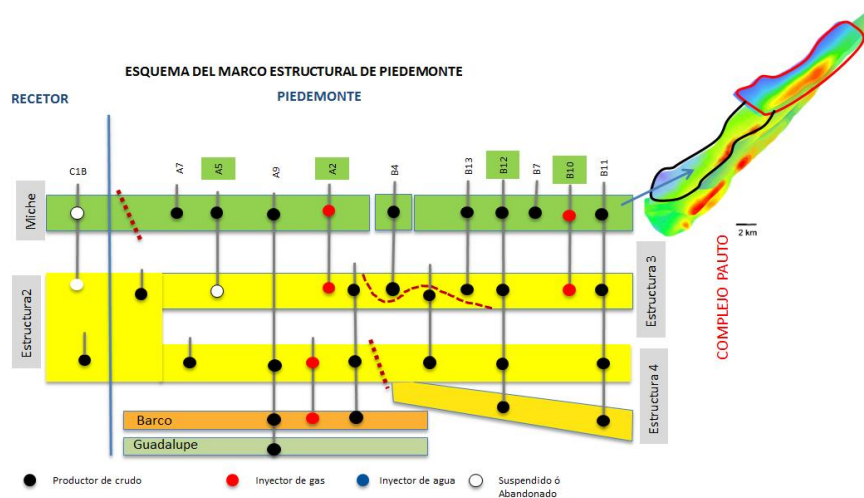


Figura 2-1. Esquema del marco estructural del complejo pauto y los pozos que la perforan

### 2.1.1 Geología Estructural

El área del Piedemonte Llanero Colombiano ha sido formada dentro un ambiente compresional que involucra movimientos de tipo inverso y transpresivo, con presencia de estructuras con extensiones de kilómetros a decenas de kilómetros desarrolladas en dirección SSW – NNE, limitadas por fallas de cabalgamiento con vergencia al SE, que a su vez son compartimentalizadas por fallas de desgarre (*tear faults*). Tectónicamente el área se puede catalogar como una faja plegada y fallada, la cual en su interior alberga un cinturón de cabalgamientos apilados de estructuras anticlinales, que son los objetivos productores de la zona. El actual tensor de esfuerzos que es strike slip produce un control estructural sobre los reservorios por el fracturamiento asociado y los esfuerzos actuantes como tal. [1]

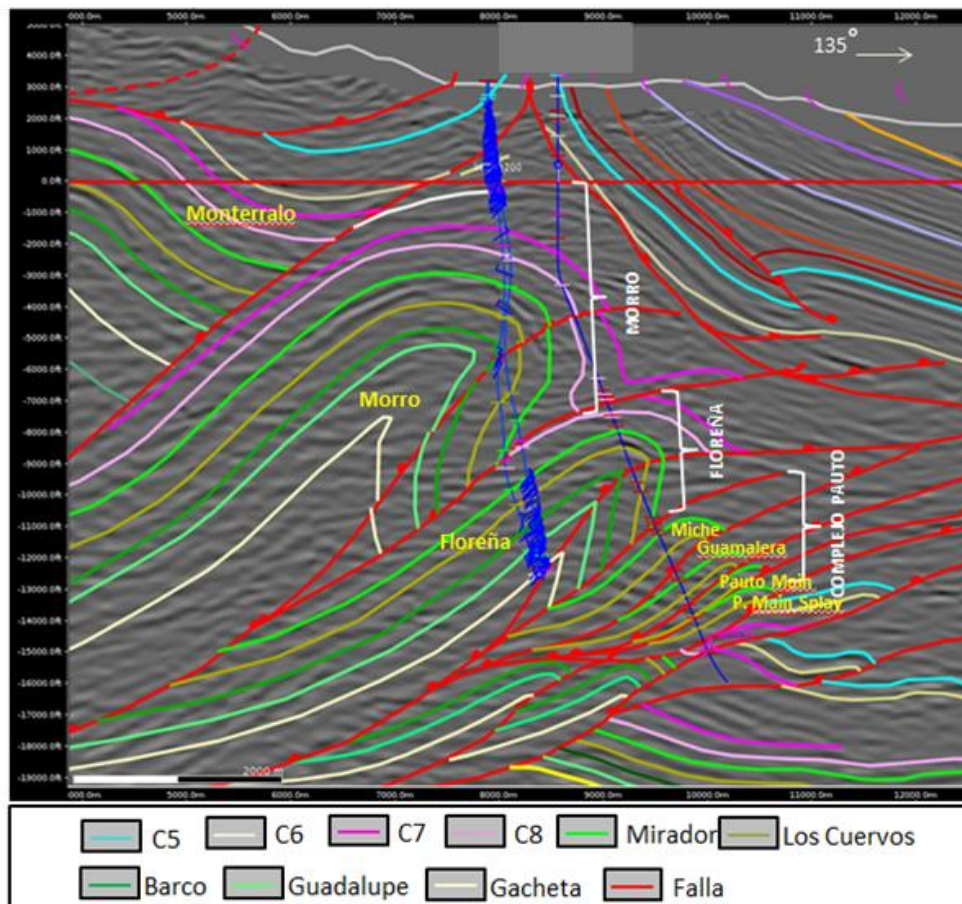


Figura 2-2. Sección estructural representativa del área Piedemonte. (Equion 2015)

### 2.1.2 Litología y Estratigrafía

La Formación Mirador (Eoceno Superior) conforma el principal yacimiento y el mejor productor de las unidades del piedemonte, su espesor en el Complejo Pauto varia de 350 a 550 pies. Esta unidad se divide en dos principales zonas: la superior, formada por areniscas de cuarzo de tamaño de grano de fino intercaladas con capas delgadas de arcillolitas (generalmente la parte más sucia y con menores condiciones productoras de la formación) que fueron depositadas en ambientes marginales costeros con desarrollo de estuarios dominados por mareas y canales fluviales aislados y la inferior, formada por cuarzo areniscas masivas amalgamadas en capas gruesas de tamaño de grano fino a muy grueso, depositados en ambientes fluviales de ríos trezados, ocasionalmente hay capas delgadas de arcillas intercaladas separando grandes paquetes de arenisca [3].

La Formación Mirador es principalmente conformada de cuarzo (>95%) y pequeñas cantidades de minerales arcillosos dentro de ella (Caolinita, Illita, clorita) con minerales pesados y materiales dúctiles. La porosidad de la formación está en el rango de 0.68% - 9.1%. Con un promedio de 3.5%.

### 2.1.3 Modelo Petrofísico

Para el complejo Pauto, de los 18 pozos perforados han sido corazonados 6 pozos. A partir de la información de los núcleos y del set tradicional de registros eléctricos corridos en los pozos (GR, Neutrón y Densidad) se ha construido el modelo petrofísico [4] para Pauto que contiene:

**Volumen de Arcilla:** Se utilizó el método lineal de rayos gamma, y en base a histograma se estableció GRmin de 1.5 °gAPI y GRmax de 150 °gAPI para la Formación Mirador y GRmin de 2 °gAPI y GRmax de 130 °gAPI para la Formación Barco. Antes de realizar el cálculo de volumen de arcilla se realizó la calibración núcleo-perfil utilizando algoritmos desarrollados a partir de la correlación registro vs núcleos de formación.

**Porosidad y Permeabilidad:** El cálculo de la porosidad total y efectiva de la roca se realizó con registros densidad, neutrón, y volumen de arcilla estimado. La permeabilidad de matriz se calculó mediante la correlación de Timur-Coates, 1991. Los resultados de porosidad efectiva y permeabilidad fueron cotejados con datos de corazones obteniendo similitud entre ellos.

**Arena neta o “Net pay” (H):** La definición de la relación arena neta/arena total se hizo basado en parámetros petrofísicos con datos de registros eléctricos. La definición de arena neta se determinó con base al volumen de arcilla, usando un valor de 20% de corte (“cut-off”) de arena para definir la línea base. El *cut-off* de porosidad efectiva de 2 % se usó para definir el espesor de arena de reservorio (“net pay”), asumiendo que toda la columna está en hidrocarburo debido a la limitación de estimar saturación de agua con registros.

Este modelo petrofísico caracteriza el sistema matricial en el cual uno de los supuestos que se manejara en este estudio es que las micro-fracturas hacen parte de la matriz.

## 2.2 Generalidades de Sistemas Naturalmente Fracturados.

Un yacimiento naturalmente fracturado es un sistema con una serie de discontinuidades en las rocas debido a deformaciones por cambios diagenéticos o por sufrimiento de tectonismo. Si las fracturas se relacionan con una ruptura, es probable que inicialmente se abran, aunque posteriormente pueden ser alteradas o mineralizadas; a su vez, si se relaciona con una ductilidad, esta puede ser bandeada y altamente deformada. Como resultado de lo anterior, un yacimiento naturalmente fracturado puede tener efectos negativos o positivos sobre el flujo de fluidos dentro de la roca [5].

Los sistemas naturalmente fracturados tienen fracturas a diferentes tamaños a lo largo de todo el sistema con diversas orientaciones que pueden ser ordenadas o no. (Figura 2-3). Las fracturas proveen trayectorias de flujo a diferentes escalas y el mejoramiento de la permeabilidad depende de atributos como intensidad de fractura, orientación y

conductividad hidráulica de los diferentes planos de fracturas [6]. Estas propiedades se pueden estimar mediante registros de imágenes acústicas (UBI, CBIL, CAST) e imágenes resistivas (FMI), de esta forma y con la ayuda de criterios como el de reactivación de fallas del profesor Zoback [7] se identifican potenciales fracturas y optimizan la selección de intervalos de cañoneos. A través de registros sínicos con procesamientos especiales como el “Sonic Scanner” de la compañía SLB se estiman los esfuerzos principales, distribución de la fractura, variaciones y anisotropía de los esfuerzos con la profundidad y algunas propiedades litológicas y físicas de las fracturas.

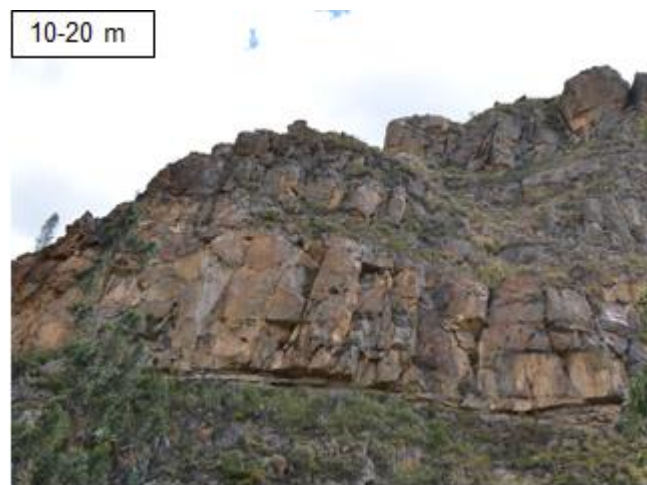


Figura 2-3. Esquema de un sistema naturalmente fracturado. Afloramiento formación Socha inferior (Correlacionales con la Formación Barco del piedemonte llanero. Puente Reyes (Boyacá)

La caracterización de fracturas se puede complementar con el análisis de fracturas en superficie a partir de afloramientos y correlaciones de registros de imágenes y de núcleos. También se analizan la evolución y variabilidad de las fracturas a lo largo del tiempo y la orientación de las fracturas [8] [9]. Para caracterizar completamente los yacimientos naturalmente fracturados es necesario caracterizar el sistema fractura-matriz y es necesario conocer la magnitud y orientación de los esfuerzos principales, los cuales se obtienen a partir de metodologías de caracterización geomecánica. Por ejemplo el esfuerzo vertical se obtiene a partir de registros de densidad, sínico y correcciones como la de Miller; el esfuerzo mínimo a partir de pruebas de presión, LOT, XLOT, incluso SRT, y el esfuerzo máximo a partir de la interpretación de “breakouts” (dirección) [10].

Comportamiento de pruebas de presión donde se observa que la permeabilidad del sistema llega a ser de 3 hasta 20 veces más que la interpretada por registros (Figura 1-1), evidencias de afloramientos, imágenes aéreas, núcleos y registros de imágenes de pozo y evidencian que el complejo Pauto tiene fracturas naturales y que el yacimiento se comporta como un yacimiento naturalmente fracturado.

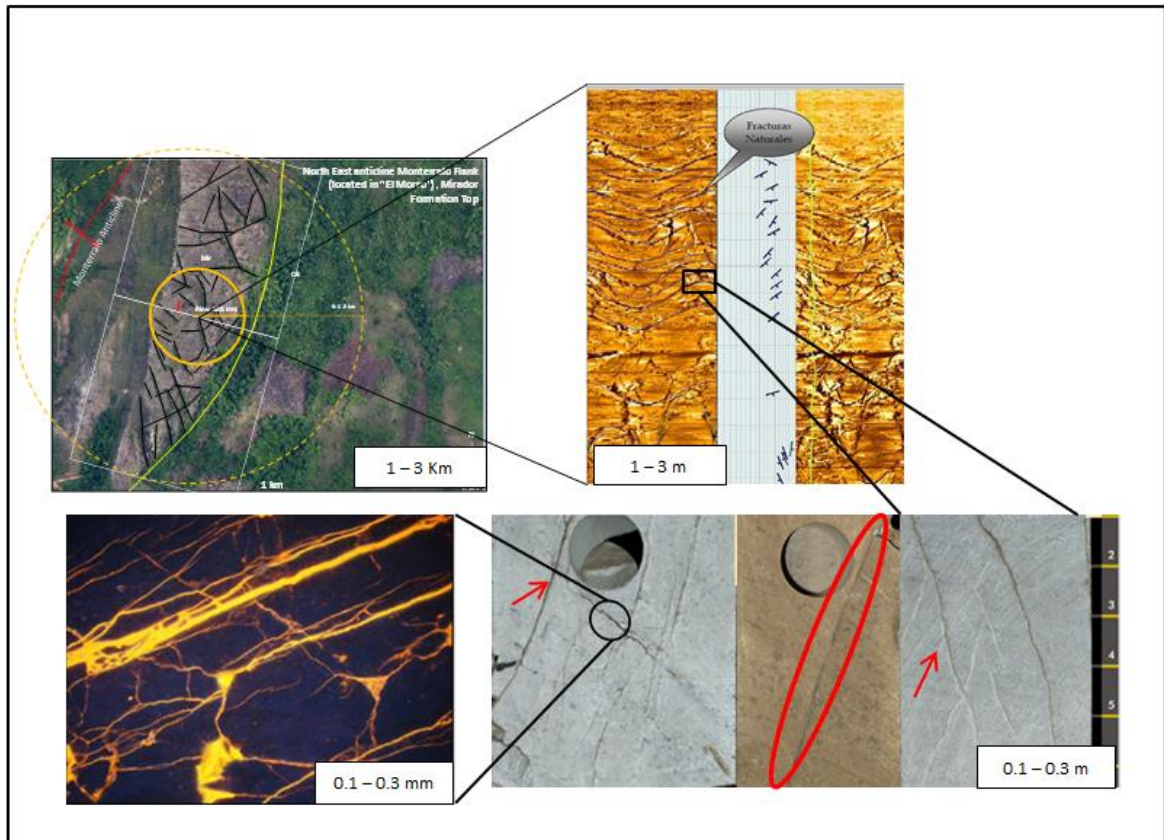


Figura 2-4. Fracturas naturales en Piedemonte a diferentes escalas

Finalmente, Nelson (2001) [5] hace una clasificación de yacimientos naturalmente fracturados basados en la relación de la porosidad contra la permeabilidad del sistema (figura 2-5).

Según esta clasificación, los yacimientos del complejo Pauto se acercan más a un tipo 2 ya que la matriz posee baja porosidad y baja permeabilidad, funciona como almacenamiento y las fracturas proveen una gran parte de la permeabilidad del sistema.

Sin embargo, en nuestro yacimiento de estudio, la matriz tiene también un aporte en la permeabilidad del sistema.

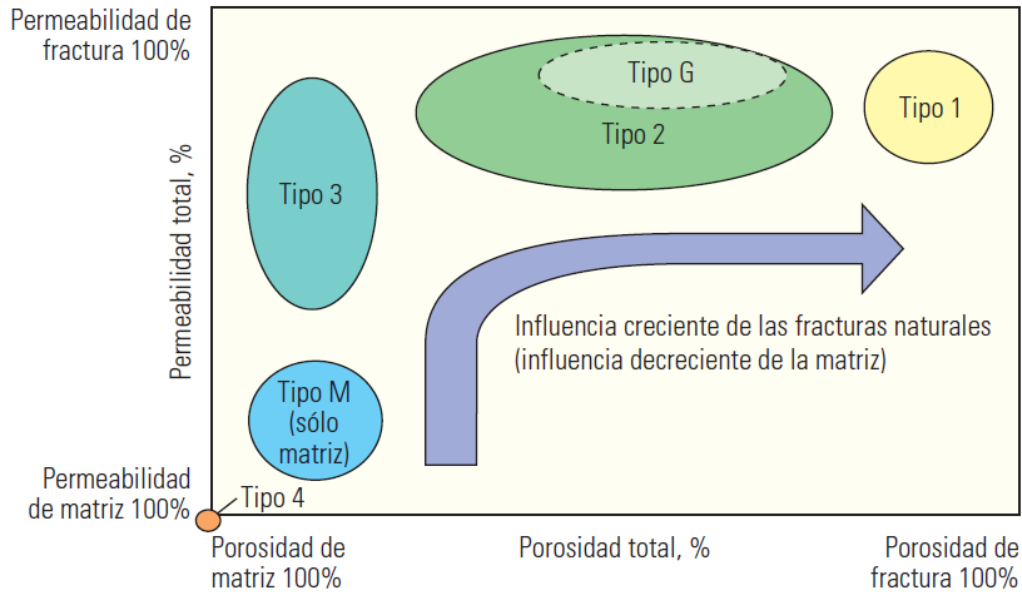


Figura 2-5. Clasificación de yacimientos Naturalmente Fracturados, (Nelson 2001)

### 2.2.1 Clasificación de fracturas

Una fractura, se una estructura definida por dos superficies o una zona a través de la cual ocurre una discontinuidad, es una heterogeneidad estructural cuyas superficies opuestas tienen un movimiento relativo una de la otra y a través de la cual no se observa cohesión [5]. Algunas fracturas pueden contener mineralización o relleno dentro de ellas reduciendo el espacio generado estructuralmente.

A modo general se pueden clasificar las fracturas en dos grandes subdivisiones [2] relacionados con su modo de formación: fracturas por cizalla o paralelas, las cuales se crean bajo un alto esfuerzo diferencial y las fracturas de tensión o perpendiculares cuya formación se debe a esfuerzos diferenciales relativamente bajos. Las fracturas por tensión normalmente se encuentran más concentradas en las zonas de cresta en las formaciones.

### 2.2.2 Intensidad de Fracturas

La intensidad de fractura es clasificada con base en la región de la dimensión medida y a la dimensión de la fractura como lo explica la tabla 2-1 [11].

		Región de medida		
		Lineal ( registro lineal de pozo)	Área	Volumétrico (volumen de roca)
Medida de fractura	numero de fracturas	P <sub>11</sub> : Número de fracturas por unidad de longitud	P <sub>21</sub> : Número de fracturas por unidad de área	P <sub>31</sub> : Número de fracturas por unidad de volumen de roca
	largo de fracturas		P <sub>22</sub> : Longitud de fracturas por unidad de área	P <sub>23</sub> : Longitud de fracturas por unidad de Volumen de roca
	volumen de fracturas			P <sub>33</sub> : Volumen de fracturas por unidad de Volumen de roca

Tabla 2-1. Medidas de Intensidad de Fractura, (Dershowitz, 1984)

Para nuestro estudio, el interés se centrara en la intensidad de fractura conocida como P<sub>11</sub> la cual denotaremos como Int y la estimaremos como el número de fracturas (Nf) sobre espesor neto de la zona o formación H (pies).

$$Int = \frac{Nf}{H}$$

### 2.2.3 Permeabilidad y Apertura de fracturas.

La permeabilidad de la fractura ( $K_f$ ) la definimos como la medida de la capacidad de las fracturas en una zona para permitir el flujo de fluidos a través de ellas. Por otro lado, la apertura ( $e_0$ ) es definida como la distancia entre las paredes de la fractura perpendicular a la dirección del plano.

V Golf (1982) propone un modelo conceptual (Figura 2-6) para estimar la permeabilidad de fractura y la ecuación 2-2 muestra el modelo conceptual a partir de la ley de Darcy [12].

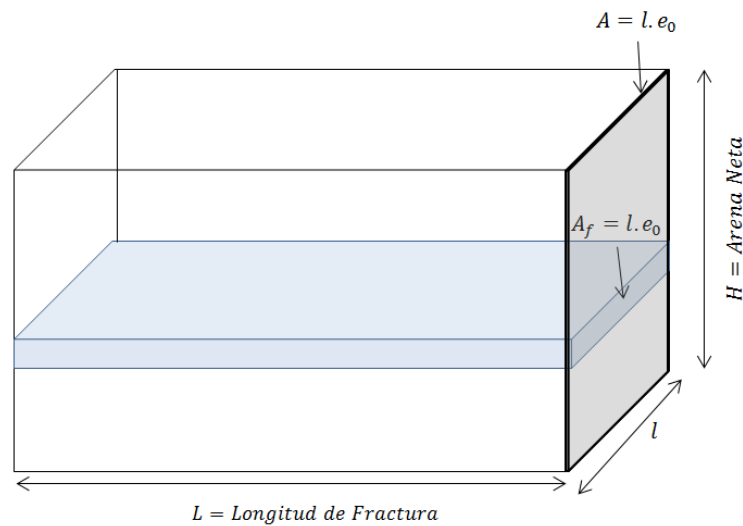


Figura 2-6. Modelo Conceptual para estimar permeabilidad de fractura (V Golf, 1982)

$$Q_d = \frac{AK_f \Delta P}{\mu L} = \frac{(Hl)K_f \Delta P}{\mu L}$$

2-2

Donde;

$K_f$ : Permeabilidad de fractura, mD

A: Área, pies<sup>2</sup>

H: Arena neta, pies

Por otra parte, la ecuación 2-4 describe el modelo conceptual siguiendo la ecuación de Poiseuille en términos de caída de presión y apertura de fractura para flujo laminar a lo largo de un set de fracturas.

$$Q_p = C_1 N_f \frac{(A_f) e_0^2 \Delta P}{12 \mu L} = C_1 N_f \frac{(e_0 l) e_0^2 \Delta P}{12 \mu L} \quad 2-3$$

$$Q_p = C_1 N_f \frac{e_0^3 l \Delta P}{12 \mu L} \quad 2-4.$$

Donde;

$C_1$ :  $3.3 \times 10^6$  Constante empírica para  $e_0$  en mm y H en pies.

$N_f$ : Número de Fracturas

$e_0$ : Apertura de fracturas (mm)

Al igualar las ecuaciones 2.2 y 2.4 se obtiene la ecuación 2.5, la cual representa la permeabilidad de fractura basada en la ecuación de Poiseuille en términos de la apertura de fracturas y número de Fracturas.

$$K_f = C_1 N_f \frac{e_0^3}{12 H} \quad 2-5$$

Donde;

$C_1$ :  $3.3 \times 10^6$  Constante empírica para  $e_0$  en mm y H en pies.

$N_f$ : Número de Fracturas

$e_0$ : Apertura de fracturas (mm)

H: Arena neta, pies

Para este estudio, la ecuación 2-5 es la que se usara para relacionar la apertura de fracturas promedio aparentes con la variable de permeabilidad de fractura.

## 2.2.4 Fracturas Críticamente Estresadas

Las fracturas de cizalla y las fallas son susceptibles a reactivación, por tal razón algunas de las fracturas naturales son susceptibles a reactivarse y por lo tanto estas fracturas tienen el potencial de mejorar la capacidad de flujo del sistema.

Estas fracturas, las llamamos fracturas críticamente estresadas (CSF por sus siglas en inglés) y se detectan a partir del criterio desarrollado por Zoback basado en usar el criterio de falla de Mohr Coulomb que es un modelo matemático para describir la respuesta de un material frágil a esfuerzos cortantes y esfuerzos normales. Las CSF se identifican cuando los esfuerzos a los que se ve sometida una fractura sobrepasa la envolvente de falla establecida para el sistema mediante el coeficiente de fricción ( $\mu$ ). (Ver figura 2-7)

Usando la interpretación hecha por López (2014) [13], para realizar el cálculo de las CSF es necesario identificar a partir de los registros UBI los dip y dip azimuth de las fracturas naturales a lo largo de un pozo y las magnitudes y orientaciones de los esfuerzos principales a los que se ve sometida el sistema.

Para el cálculo de las CSF en nuestro estudio se usa un coeficiente de fricción de 0.55.

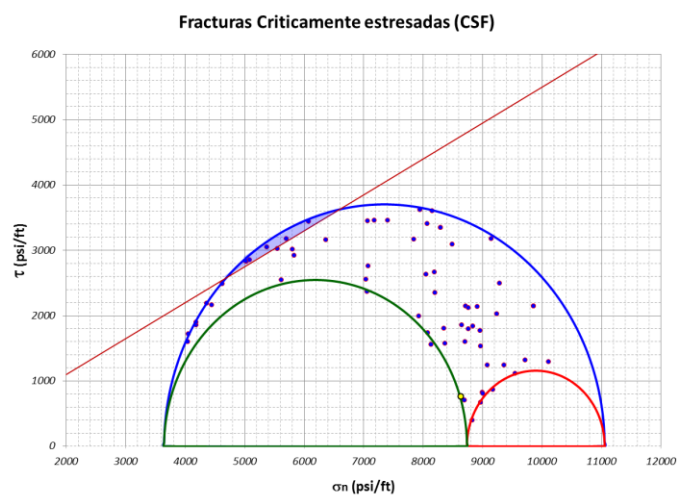


Figura 2-7. Identificación de CSF (zona sombreada)

Estas fracturas son las que podrían contribuir más al flujo y se identifican con el objetivo de cañonearlas en la etapa de producción y así mejorar la capacidad de flujo de la formación al pozo.

## **2.3 Registros de pozo**

La petrofísica es el estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas y de los fluidos que los contienen, basados en medidas indirectas de registros de pozos en hueco abierto (registros resistivos, nucleares, acústicos, de imágenes etc.), registros de producción y análisis de núcleos (estos proporcionan medidas directas de importantes propiedades del yacimiento). Este estudio es necesario para realizar una evaluación de la formación que permita la identificación de los reservorios, las propiedades y caracterización de la roca, la estimación de los hidrocarburos “in situ” y la estimación de los hidrocarburos recuperables. El trabajo final de la maestría se enfocará en la estimación de la capacidad de flujo (KH). Es decir que hará parte de la identificación de las propiedades y en la caracterización de la roca [14] [15].

Los siguientes registros de pozo son una de las fuentes de información para la caracterización petrofísica del yacimiento:

### **2.3.1 El perfil de rayos gamma (“GR”)**

Mide la actividad natural de los rayos gama en la roca, en formaciones sedimentarias, el perfil refleja las arcillas y da un indicio de arenas limpias ya que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y las arenas limpias tienen normalmente un nivel bajo de radioactividad. El perfil de rayos gamma responde a la radioactividad producida por la desintegración del Torio, uranio y Potasio, pero este no determina la proporción relativa de cada uno de ellos. Por lo tanto existe un registro adicional conocido como espectroscopia de rayos gamma naturales que permite obtener las cantidades de los tres elementos radiactivos.

### **2.3.2 Perfil de densidad**

La herramienta emite rayos gamma que interactúan con la formación para luego ser detectados a una distancia fija de la fuente por varios detectores y mediante un algoritmo predeterminado se obtiene la densidad de la formación. El perfil se utiliza principalmente para la evaluación de porosidad, pero también se usa para la identificación de minerales, determinación de fluidos, evaluación de arenas arcillosas entre otros. Un perfil mejorado

se denomina lito-densidad y adicional a la medida indirecta de la densidad de la formación mide el índice de absorción fotoeléctrica el cual está relacionado con la litología y permite hacer evaluaciones más precisas en casos de formaciones gasíferas, litologías complejas, detección de minerales pesados, formaciones de baja porosidad y en algunas ocasiones detección de fracturas.

### **2.3.3 Perfil Neutrónico:**

Los neutrones son partículas de carga neutra, cuya masa es cercana a la masa de un átomo de hidrogeno. Desde una fuente radioactiva se emiten continuamente neutrones de alta energía, estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación. Con cada colisión el neutrón pierde energía y la cantidad perdida depende de la relación de masas entre los núcleos, la energía de los neutrones van disminuyendo debido a las diferentes colisiones y luego se esparcen aleatoriamente sin perder más energía, hasta que son capturados por el núcleo de átomos tales como cloro, hidrogeno o silicio. Dicho núcleo se excita y emite un rayo gamma de captura. Entonces, el principio se basa en la cantidad de hidrogeno presente en la formación, este está en los fluidos, de manera que el índice de hidrogeno está directamente asociado con la porosidad. Los perfiles neutrón se usan para determinar la porosidad de las formaciones que responden a la cantidad de hidrogeno presente en la formación, para eso se requieren correcciones por efecto de litología y parámetros de pozo. Así, en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petróleo el perfil debe dar el espacio poral lleno de fluidos. Las zonas de gas se pueden identificar integrándolo con el perfil de densidad.

### **2.3.4 Perfiles de Resistividad:**

Este tipo de perfiles son los más antiguos en el perfilaje de pozos petroleros, en los primeros años de la industria los únicos perfiles eléctricos disponibles fueron estos. Desde entonces, se han desarrollado métodos de perfilaje para medir la resistividad de la formación invadida, o de la zona virgen con el objetivo principal de determinar los fluidos que contienen. El principio se basa en la ley de ohm, y en la función de la proporcionalidad que existe entre la resistencia  $r$  y la resistividad  $R$  de una muestra. Entre este tipo de perfiles se encuentran los registros enfocados de corriente inductiva que fueron diseñados para medir la resistividad de la formación en pozos perforados con

lodo base aceite ya que estos no dependen de un lodo eléctricamente conductivo ni del contacto físico con las paredes del pozo para excitar la formación. Los dispositivos de inducción se han diseñado para investigación profunda, con muy poca influencia de la zona invadida.

### **2.3.5 Perfiles sínicos**

Las ondas acústicas se propagan en cualquier medio, estas ondas principalmente son compresiones o de presión y de cizallamiento o distorsionales. Las ondas compresionales son un tipo de ondas longitudinales que se propagan en dirección paralela a la dirección de desplazamiento de las partículas (los gases, líquidos y sólidos se propagan a través de ellos por que estos se oponen a la compresión de la onda) y las ondas de cizalla se propagan perpendicular a la dirección del desplazamiento de las partículas (a causa de su rigidez, los sólidos tienen a oponerse al esfuerzo de cizalla y no a través de líquidos y gases puesto que estos últimos no tienen rigidez). Otras ondas que se propagan son las conocidas como ondas Rayleigh (onda que tienen una combinación de desplazamientos, uno paralelo y otro perpendicular a la superficie, esta onda ocurre en la interface lodo-formación y su velocidad es cercana a las de cizallamiento) y las Stoneley (esta ocurre en el lodo por interacción entre el lodo y la formación y es muy sensible a la rigidez de la pared, esta onda usualmente se usa para determinar fracturas abiertas en la cara del pozo). El principio de la herramienta es medir el tiempo de propagación de la onda de sonido a través de la formación sobre una distancia fija, básicamente se necesita un receptor un transmisor separados cierta distancia en la sonda; existen varios arreglos de emisor-receptor que permiten mejorar los procesamientos y entregar información más detallada de las ondas. Los perfiles sínicos se usan para determinar porosidad de la formación, determinar propiedades mecánicas de la roca (propiedades elásticas, módulo de poisson y Young) y para determinar cualitativamente fracturas en la cara del pozo.

### **2.3.6 Registros de imágenes**

Estos registros constituyen la principal fuente de información de fracturas, al medir propiedades físicas de la pared del pozo tales como la conductividad eléctrica, o el tiempo de propagación de las ondas acústicas y la reflectancia acústica. Se diferencian de otros registros similares en que la información es convertida en imágenes alrededor

de los 360 grados de la cara del pozo. Los registros de imágenes se dividen en dos grupos: los eléctricos o resistivos y los acústicos, sus principales aplicaciones se mencionan en la figura 2-8.

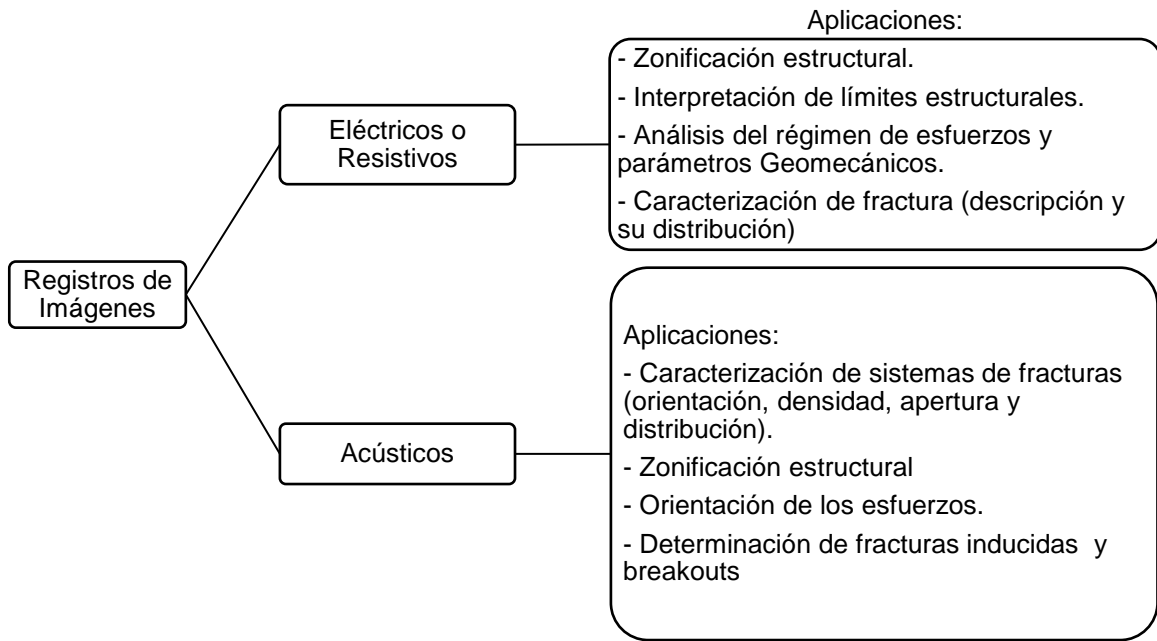


Figura 2-8. Aplicaciones registros de imágenes

El Complejo Pauto requiere una detallada evaluación de la formación que se ha caracterizado con registros convencionales (sónico, densidad, resistividad y neutrón) y con herramientas de generación de imágenes, estas últimas, como se mencionó anteriormente constituyen una fuente importante en la interpretación de fracturas. Sin embargo, fluidos de perforación base aceite utilizados en los pozos perforados dentro del Complejo Pauto limita la completa evaluación de los yacimientos. A pesar que la industria ha desarrollado herramientas de generación de imágenes micro resistivas diseñadas especialmente para lodos no conductivos, estas no han sido utilizadas en los pozos del piedemonte a excepción de algunas pruebas tecnológicas. A pesar que los registros UBI entregan información de fracturas inducidas, "breakouts", límites de capa etc, El mayor insumo de información de registro de imágenes para nuestro estudio es la interpretación de las fracturas naturales [16].

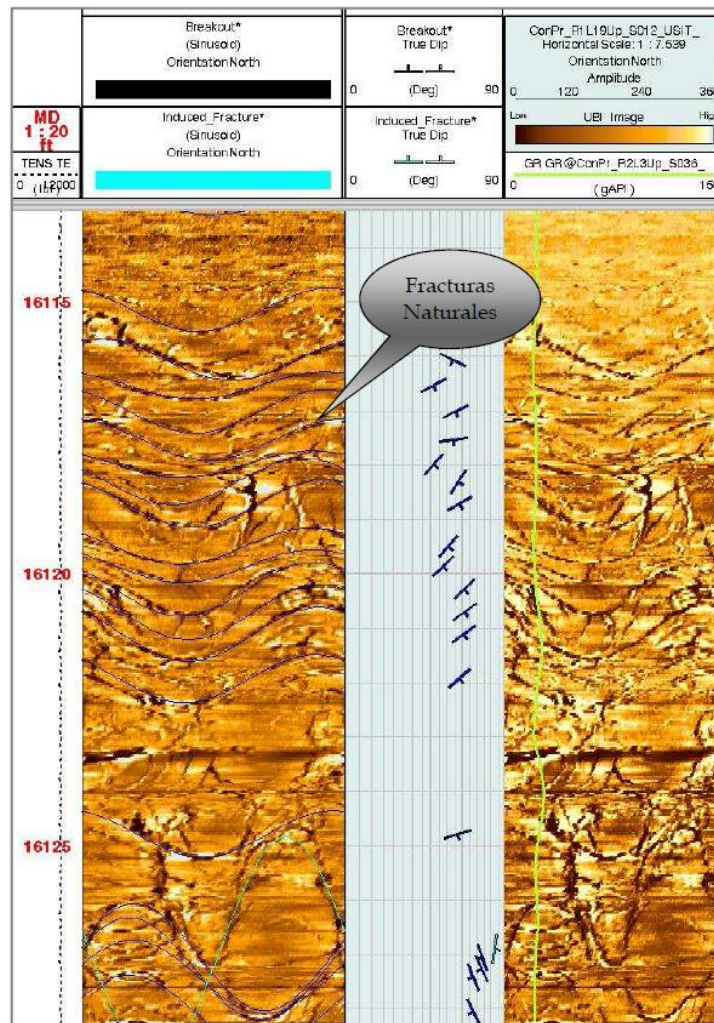


Figura 2-9. Ejemplo de un registro de imagen (UBI) Interpretado en el Piedemonte Llanero.

### 2.3.7 Registros de Producción

Los registros de producción de flujo (conocidos como PLT/ILT) son registros adquiridos normalmente en la etapa de producción o inyección del pozo. Su objetivo principal es obtener el perfil de producción o de inyección del pozo a través de los diferentes yacimientos y zonas de la formación abiertos a flujo. Estos registros convencionalmente incluyen cuatro mediciones: Presión, temperatura, densidad y flujo.

En el presente proyecto, se interpreta la información adquirida en los diferentes pozos objeto de estudio y se estima la cantidad de hidrocarburos producidos por las diferentes zonas dentro de la formación Mirador. La interpretación se realiza con en el software *Emeraude* de la compañía *Kappa*.

### 2.3.8 Pruebas Transientes de Presión

Las pruebas de transientes de presión (*Pressure Build up (PBU)* y *pressure Fall Off (PFO)*) son realizados normalmente una vez el pozo ha sido completado a producción. Estas pruebas interpretan los disturbios de presión generados en la cercanía del pozo, estimando la movilidad del fluido. En otras palabras, establecen las propiedades de permeabilidad ( $k$ ), el daño de formación ( $S$ , skin) y el índice de productividad del pozo. [17]

A partir de la curva de la derivada se interpreta KH del sistema total y skin (daño de formación) a la fase dominante que en el caso de estudio corresponde a gas, Debido a la naturaleza del fluido del Complejo Pauto se requiere estimar correctamente el PVT de los fluidos a las condiciones actuales de presión de reservorio especialmente a la viscosidad de la fase dominante ya que es la variable más sensible para el cálculo de la movilidad y por ende para la interpretación final de una pruebas transiente de presión.

Para nuestro estudio se utilizan los PBU interpretados de los pozos disponibles (A2, A5, B10 y B12) que han sido interpretados con la herramienta Saphir de la compañía Kappa.

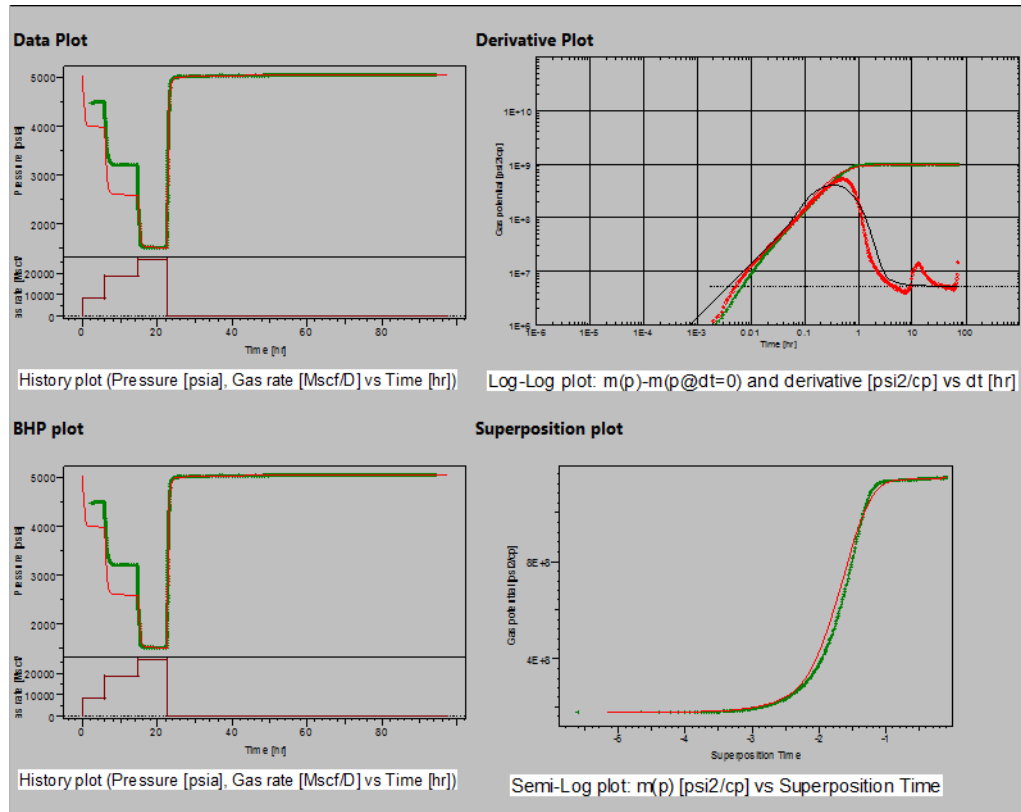


Figura 2-10. Ejemplo de interpretación de PBU pozo B12. Reporte interno Equion Energia Ltda.

## 2.4 Ley de Darcy para pozos de gas

La ecuación de Darcy que describe el flujo radial de fluidos usado en pozos de gas es la referida en la ecuación 2-6 escrita en unidades de campo y para condición de flujo pseudo estable [18]

$$Q_g = \frac{0.703KH}{T \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right]} 2 \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{P}{\mu_g Z} dP$$

2-6

Donde;

$Q_g$ : Caudal de gas, pce/d

K: permeabilidad, mD

H: Espesor neto, pies

$r_e$ : radio de drenaje, pies

$r_w$ : radio del pozo, pies

T: temperatura del yacimiento, °R

P: presión, Lpca

$\mu_g$ : viscosidad del gas, cp

S: daño de formación, adimensional

Z: Factor de compresibilidad del gas, adimensional.

El fluido del complejo Pauto es un gas condensado pobre y por lo tanto se puede considerar que la fase predominante es gas, siendo así, en nuestro estudio, los cálculos para la estimación de permeabilidad lo supondremos a partir de la totalidad de flujo de gas del pozo más la equivalencia de gas proveniente de la parte líquida. El líquido producido o condensado según Smith (1998) [19] puede ser convertido a su equivalencia en gas asumiendo que se comporta como un gas ideal cuando se vaporiza en el gas producido.

$$GE = \frac{nRT_{sc}}{P_{sc}} = \frac{(350.5)\gamma_o RT_{sc}}{M_o P_{sc}} \quad 2-7$$

Considerando condiciones estándar de presión a 14.7lpca y temperatura 520 °R, y la constante de los gases  $R=10.73$ , entonces el gas equivalente es

$$GE = 133000 \frac{\gamma_o}{M_o} \quad 2-8$$

Donde;

GE: Flujo de gas equivalente proveniente de líquido, pce/bls

$\gamma_o$ : Gravedad específica, adimensional

$M_o$ : Peso molecular del condensado

El peso molecular para un condensado se puede estimar como se indica en la ecuación 2-9.

$$M_o = \frac{6084}{API - 5.9} \quad 2-9$$

Por tanto, para calcular el líquido producido a gas equivalente se usa la siguiente ecuación:

$$Q_{ge} = \frac{GE \cdot Q_o}{1 \times 10^6} \quad 2-10$$

Donde,

$Q_o$ : Caudal de aceite en bls

$Q_{ge}$ : Caudal equivalente de gas en MMPce/d.

Así, el gas total que usaremos en este trabajo será:

$$Q_{gT} = Q_{ge} + Q_g \quad 2-11$$

Es decir que la ecuación 2-6 se expresaría como:

$$Q_{gT} = \frac{0.703Kh}{T \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right]^2} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{P}{\mu_g Z} dP \quad 2-12$$

La integral en la ecuación 2-12 representa el área bajo la curva de un gráfico  $P/(\mu_g \cdot Z)$  contra presión. La figura 2-11 muestra el comportamiento de esa curva para el gas en el complejo Pauto según sus propiedades PVT.

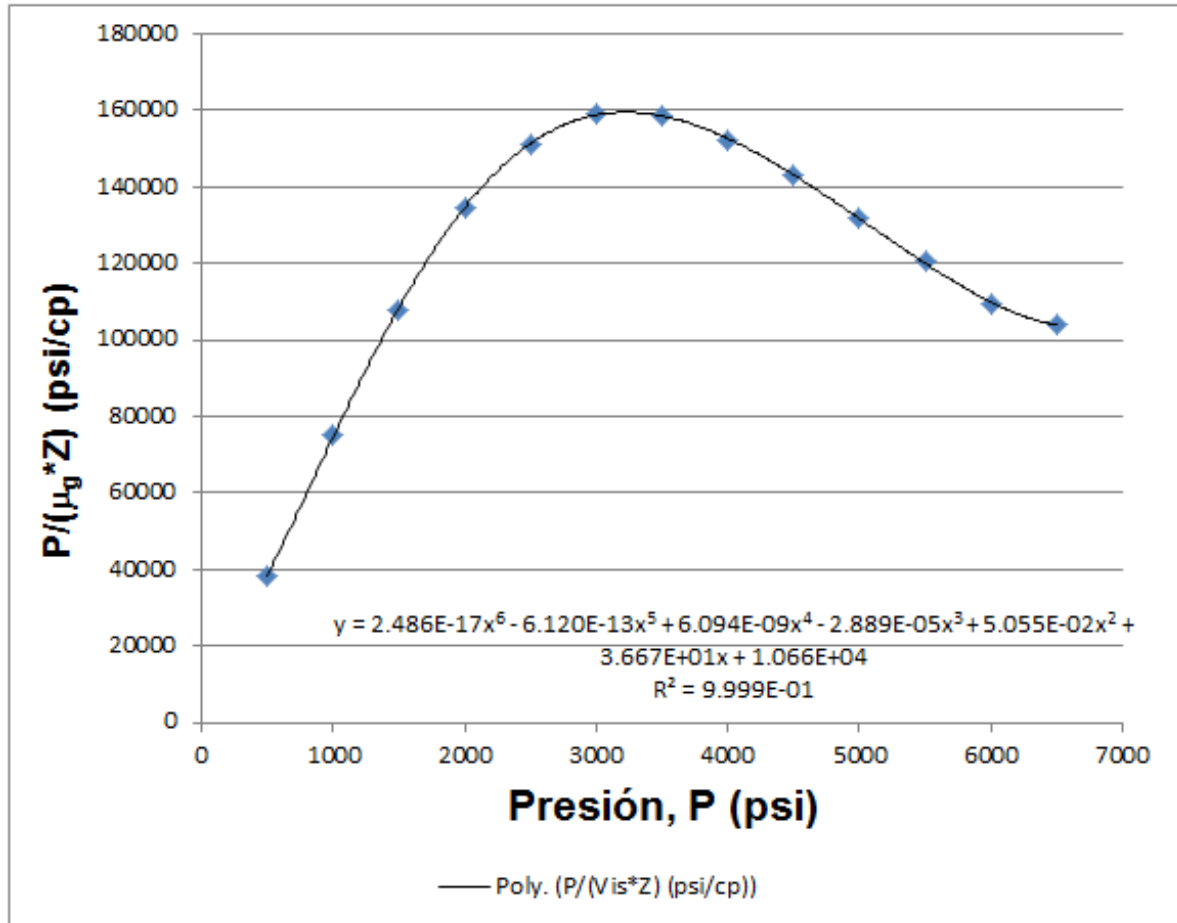


Figura 2-11. Función de la presión del gas

Al tener una expresión que describe la función, esta se puede integrar como se muestra en la ecuación 2-13 en términos de Presión de yacimiento  $P_r$  (lpca) y presión de pozo  $P_{wf}$  (lpca).

$$\begin{aligned}
 \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{P}{\mu_g Z} dP = & \left[ \frac{2.486 \times 10^{-17}}{7} P_r^7 - \frac{6.12 \times 10^{-13}}{6} P_r^6 + \frac{6.094 \times 10^{-9}}{5} P_r^5 - \frac{2.889 \times 10^{-5}}{4} P_r^4 \right. \\
 & \left. + \frac{5.055 \times 10^{-2}}{3} P_r^3 + \frac{36.67}{2} P_r^2 + 1.066 \times 10^4 P_r \right] \\
 & - \left[ \frac{2.486 \times 10^{-17}}{7} P_{wf}^7 - \frac{6.12 \times 10^{-13}}{6} P_{wf}^6 + \frac{6.094 \times 10^{-9}}{5} P_{wf}^5 \right. \\
 & \left. - \frac{2.889 \times 10^{-5}}{4} P_{wf}^4 + \frac{5.055 \times 10^{-2}}{3} P_{wf}^3 + \frac{36.67}{2} P_{wf}^2 + 1.066 \times 10^4 P_{wf} \right]
 \end{aligned}$$

2-13

Finalmente, en nuestro estudio el interés es calcular la permeabilidad a partir del flujo de gas total, para tal objetivo despejamos la permeabilidad de la ecuación 2-12 y la expresión de la integral la calculamos de la ecuación 2-11.

$$K_T = \frac{T \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right] Q_{gT}}{0.703H \left[ 2 \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{P}{\mu_g Z} dP \right]} \quad 2-14$$

Donde;

$Q_{gT}$ : Caudal de gas total, pce/d

$K_T$ : permeabilidad total, mD

H: Espesor neto, pies

$r_e$ : radio de drenaje, pies

$r_w$ : radio del pozo, pies

T: temperatura del yacimiento, °R

P: presión, Lpca

$\mu_g$ : viscosidad del gas, cp

S: daño de formación, adimensional

Z: Factor de compresibilidad del gas, adimensional

## 2.5 Estudios Previos

Uno de los primeros trabajos de caracterización de fracturas hechos en el área pero no exactamente en el complejo pauto fue el realizado en el 2002 por Richard Jolly [20] en el campo floreña, yacimiento adyacente al complejo Pauto. En el estudio se integró datos

de sísmica, núcleos, registros eléctricos, pruebas de producción y campos análogos para describir el yacimiento e identificar parámetros que tienen mayor impacto en el desempeño de la producción del yacimiento. Jolly desarrolló un modelo conceptual en el cual el impacto de fracturas tenía un rol fundamental en la productividad del yacimiento. Por lo tanto se intuye también que el complejo pauto tendría una influencia importante de las fracturas en la productividad del yacimiento.

En el 2007 buscando caracterizar la roca del complejo pauto se hizo un análisis petrológico y de micro-fracturamiento a muestras del complejo en el que indicaron que la calidad del reservorio están afectadas por eventos diagenéticos de cementación con sílice y compactación litostática disminuyendo la porosidad primaria a valores menores al 3%, sin embargo durante la diagénesis tardía, eventos de fracturamiento mejoran las propiedades petrofísicas de la roca. Estudios de fluorescencia indican que las micro fracturas son múltiples planos subparalelos que se interconectan y a su vez se unen con la porosidad de matriz, incrementando la porosidad y permeabilidad de la roca. La morfología de estas micro fracturas sugieren un estilo tectónico distensivo, lo que las convierte en fracturas que permanecen preferencialmente abiertas aún después de ser depletadas de fluidos. La presencia de micro fracturas sugiere la existencia de macro fracturas que pueden ser utilizadas como vías de migración y acumulación de hidrocarburo a escala de reservorio.

El trabajo más representativo que se ha realizado desde el punto de vista petrofísico en el complejo pauto es el desarrollado por Palencia, Ocampo y por Alzate [21] en el 2012 el cuál definen una metodología que permite una estimación de los parámetros básicos del modelo petrofísico (*Net Sand*, *Net Pay*, Saturaciones de fluidos, porosidad y permeabilidad para el soporte de volúmenes en sitio y la productividad del complejo pauto). La metodología se basó en la integración y el entendimiento de la información disponible (análisis de núcleos y registros de pozo) con énfasis en presiones capilares, fluorescencia de núcleos y producción de pozos. El modelo está basado en las propiedades extrapoladas del campo más cercano en el área (Campo Cupiagua). En el 2015 Moya [4] realiza una actualización al modelo donde incluye la variable de volumen de arcilla el cual realiza un ajuste a la porosidad, permeabilidad, “net sand” y “net reservoir”. Estos dos modelos aunque nombran que la influencia de fracturas es

importante, no lo incluyen en la estimación total de la capacidad de flujo del sistema matriz-fractura y se enfocan solamente a la capacidad de flujo del sistema matricial.

Finalmente, López y Marin [13] con base al estudio realizado por el profesor Zoback de fracturas críticamente estresadas desarrollaron una metodología basada en el criterio de falla de Mohr coulomb para identificar fracturas críticamente estresadas que mapearan discontinuidades propensas a estar abiertas a condiciones originales de yacimiento que aportarían al flujo de fluidos y por ende a la productividad de los pozos. Esta metodología se limitó a un estudio cualitativo más no cuantitativo.

### **3.DESCRIPCION DE LA METODOLOGIA DE EVALUACIÓN**

En este capítulo se va a presentar y a desarrollar una metodología para estimar la apertura de fractura promedio aparente en los diferentes pozos de la estructura y tiene como objetivo encontrar una correlación entre las variables obtenidas de registros de pozo eléctricos e imágenes que se corren en hueco abierto para estimar la permeabilidad de fractura.

La apertura de fractura es uno de los parámetros que se usa en la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados para estimar la permeabilidad de fractura a partir de modelos empíricos como el presentado en la sección 2.2.3. Microfotografías o secciones delgadas se usan para medir directamente esta propiedad, sin embargo extrapolar estas aperturas a todo el yacimiento es retador debido a la variedad de aperturas que puede haber en la formación a lo largo del reservorio, para realizar una buena caracterización se necesitarían una cantidad considerable de muestras. Otra forma de determinar aperturas es a través de registros de imágenes (Figura 2.8), sin embargo estos registros deben tomarse en lodos base agua para realizar dicha medición, limitante que se tiene en los pozos del Piedemonte llanero ya que las zonas de interés se perforan con lodo base aceite. Por otro lado, como la finalidad de determinar la apertura de fracturas es estimar la permeabilidad de fractura, convencionalmente se usan las pruebas transientes de presión para determinar la permeabilidad total del sistema y luego a partir de multiplicadores a la permeabilidad de matriz en los simuladores de yacimientos se estima la permeabilidad de fractura para considerar una permeabilidad total similar a la obtenida en las pruebas transientes de presión. La limitante de esta última técnica radica en la necesidad de las pruebas de presión por formación, que normalmente no se tienen en todos los pozos y que tampoco se tienen antes de la puesta de producción del pozo.

La siguiente metodología de evaluación involucró información de registros eléctricos gamma ray, densidad y neutrón necesarios para la interpretación de porosidad y por consiguiente de permeabilidad, registros de imágenes UBI para detección de fracturas naturales y registros de producción de cuatro pozos del complejo Pauto que perforaron la formación Mirador en la estructura Miche. Estos pozos fueron seleccionados después de realizar un inventario de información donde además de tener los registros anteriormente mencionados debían tener las interpretaciones de pruebas de transientes de presión (PBU) que permitían validar los cálculos de permeabilidad total aparente provenientes de los registros de producción.

Pozos	Interpretación de registros Eléctricos			PBU	PLT	UBI
	H (ft)	$\phi$	KH(matrix) (mD-ft)			
C1B				X		
A7				X		X
A5	X	X	X	X	X	X
A9	X	X	X			X
A2	X	X	X	X	X	X
B4	X	X	X	X		
B13	X	X	X			X
B12	X	X	X	X	X	X
A7				X		
B10	X	X	X	X	X	X
B11	X	X	X			X

Tabla 3-1. Inventario de Información de los pozos evaluados, verde con la información disponible y rojo sin información (Pozos sombreados en verde son los seleccionados)

La metodología consistió en seis principales pasos como lo describe la figura 3-1. El primer paso fue la selección de zonas en cada pozo dentro de la formación Mirador en Miche y la interpretación de la producción de cada zona a partir de las zonas de flujo del PLT y cañoneo a lo largo del pozo, posteriormente con base en el modelo petrofísico (sección 2.1.3) se estimó el KH acumulado y la porosidad por zona. Luego, con la interpretación de las fracturas naturales del registro de imagen (UBI) y el espesor neto (H) se calculó la intensidad de fracturas por zona. El cuarto paso fue estimar de cada zona la capacidad de flujo total del sistema con la ecuación de Darcy y se discretizó en

capacidad de flujo de fractura y de matriz. Con la permeabilidad de fractura se estimó la apertura promedio aparente de fracturas de cada zona en cada pozo. Finalmente, se recopiló y se integró la información de porosidad, intensidad y apertura de fractura de cada una de las zonas de los cuatro pozos y se observa la correlación entre ellas.

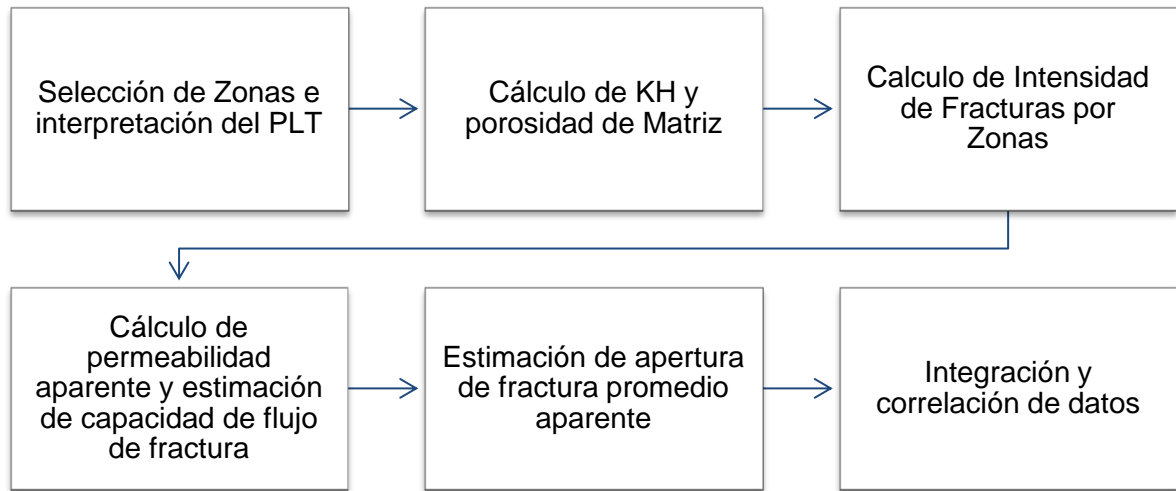


Figura 3-1 Metodología de Evaluación

### 3.1 Selección de Zonas e interpretación del PLT

Una vez se tuvo la información disponible en cada uno de los pozos, el primer paso es dividir por zonas la formación dependiendo de los cañoneos en el pozo y del “spinner” del PLT. La figura 3-2 muestra la selección realizada en el pozo B-12, donde las columnas indican GR, Perforados, espesor neto, permeabilidad de matriz, spinner del PLT, porosidad y calidad del cemento respectivamente.

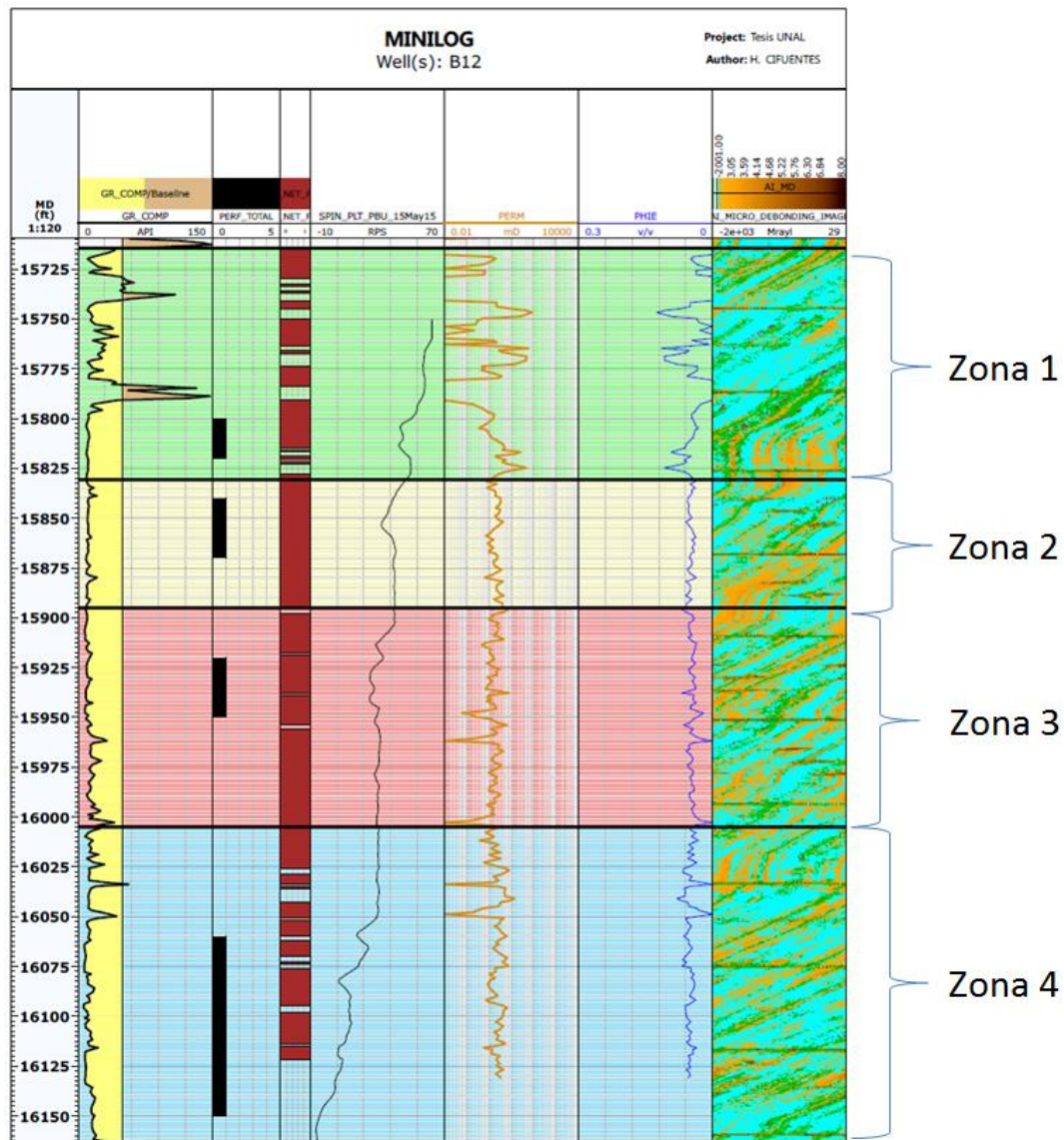


Figura 3-2. Selección de zonas pozo B-12

La condición del cemento en este pozo es pobre al igual que el de los otros tres pozos evaluados, por lo que permite asegurar que hay flujo detrás de la tubería y así asociar todo el flujo del pozo al intervalo escogido. La división de las zonas se hace equidistante entre los cañoneos.

Por otro lado, teniendo en cuenta el PLT se interpreta cuanto producción de gas y de aceite proviene de cada zona (la interpretación se realiza con el programa emeraude de Kappa).

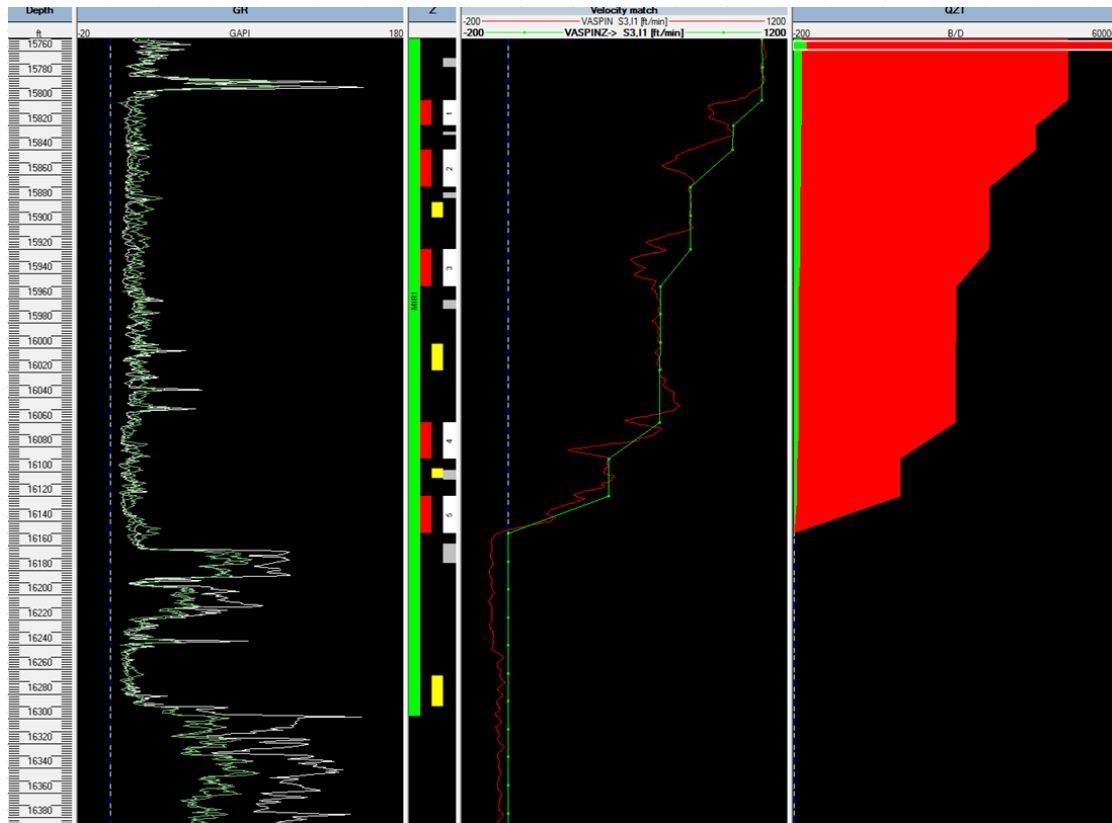


Figura 3-3. Ventana de interpretación del PLT del pozo B-12 con Emeraude (columnas: profundidad, indicación de zonas “formación -verde-, perforados –rojo-, zonas de cálculo –gris–”, velocidad del spinner, interpretación de flujo)

Interpretación PLT		
Zonas	Aceite (Bls/d)	Gas (MMpce/d)
Zona 1	241.4	2.86
Zona 2	357.7	4.24
Zona 3	254.2	3.01
Zona 4	1257.7	14.92
TOTAL	2111.0	25.0

Tabla 3-2. Interpretación por zonas del PLT del pozo B12.

**Suposiciones:**

En la selección de zonas la suposición más fuerte es considerar la permeabilidad vertical homogénea, es decir que en la división de las zonas el flujo se cancela como se describe en la figura 3-4 y por tal razón se deben dividir equidistantes entre los cañoneos.

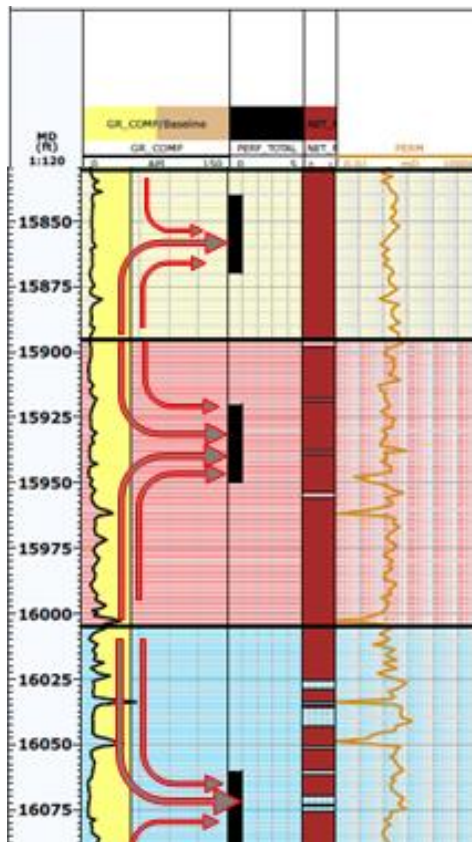


Figura 3-4. Líneas de Flujo supuestas al tener permeabilidad vertical homogénea a lo largo de la formación.

**3.2. Cálculo de Porosidad y KH de Matriz**

A partir del modelo Petrofísico (sección 2.1.3) se estima la porosidad y la permeabilidad a partir de gamma ray, densidad y registro neutrón a lo largo de toda la formación.

Con las zonas seleccionadas el siguiente paso es estimar la porosidad promedio de la zona y calcular la capacidad de flujo (KH) acumulado de la zona como se indica en las siguientes ecuaciones:

$$K_m H = \sum_{i=1}^{i=n} K_{mi} \Delta H_i$$

3-1

Donde,

Km: permeabilidad de matriz del intervalo i, mD

H: Espesor neto, pies

i: Intervalo de cálculo (normalmente se divide en 0.5 pies por la resolución de los registros)

$$\phi = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \phi_i \Delta H_i}{H}$$

3-2

Donde,

$\phi$ : Porosidad, fracción

H: Espesor neto, pies

i: Intervalo de cálculo (normalmente se divide en 0.5 pies por la resolución de los registros)

Zona	KH Matriz (mD-pies)	H (pies)	$\phi$
Zona 1	87.5	79	0.032
Zona 2	146.5	65	0.049
Zona 3	165.8	105	0.044
Zona 4	273.1	133	0.048
<b>TOTAL</b>	<b>672.9</b>	<b>382</b>	<b>0.044</b>

Tabla 3-3. Calculo de capacidad de flujo de matriz y porosidad por zona de pozo B-12.

### 3.3. Cálculo de Intensidad de Fracturas por Zonas

Con base en los registros de imágenes tomados en cada pozo y en la formación de interés se interpretan las fracturas naturales (FN) que existen en la formación como se indicó en la sección 1.3.6. Así, para cada pozo se tienen mapeadas las fracturas naturales a lo largo de la formación y se toma la interpretación de las fracturas críticamente estresadas (CSF) hechas por López [13] que indican probabilidad de mayor flujo. La figura 3-5 muestra las fracturas interpretadas del pozo B-12 donde en la quinta columna se expresa la dirección e inclinación de las fracturas naturales expresadas por paletas y en la última columna se muestran gráficos en forma de “stereonet plot” que describe la tendencia del rumbo de las fracturas por las zonas seleccionadas.

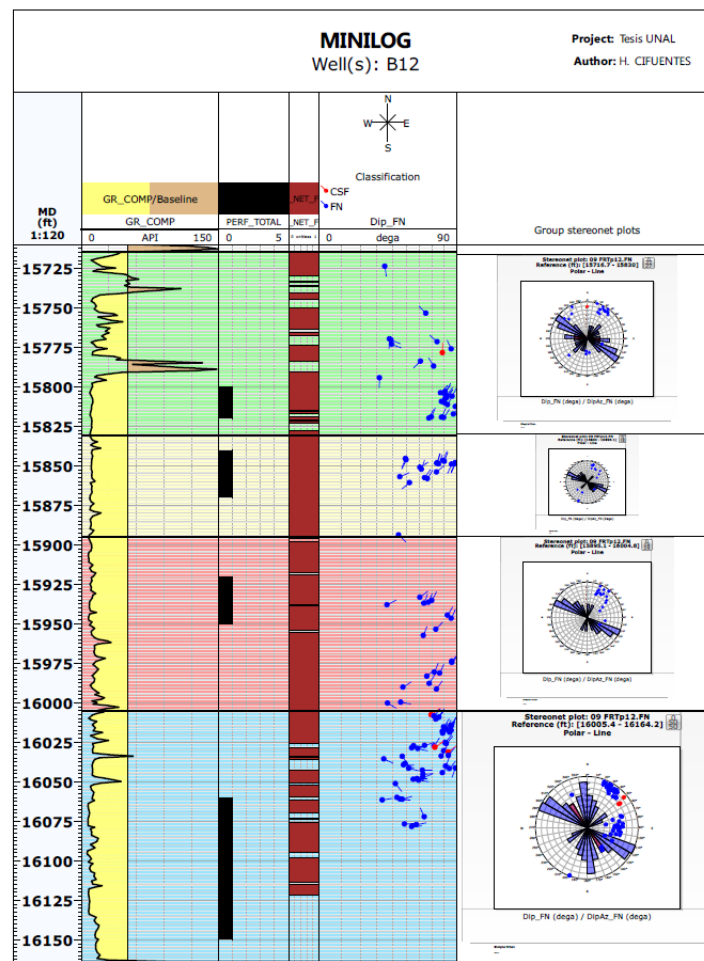


Figura 3-5. Interpretación de fracturas naturales en el pozo B-12

**Nota:** las paletas tienen una parte circular y una lineal, la parte circular indica la inclinación de la fractura respecto a la vertical (0-90°) y la lineal indica el azimuth de la fractura en el plano horizontal (0-360°). Por ejemplo la primera fractura que se encuentra interpretada alrededor de 15725 pies, tiene una inclinación de 45° y un azimuth de ~0-180° ó N-S (es decir que el strike de esa fractura es W-E).

Con las fracturas interpretadas y el espesor neto (H) se estima la intensidad de fractura (INT) con la ecuación 2.1.

Zona	# FN	# CSF	H (pies)	INT (1/pies)
Zona 1	27	1	79	0.342
Zona 2	18	0	65	0.277
Zona 3	19	0	105	0.181
Zona 4	119	3	133	0.893
<b>TOTAL</b>	<b>183</b>	<b>4</b>	<b>382</b>	<b>0.478</b>

Tabla 3-4. Cálculo de intensidad de fractura para el pozo B-12

**Suposiciones:** Si bien existen fracturas que puedan haberse mineralizado o cementado, se supone que todas las fracturas aportan al flujo. Alejandro Restrepo (2016) [22] calculó permeabilidad del sistema en núcleos fracturados a diferentes esfuerzos efectivos, en ellas se muestran que cuando la fractura esta “cerrada” (alto esfuerzo efectivo) aún hay aporte de permeabilidad de fractura.

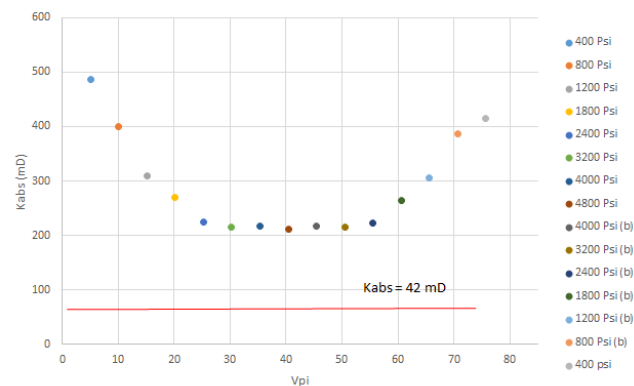


Figura 3-6. Permeabilidad de Núcleo fracturado a diferentes esfuerzos efectivos, Restrepo, A (2016)

### 3.4. Cálculo de Permeabilidad Aparente y Capacidad de Flujo de Fractura

Una vez la contribución de flujo de cada zona ha sido calculada, la permeabilidad aparente es calculada teniendo en cuenta el flujo de gas total equivalente (ecuaciones 2-8 a 2-11) y mediante el uso de la ecuación de Darcy para flujo radial (ecuaciones 2-12 a 2-14).

$$K_T = \frac{T \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right] Q_{gT}}{0.703H \left[ 2 \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{P}{\mu_g Z} dP \right]} \quad 2-14$$

La permeabilidad aparente del sistema se considera como la permeabilidad total. Al multiplicarlo por el espesor neto (H) se obtiene la capacidad de flujo total y de la sección 3-2 se tiene la capacidad de flujo del sistema matricial, entonces la capacidad de flujo de la fractura se estima de la diferencia entre estas y la permeabilidad de la fractura se obtiene dividiendo la capacidad de flujo total por el espesor neto:

$$K_f H = K_T H - K_m H \quad 3-3$$

$$K_f = \frac{K_f H}{H} \quad 3-4$$

Donde;

Kf: permeabilidad de fractura, mD-pies

Km: Permeabilidad de matriz, mD-pies

H: Espesor neto, pies

PLT(28May2015)														
Pr (lpc)	5060	<b>Propiedades del fluido (Condensado)</b>										<b>Datos de Entrada</b>		
rw (pies)	0.375	Mo	144.171	Mo = 6084 / (API - 5.9)									Datos de Salida	
re (pies)	5000	γo	0.788	γo = 141.5 / (131.5 + API)										
API	48.1	GE	726.817	GE = 133000 * γo / Mo (pce/bls)										
Tr (°F)	250													
Zona	Qg (MMpce)	Qo (Bl/d)	Qge (MMpce)	Qgt (MMpce)	H (pies)	Pwf (lpc)	s	Integral	2*Integral/1e6	K_TOTAL (mD)	KH_TOTAL (mD-pies)	KH Matriz (mD-pies)	KH frac (mD-pies)	
Zona 1	2.86	241.4	0.18	3.04	79	1600	88	5.07E+08	1014.61	3.70	292.42	87.50	204.92	
Zona 2	4.24	357.7	0.26	4.50	65	1608	88	5.06E+08	1012.78	6.68	434.31	146.51	287.80	
Zona 3	3.01	254.2	0.18	3.20	105	1611	88	5.06E+08	1012.09	2.94	308.88	165.84	143.03	
Zona 4	14.92	1257.7	0.91	15.83	133	1617	88	5.05E+08	1010.70	11.51	1530.87	273.10	1257.77	
<b>TOTAL</b>											<b>2566.48</b>	<b>672.95</b>	<b>1893.52</b>	

Tabla 3-5. Cálculo de la capacidad de flujo total y de fractura para el pozo B-12

Las presiones de fondo (pwf) al igual que los caudales por zonas son obtenidas del PLT, el radio de drenaje (re) en los pozos de piedemonte promedio es de 5,000 pies con base en el espaciamiento de los pozos y la información dinámica adquirida en el tiempo, el skin y presión de yacimiento (Pr) son obtenidos de pruebas de transientes de presión (PBU) que estén cercanas a las fechas de la toma del PLT (por fortuna los cuatro pozos estudiados tienen el PBU el mismo día de la toma del PLT)

**Suposiciones:** Una de las variables de la ecuación de Darcy es el skin, del PBU se obtiene el skin total de la formación y no se tiene discretizado por zonas, por tal razón se supone en este estudio que las zonas tienen el mismo daño estimado.

Se hizo un cálculo de la estimación de la capacidad total del sistema y de la fractura considerando la totalidad de la formación y usando el skin de PBU se evidencio que los resultados finales son muy parecidos a los resultados totales estimados por zonas.

PBU (28May2015)														
Pr (lpc)	5060	<b>Fluid Properties (Condensate)</b>												
rw (pies)	0.35	Mo	144.171	Mo = 6084 / (API - 5.9)										
re (pies)	5000	γo	0.788	γo = 141.5 / (131.5 + API)										
API	48.1	GE	726.817	GE = 133000 * γo / Mo (scf/stb)										
Tr (°F)	250													
Zona	Qg (MMpce)	Qo (Bl/d)	Qge (MMpce)	Qgt (MMpce)	H (pies)	Pwf (lpc)	s	Integral	2*Integral/1e6	K_TOTAL (mD)	KH_TOTAL (mD-pies)	KH Matriz (mD-pies)	KH frac (mD-pies)	
Miche	25.04	2111	1.53	26.57	382	1608	88	5.06E+08	1012.78	6.72	2565.37	672.95	1892.42	

Tabla 3-6. Cálculo de la capacidad de flujo total y de fractura en el pozo B-12 considerándolo como una zona completa.

### 3.5. Estimación Apertura de Fractura Promedio Aparente

Las fracturas naturales a lo largo de la formación tienen diferentes aperturas, lo que se hace en el estudio es agruparlas por zonas y determinar una apertura aparente igual para cada una de estas. A esto, es lo que se le ha denominado apertura de fractura promedio aparente.

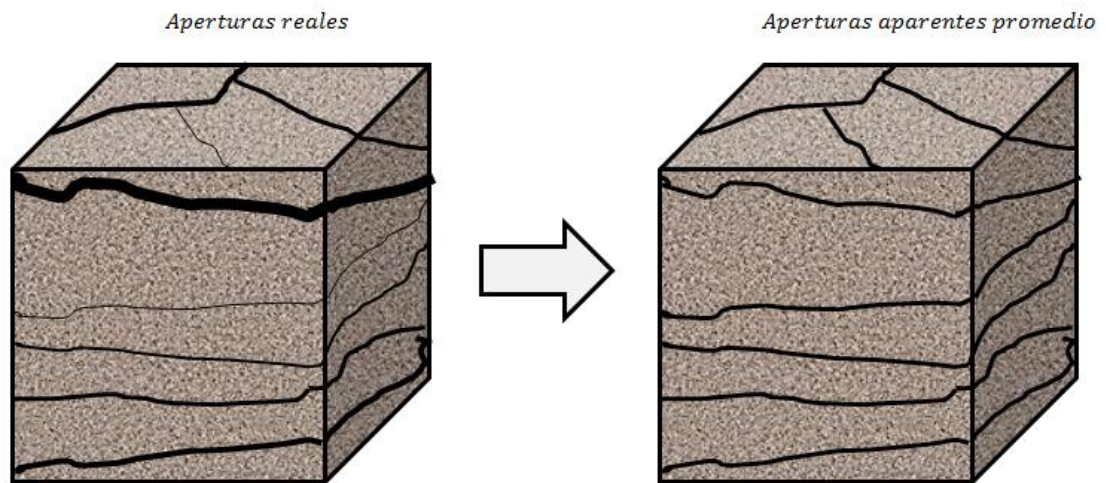


Figura 3-7. Esquemático de apertura de fractura promedio aparente

El propósito primordial en este paso de la metodología es calcular la apertura promedio aparente de las fracturas a partir de la permeabilidad de fractura calculada en el anterior paso. Para esta estimación se reescribe la ecuación 2-5 (Sección 2.2.3) de la siguiente forma:

$$e_0 = \sqrt[3]{\frac{12K_f H}{C_1 N f}}$$

Donde;

$C_1$ :  $3.3 \times 10^6$  Constante empírica para  $e_0$  en mm y H en pies.

$N_f$ : Número de Fracturas

$e_0$ : Apertura de fracturas (mm)

H: Arena neta, pies

Usando esta ecuación, se calcula para cada zona la apertura de fractura promedio aparente.

ZONA	KH (mD-pies)			K (mD)			NF (# de frac)	INT (1/pie)	$e_0$ (mm)	$\phi$ (Fraccion)
	Total	Matriz	Frac	Total	Matriz	Frac				
Zona 1	292.4	87.5	204.9	3.7	1.1	2.6	27	0.342	0.030	0.032
Zona 2	434.3	146.5	287.8	6.7	2.3	4.4	18	0.277	0.039	0.049
Zona 3	308.9	165.8	143.0	2.9	1.6	1.4	19	0.181	0.030	0.044
Zona 4	1530.9	273.1	1257.8	11.5	2.1	9.5	119	0.893	0.034	0.048
<b>TOTAL</b>	<b>2566.5</b>	<b>673.0</b>	<b>1893.5</b>	<b>6.7</b>	<b>1.8</b>	<b>5.0</b>	<b>183</b>	<b>0.478</b>	<b>0.033</b>	<b>0.044</b>

Tabla 3-7. Cálculo de la apertura de fractura promedio aparente por zonas y total en el pozo B-12

**Suposiciones:** Al suponer que todas las fracturas aportan, entonces se supone que todas las fracturas tienen una apertura determinada.

### 3.6. Integración y correlación de datos

Finalmente, se realizan los pasos del 1 al 5 de la metodología en cada uno de los pozos estudiados (B12, A5, B10 y A2) y se integran los datos obtenidos. Con ayuda de gráficos y modificaciones a las variables (multiplicación entre ellas) se busca alguna correlación entre ellas. El objetivo final, es encontrar una correlación entre variables que se interpretaron de los registros eléctricos y de imágenes (como lo son la porosidad, permeabilidad de matriz, número e intensidad de fracturas) y la permeabilidad o apertura de fractura.

La siguiente tabla resume los datos obtenidos a partir de la metodología de evaluación.

Pozo_Zona	H (pies)	Nf (# de frac)	INT (1/pie)	$\phi$ (Fracción)	Km (mD)	$e_o$ (mm)	Kf (mD)	INT* $e_o$	INT* $\phi$
B12_Zona 1	79.0	27	0.342	0.032	1.1	0.030	2.6	0.010	0.011
B12_Zona 2	65.0	18	0.277	0.049	2.3	0.039	4.4	0.011	0.014
B12_Zona 3	105.0	19	0.181	0.044	1.6	0.030	1.4	0.005	0.008
B12_Zona 4	133.0	119	0.893	0.048	2.1	0.034	9.5	0.030	0.043
A5_Zona 1	156.5	16	0.102	0.039	1.4	0.083	16.3	0.009	0.004
A5_Zona 3	123.0	4	0.033	0.032	0.5	0.081	4.7	0.003	0.001
A5_Zona 4	106.5	4	0.038	0.033	0.6	0.090	7.5	0.003	0.001
A5_Zona 5	98.0	7	0.071	0.038	1.0	0.077	9.1	0.006	0.003
B10_Zona 1	90.0	20	0.222	0.026	0.4	0.059	12.4	0.013	0.006
B10_Zona 2	64.5	10	0.155	0.027	0.5	0.059	11.3	0.009	0.004
B10_Zona 3	43.0	6	0.140	0.033	0.5	0.059	3.9	0.008	0.005
B10_Zona 4	21.0	4	0.190	0.048	2.0	0.059	11.9	0.011	0.009
A2_Zona 1	152.0	23	0.151	0.069	0.4	0.072	15.8	0.011	0.010
A2_Zona 2	46.0	5	0.109	0.045	0.3	0.063	7.4	0.007	0.005
A2_Zona 3	155.5	34	0.219	0.051	0.3	0.056	10.7	0.012	0.011

Tabla 3-8. Recopilación de las variables calculadas de los diferentes pozos y modificaciones para correlacionar

Los valores totales estimados de la capacidad de flujo total del sistema a partir de la metodología se validaron con los resultados obtenidos de las interpretaciones de las pruebas de transietes de presión (PBU) y mostraron una buena aproximación como se presentan en la tabla 3-9.

Pozo	KH Total (mD-pie)		% error
	Estimado	PBU	
B12	2566	2600	1.3%
B10	2386	3000	20.4%
A2	4523	4600	1.7%
A5	5540	5700	2.8%

Tabla 3-9. Comparación resultados de capacidad total de flujo estimada a partir de la metodología contra datos estimados de PBU

### 3.7. Otras Metodologías

Antes de realizar la anterior metodología, inicialmente se buscó a partir de gráficos relacionar información cruda e interpretada de registros eléctricos como son gamma ray, densidad, neutrón sónico compresional, contenido de arcilla (VSH), resistencia compresiva uniaxial (UCS) etc. y filtrando las fracturas naturales y críticamente estresadas (CSF) buscando una tendencia en la información cruda que permitiera a partir de esa información cruda detectar zonas de mayor fracturamiento que otro. Sin embargo esta tendencia nunca se encontró y se puede deber a que la resolución de los registros es muy pequeña a comparación a la detección de fracturas que se quería obtener o a que existen otras variables que afectan la respuesta de estos registros como es gas, contenido de arcilla, gas etc. y no solo dependen de las fracturas.

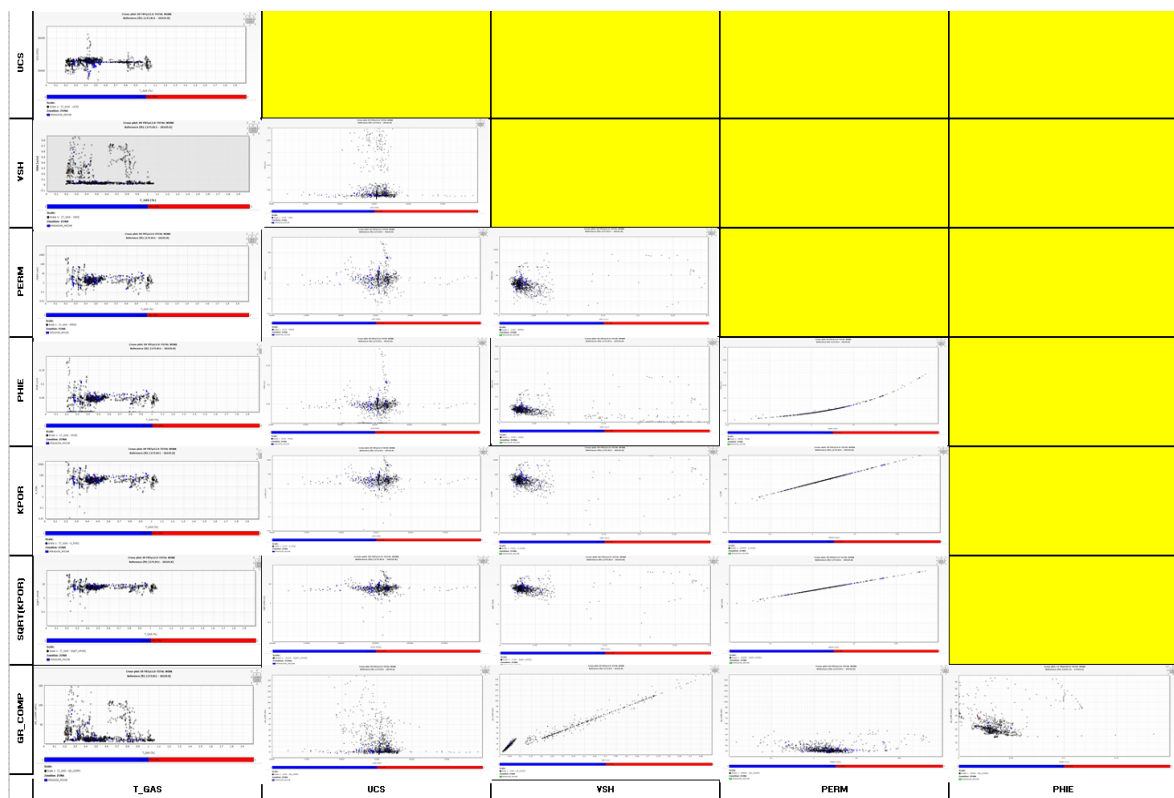


Figura 3-8. Ejemplo de “crossplots” realizados.

Cuando había tendencias es porque una variable depende de otra por algún cálculo por ejemplo Gamma Ray con el contenido de arcilla o porosidad y permeabilidad (relación por el modelo petrofísico, permeabilidad se calcula a partir de porosidad).

## 4.RESULTADOS

### 4.1. Resultados

En nuestro estudio calculamos aperturas de fracturas promedio aparentes y permeabilidad de fractura con base en la ecuación de Darcy para flujo radial de gas para diferentes zonas en cuatro pozos, estas aperturas tienen un rango de 30 micrones hasta 95 micrones con un promedio de 60 micrones.

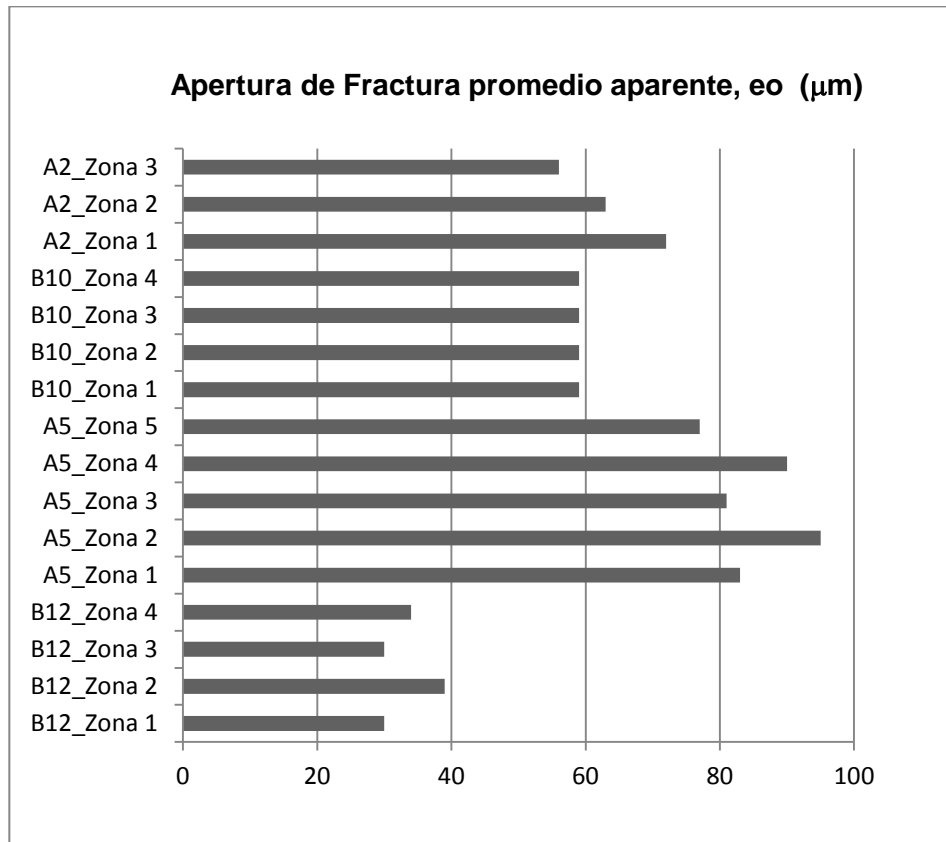
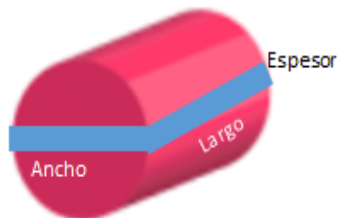


Figura 4-1. Aperturas de fractura promedio aparente en las zonas de los cuatro pozos en estudio

En estudios previos realizados por López (2015) [23] para estimar el diámetro de propante mínimo para inyectar en las fracturas naturales en pozos del piedemonte llanero para atacar daño geomecánico, se calcularon aperturas de fracturas naturales que van de rangos de 20 micrones hasta 60 micrones a condiciones de yacimiento; por otro lado, en pruebas de laboratorio sobre núcleos de la formación Mirador para investigaciones realizadas por Alejandro Restrepo (2016) [22] se evidencio que a altos esfuerzos efectivos la apertura de la fractura se estimaba alrededor de 50 micrones.

### Núcleo 25 – Espesor fractura

Aumento de la Presión de sobrecarga (psi)	de 1000 a 1500	de 1500 a 2000	de 2000 a 2500	de 2500 a 3000	de 3000 a 3500
Volumen recuperado (cc)	0.27	0.25	0.18	0.1	0.05
La fractura se cierra en un espesor de (cm)	0.026	0.024	0.017	0.010	0.005



Largo = 4 cm  
Ancho = 2.579 cm

Figura 4-2. Apertura de fractura en Núcleo de Mirador estimada a partir de laboratorio, Restrepo A, (2016)  
Nota: 0.005 cm equivalen a 50 micrones

Lo anterior indica, que las aperturas de fracturas que estimamos se encuentran en un rango cercano a los estimados por otros estudios y que serían coherentes con las aperturas reales en el yacimiento.

También se estudió la relación de la dirección de las fracturas con las aperturas de fracturas promedio aparentes de cada pozo. Al relacionar la dirección (rumbo) con las aperturas de las fracturas, se encontró que no existe una correlación o tendencia directa entre estas, y por lo tanto, para la formación Mirador en la estructura Miche, las fracturas por tener una dirección preferencial no quiere decir que tenga una mayor o menor apertura. No obstante, en el área de piedemonte existen dos principales familias de

fracturas a nivel regional a nivel de yacimiento con strike N-S y N60W [3], que concuerdan con la dirección preferencial en la mayoría de los pozos estudiados.

En la figura 4-3 se presenta los gráficos “stereonet plots” de los pozos con sus aperturas a lo largo del yacimiento.

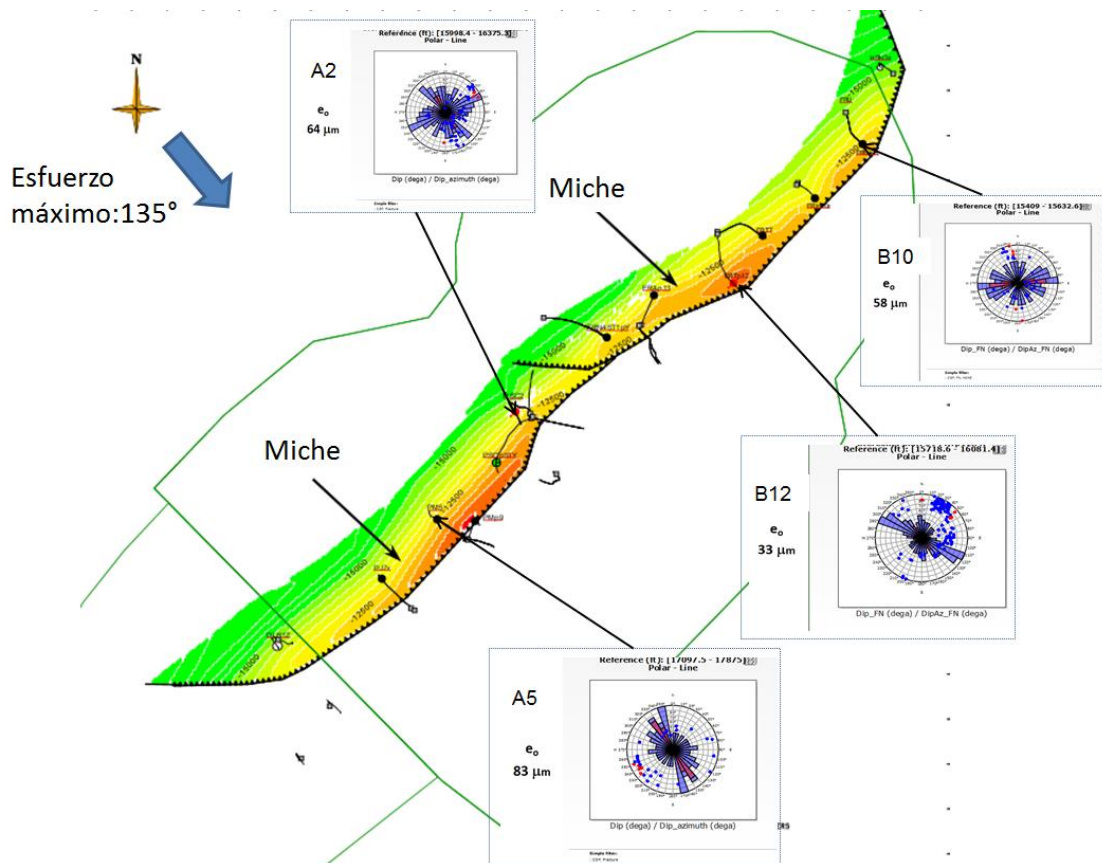


Figura 4-3. Rumbo y aperturas de fracturas a lo largo del yacimiento.

Con los datos obtenidos a partir de la metodología de evaluación se hicieron diferentes gráficos buscando correlación alguna entre las variables de entrada (Porosidad, Permeabilidad, número de fracturas etc.) y las variables resultado (permeabilidad de fractura, apertura de fractura etc.) para poder estimar la permeabilidad de fractura.

No se encontró relación directa entre las variables, sin embargo, al relacionar las variables entre ellas mediante multiplicaciones, se encontró una tendencia como se presenta en la figura 4-4 que permite correlacionar la porosidad de la formación y la intensidad de fractura con la apertura de fractura promedio aparente con la ecuación 4-1.

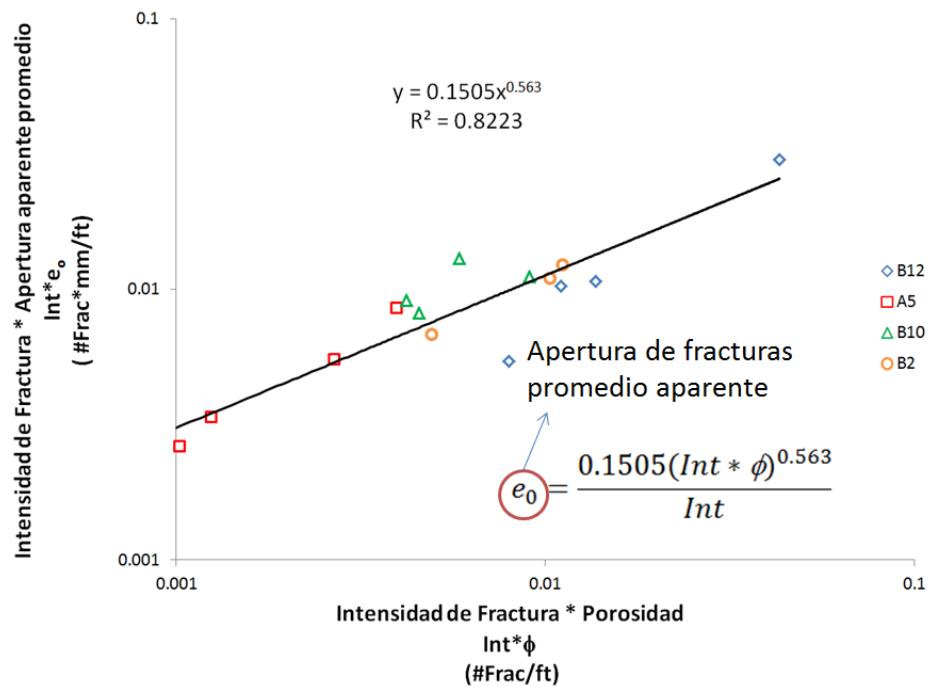


Figura 4-4. Correlación entre intensidad de fractura \* Apertura aparente promedio e intensidad de fractura \* porosidad por zonas para cada pozo estudiado en un gráfico log-log

$$e_0 = \frac{0.1505(Int * \phi)^{0.563}}{Int}$$

4-1

Si se tiene en cuenta solo los valores promedios obtenidos de los pozos y se realiza la misma gráfica como en las zonas, se encuentra una tendencia similar, por lo cual validaría el supuesto de la selección de las zonas en la sección 3.1.

Pozo	H (pies)	Nf (# de frac)	INT (1/pie)	$\phi$ (Fracción)	Km (mD)	$e_o$ (mm)	Kf (mD)	INT* $e_o$	INT* $\phi$
B12	382.0	182.75	0.478	0.044	1.8	0.033	5.0	0.016	0.021
A5	540.5	32	0.059	0.035	0.9	0.083	9.4	0.005	0.002
B10	218.5	40	0.183	0.030	0.6	0.058	10.3	0.011	0.005
A2	353.5	62	0.175	0.058	0.3	0.063	12.5	0.011	0.010

Tabla 4-1. Variables calculadas promedias en los pozos de estudio

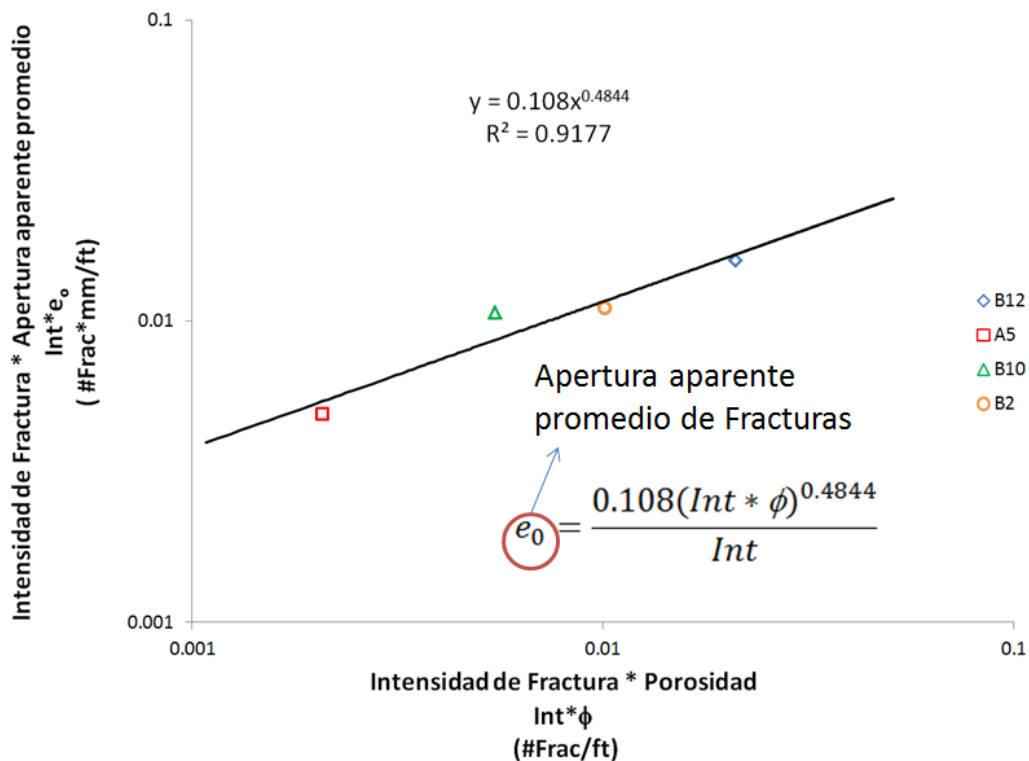


Figura 4-5. Correlación entre intensidad de fractura \* Apertura aparente promedio e intensidad de fractura \* porosidad para cada pozo estudiado en un gráfico log-log

A partir de la correlación hallada (Ecuación 4-1), con base en la porosidad interpretada de registros eléctricos (GR, neutrón y densidad) y la intensidad de fractura se puede estimar la permeabilidad de fractura con la ecuación 2-5, y a su vez con la permeabilidad de matriz se estima la capacidad de flujo del sistema total en un pozo de la formación Mirador Miche como se propone en el siguiente diagrama de trabajo.

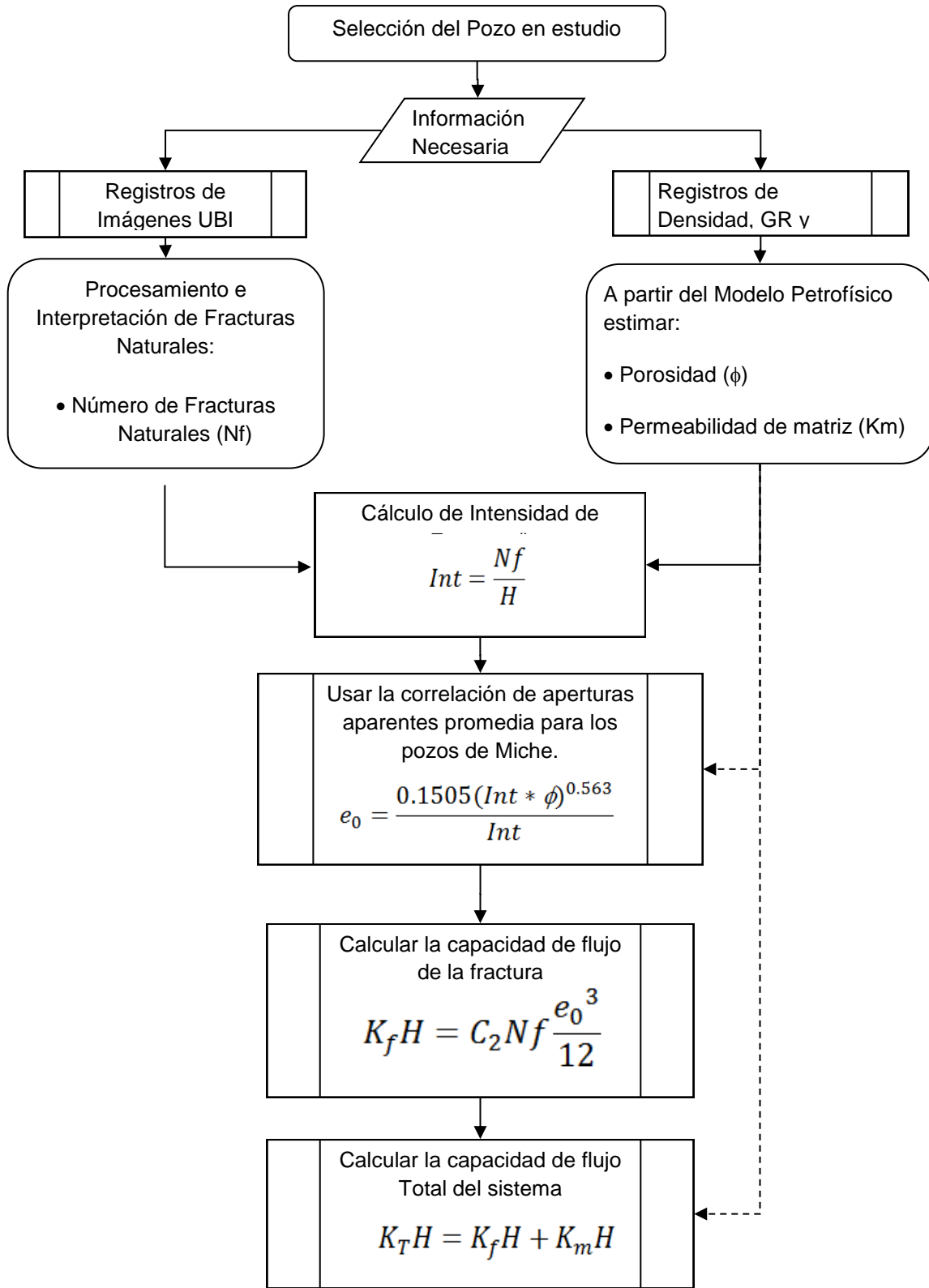


Figura 4-6. Diagrama de trabajo para la estimación de la capacidad de flujo total del sistema

Al realizar este flujo de trabajo para el cálculo de la capacidad de flujo total a los pozos en estudio y compararlos con las pruebas de transientes de presión (PBU) se tienen que los resultados son aceptables ya que la mayoría de los pozos se acercan al resultado obtenido de transientes de presión que consideran otra escala del yacimiento, recordemos que en nuestro estudio estamos partiendo de información de escala de pozo.

Pozo	KH Total (mD-pie)		% error
	Estimado	PBU	
B12	2992	2600	15%
B10	1055	3000	65%
A2	4781	4600	4%
A5	4785	5700	16%

Tabla 4-2. Comparación resultados de capacidad total de flujo estimada a partir de la metodología contra datos estimados de PBU

El porcentaje mayor de error se encuentra en el pozo B10 y se puede deber a que este pozo no sigue la misma tendencia de los demás, sin embargo debido a la limitante de datos es la mejor aproximación que se puede realizar con el flujo de trabajo y la metodología planteada.

## 4.2. Conclusiones

1. Este trabajo desarrollo una metodología que relaciona las fracturas interpretadas a partir de los registros de imágenes, interpretaciones de registros eléctricos en hueco abierto e información obtenida a partir de información de registros de producción con base en la ley de Darcy de pozos para estimar la apertura de fractura promedio aparente y posteriormente obtener una correlación para estimar la permeabilidad de fractura.
2. Se propuso un flujo de trabajo para calcular la capacidad de flujo total en un pozo de la formación Mirador Miche en el complejo Pauto a partir de datos que se pueden derivar de registros de imágenes y eléctricos obtenidos en

hueco abierto y con base en una correlación que involucra intensidad de fractura, porosidad y apertura de fractura promedio aparente.

3. Las aperturas de fracturas promedio aparentes estimadas en nuestro estudio varían de 30 a 95 micrones con un promedio de 60 micrones. En estudios anteriores como el de Lopez [23] se calcularon aperturas de fracturas naturales que van de rangos de 20 micrones hasta 60 micrones a condiciones de yacimiento; y en pruebas de laboratorio sobre núcleos de la formación Mirador a altos esfuerzos efectivos la apertura de la fractura se estimó aperturas alrededor de 50 micrones. Es decir, que las aperturas de fracturas se encuentran en rangos similares a las realizadas por otros estudios y serían coherentes con los datos de entrada en la caracterización del yacimiento. Sin embargo en el trabajo hay valores aperturas de hasta de 95 micrones y esto se debe a que nosotros estimamos la apertura a una escala a nivel de pozo y no a nivel de núcleo como en los anteriores.
4. La metodología evaluada donde se integran pruebas de producción (PLT), interpretaciones de registros eléctricos y registros de imágenes en el pozo provee una buena fuente de datos para correlacionar información y así encontrar una tendencia entre datos de entrada y datos de salida.
5. No existe una tendencia o relación directa entre los rumbos y las aperturas de las fracturas en la Formación Mirador Miche o no al menos en los pozos evaluados.
6. No existe una correlación directa entre información cruda proveniente de registros eléctricos (GR, Densidad, Neutrón, sónico compresional), y fracturas naturales que dieran indicios de alguna tendencia de zonas con mayor contenido de fracturas naturales o críticamente estresadas. Esto se puede deber a que existen otras variables que afectan la respuesta de estos registros como es gas, contenido de arcilla, gas etc.

### 4.3. Recomendaciones

1. Se recomienda replicar la metodología y el diagrama de trabajo a otras estructuras y formaciones del piedemonte llanero y así buscar otras tendencias que permitan estimar la capacidad de flujo total del sistema en dichas formaciones
2. Para mejorar la estimación de la permeabilidad de fractura, es necesario disponer más datos de producción por zonas en los pozos de la formación para afinar la correlación hallada. Y de este modo estimar la capacidad de flujo en las etapas tempranas del pozo la cual permitirá afinar la expectativa de producción de los pozos y de este modo optimizar la productividad en el yacimiento.
3. Es recomendable implementar el diagrama de trabajo en futuros pozos de la formación Mirador en la estructura de Miche del piedemonte con el fin de tener una estimación temprana de la capacidad de flujo total del sistema y de este modo tener un entendimiento temprano de la productividad de los pozos.

# A. Anexo: Resultados y gráficos de los pozos estudiados

En esta sección anexamos los resultados de los pozos estudiados que no se presentaron en el cuerpo del trabajo, como lo es el cálculo de permeabilidad aparente a partir de la ecuación de Darcy de los pozos B-10, A-2 y A-5 y los gráficos de selección de zonas con la interpretación de fracturas.

PLT(17Nov14) - B10													
Pr (lpc)	5780	<b>Propiedades del fluido (Condensado)</b>											
rw (pies)	0.25	Mo	151.343	Mo = 6084 / (API - 5.9)									
re (pies)	5000	γo	0.797	γo = 141.5 / (131.5 + API)									
API	46.1	GE	700.168	GE = 133000 * γo / Mo (scf/stb)									
Tr (°F)	250	<b>Datos de Entrada</b>											
<b>Datos de Salida</b>													
Zona	Qg (MMpce)	Qo (Bls/d)	Qge (MMpce)	Qgt (MMpce)	H (pies)	Pwf (lpc)	S	Integral	2*Integral/1e6	K_TOTAL (mD)	KH_TOTAL (mD-pies)	KH Matriz (mD-pies)	KH frac (mD-pies)
Zona 1	16.63	1345.6	0.94	17.57	90	2611	50	4.56E+08	911.73	12.80	1151.59	34.77	1116.82
Zona 2	10.91	877.9	0.62	11.53	64.5	2618	50	4.55E+08	909.58	11.74	757.26	29.82	727.44
Zona 3	2.69	214.0	0.15	2.84	43	2622	50	4.54E+08	908.35	4.34	186.58	20.03	166.54
Zona 4	4.19	335.0	0.23	4.42	21	2628	50	4.53E+08	906.51	13.88	291.39	41.49	249.90
<b>TOTAL</b>										2386.82	126.11	2260.70	
PLT(05Apr05)- A2													
Pr (lpc)	6600	<b>Propiedades del Fluido (condensado)</b>											
rw (pies)	0.354	Mo	156.804	Mo = 6084 / (API - 5.9)									
re (pies)	5000	γo	0.803	γo = 141.5 / (131.5 + API)									
API	44.7	GE	681.153	GE = 133000 * γo / Mo (scf/stb)									
Tr (°F)	250	<b>Datos de Entrada</b>											
<b>Datos de Salida</b>													
Zona	Qg (MMpce)	Qo (Bls/d)	Qge (MMpce)	Qgt (MMpce)	H (pies)	Pwf (lpc)	S	Integral	2*Integral/1e6	K_TOTAL (mD)	KH_TOTAL (mD-pies)	KH Matriz (mD-pies)	KH frac (mD-pies)
Zona 1	12.77	1968.2	1.34	14.11	152	1757	220	6.63E+08	1326.87	16.16	2457.06	58.33	2398.73
Zona 2	1.83	282.2	0.19	2.02	46	1767	220	6.62E+08	1324.41	7.67	352.95	14.64	338.31
Zona 3	8.87	1367.6	0.93	9.80	155.5	1777	220	6.61E+08	1321.93	11.02	1713.67	46.61	1667.06
<b>TOTAL</b>										4523.69	119.58	4404.10	
PLT(Oct12) - A5													
Pr (lpc)	5380	<b>Propiedades del Fluido (condensado)</b>											
rw (pies)	0.35	Mo	149.118	Mo = 6084 / (API - 5.9)									
re (pies)	5000	γo	0.794	γo = 141.5 / (131.5 + API)									
API	46.7	GE	708.225	GE = 133000 * γo / Mo (scf/stb)									
Tr (°F)	250	<b>Datos de Entrada</b>											
<b>Datos de Salida</b>													
Zona	Qg (MMpce)	Qo (Bls/d)	Qge (MMpce)	Qgt (MMpce)	H (pies)	Pwf (lpc)	S	Integral	2*Integral/1e6	K_TOTAL (mD)	KH_TOTAL (mD-pies)	KH Matriz (mD-pies)	KH frac (mD-pies)
Zona 1	21.97	1940.94	1.37	23.35	156.5	4328	24.5	1.42E+08	283.05	17.73	2774.34	219.66	2554.68
Zona 2	2.17	190.32	0.13	2.31	56.5	4343	24.5	1.39E+08	278.67	4.93	278.34	38.64	239.70
Zona 3	5.03	473.87	0.34	5.37	123.0	4335	24.5	1.41E+08	281.01	5.22	642.41	60.58	581.83
Zona 4	6.19	601.96	0.43	6.62	106.5	4380	25.5	1.34E+08	267.89	8.04	856.07	59.07	797.01
Zona 5	6.41	1052.91	0.75	7.16	98.0	4414	26.5	1.29E+08	258.03	10.09	989.05	98.51	890.54
<b>TOTAL</b>										5540.21	476.45	5063.76	

Tabla A-1 Cálculo de la capacidad de flujo total y de fractura para los pozos B-10, A12 y A5



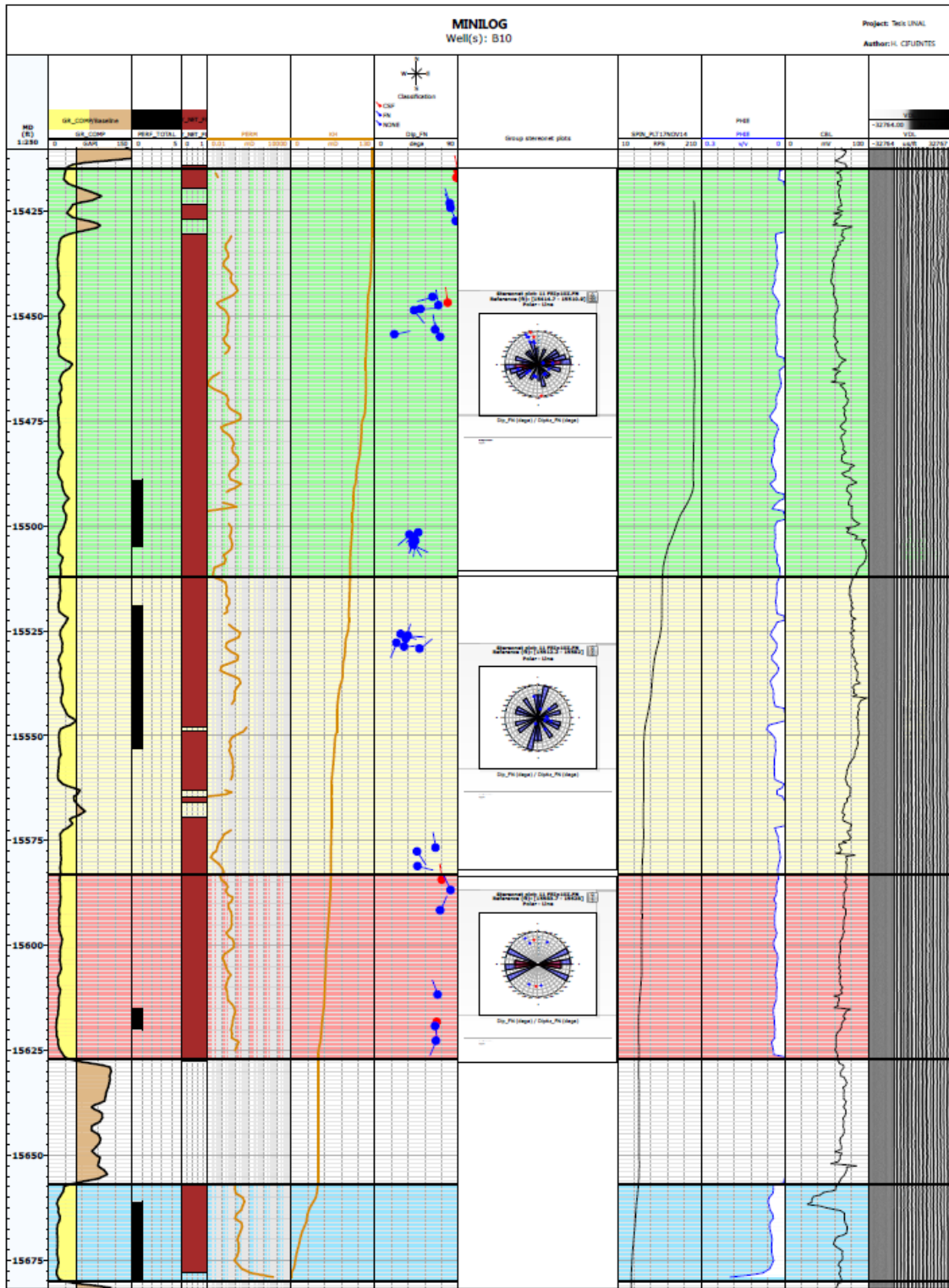


Figura A 2. Selección de zonas y fracturas naturales en el pozo B-10

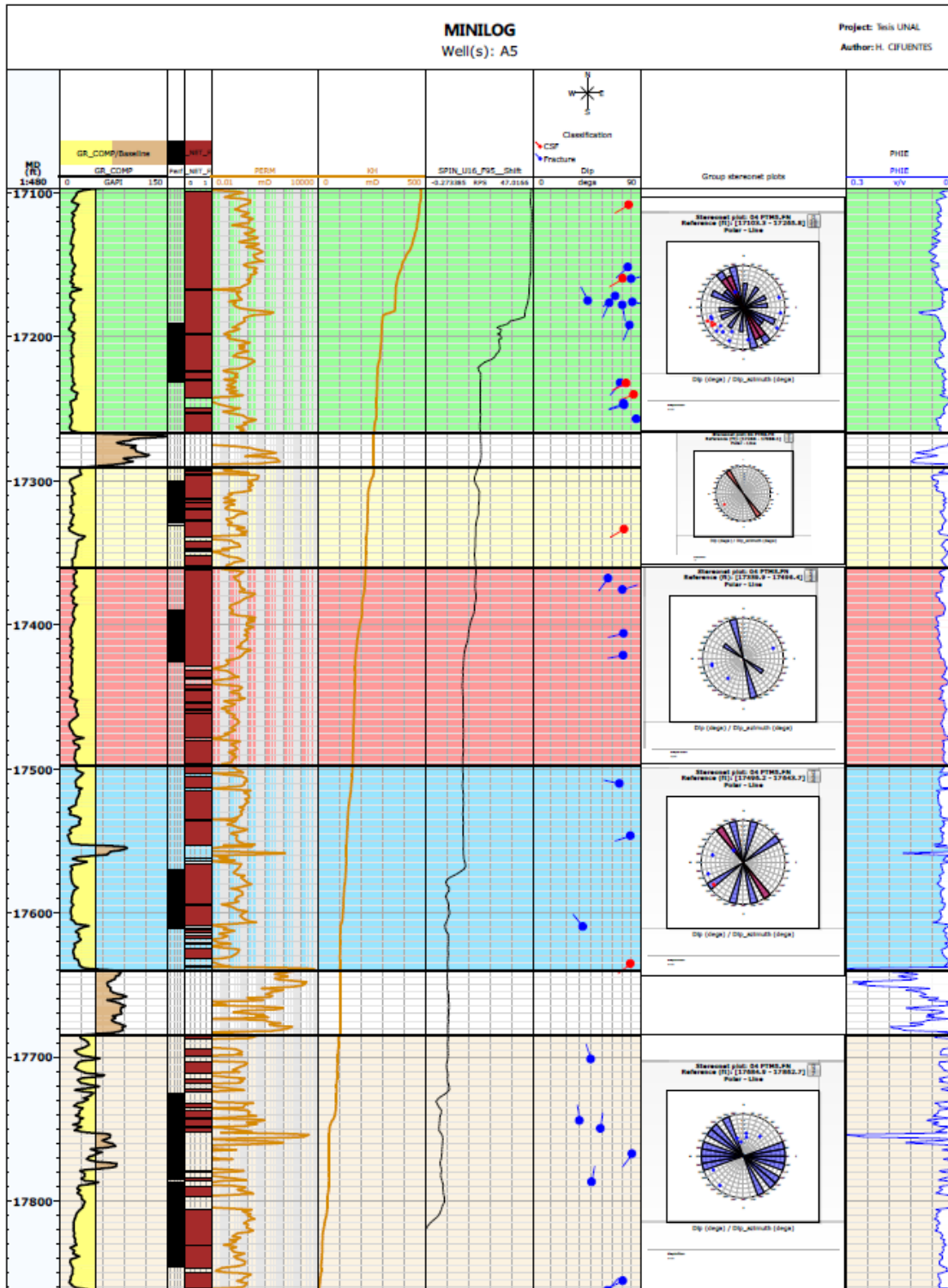


Figura A 3. Selección de zonas y fracturas naturales en el pozo A-5



## Bibliografía

- [1] Equion Energia Ltda, «Evaluación de las Reservas de Petróleo y Gas de Piedemonte.,» Equion Energia Ltda. Reporte Interno, Bogotá, 2016.
- [2] T. Bratton, D. V. Canh y otros, «The Nature of Naturally Fractured Reservoirs,» *Oilfield Review*, n° Summer 2006, pp. 4-23, 2006.
- [3] Z. Gutierrez, L. Soto y otros, «Static Modeling in Naturally Fractured Reservoirs under ultra-Complex Fold Thrust Belts Settings, pauto and Floreña Fields Example in the Eastern Cordillera Foothills of Colombia,» de *XII Simposio Bolivariano de cuencas subandinas*, Bogotá, 2016.
- [4] C. Moya, «Modelo Petrofisico para el Complejo Pauto,» Equion Energia Ltda, Reporte Interno, Bogotá, 2015.
- [5] Nelson, R.A., *Geologic analysis of naturally fractures reservoirs. Second edition.*, Houston, Texas: Gulf professional publishing. , 2001.
- [6] Finkbeiner, T., Barton, C.A., and. Zoback, M.D., « Relationships among in-situ stress, fractures and faults, and fluid flow: Monterey Formation, Santa Maria Basin, California.,» *AAPG Bulletin*, vol. 81, n° 12, pp. 1975 - 1999, 1997.
- [7] Zoback, M. , *Reservoir Geomechanics*. New York (USA)., New York (US): Cambridge University Press, 2007.
- [8] Dorta, G., et al., « An Approach to Naturally Fractured Reservoir Characterization: Case Study, San Juan Formation, Orocuai Field, Venezuela.,» *SPE 69471*, 2001.
- [9] Flórez, M.D., et al., "Fault and fracture systems in a fold and thrust belt: An example from Bolivia," *AAPG Bulletin*, vol. 89, no. 4, p. 471–493. , 2005.
- [10] Zoback, M.D., et al., «Determination of stress orientation and magnitude in deep wells.,» *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences*, 2003.
- [11] W. Dershowitz, «Rock Joint Systems, Ph. D. Dissertation,» MIT, Cambridge, 1984.
- [12] C. G. Herrera, «Simulation of nitrogen injection as an Enhanced Recoveru Method in a Tighy Natural Fracture Sandstone Reservoir with Compositional Fluids, Master

- Thesis,» Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2016.
- [13] C. Lopez y J. Marin, «Fracturas críticamente estresadas en el Piedemonte Llanero,» Equion Energia Ltda. Reporte interno, Bogotá, Colombia, 2014.
- [14] Bendeck, J, Perfiles Eléctricos, Bogotá: ACGGP, 1993.
- [15] Darling, T, Well Logging and Formation Evaluation, Oxford (UK): Elsevier Inc., 2005.
- [16] Cheung P, Hayman A, Laronga R, et al., «Imágenes Claras en Idos base aceite,» vol. primavera 2002, 2002.
- [17] F. Jahn y otros, hydrocarbon, Exploration and Production, Oxford, UK: ELSEVIER, 1998.
- [18] M. Golan y C. H. Whitson, Well Performance, Second Edition, Trondheim, Norway: Tapir, 1995, pp. 132-145.
- [19] C. Smith, *Applied Reservoir Engineer, Tomo I*, Tulsa, OK: OGSi, 1998.
- [20] Jolly, R, «Florena Fracture Characterisation and Modelling Study,» Uso interno BP, Bogota, 2002.
- [21] Palencia, C; Ocampo, A & Alzate, J, «Building a Petrophysical Model for a Low porosity and Highly Tectonized Reservoir. Field Case: Pauto Complex,» Cartagena, 2012.
- [22] A. Restrepo, «Permeabilidades Relativas a diferentes esfuerzos efectivos,» Equion Energia Ltda - Reporte interno, Bogotá, Colombia, 2016.
- [23] C. Lopez, «Aplicabilidad del daño Geomecánico para el Complejo Pauto y Floreña.,» Equion Energia Ltda. Reporte interno, Bogotá, 2015.
- [24] M. Sullivan, «Permeability From Production Logs - Method and Application,» *Journal of Petroleum Technology*, pp. 80-86, 2007.
- [25] A. Giradi, M. Cohen y E. Kozlowwski, «Integrated Multidiscipline Approach Lead To A Recent Success In Naturally Fractured Reservoir - The Macueta Experience - SPE75944,» de *Gas Technology Symposium*, Calgary, Alberta, 2002.