



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados  
con información estática y dinámica**

**MATERIAL DIDÁCTICO**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**PRESENTA**

Victor Hugo Vargas Espinosa

**ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO**

Ing. Israel Castro Herrera



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020**



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA  
TIERRA  
COMITÉ DE TITULACIÓN

*Designación de sinodales de Examen Profesional*

A los señores profesores:

Presidente: **DR. RODOLFO GABRIEL CAMACHO VELAZQUEZ**   
Vocal: **ING. ISRAEL CASTRO HERRERA**   
Secretario: **ING. SLIM SANTILLAN HERNANDEZ**   
1er. Suplente: **DRA. IZA CANALES GARCIA**   
2do. Suplente: **ING. VICTOR JUAN LOPEZ HERNANDEZ** 

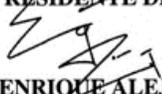
Conforme a la encomienda que hace el Director de la Facultad a este Comité de Titulación para la integración de jurados, me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional de: **VARGAS ESPINOSA VICTOR HUGO**, registrado con número de cuenta **308278499** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**; quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a la Dirección de la Facultad, si es el caso, la aceptación mediante la firma en el oficio FEX-2 en el plazo indicado a continuación.

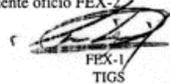
Por indicaciones del Sr. Director, con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de esta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar el oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Ciudad Universitaria, Cd. Mx. a 27 de enero de 2020.  
EL PRESIDENTE DEL COMITÉ

  
DR. ENRIQUE ALEJANDRO GONZÁLEZ TORRES

NOTA: Por instrucciones del Director, deberán entregarse juntos y al mismo tiempo, el presente oficio FEX-1 y su correspondiente oficio FEX-2

  
FEX-1  
TIGS

# Dedicatoria

*Para Elfe Simón e Irene Arreortua*



# Agradecimientos

*”¿Tiene corazón este camino?...Si tiene, el camino es bueno; si no, de nada sirve...”Carlos Castaneda.*

*Este cuaderno de apuntes no hubiera sido posible sin la guía del Ing. Israel Castro Herrera, a quien agradezco inmensamente su mentoría, apoyo, paciencia y sobre todo confianza.*

**A mis padres y hermana...** ya que gran parte de este camino lo he recorrido con ellos y pensando en ellos; de no ser por todo su cariño y apoyo no estaría en el lugar en el que me encuentro hoy. Por eso y más: ¡Muchas Gracias!

**A mi familia...** quienes no dejaron de motivarme para alcanzar mis logros; en especial a Yes, Carmen, Victor, Guille y Rosario.

**A mis profesores...** que además de transmitir su conocimiento y experiencias, plantaron en mí la semilla de la curiosidad.

**A mis Sinodales...** por el tiempo, conocimiento y paciencia que ofrecieron para enriquecer este trabajo.

**Al Ing. Israel, el Ing. Slim y el Ing. Rubén...** por todo el apoyo, la confianza y por guiar mi camino con sus consejos y experiencias.

**A Súseih Blanco...** pues a pesar del tiempo y la distancia no dejaste de ofrecer esa amistad sincera.

**A mis amigos...** A Isaac y Fortino por la amistad tan sincera que me han ofrecido. A Dianita Franco por tantas experiencias y emociones compartidas. A Juan Valenzuela, por el tiempo y experiencias de vida compartidas. A Victor, Diana y Daniel por toda la confianza, amistad e increíbles momentos ofrecidos. A JuanDa por su cariño, confianza y por disfrutar mis logros como si fueran suyos. A Eugenio Contreras por esos momentos y experiencias que hemos compartido. A Diego Chavarro por su amistad y paciencia. A Yare y Bren por la confianza que me han dado y por dejarme ser parte de aquellos momentos importantes en su vida. En general a mis amigos geólogos cuya amistad valoro mucho.

A mi Universidad y Facultad, que me dieron más allá de conocimientos y experiencias académicas, y que me inculcaron ese sentimiento de querer servir y retribuir a mi sociedad.

Por todo eso y mucho más:

¡Gracias!

# Resumen

Este trabajo pretende ser una recopilación sobre los procesos y metodologías que son utilizados para la *Caracterización Estática y Dinámica de Yacimientos Naturalmente Fracturados* (YNF's). La importancia de estudiarlos radica en que más del 80% de la producción de hidrocarburos en México vienen de este tipo de yacimientos. Además, como se verá a lo largo de estos capítulos, las fracturas son estructuras que se presentan casi en todos los cuerpos rocosos, por esta razón una de las tareas más importantes a la hora de desarrollar y/o ajustar un plan de explotación para un YNF es identificar en qué forma las fracturas se encuentran afectando nuestro sistema.

En la primera parte de estos apuntes se explica la necesidad y utilidad de generar modelos precisos tanto de la distribución de las propiedades del yacimiento como del comportamiento de los fluidos a través del mismo. También se muestra la importancia de definir un modelo estático adecuado que ayude a comprender la geología del depósito para posteriormente establecer un modelo dinámico representativo que describa el flujo de fluidos en el medio poroso.

En un YNF las fracturas juegan un papel muy importante, es por eso que en este trabajo el Capítulo 1 se dedica a definir lo que son, como se clasifican, explicar algunos mecanismos que las generan y describir las principales características y parámetros que se deben considerar a la hora de modelar estos sistemas. Una vez definido lo que es una fractura, en el Capítulo 2 se describe como es que los *Registros Geofísicos* pueden convertirse en herramientas muy útiles para evaluar la ocurrencia de los sistemas de fracturas en los alrededores del pozo.

En el Capítulo 3 se explica la importancia de las Pruebas de Presión para la caracterización del comportamiento de nuestro yacimiento. Ahí se detallan algunos de los comportamientos típicos observados en los YNF's en función de la conductividad y distribución del sistema de fracturas. También se incluyen algunos de los principales modelos que diversos autores han propuesto para representar estos yacimientos y medir los cambios de presión asociados a los efectos del sistema matriz y el sistema de fracturas.

Finalmente, en el último capítulo se da una introducción a la *Teoría de Fractales* y sus aplicaciones en la caracterización de YNF's. El comportamiento fractal es parte de una ciencia que tiene relativamente poco tiempo de aplicarse en la Industria Petrolera pero que ha contribuido a la generación de modelos más cercanos a la realidad en cuanto a la distribución de las fracturas en los yacimientos se refiere.



# Abstract

This work aims to be a compilation of the processes and methodologies that are used for the Static and Dynamic Characterization of Naturally Fractured Reservoirs (NFR). The importance of study this kind of reservoirs is that more than 80 % of hydrocarbons production in Mexico comes from this type of reservoirs. Furthermore, as will be seen throughout these chapters, fractures are structures that occur almost in all rock bodies. For that reason, one of the most important tasks for the development and / or adjustment of a NFR exploitation project is to identify in which way the fractures are affecting our system.

In the first part of these notes it is explained that in order to exploit optimally a NFR is necessary to obtain accurate models of both the distribution of the properties of the reservoirs and the behavior of the fluids in it. It also shows the importance of defining a suitable static model that helps us to understand the geology of the reservoir to later create a representative dynamic model that describes the flow of fluids through the porous medium.

In a NFR the fractures play a very important role, that is the reason why in this work Chapter 1 is dedicated to define what they are, how they are classified, explain some mechanisms that generate them and describe the main characteristics and parameters that should be considered in order to model these systems. Once we have defined what a fracture is, in Chapter 2 it is described how Well Loggings can become very useful tools to help us to assess the occurrence of fracture systems in the vicinity of the well.

In Chapter 3 its mentioned the importance of the Pressure Transient Tests in the behavior characterization of NFRs. In that section, some of the typical behaviors of NFRs are explained in terms of the conductivity and distribution of the fracture system. It also includes some of the main models that various authors have proposed to represent a NFR and explain the pressure changes associated with the matrix and the fracture system.

Finally, in the last chapter an introduction is given the Fractal Theory and some of its applications for the modeling of NFR. This is a science that has a short time to be applied in the Oil Industry and has allowed us to generate more accurate models of the distribution of fractures in the reservoirs.



# Contenido

<b>Lista de figuras</b>	<b>XI</b>
<b>Lista de tablas</b>	<b>XVI</b>
<b>Nomenclatura</b>	<b>XIX</b>
<b>Introducción</b>	<b>1</b>
Introducción a la Caracterización Estática y Dinámica . . . . .	17
Necesidades de la caracterización de los YNF's . . . . .	31
Estado del arte en la caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados .	33
<b>1. Fracturas: propiedades, detección y evaluación</b>	<b>41</b>
1.1. Definición . . . . .	42
1.2. Clasificación . . . . .	47
1.2.1. Fallas . . . . .	48
1.2.2. Diaclásas . . . . .	49
1.2.3. Clasificación genética . . . . .	50
1.2.4. Otros criterios . . . . .	52
1.2.4.1. Tamaño . . . . .	52
1.2.4.2. Relacionadas a plegamiento . . . . .	52
1.2.4.3. Por su alcance . . . . .	53
1.3. Propiedades . . . . .	53
1.3.1. Propiedades de las fracturas . . . . .	54
1.3.1.1. Apertura . . . . .	54
1.3.1.2. Tamaño . . . . .	54
1.3.1.3. Naturaleza . . . . .	54
1.3.1.4. Orientación . . . . .	55
1.3.1.5. Distribución . . . . .	55
1.3.1.6. Densidad de fracturamiento . . . . .	56
1.3.1.7. Intensidad de fracturamiento . . . . .	57
1.3.1.8. Espaciamiento de fracturas . . . . .	58

1.3.2.	Parámetros Fractales . . . . .	59
1.3.2.1.	Auto- semejanza . . . . .	59
1.3.2.2.	Índice de conectividad . . . . .	59
1.3.2.3.	Dimensión Fractal . . . . .	60
1.3.3.	Propiedades petrofísicas . . . . .	61
1.3.3.1.	Porosidad . . . . .	61
1.3.3.2.	Permeabilidad . . . . .	66
1.3.3.3.	Saturación de fluidos . . . . .	69
1.3.3.4.	Mojabilidad . . . . .	70
1.3.3.5.	Presión Capilar . . . . .	72
1.3.3.6.	Coefficiente de cementación . . . . .	73
1.3.3.7.	Compresibilidad . . . . .	74
1.4.	Detección y evaluación . . . . .	76
1.4.1.	Métodos directos . . . . .	76
1.4.1.1.	Análisis de núcleos . . . . .	76
1.4.1.2.	Imágenes de Pozo . . . . .	77
1.4.2.	Métodos indirectos . . . . .	79
1.4.2.1.	Análisis de la Onda Stoneley en registros acústicos . . . . .	79
1.4.2.2.	Registro PEF . . . . .	80
1.4.2.3.	Registro de porosidad . . . . .	80
1.4.2.4.	Registro PLT . . . . .	81
1.4.2.5.	Caliper . . . . .	81
1.4.2.6.	Registros de Inducción . . . . .	81
1.4.2.7.	Pérdidas de circulación . . . . .	81
1.4.2.8.	Pruebas de presión . . . . .	82
1.4.2.9.	Sensores remotos . . . . .	83
<b>2.</b>	<b>Registros geofísicos aplicados a YNF's</b>	<b>85</b>
2.1.	Presentación de los Registros . . . . .	87
2.2.	Registros Mecánicos . . . . .	90
2.2.1.	Registros Caliper . . . . .	90
2.3.	Registros de Litología . . . . .	93
2.3.1.	Registro de Potencial Espontáneo . . . . .	93
2.3.2.	Registro de Rayos Gamma . . . . .	97
2.4.	Registros de Resistividad . . . . .	101
2.4.1.	Registros Eléctricos . . . . .	101
2.4.2.	Registros de Inducción . . . . .	107
2.5.	Registros de Porosidad . . . . .	111
2.5.1.	Registro de Densidad . . . . .	111
2.5.2.	Registro Sónico . . . . .	112
2.5.3.	Registro Neutrón . . . . .	112

2.5.4.	Discretización del tipo de porosidad . . . . .	112
2.6.	Registros de Imágenes . . . . .	116
2.6.1.	Imágenes Eléctricas . . . . .	116
2.6.2.	Imágenes Acústicas . . . . .	118
2.7.	Registros de Temperatura . . . . .	120
<b>3.</b>	<b>Pruebas de Presión en YNF's</b>	<b>123</b>
3.1.	Modelos para conceptualizar un YNF . . . . .	125
3.1.1.	Modelos de doble porosidad . . . . .	125
3.1.2.	Modelado de flujo transitorio entre matriz y fracturas . . . . .	131
3.1.3.	Modelo de Triple Porosidad . . . . .	133
3.2.	Pruebas de decremento de presión . . . . .	137
3.3.	Pruebas de incremento de presión . . . . .	138
3.4.	Pruebas de Interferencia . . . . .	140
3.5.	Curvas Tipo . . . . .	141
<b>4.</b>	<b>Teoría Fractal aplicada a YNF's</b>	<b>143</b>
4.1.	Definición de Fractal . . . . .	144
4.2.	Dimensión Fractal . . . . .	146
4.3.	Método de Conteo de Cajas . . . . .	149
4.4.	Modelos para yacimientos con comportamiento Fractal . . . . .	155
	<b>Conclusiones</b>	<b>163</b>
	<b>Referencias</b>	<b>165</b>



## Índice de figuras

1.	Clasificación de YNF's según Aguilera. . . . .	2
2.	Clasificación de YNF's según Nelson. . . . .	3
3.	Gráfica $Logt_{p'}$ vs $Logt$ , y $p$ vs $Logt$ para comportamiento de yacimientos homogéneos . . . . .	4
4.	Gráfica $Logt_{p'}$ vs $Logt$ , y $p$ vs $Logt$ para comportamiento de yacimientos compuestos. . . . .	5
5.	Gráfica $Log\Delta p$ para comportamiento anisotrópico en yacimientos. . . . .	6
6.	Gráficas del modelo de fractura simple. . . . .	7
7.	Gráficas del modelo de doble porosidad. . . . .	9
8.	Clasificación de YNF's según Cinco-Ley et al. . . . .	10
9.	Localización de principales Yacimientos Naturalmente Fracturados en el mundo. . . . .	13
10.	Proceso general de una Caracterización de Yacimientos. . . . .	17
11.	Ejemplo de la interpretación de un perfil sísmico. . . . .	20
12.	Perfil geológico realizado a partir de un modelo de anomalías magnetométricas. . . . .	21
13.	Esquema general de las anomalías gravimétricas en función de la densidad de los cuerpos. . . . .	22
14.	Ciclo Sedimentario. . . . .	23
15.	Distribución de yacimientos de aceite y gas según el tiempo geológico. . . . .	25
16.	Sistema Matriz-Fracturas-Porosidad. . . . .	32
17.	Porosidad normalizada del sistema fractura-matriz vs presión de confinamiento. . . . .	34
18.	Gráfica del método lineal de la EBM para un YNF bajosaturado . . . . .	36
19.	Modelo idealizado de un Yacimiento Naturalmente Fracturado. . . . .	39
1.1.	Deformación frágil a diferentes escalas. . . . .	42
1.2.	Deformación en cuerpos rocosos. . . . .	43
1.3.	Tipos de esfuerzos y sus efectos sobre las rocas. . . . .	45
1.4.	Fracturas en cuerpos rocosos. . . . .	46
1.5.	Fracturas observadas en laboratorio. . . . .	47
1.6.	Tipos de fallas geológicas. . . . .	48

1.7. Diaclasas Sistemáticas y No Sistemáticas. . . . .	50
1.8. Fracturas extensivas y por cizalla. . . . .	51
1.9. Parámetros básicos de las fracturas. . . . .	53
1.10. Ubicación espacial de un plano de fractura. . . . .	55
1.11. Grado de factor de fracturamiento para dos familias de fracturas ortogonales	56
1.12. Intensidad de fracturamiento y bloques unitarios. . . . .	58
1.13. Parámetros en las fracturas. . . . .	59
1.14. Arreglo lineal de partículas esféricas. . . . .	62
1.15. Tipos de arreglos en partículas esféricas. . . . .	62
1.16. Celdas unitarias para un empaque cúbico y romboédrico. . . . .	63
1.17. Porosidad primaria y secundaria. . . . .	65
1.18. Curvas de permeabilidad relativa para un sistema aceite-agua. . . . .	68
1.19. Curvas de permeabilidad relativa para un sistema aceite-agua en un YNF.	69
1.20. Mojabilidad preferencial en un sistema roca-agua-aceite. . . . .	71
1.21. Ángulo de contacto entre fases. . . . .	71
1.22. Presión capilar entre fases. . . . .	72
1.23. Curvas de presión capilar. . . . .	73
1.24. Ejemplo del análisis de núcleos. . . . .	77
1.25. Imagen de pozo realizada con un registro de resistividad. . . . .	79
1.26. Esquema del análisis de las ondas tipo Stoneley. . . . .	80
1.27. Pérdidas de circulación. . . . .	82
1.28. Gráfica semilog para una prueba de presión. . . . .	82
1.29. Identificación de estructuras corticales. . . . .	83
2.1. Esquema de la filtración del fluido de perforación en una zona permeable.	87
2.2. Encabezado utilizado para el registro de Potencial Espontáneo. . . . .	88
2.3. Encabezado utilizado para el registro de Rayos gamma. . . . .	88
2.4. Encabezado utilizado para los registros de Inducción. . . . .	89
2.5. Encabezado utilizado para los registros de Porosidad Neutrón y Densidad.	89
2.6. Encabezado utilizado para los registros de porosidad acústicos. . . . .	90
2.7. Elongación en el diámetro de pozo. . . . .	91
2.8. Ejemplo de la curva Caliper. . . . .	92
2.9. Esquema de la generación de potencial unión líquida. . . . .	94
2.10. Esquema de la generación del potencial de Membrana. . . . .	94
2.11. Ejemplo de registro SP. . . . .	96
2.12. Ejemplo de registro de RG. . . . .	100
2.13. Herramienta de resistividad con un arreglo normal. . . . .	102
2.14. Herramienta eléctrica de resistividad con un arreglo lateral. . . . .	103
2.15. Esquema de la herramienta eléctrica Microlog. . . . .	104
2.16. Esquema de una corriente enfocada. . . . .	105
2.17. Funcionamiento de las herramientas de inducción. . . . .	107

2.18. Ejemplo de registro de Inducción. . . . .	110
2.19. Gráfico general de litoporosidad. . . . .	113
2.20. Ejemplos de registros de Porosidad. . . . .	115
2.21. Diferencia entre herramientas de imágenes microeléctricas. . . . .	117
2.22. Diferencia entre imágenes eléctricas y acústicas. . . . .	119
2.23. Gradiente de temperatura esquemático en el pozo después del bombeo. . . . .	121
3.1. Modelo de Warren et al. para YNF's . . . . .	126
3.2. Modelo de Placas de Kazemi y modelo Equivalente Homogéneo (ficticio) de Warren y Root . . . . .	127
3.3. Volumen Elemental de Referencia de Warren et al. . . . .	129
3.4. Medios equivalentes para el sistema de fracturas y los bloques de matriz. . . . .	130
3.5. Gráfica de las derivadas de presión para un modelo de doble porosidad. . . . .	130
3.6. Gráfica de una prueba de incremento de presión en un YNF. . . . .	131
3.7. Modelo idealizado de un yacimiento uniformemente fracturado. . . . .	132
3.8. Porosidad vugular. . . . .	133
3.9. Curvas tipo para el modelo de triple porosidad. . . . .	136
3.10. Comportamiento típico de una gráfica para una prueba de decremento de presión. . . . .	137
3.11. Comportamiento típico de una gráfica para una prueba de incremento de presión. . . . .	138
3.12. Derivada de la presión de una Prueba de Incremento. . . . .	139
3.13. Curvas Tipo en base al modelo de Doble Porosidad para una prueba de interferencia. . . . .	142
4.1. Comportamiento fractal de una hoja de helecho. . . . .	144
4.2. Dimensión Topológica . . . . .	146
4.3. Esquema de la elaboración de la <i>Carpeta Triangular de Sierpinski</i> . Editado de Barlow y Bass (1989). . . . .	146
4.4. Dimensión fractal vs Dimensión Euclidiana. . . . .	147
4.5. Características de figuras en dimensiones Euclidianas. . . . .	147
4.6. Esquema general del Método de conteo de cajas: a) Sistema de fracturas b) Malla 1. . . . .	149
4.7. Método de conteo de cajas (imagen original) . . . . .	150
4.8. Método de conteo de cajas (malla No.1). . . . .	150
4.9. Método de conteo de cajas (malla No.2) . . . . .	151
4.10. Método de conteo de cajas (malla No.3) . . . . .	151
4.11. Ejercicio de Conteo de Cajas para el sistema de vúgulos. . . . .	152
4.12. Método de conteo de cajas (imagen original). Ejemplo número dos . . . . .	152
4.13. Método de conteo de cajas (malla No.1). . . . .	153
4.14. Método de conteo de cajas (malla No.2). Fotografía del núcleo de ejemplo número dos. . . . .	153

4.15. Método de conteo de cajas (malla No.3). Fotografía del núcleo de ejemplo número dos. . . . .	154
4.16. Ejercicio de Conteo de Cajas número 2. . . . .	154
4.17. Comportamiento típico de una gráfica log-log cuando $\delta < 1$ . . . . .	156
4.18. Comportamiento de la presión y su derivada para un yacimiento fractal. . . . .	158
4.19. Gráfica de $p_{wD}$ vs $t_D$ . . . . .	159
4.20. Comportamiento paralelo de la presión y su derivada para un yacimiento fractal. . . . .	160
4.21. Gráfico de $p_{wD}$ vs $t_D$ para un yacimiento de doble porosidad. . . . .	161
4.22. Gráfico de $p_{wD}$ vs $t_D^\psi$ para un yacimiento de doble porosidad. . . . .	162

## Índice de tablas

1.	Parámetros para la identificación de YNF's . . . . .	11
2.	Parámetros para la identificación...(cont.) . . . . .	12
3.	Métodos de análisis de Pruebas de Presión. . . . .	28
4.	Tabla comparativa entre pruebas de presión y análisis de datos de producción. . . . .	29
1.1.	Clasificación de fracturas según su naturaleza. . . . .	52
1.2.	Clasificación por Intensidad de Fracturamiento " $F_{int}$ ". . . . .	57
1.3.	Comparación entre registros de imágenes de resistividad y sónicos. . . . .	78
2.1.	Valores de radiactividad para distintos tipos de litología. . . . .	97



# Nomenclatura

$\eta_{maD}$	Difusividad de la matriz [ <i>adimensional</i> ]
$\Gamma_o$	Termino de Interacción de los fluidos–matriz–fracturas [ $ML^{-3}T^{-1}$ ]
$\lambda$	Conectividad de las fracturas. Varía entre 0 (fracturas cerradas) y $\frac{1}{12}$ (para fracturas paralelas, de superficies planas) [escalar]
$\mu_{of}$	Viscosidad del aceite en las fracturas [ $ML^{-1}T^{-1}$ ]
$\omega$	Capacidad de almacenamiento de las fracturas [ <i>adimensional</i> ]
$\phi$	Porosidad [ <i>adimensional</i> ]
$\rho_{of}$	Densidad del aceite en las fracturas [ $ML^{-3}$ ]
$\tilde{k}_f$	Tensor de permeabilidades de fracturas [ $L^2$ ]
$B_g$	Factor volumétrico del gas [ $L^3/L^3$ ]
$B_o$	Factor volumétrico del aceite [ $L^3/L^3$ ]
$B_{of}$	Factor volumétrico del aceite en las fracturas [ $L^3/L^3$ ]
$B_{oi}$	Factor volumétrico del aceite en condiciones iniciales [ $L^3/L^3$ ]
$c_f$	Compresibilidad promedio de las fracturas [ $M^{-1}L^1T^2$ ]
$c_m$	Compresibilidad promedio de la matriz [ $M^{-1}L^1T^2$ ]
$C_t$	Compresibilidad total del sistema [ $M^{-1}L^1T^2$ ]
$c_w$	Compresibilidad del agua [ $M^{-1}L^1T^2$ ]
$D$	Profundidad del yacimiento [ $L$ ]
$d_f$	Distancia del pozo a la falla [ $L$ ]

$E_{o1}$	Expansión del aceite en la matriz [ $L^3/L^3$ ]
$E_{o2}$	Expansión del aceite en las fracturas [ $L^3/L^3$ ]
$F$	Volumen de fluidos producidos [ $L^3$ ]
$f$	Densidad de las fracturas [ $L^{-1}$ ]
$g$	Aceleración de la gravedad [ $LT^{-2}$ ]
$k_{rof}$	Permeabilidad relativa del aceite en las fracturas [ <i>adimensional</i> ]
$kh$	Capacidad de flujo [ $L^3$ ]
$m$	pendiente
$N$	Número de fracturas
$N_1$	Volumen original de aceite en la matriz [ $L^3$ ]
$N_2$	Volumen original de aceite en las fracturas [ $L^3$ ]
$N_p$	Producción Acumulada de aceite [ $L^3$ ]
$P_f$	Presión en las fracturas [ $ML^{-1}T^{-2}$ ]
$q_{of}$	Gasto de aceite aportado por las fracturas por unidad de volumen [ $T^{-1}$ ]
$R_p$	Relación <i>gas/aceite</i> acumulada [ $L^3/L^3$ ]
$R_s$	Relación de solubilidad <i>aceite/gas</i> [ $L^3/L^3$ ]
$R_{si}$	Relación de solubilidad <i>aceite/gas</i> a condiciones iniciales [ $L^3/L^3$ ]
$S$	Factor de daño [ <i>adimensional</i> ]
$S_g, S_o, S_w$	Saturación de las fases (gas, aceite, agua) [ $L^3/L^3$ ]
$S_{of}$	Saturación del aceite en las fracturas [ $L^3/L^3$ ]
$S_{wfi}$	Saturación de agua en las fracturas a condiciones iniciales [ $L^3/L^3$ ]
$S_{wi}$	Saturación de agua a condiciones iniciales [ $L^3/L^3$ ]
$w_f$	Apertura de las fracturas [ $L$ ]

# Introducción

*”Ya sea física o metafóricamente,  
los sistemas fracturados son  
como laberintos”*

Wayne Narr

Cuando hablamos de Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF's) lo primero que nos viene a la mente son grandes y complejas redes de canales generados por fracturas. Los Yacimientos Naturalmente Fracturados tienen cierto grado de complejidad a la hora de caracterizarlos, esto debido a la gran heterogeneidad de sus propiedades tanto estáticas como dinámicas. Además, una problemática sin atención hasta hace unos años era el poco interés que prestaban los profesionales de la industria para identificar, comprender y estudiar los sistemas de fracturas naturales. Sin embargo esto ha ido cambiando, ya que la necesidad de recuperación de petróleo de forma óptima y rentable va en aumento frente a este tipo de yacimientos.

Es importante considerar que más del 80% de la producción de hidrocarburos en México viene de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. Los yacimientos de este tipo se caracterizan por ser sistemas que presentan una amplia y diversa conformación estructural, cambios importantes en la porosidad y que tienen sistemas complejos de fracturas que afectan considerablemente la capacidad y eficiencias de flujo en el medio poroso. Una problemática del estudio de este tipo de yacimientos es el sobre-estimar los pronósticos de producción, lo cual sucede debido a que los ingenieros de yacimientos generalmente hacen dos grandes suposiciones:

1. Que las fracturas tienen una capacidad de almacenamiento despreciable y que solo proporcionan canales de alta permeabilidad.
2. Que la matriz es la única que contiene una capacidad de almacenamiento importante en el sistema rocoso.

El considerar poco importante y peor aún el despreciar el efecto de las fracturas en nuestro sistema, ha llevado a estimar de forma errónea la vida productiva de los yacimientos naturalmente fracturados pues la historia ha demostrado que muchos yacimientos que

comenzaron a producir con altos gastos se depresionaron drásticamente. Es importante visualizar que la capacidad de almacenamiento de los yacimientos naturalmente fracturados varía ampliamente, y depende del grado de fracturamiento en la formación y el valor de la porosidad primaria. Los YNF's se pueden clasificar dependiendo de las capacidades de almacenamiento y la permeabilidad tanto de la matriz como de las fracturas.

Aguilera (1995) definió un Yacimiento Naturalmente Fracturado como aquel conformado por fracturas de origen natural y que pueden perjudicar o beneficiar el comportamiento de los fluidos a través del medio poroso. De forma general se puede decir que todos los yacimientos petroleros tienen cierta cantidad de fracturas. La clasificación que propuso se muestra a continuación (ver Fig. 1):

**Tipo A:** Alta capacidad de almacenamiento en la matriz, pero baja en las fracturas. La permeabilidad en la matriz es baja y en las fracturas es mucho mayor.

**Tipo B:** Aproximadamente la porosidad es igual tanto en la matriz como en las fracturas.

**Tipo C:** La capacidad de almacenamiento es debido solo a las fracturas.

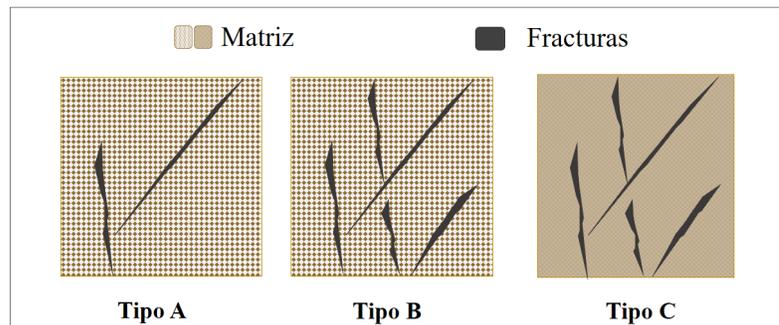


Figura 1: Clasificación de YNF's según Aguilera (1995).

Por otro lado Nelson (2001) propuso una clasificación de YNF's en función de los efectos que tiene el sistema de fracturas en el yacimiento (ver figura 2).

**Tipo I:** Son las fracturas las que proveen esencialmente la porosidad y permeabilidad.

**Tipo II:** Las fracturas son las que proveen principalmente la permeabilidad del yacimiento.

**Tipo III:** El yacimiento puede producir sin necesidad de fracturas, por lo que las fracturas proporcionan una permeabilidad adicional.

**Tipo IV:** Las fracturas no proporcionan porosidad o permeabilidad adicional, pero influyen significativamente en la anisotropía del yacimiento.

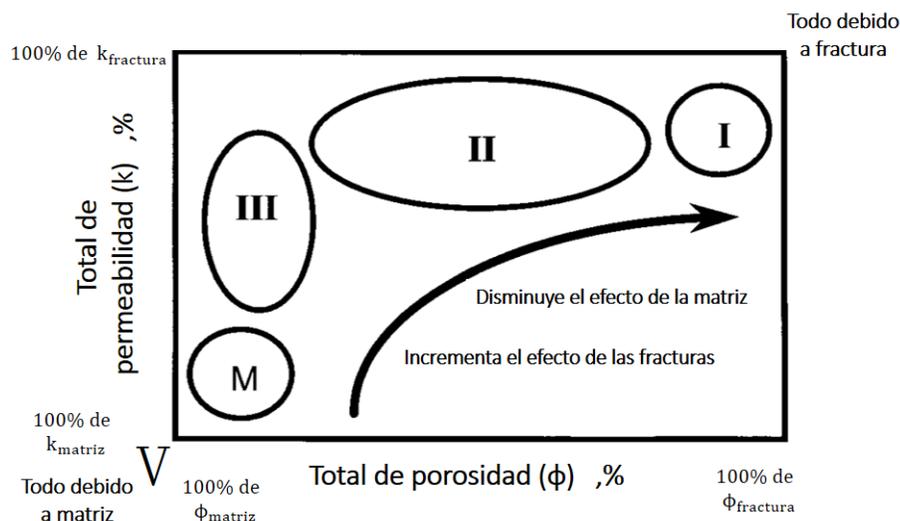


Figura 2: Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados (Nelson, 2001).

En el trabajo presentado por Cinco-Ley et al. (1996) se propone una clasificación de los YNF's considerando el comportamiento dinámico de sus propiedades, para esto se utilizan pruebas de presión y análisis de núcleos con las cuales es posible identificar la presencia de fracturas. Inicialmente las pruebas de presión fueron desarrolladas para yacimientos con un comportamiento homogéneo. Se ha demostrado que el comportamiento de la presión es afectado por la capacidad de flujo ( $kh$ ), la porosidad ( $\phi$ ), la viscosidad del fluido ( $\mu$ ) y la compresibilidad total de la formación ( $C_t$ ). El objetivo principal de estas pruebas es identificar el régimen de flujo mediante el uso de gráficas log-log. A continuación se muestran los posibles comportamientos que pueden presentar los Yacimientos Naturalmente Fracturados bajo este enfoque:

- a) **Yacimiento Homogéneo.** Este tipo de modelo considera que las propiedades físicas no varían a lo largo del yacimiento y que el sistema matriz- fracturas es un medio simple. La producción de hidrocarburos se da por la expansión simultánea de estos dos sistemas y por la transferencia (sin mayor resistencia) de los fluidos alojados en la matriz a las fracturas. Los yacimientos de tipo homogéneo son aquellos donde la matriz se divide por pequeños bloques debido a un intenso sistema de fracturas (figura 8a) o en donde los fluidos se encuentran principalmente almacenados en el sistema de fracturas (figura 8b). Las pruebas de decremento o incremento junto con las pruebas de interferencia nos permiten estimar el factor de almacenamiento de la formación ( $\phi C_t h$ ) y que por lo general en un YNF tiene un valor alto debido al almacenamiento tanto en la matriz como en las fracturas.

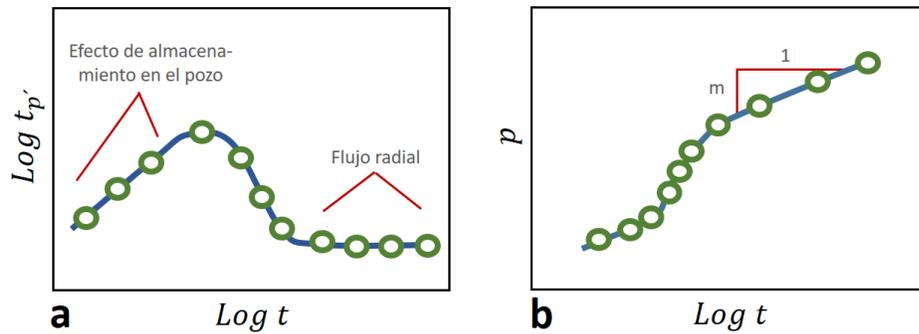


Figura 3: Gráfica  $\text{Log } t_p'$  vs  $\text{Log } t$ , y  $p$  vs  $\text{Log } t$  para comportamiento de yacimientos homogéneos (Cinco-Ley et al., 1996).

En el gráfico de la primera derivada de la presión (ver Fig. 3 a) es posible observar una línea recta con pendiente unitaria que nos indica la presencia del efecto de almacenamiento del pozo, después viene una zona de transición que termina con una línea que tiende a ser horizontal, lo cual nos indica la existencia de un periodo de flujo radial. Por otro lado y en la gráfica semilogarítmica (ver Fig. 3 b) es posible determinar la capacidad de flujo del yacimiento y el factor de daño “S” (ver Capítulo 3).

- b) **Comportamiento mixto o compuesto.** Algunos yacimientos pueden estar fracturados localmente (figura 8c), por lo que es necesario considerar la presencia de dos medios, uno fracturado (región de altas transmiscibilidades) y otro que no lo está (bajas transmiscibilidades). Por lo anterior es evidente que los pozos ubicados en la región de fracturas exhibirán una mayor productividad que aquellos que se encuentren en zonas de menores transmiscibilidades. La capacidad de flujo en este tipo de yacimientos estará dominada por las dos regiones ( $kh_1$  y  $kh_2$ ). En una prueba de presión llevada a cabo en una región fracturada se verá primero la influencia las fracturas, después los cambios en las presiones serán gobernados por la región no fracturada.

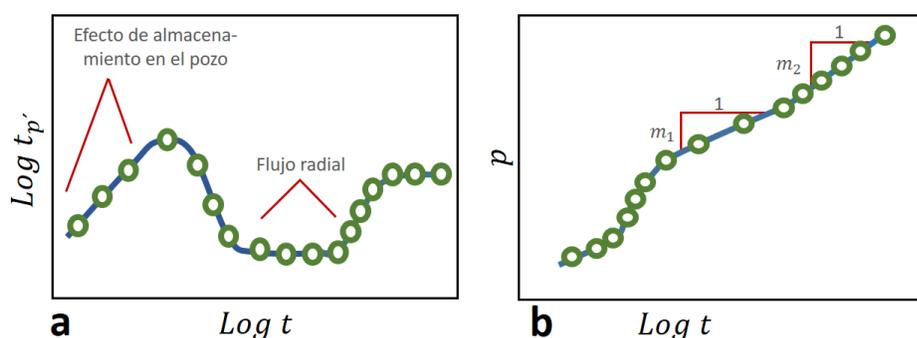


Figura 4: Gráfica  $\text{Log } t_p$  vs  $\text{Log } t$ , y  $p$  vs  $\text{Log } t$  para comportamiento de yacimientos compuestos (Cinco-Ley et al., 1996).

En la figura 4a es posible distinguir los efectos de almacenamiento del pozo en tiempos tempranos. Posteriormente se observa una línea horizontal que nos indica un periodo de flujo radial que ocurre en la región fracturada. Luego, podemos observar un periodo de transición que termina con otra línea horizontal por encima de la primera ya mencionada. Si esta línea que asociamos a un periodo de transición tiene una pendiente aproximada a la unidad, podemos pensar que el contraste entre las propiedades de las dos regiones de nuestro yacimiento (fracturada y no-fracturada) es muy alto, por lo que se genera un periodo de flujo pseudo-estacionario (la presión varía linealmente respecto al tiempo). Por otro lado, en la gráfica semilogarítmica (Fig. 4 b) se observan dos líneas rectas que corresponden a los tiempos en los que los datos de presión generan líneas horizontales en la Fig. 4a. Cada una de estas líneas rectas está asociada a la capacidad de flujo tanto de la zona fracturada como de la no fracturada respectivamente. Adicionalmente, con los datos asociados al periodo de flujo pseudo-estacionario es posible calcular el volumen poroso de la región fracturada.

- c) **Medio anisotrópico.** Cuando se tengan planos paralelos de fracturas en el yacimiento (figura 8d) tendremos un comportamiento anisotrópico, que en otras palabras indica que la permeabilidad es mucho más alta en dirección a las fracturas que en una perpendicular a ellas. En estos yacimientos es necesario determinar una permeabilidad máxima ( $k_{max}$ ) y otra mínima ( $k_{min}$ ). Para evaluar la anisotropía de los parámetros de este tipo de yacimientos es conveniente utilizar pruebas de interferencia con un mínimo de tres pozos de observación (los cuales preferentemente no deberán estar alineados en la dirección de los esfuerzos). En una gráfica log-log de la presión en los pozos de observación se obtendrá una respuesta muy similar entre ellos pero con un desplazamiento en el tiempo.

Para interpretar las curvas en este tipo de yacimientos es necesario utilizar curvas tipo para flujo radial con la solución Línea Fuente (figura 5).

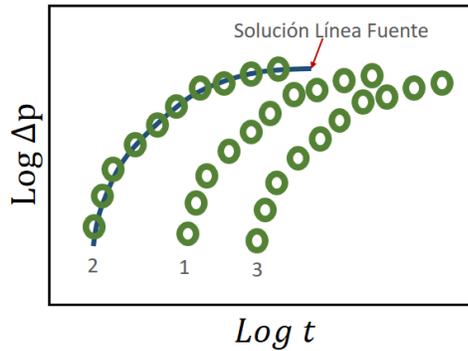


Figura 5: Gráfica  $\text{Log } \Delta p$  para comportamiento anisotrópico en yacimientos (Cinco-Ley et al., 1996).

- d) **Modelo de fractura simple.** En este subtipo de YNF se considera que el pozo está cerca de una falla que funciona como un gran canal permeable que permite el drenaje de zonas alejadas al pozo (figura 8e). Por las dimensiones de los canales de flujo es muy común que los pozos alojados cerca de estas discontinuidades comiencen a producir agua. El flujo de este sistema está altamente influenciado por el largo de la fractura ( $x_f$ ), su conductividad ( $k_h b_f$ ) y la distancia que ésta guarda con respecto al pozo productor ( $d_f$ ), además de la capacidad de flujo de la formación. En una prueba de decremento o incremento, en la gráfica de la primera derivada de la presión (Fig. 6 a) se observará que inicialmente el yacimiento es afectado por el efecto del almacenamiento de pozo. Si el pozo no está siendo intersecado por la fractura y además, ésta última no se encuentra rellena con algún mineral y/o no presenta alteraciones, habrá un periodo de flujo radial seguido de un periodo de transición donde el pozo tendrá un comportamiento a presión constante (línea con pendiente  $-1$  en Fig. 6 c). Después, puede alcanzar un periodo de flujo bilineal representado por una línea recta de pendiente  $\frac{1}{4}$  (Fig. 6 d). Dicho de otra forma, para casos donde las fallas tienen grandes conductividades, el plano de discontinuidad se comportará como una frontera de presión constante (línea de pendiente negativa). Después, a medida que el tiempo transcurre la presión decae y los fluidos entran a la falla desde la formación y hacia el pozo (línea de un cuarto de pendiente). Se concluye entonces, que las fallas con altas conductividades al permitir la transferencia de fluidos a lo largo de ellas, juegan un papel muy importante en el soporte de la presión (Maghsood et al., 1995).

En la gráfica semilogarítmica (figura 6 b) es posible estimar la capacidad de flujo de la formación ( $kh$ ) y el factor de daño ( $S$ ). Por otro lado, en la gráfica  $p$  vs  $\frac{1}{t}$  se puede calcular la distancia entre el pozo y la fractura ( $d_f$ ), pues es en esta región donde se evidencia el transporte de fluidos a lo largo de la falla (zona de presión constante) antes de transmitirlos hacia el pozo. La distancia entre el pozo y la falla está en función de la pendiente negativa (Fig. 6 c), el daño, y la permeabilidad de la formación. Para calcular la conductividad de las fracturas ( $k_f b_f$ ) se utiliza la pendiente de la línea recta en la región de flujo bilineal (gráfica  $p$  vs  $t^{\frac{1}{4}}$ ).

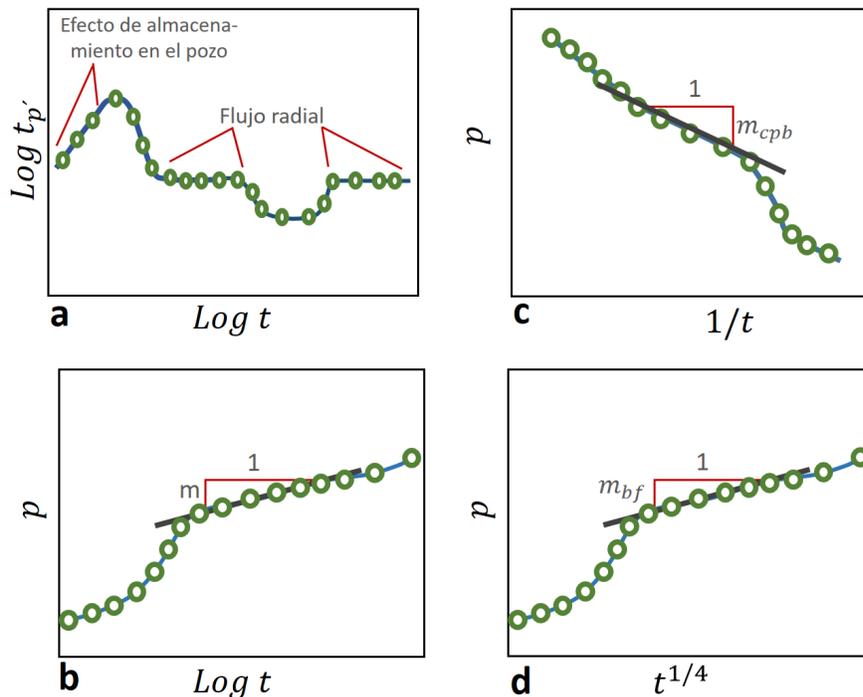


Figura 6: Gráficas del modelo de fractura simple (Cinco-Ley et al., 1996).

- e) **Sistema de doble porosidad.** El modelo de doble porosidad ha sido utilizado durante años para la caracterización de YNF's. Este enfoque considera que un yacimiento está conformado por dos medios: un sistema de fracturas y la matriz de la roca; dónde los canales de flujo son proporcionados por las fracturas y los hidrocarburos se encuentran almacenados tanto en las fracturas como en la matriz. El modelado de un yacimiento con doble porosidad es representado con una red de cubos u otras figuras definidas que representan la matriz con distribuciones regulares, donde se asume que el flujo de fluidos se da entre la matriz y las fracturas bajo condiciones de flujo transitorio o pseudo-estacionarias.

Un parámetro importante de este modelo es la capacidad de almacenamiento de las fracturas ( $\omega$ ) y que está en función de la expansión de las mismas:

$$\omega = \frac{(\phi C_t)_f}{(\phi C_t)_{ma} + (\phi C_t)_f} \quad (1)$$

Otro parámetro importante en sistemas de doble porosidad es el coeficiente adimensional de difusividad de la matriz ( $\eta_{maD}$ ), el cual busca cuantificar la interacción entre la matriz y el sistema de fracturas:

$$\eta_{maD} = \frac{\eta_{ma} r_w^2}{\eta_f h_{ma}^2} \quad (2)$$

Los sistemas de doble porosidad pueden ser descritos de forma general con dos parámetros: la capacidad de almacenamiento ( $\omega$ ) y el parámetro  $\lambda$ . El parámetro  $\lambda$  involucra el área de interacción matriz-fractura ( $A_{fD}$ ), el coeficiente de difusividad de la matriz ( $\eta_{maD}$ ) y el factor de daño de las fracturas ( $S_{maD}$ ), además, busca representar que tan rápido ocurre la interacción entre matriz-fracturas. El factor de daño en las fracturas está asociado a la condición en que éstas se encuentran (si están o no rellenas), por lo que un alto valor de  $S_{maD}$  nos indica una interacción limitada entre el sistema matriz-fracturas debido a la pobre condición en que se encuentran las fracturas.

$$\lambda = \frac{A_{fD} \eta_{maD}}{S_{maD}} \quad (3)$$

Bajos valores de  $\lambda$  reflejan una lenta interacción entre los sistemas debido a fracturas rellenas (valores de  $S_{maD}$  altos), por otro lado, cuando las fracturas no presentan daño ( $S_{maD}$  tiende a cero), la interacción entre fracturas y matriz se llevará a cabo sin mayor restricción.

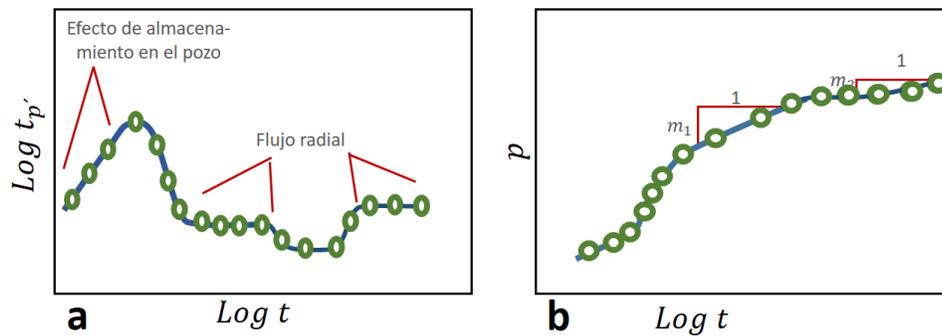


Figura 7: Gráficas del modelo de doble porosidad (Cinco-Ley et al., 1996).

En la gráfica logarítmica de la derivada de la presión (ver Fig. 7 a) es posible identificar los efectos del almacenamiento del pozo a un tiempo temprano, después existe un periodo de transición que llega a un periodo de flujo radial dominado por la expansión de las fracturas. Posteriormente la matriz interactúa con las fracturas (curva en forma de “U”) para después alcanzar condiciones de flujo pseudo-estacionarias cuando se da la transferencia matriz-fractura (segunda línea horizontal). Por otro lado, en la gráfica semilogarítmica (ver Fig. 7 b) se observan dos líneas paralelas, donde la primera línea representa un periodo de flujo dominado por las fracturas y la segunda un periodo de flujo dominado por el sistema fractura-matriz. Con la pendiente de estas líneas se puede estimar la capacidad de flujo de todo el sistema y el factor de daño. La transición entre las dos líneas paralelas en la gráfica semilogarítmica está en función de la interacción entre la matriz y las fracturas. El área de la roca fracturada por unidad de volumen puede ser estimada con la intersección de la línea de transición y la última línea recta (asociada a condiciones de flujo en el sistema fracturas-matriz).

Como se verá en capítulos posteriores, muchos de los modelos empleados para clasificar a los YNF's consideran solo dos sistemas: matriz y fracturas. Sin embargo, es importante mencionar que en la realidad es muy común que este tipo de yacimientos contenga porosidad secundaria, más en específico, *porosidad vugular*, por lo que un tercer sistema debe ser considerado (ver Fig. 8 f).

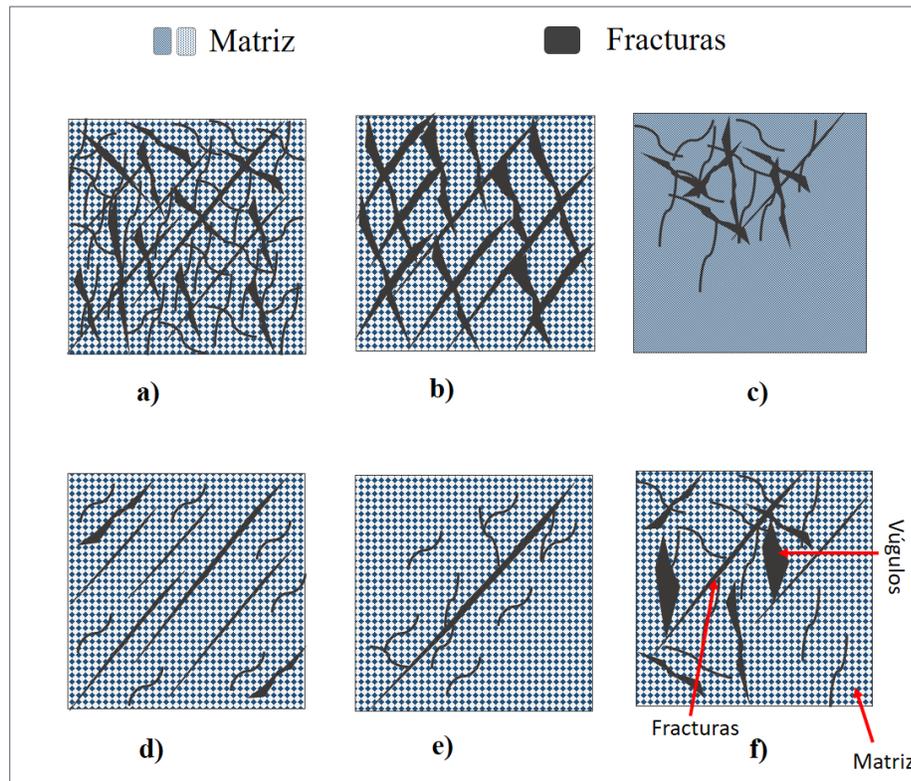


Figura 8: Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados: a), b) Yacimiento Homogéneo, c) Comportamiento mixto, d) Medio anisotrópico, e) Modelo de fractura simple f) Principales elementos de un YNF (modelo de triple porosidad). Editado de Cinco-Ley et al. (1996).

Lo primero que un Ingeniero de Yacimientos debe cuestionarse es sobre si se está enfrentando a un YNF. Además, debe estar consciente que este tipo de yacimientos son altamente influenciados por los sistemas de fracturas y que no hay un patrón establecido sobre el comportamiento de los mismos ni de como estudiarlos. Narr et al. (2006) proponen los siguientes criterios para la identificación de un yacimiento de este tipo:

<b>Parámetros para la identificación de un YNF (Narr et al., 2006)</b>		
<b><u>Observación</u></b>	<b><u>Posible interpretación</u></b>	<b><u>Nivel</u></b>
<b>Durante la producción del yacimiento</b>		
Intervalos aislados de alta producción (observados en pruebas de presión) que no corresponden con la calidad de la roca almacén.	Las fracturas son las que están mejorando la permeabilidad.	Pozo
El índice de Productividad del pozo excede las expectativas.	Las fracturas son las que están mejorando la permeabilidad.	Yacimiento
Presencia inesperada de gas o golpe de presión (especialmente en una roca de baja permeabilidad).	Presencia de hidrocarburos ligeros en fracturas	Pozo
Identificación de un comportamiento de doble porosidad en pruebas de pozo.	La producción principal viene desde las fracturas, seguido de la matriz; La ausencia de este efecto no indica que no existan fracturas.	Yacimiento
Pozos altamente productivos muestran una declinación muy rápida en su producción.	Las fracturas que intersectan aun pozo son de extensión limitada y se drenan rápidamente, por lo que la producción se reduce cuando el aporte comienza a venir desde la matriz.	Yacimiento
Incremento rápido de la relación GOR/WOR seguido de una estabilización a un nivel mayor al GOR original.	En un comportamiento de un sistema de doble porosidad el primer aporte es por fracturas: entra gas y agua seguido de un aporte desde la matriz que rellena nuevamente las fracturas para alcanzar un nuevo punto de equilibrio.	Yacimiento
Conificación de agua o gas.	Una alta conductividad vertical en las fracturas permite a los fluidos viajar a través del sistema rocoso hacia áreas de baja presión (áreas cercanas al pozo).	Yacimiento
Alta variación en la productividad de un pozo a otro pozo (en un mismo yacimiento).	La intersección de fracturas con los pozos pueden generar grandes variaciones en el desempeño de los mismos.	Yacimiento
Comunicación hidráulica de pozo a pozo.	Las fracturas pueden comunicar el flujo de fluidos de un pozo a otro pozo.	Yacimiento
Alta conectividad vertical.	Las fracturas pueden cortar transversalmente capas de baja permeabilidad.	Yacimiento
Anisotropías muy fuertes en pruebas de presión.	Una rápida conductividad hidráulica está orientada a lo largo de un sistema de fracturas.	Yacimiento

Tabla 1: Parámetros para la identificación de YNF's (Narr et al., 2006).

<b>Parámetros para la identificación de un YNF (continuación) (Narr et al., 2006)</b>		
<b>Observación</b>	<b>Posible interpretación</b>	<b>Nivel</b>
<b>Durante la perforación</b>		
Incremento en la tasa de perforación.	A lo largo de las fracturas, la perforación presentará un rápido avance.	Pozo
<i>Bit drop.</i>	Las fracturas se van ampliando por disolución hasta generar grandes cavernas, esto provoca cierta inestabilidad en la barrena durante la perforación.	Pozo
<i>Bit chatter.</i>	Movimientos anómalos en la barrena debido a la interacción de la barrena con las fracturas.	Pozo
Bajos valores de porosidad y resistividades.	Aún con poca porosidad, las conductividades en la formación serán buenas debido a que las fracturas se encuentran rellenas por fluidos de perforación.	Pozo
Pérdida excesiva de fluido de circulación.	El lodo escapa por las fracturas; estas pérdidas pueden dañar el yacimiento.	Pozo
<b>Evidencias geológicas</b>		
Se observan fracturas abiertas en núcleos y registros de imagen.	Las fracturas en el yacimiento pueden estar abiertas.	Pozo
Picos en las ondas de Stoneley.	Las fracturas en el yacimiento pueden estar abiertas.	Pozo
Presencia de capas de roca aparentemente resistentes.	Una roca frágil tiende a generar una respuesta frente los esfuerzos que generaron las fracturas.	Yacimiento
Existen tasas similares de producción en un mismo yacimiento sobre zonas fracturadas ubicadas en otros lugares.	Las fracturas pueden ser una característica de toda esa formación.	Yacimiento
<b>Evidencia en indicadores geofísicos</b>		
Polarización de las ondas en el perfil sísmico vertical (VSP).	Se genera birrefringencia debido a las fracturas, aunque este efecto también puede ser causado por los esfuerzos existentes (sin existir fracturas).	En una parte del yacimiento
Anisotropía en la velocidad de corte de las ondas P en el VSP.	La velocidad de las ondas varía en función de la orientación del rayo sísmico respecto al arreglo de fracturas.	En una parte del yacimiento
Atenuación en la anisotropía sísmica.	La anisotropía está en función de la orientación respecto al arreglo de fracturas.	En una porción del yacimiento

Tabla 2: Parámetros para la identificación...(cont.) (Narr et al., 2006).

En el siguiente mapa se puede observar la distribución de los YNF's más importante en el mundo.

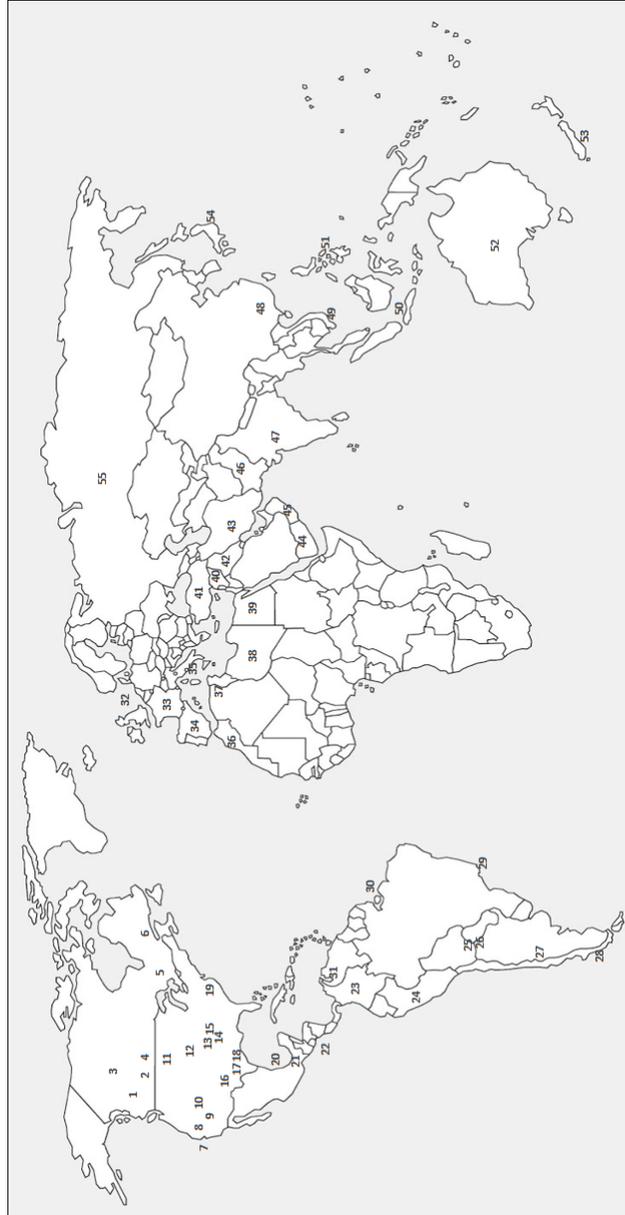


Figura 9: Localización de los principales YNF's productores de aceite y gas en el mundo. Estos yacimientos se encuentran en muchas partes del mundo, en diferentes tipos de litología y en depósitos que van desde el Precámbrico hasta el Mioceno. Tomado de Aguilera (1995).

**Nomenclatura de Figura 9:**

1. Yacimientos carbonatados de aceite y gas, área de Monkman, campos Sukunka y Bullmoose, British Columbia, Canadá (Cenozoico).
2. Yacimientos de *shale-Oil*, Alberta, Canadá (Cretácico).
3. Yacimientos carbonatados de aceite, Norman Wells, Canadá (Devónico).
4. Yacimientos carbonatados de aceite, Unidad Weyburn y campos Midale, Saskatchewan, Canadá (Misisípico).
5. Yacimientos carbonatados de aceite, Trenton, Ontario, Canadá (Ordovícico).
6. Yacimientos carbonatados de gas, campo St. Flavien, Québec, Canadá (Ordovícico).
7. Yacimientos de *shale-Oil* costa afuera, Monterey, California (Mioceno).
8. Yacimientos de *shale-Oil*, Monterey, California.
9. Yacimientos Carbonatados de Aceite, campos Great Canyon y Bacon Flat (Devónico).
10. Yacimientos de aceite en areniscas, campos Altamont y Blue Bell (Devónico).
11. Yacimientos de *shale-Oil*, Montana, Norte de Dakota (Misisípico) / Yacimientos carbonatados de aceite, campos Cabin Creek y Pennel en Montana (Ordovícico, Silúrico), campo Killdeer en el Norte de Dakota (Ordovícico), campo Little Knife al Norte de Dakota (Misisípico), Campo Sarnish al Norte de Dakota (Devónico).
12. Yacimientos de *shale-Oil*, Mancos, Colorado.
13. Yacimientos de aceite, campo Orth, Kansas (Precámbrico).
14. Yacimientos carbonatados de aceite, Campos Oklahoma y Cottonwood Creek, Oklahoma (Ordovícico).
15. Yacimientos no convencionales de Aceite, campo Silo, Niobrara, Oklahoma.
16. Yacimientos de gas metano, Cuenca San Juan, Nuevo Mexico.
17. Yacimientos de Aceite, Austin, Texas (Cretácico Superior).
18. Yacimientos no convencionales de gas, Cuenca Cotton Valley, Texas.
19. Yacimientos de *shale-gas*, Cuenca Appalachian (Devónico).
20. Yacimientos Carbonatados de aceite , campo Bagre, México.
21. Yacimientos Carbonatados de aceite , área de Reforma, campos Sitio Grande y Cactus, México (Cretácico).
22. Yacimientos Carbonatados de aceite , campos Rubelsanto y Chinaja, Guatemala (Triásico).

23. Yacimiento de gas y condensado en areniscas , Andes Foothills, Colombia (Cenozoico).
24. Yacimientos de aceite en areniscas , en tierra y costa fuera , Perú (Cretácico).
25. Yacimientos de gas y condensado en areniscas, Bolivia (Devónico).
26. Yacimientos de gas y condensado en areniscas, Argentina (Devónico).
27. Yacimientos carbonatados de aceite en Puesto rojas, Lindero Atravesado (Cretácico), Pampa Paluaco, Argentina.
28. Yacimientos de aceite en areniscas, Chile (Cretácico).
29. Yacimientos de aceite en areniscas, costa fuera, Brasil (Cretácico).
30. Yacimientos de aceite calcareníticos, costa fuera, Brasil (Cretácico).
31. Yacimientos carbonatados de aceite, campos La Paz Y Mara, Venezuela (Cretácico).
32. Yacimientos carbonatados de aceite, Mar del Norte, campo Ekofisk (Cretácico, Paleozoico).
33. Yacimientos carbonatados de Aceite en el campo Lacq (Cretácico Superior), de gas (Cretácico) y en el campo Meillon (Jurásico) en Francia.
34. Yacimientos carbonatados de aceite, campo Casablanca, costa fuera, España (Jurásico).
35. Yacimientos carbonatados de aceite, campo Cavone, Italia (Mesozoico).
36. Yacimientos de aceite, campos Sidi Fili y Baton, Marruecos.
37. Yacimientos carbonatados de aceite , costa fuera, Túnez.
38. Yacimientos de aceite, campo Amal, Libia (Cámbrico).
39. Yacimientos carbonatados de aceite, campo Alamein, Egipto (Cretácico).
40. Yacimientos carbonatados de aceite, Siria.
41. Yacimientos carbonatados de aceite, campo Raman, Turquía.
42. Yacimientos carbonatados de aceite en campo Ain Zalah (Cretácico), Kirkuk (Eoceno, Oligoceno) en Irak.
43. Yacimientos carbonatados de aceite, Irán (Oligoceno, Mioceno).
44. Yacimientos de aceite, Yemen.
45. Yacimientos carbonatados de aceite, campo Dukhan, Omán (Jurásico).
46. Yacimientos carbonatados de aceite, campos Dhurnal y Meyal, Pakistán (Mesozoico).
47. Yacimientos carbonatados de aceite, costa fuera, India.
48. Yacimientos carbonatados de gas, campo Dachigangjing, China (Carbonífero).
49. Yacimientos de aceite , costa fuera, Vietnam.

- 50. Yacimientos carbonatados de gas, Indonesia (Eoceno).
- 51. Yacimientos carbonatados de aceite, campos Nido A y B, Filipinas.
- 52. Yacimientos de gas en areniscas, campo Palm Valley, Australia (Ordovícico).
- 53. Yacimientos carbonatados de aceite, campo Waihapa, Nueva Zelanda (Oligoceno).
- 54. Yacimientos de gas y aceite, campo Ayukawa, Japón (Mioceno).
- 55. Región Kouybychev, Karabulak, Achaluki y Zamanjul en Rusia.

## Introducción a la Caracterización Estática y Dinámica

La caracterización de yacimientos implica describir la naturaleza estática (geológica) y dinámica (flujo de fluidos) de nuestro sistema y surge de la necesidad de realizar una explotación óptima de los yacimientos. Estos modelos deben de incorporar todos los parámetros del yacimiento inherentes a la capacidad que posee para almacenar y dejar fluir los fluidos a través de él y son utilizados para simular el comportamiento que pueden tener los hidrocarburos bajo ciertas condiciones y técnicas de explotación. Los autores S. Daiyan Ahmed y Islam (2015) mencionan que uno de los principales objetivos de la *Caracterización de Yacimientos* es “engañar” a la naturaleza para conseguir altas producciones con la menor cantidad de pozos y al menor costo posible.

### Caracterización de Yacimientos Petroleros

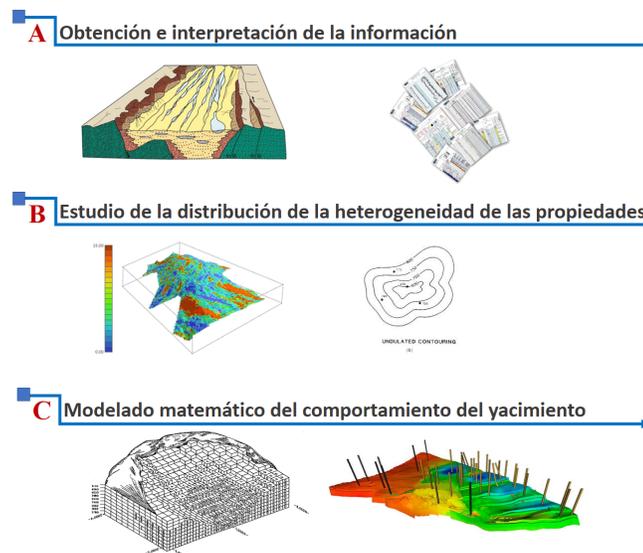
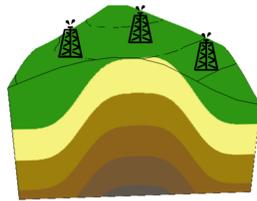


Figura 10: Proceso general de una Caracterización de Yacimientos y que consiste en (A) la obtención e interpretación de información geológica para después (B) estimar la distribución de los parámetros tanto estáticos como dinámicos y así poder realizar (C) un modelo matemático del comportamiento del yacimiento bajo ciertas técnicas y condiciones de explotación.

A grandes rasgos podemos decir que la caracterización de yacimientos es la obtención, generación y utilización de la información geológica disponible, sísmica, de producción, de registros geofísicos y de otros tipos de fuentes que ayuden a definir las propiedades de nuestros yacimientos para poder plantear modelos que definan su comportamiento en el tiempo (ver Fig. 10).

Parte fundamental de la caracterización de yacimientos es realizar un trabajo integro entre las disciplinas que intervienen. Durante años se entendía que la explotación de un yacimiento era una actividad donde intervenía únicamente el ingeniero petrolero, sin embargo la historia nos ha mostrado que es necesario el trabajo multidisciplinario de muchas otras ciencias como la geología, la geofísica, la petrofísica, la estratigrafía, etc. y cuyo objetivo es elaborar modelos que integren la caracterización estática con la dinámica; existe una leyenda popular que menciona que a dos trabajadores de una construcción se les preguntó qué era lo que estaban haciendo. Uno respondió: “estoy cortando esta tabla en bloques más pequeños”. El segundo dijo: “Estoy trabajando en un equipo que construye un rascacielos”. La idea a rescatar de lo anterior y ya aplicado a la Caracterización de Yacimientos es que las diferentes áreas en el proyecto no deben de ver su rol como algo independiente y cuyo trabajo acabará una vez que sus entregables pasen a otros especialistas. Todos los equipos de proyecto deben estar en completa comunicación, ya que parte del éxito de un programa de caracterización es el estar obteniendo, integrando y actualizando el modelo del yacimiento con los datos que las diferentes áreas vayan obteniendo.

## Caracterización Estática

Un objetivo importante de caracterizar los yacimientos es entender y modelar el comportamiento de los fluidos a través del medio poroso, lo cual se realiza con el modelo dinámico; sin embargo para llegar a este modelo es necesario comenzar el estudio del yacimiento desde un punto en el tiempo, además de definir e interpretar adecuadamente la geología del mismo. Entre las propiedades de nuestro yacimiento que debemos conocer se encuentra el espesor, la porosidad, la permeabilidad, la distribución de las fracturas y la saturación de los fluidos (solo por mencionar algunas) y para lo cual requerimos de la *Caracterización Estática* que se auxilia de la Geología, la Geofísica y la Petrofísica (principalmente). Mediante la integración de estas áreas es posible realizar un estudio tri-dimensional del área de interés. Este estudio permitirá a su vez definir un modelo de facies que finalmente nos ayudará a establecer un modelo de cuenca apropiado. La importancia de este tipo de modelos es que nos permiten inferir la distribución de las propiedades en los cuerpos rocosos que no podemos estudiar directamente.

La Geología es una ciencia que se aplica en una gran cantidad de disciplinas que buscan comprender o interpretar procesos geológicos con la finalidad de conseguir una óptima explotación de recursos naturales (por mencionar tan sólo una de sus aplicaciones); para esto es necesario contar con un estricto sentido del análisis para realizar una correcta interpretación. La geología no suele arrojar resultados absolutos y a pesar de que utiliza de las matemáticas, física y muchas otras ciencias exactas, los especialistas en esta área deberán tener la capacidad de contemplar e interpretar una gran cantidad de escenarios posibles, además de saber discretizar el más apropiado para el estudio en cuestión.

Para comenzar la exploración de yacimientos petroleros (y si las condiciones lo permiten) se realizan estudios de geología superficial, los cuales buscan identificar patrones o características que indiquen la ocurrencia de hidrocarburos mediante el uso de la geofísica, geoquímica y/o imágenes de alta resolución. En el mundo han sido documentadas diversas manifestaciones de hidrocarburos en la superficie, las cuales se originan por filtraciones o migración de hidrocarburos mediante fallas o fracturas que comunican el yacimiento con la superficie. El objetivo del ingeniero de exploración será identificar y mapear todas las características geológicas visibles, así como examinar las rocas y determinar su potencial para la generación o almacenamiento de hidrocarburos.

Los mapas geológicos son una representación de la distribución de las rocas y algunos otros aspectos geológicos de importancia como lo es el arreglo estructural, la disposición estratigráfica y/o las edades de los cuerpos rocosos (entre otros). Para realizarlos, el ingeniero geólogo describe las secciones geológicas levantadas en campo y realiza una representación en un mapa donde muestre la distribución espacial de los elementos importantes. Lo anterior no siempre es posible debido a que las rocas del sistema no siempre se encuentran aflorando e incluso pueden estar mar adentro, donde la mayoría de las técnicas superficiales no son útiles. En estas situaciones el estudio deberá realizarse subsuperficialmente donde los parámetros estudiados son los mismos que en la exploración con la geología superficial. La principal diferencia radica en que al realizar estudios subsuperficiales los parámetros no tienen la misma continuidad por lo que la densidad y calidad de datos obtenidos son la clave para un buen estudio subsuperficial. Para la caracterización del subsuelo es necesario apoyarse en métodos tanto directos como indirectos, tal es el caso de la utilización de pozos para recuperar núcleos o realizar registros geofísicos. Para realizar una caracterización estática se necesita de una amplia gama de mediciones y técnicas analíticas, por lo cual es necesario definir los límites del yacimiento, capacidad de almacenamiento, contenido de hidrocarburos, capacidad de producción y rentabilidad económica. Primero se debe identificar un yacimiento potencial para comenzar la evaluación. Entre los principales estudios que se realizan en la etapa de exploración se encuentran los estudios de sísmica, registros geofísicos, de gravimetría y magnetometría.

### **Sísmica**

Los estudios sísmicos son los que proporcionan las imágenes más detalladas de la geología general del yacimiento. Consisten básicamente en crear una perturbación en el suelo para que se generen y propaguen ondas sísmicas que viajan desde la superficie hacia el interior de la Tierra y hasta que se encuentran con discontinuidades que las reflejan a la superficie donde sensores conocidos como geófonos (en tierra) o hidrófonos (en mar) las detectan, las almacenan, las amplifican, las filtran para reducir el ruido y las digitalizan. Las ondas sísmicas viajan a velocidades ya conocidas dependiendo del tipo de litología que atraviesan y la profundidad a la que se encuentran. La velocidad de las ondas está

en función de la densidad del medio que las transmite. Con esto es posible estimar la profundidad de la discontinuidad o discordancia (ver Fig. 11), pero la única forma de determinarla con precisión es ajustando las secciones sísmicas con los registros geofísicos.

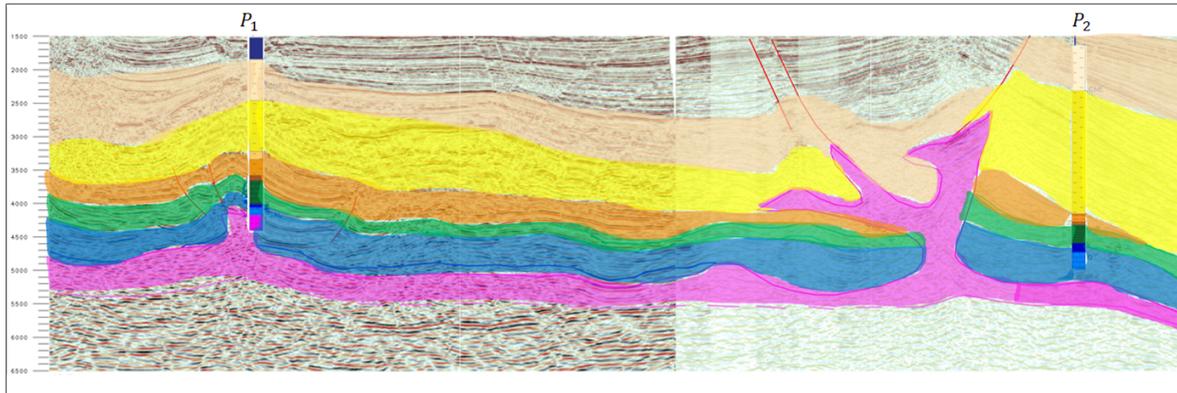


Figura 11: Ejemplo de la interpretación de un perfil sísmico donde las amplitudes entre las trazas sísmicas permiten identificar patrones estratificados y estructuras como pliegues, fallas (en rojo) y cuerpos diapíricos (en morado). Para estimar las profundidades y poder hacer una correlación estratigráfica es necesario calibrar el perfil sísmico con el informe litológico que se construye con los núcleos recuperados de los pozos perforados ( $P_1$  y  $P_2$ ).

### Magnetometría

Los estudios magnetométricos son por lo general los métodos más rápidos y poco costosos. Se utilizan dispositivos llamados magnetómetros que miden a un nivel local las variaciones en la fuerza del campo magnético terrestre (ver Fig. 12). Las rocas ígneas y metamórficas son las que, por lo general, contienen cierta cantidad de minerales susceptibles magnéticamente (recordemos que muchas veces son este tipo de rocas las que se encuentran como el basamento en nuestro sistema petrolero o como estructuras que entrapan los hidrocarburos). Con el estudio de esas anomalías o irregularidades detectadas podemos trazar en un mapa los puntos de igual intensidad y que al conectarlos con líneas de contorno, nos dará un modelo equivalente a un mapa topográfico de las rocas pero mostrando la distribución de las anomalías magnetométricas. Esta técnica es útil para localizar estructuras geológicas básicas, sin embargo no podemos tener grandes detalles sobre ellas o la estratigrafía de la zona.

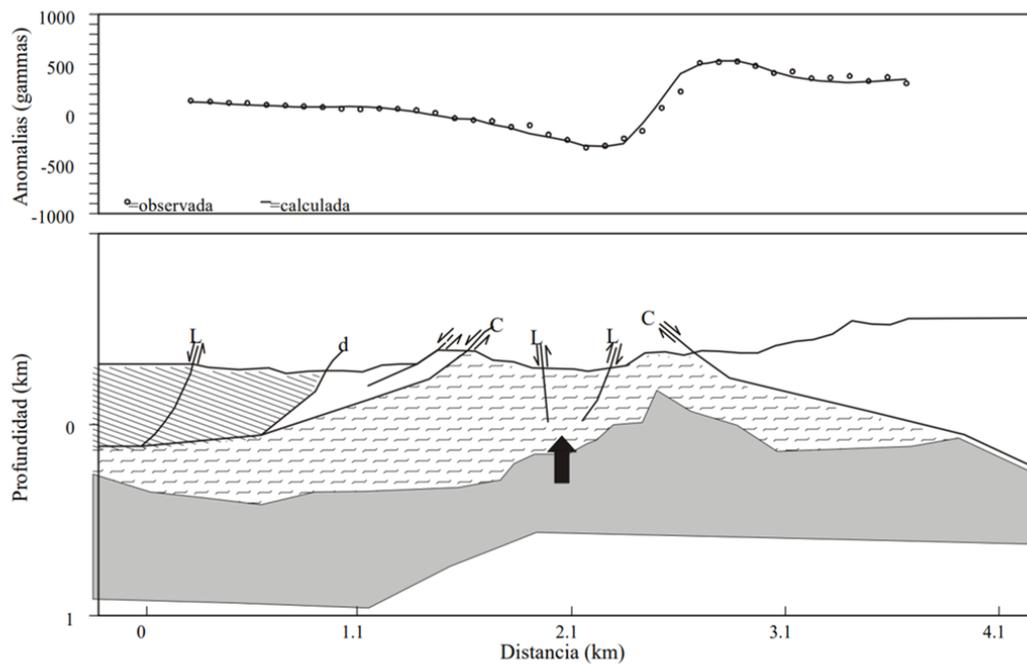


Figura 12: Perfil geológico realizado a partir de un modelo de anomalías magnetométricas donde un cuerpo de rocas ultramáficas (en gris oscuro) presenta una mayor susceptibilidad magnética que permite trazar una geometría y posición aproximada de los cuerpos (Castro-Leyva et al., 2001).

### Gravimetría

Esta técnica utiliza el estudio del campo gravitatorio de la Tierra para identificar las anomalías gravitacionales que generan los cuerpos rocosos. Una roca densa generará anomalías mucho más altas debido a que ejercen una mayor fuerza de atracción (ver Fig. 13); entonces se considera como una anomalía a la desviación del valor de la aceleración gravitatoria teórica medida en un punto. Los datos que se recopilan de este tipo de estudios pueden ser utilizados para elaborar mapas que delimiten estructuras de gran tamaño; sin embargo, igual que sucede con los estudios de magnetometría, la resolución de este método no es suficiente para obtener detalles. Con la gravimetría fue posible identificar domos de sal en el Golfo de México cuando se comenzó a explorar en busca de hidrocarburos.

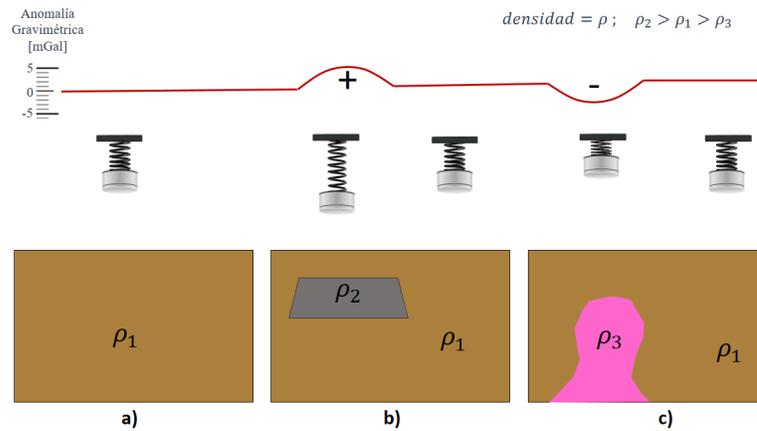


Figura 13: Esquema general de las anomalías gravimétricas en función de la densidad de los cuerpos donde una anomalía positiva (b) indica que en esa zona existe un cuerpo de mayor densidad. Caso contrario con una anomalía negativa (c) que indica la presencia de un cuerpo de densidad baja.

Cuando estamos haciendo un estudio geológico en un yacimiento es de vital importancia tener una completa y adecuada descripción de las rocas que conforman el yacimiento, para esto se tienen que tomar en cuenta 4 aspectos fundamentales a caracterizar en las rocas sedimentarias:

1. Composición química y mineralógica
2. Estructuras
3. Geometría en que se encuentran dispuestos los cuerpos rocosos
4. Textura

Para poder entender la importancia de las 4 características principales de estas rocas es muy importante estudiar y comprender los procesos sedimentarios (ver Fig. 14), ya que es ahí donde se impregnan, definen y modifican las propiedades petrofísicas de nuestro yacimiento. El proceso sedimentario de las rocas clásticas (ver Fig. 14) comienza con la **meteorización**, donde una roca pre-existente (de origen ígneo, metamórfico o sedimentario) sufre cambios físico-químicos por estar expuesta a la intemperie. Posteriormente la superficie de la roca es afectada por agentes tales como la gravedad, acción glaciar, corrientes de agua o de viento creando un desgaste por **erosión**. El material disgregado de la roca fuente es **transportado** y dependiendo del tipo y el medio que lo transporte se le impregnan ciertas características en la textura (como la selección, orientación, tamaño y redondez). El transporte acaba cuando la partícula es **depositada** en una parte de la superficie de la tierra con características físicas, químicas y biológicas particulares, esas variables interactúan entre sí para conformar un **ambiente sedimentario**. A lo largo de

todos estos procesos se comienzan a definir las características de nuestro depósito como el tipo de yacimiento, su tamaño, la porosidad y la permeabilidad que tendrá.



Figura 14: Ciclo Sedimentario.

Sin menospreciar los procesos sedimentarios ya mencionados, es la **diagénesis** la etapa de mayor interés en la conformación de un yacimiento petrolero, pues es ahí donde la porosidad y la permeabilidad se incrementan o disminuyen, además de que la materia orgánica es transformada en hidrocarburos. Por lo anterior decimos que la diagénesis es donde se define la calidad del yacimiento. Algunas de las modificaciones que sufren las partículas durante el proceso diagenético son las siguientes:

- Reemplazamiento
- Fracturamiento
- Disolución
- Recristalización
- Autigénesis
- Cementación
- Compactación

Son la compactación, cementación y recristalización las que afectan la porosidad disminuyéndola, o la disolución y fracturamiento aumentándola. Como resultado tendremos una roca sedimentaria de tipo clástica, o si el origen del material formador de roca precipita *in situ* será una roca no clástica. Finalmente los cuerpos rocosos son expuestos durante un **levantamiento**, lo cual los deja vulnerables a las condiciones ambientales para comenzar así de nuevo el ciclo sedimentario. Los yacimientos van variando geométrica

y sedimentológicamente a medida que cambian diversos parámetros tales como el ambiente de depósito, el tipo de roca, las estructuras generadas, etc, por lo que el programa de perforación en una formación constituida por areniscas será muy diferente que en una de rocas calizas. Por lo anterior es importante que un estudio geológico de la zona en cuestión incluya como mínimo lo siguientes estudios (Link, 1982):

### **Estratigrafía**

La "*Estratigrafía*" es la ciencia que se encarga del estudio e interpretación de los estratos y las relaciones espaciales (tanto horizontales como verticales) y temporales que guardan entre ellos. El entender la disposición secuencial de los cuerpos rocosos es de vital importancia para la perforación y producción de pozos, por lo que el especialista deberá caracterizar del yacimiento lo siguiente:

1. Tipo de roca.
2. Ambiente de depósito.
3. Evolución e historia del depósito.
4. Historia post-depositacional.
5. Espesor del yacimiento.
6. Composición de los granos.
7. Tamaño de los granos.
8. Forma de los granos.
9. Selección de los granos.
10. Madurez de los granos.
11. Tipo de cementante.
12. Parámetros diagenéticos.
13. Porosidad.
14. Permeabilidad.

### **Ubicación en el tiempo geológico**

Es muy importante conocer la edad geológica de los depósitos estudiados pues existen rocas que pudieron estar sometidas a procesos geológicos en común asociados a cierta temporalidad y que les impregnaron propiedades que las convierte en material con alto potencial petrolero. En el gráfico de la Fig. 15 se puede apreciar la ocurrencia de yacimientos petroleros (descubiertos) por tiempo geológico.

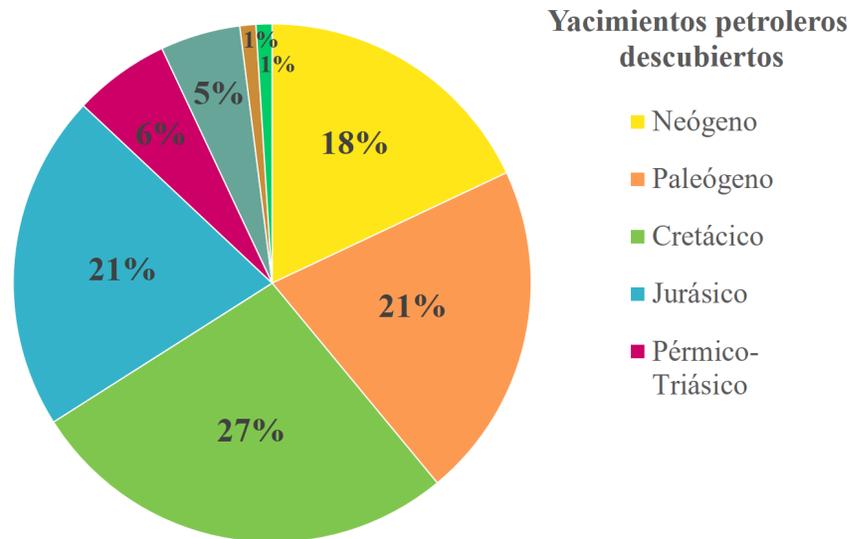


Figura 15: Distribución de yacimientos de aceite y gas según el tiempo geológico (Halliburton, 2001).

### Geometría del Yacimiento

El conocer la geometría de nuestro yacimiento permitirá determinar las dimensiones y la orientación de las rocas, para esto debemos obtener:

1. Longitud, ancho, espesor y forma.
2. Cambios laterales y verticales de las facies sedimentarias.
3. Cambios laterales y verticales en propiedades como las porosidades y permeabilidades.

### Estructuras

El arreglo estructural afecta directamente el volumen recuperable de hidrocarburos, el contenido de fluido y sobre todo la ubicación óptima de los pozos, por lo que conviene identificar:

1. Tipos de estructuras.
2. Evolución e historia estructural.
3. Ubicación de los ejes principales de las estructuras.
4. Tamaño de las estructuras.

5. Fallas.
6. Fracturas.
7. Cierres de estructuras.
8. Carácter (rumbos y echados) de fallas, pliegues y otras estructuras.

### **Contenido de Fluidos**

Dentro de este rubro es necesario conocer los parámetros que nos permitan determinar los patrones de segregación, los contactos de los fluidos y los mecanismos de producción:

1. Características del agua asociada.
2. Tipo de aceite.
3. Gravedad API del aceite.
4. Punto de burbuja.
5. Viscosidad del aceite.
6. Contenido de azufre.
7. Tipo de gas.
8. Composición del gas.
9. Fases de los fluidos.
10. Contactos entre los fluidos.

### **Caracterización Dinámica**

Una vez obtenido un modelo del comportamiento y distribución de las propiedades de nuestro yacimiento el siguiente objetivo será buscar tener una óptima producción y factores de recuperación, para esto es necesario ajustar y actualizar el modelo estático con los datos obtenidos en pruebas de presión y-o datos de producción de los pozos. Con los métodos dinámicos es posible analizar la conductividad de los yacimientos y caracterizar los efectos generados por el sistema de fracturas (como describir la naturaleza del flujo de los fluidos a través de la matriz y las fracturas). La Caracterización Dinámica son aquellos procesos que permiten identificar y evaluar los elementos que afectan la explotación de un yacimiento mediante el análisis de variables que describen el comportamiento del sistema como lo son la presión, la temperatura, el flujo, etc. (Castro, 2014).

El modelo dinámico de un yacimiento vincula el estudio geológico con la simulación numérica del yacimiento. Para tener una caracterización dinámica completa se requiere del análisis de la mayor cantidad posible de información que pueda obtenerse mediante alguna de las siguientes técnicas o la combinación de algunas de ellas:

1. Históricos de Producción.
2. Análisis de Pruebas de Presión.
3. Registros de Presión de fondo fluyendo y cerrado.
4. Registro de molinete hidráulico.
5. Pruebas de trazadores.

### **Pruebas de Presión**

Los datos dinámicos permiten una mejor comprensión del comportamiento de los YNF's a una escala mayor y son muy útiles para ajustar el modelo geológico. Una prueba de presión es aquella que nos permite medir continuamente la presión en el fondo de los yacimientos en función del gasto en superficie y el tiempo. Algunos de los parámetros que podemos obtener de acuerdo a los diferentes tipos de pruebas son los siguientes:

- 1. Pruebas en un solo Pozo:** Decremento, incremento, a gasto variable, de inyección.
  - a. **kh**, capacidad de flujo de la formación. Evaluar este parámetro en un YNF puede ser complicado debido a que muchas veces el flujo hacia el pozo puede ser limitado respecto al espesor del intervalo productor, por lo que la evaluación del flujo de fluido en sistemas sumamente heterogéneos debe realizarse con cuidado.
  - b. **Tipo de Flujo (Flujo lineal vs. flujo radial)**. Durante la producción o en pruebas de incremento, los cambios en la presión pueden ser indicadores de la presencia de fracturas efectivas. Si un pozo llega a intersectar a una fractura el aporte vendrá desde ésta, y a su vez será recargada desde la matriz de la roca, existirá entonces un flujo lineal, pero si las fracturas tienen una extensión limitada llegará un momento donde cambiará progresivamente de un flujo lineal a uno de tipo radial.
  - c. **Existencia de doble porosidad**. En las pruebas de presión es posible identificar si es la matriz o las fracturas quien domina el aporte. Por lo general en un YNF detectaremos esas dos fuentes de aporte; sin embargo, se debe tener cuidado debido a que la ausencia de alguna respuesta de uno de esos sistemas no necesariamente es indicador de que el yacimiento no está fracturado.

**2. Pruebas en dos Pozos:** de Interferencia, de Pulso.

- a. **Anisotropía, k, kh.** Este tipo de pruebas proporciona una medida del flujo de los fluidos en una porción significativa del yacimiento y para lo cual en un pozo se genera un disturbio que tendrá como respuesta una variación de presión que es monitoreada desde otro pozo. Muchas de las ocasiones los sistemas fracturados muestran una orientación preferencial, por lo que uno de los principales objetivos de las pruebas de interferencia es medir la permeabilidad del yacimiento y su anisotropía. Es común utilizar más de dos pozos observadores que permitan estudiar la respuesta recibida desde dos o más direcciones diferentes.

<b>Métodos de Análisis de Pruebas de Presión</b>		
<b>Periodo</b>	<b>Método</b>	<b>Características</b>
1950-1970	Línea recta (Horner,MDH)	Yacimiento Homogéneo
1970-1980	Curva Tipo (Ramey)	Efecto de pozo y vecindades
1980-1985	Curva tipo con parámetros	Pozo Fracturado y doble porosidad
1984-1990	Derivada de la presión	Yacimiento Heterogéneo
1990-	Análisis por computadora	Integración de información

Tabla 3: Métodos de análisis de Pruebas de Presión (Castro, 2014).

**Datos de Producción**

Para estas pruebas se utilizan los datos de un pozo (o de varios) que han estado sometidos a periodos de producción, por lo que la presión comienza a decaer respecto al tiempo. Con esta información es posible determinar tanto el patrón de flujo como las fronteras que lo delimitan, además del tipo de declinación del yacimiento. Básicamente se describen dos tipos de declinación:

- 1. **Declinación Transitoria.** Se considera como una declinación natural ocasionada por la expansión de los fluidos que se genera al romperse el equilibrio del yacimiento cuando el pozo se abre a producción. Se da una variación en la presión y el área de drene comienza a incrementarse. Lo anterior genera que las condiciones en que se está produciendo varíen con respecto al tiempo. Se puede tener dos tipos de producción:
  - a. **A gasto (Q) constante.** Cuando se produce a gasto constante se observará una declinación en la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ).

- b. **A presión de fondo ( $P_{wf}$ ) constante.** Si se produce a una Presión constante el gasto será el que presente una declinación.
2. **Declinación en estado pseudo-estacionario.** ( $P_{wf} = constante$ ) El abatimiento de presión se da cuando el radio de drene llega a condiciones de “no flujo”. Como casos particulares de este tipo de declinación tenemos los siguientes:
- a. Declinación Exponencial
  - b. Declinación Hiperbólica
  - c. Declinación Armónica

En la siguiente tabla se hace un resumen comparativo entre la utilización de *pruebas de presión* y el *análisis de datos de producción* en la Caracterización Dinámica de yacimientos:

Pruebas de presión vs análisis de datos de producción		
	Pruebas de presión	Análisis de datos de producción
<b>Sustento teórico</b>	Mismas ecuaciones y mismo modelo (tanto numérico como analítico)	Mismas ecuaciones y mismo modelo (tanto numérico como analítico)
<b>Tiempo requerido</b>	Horas, días o semanas	Semanas, meses o años
<b>Periodo de interés</b>	Apertura de pozo, pozo cerrado o fluyendo	Pozo fluyendo
<b>Fuentes de información</b>	Medición en la presión de fondo, pruebas de formación	Históricos de producción y presión de fondo
<b>Área de interés</b>	Vecindades del pozo	Áreas de drene desde uno hasta varios pozos
<b>Gráficas de estudio representativas</b>	MDH, Horner, Función derivada de Bourdet (Log-log)	Arps, Blasingame con derivada de Bourdet
<b>Curvas tipo utilizadas</b>	Mc Kinley, Gringarten	Fetkovich
<b>Régimen de flujo de interés</b>	Flujo radial de comportamiento infinito	Estado Pseudo-estacionario
<b>Eficiencia de diagnóstico a tiempos cortos</b>	De alta a muy alta	De media a baja
<b>Eficiencia de diagnóstico a tiempos grandes</b>	De media a baja	De alta a muy alta

Tabla 4: Tabla comparativa entre pruebas de presión y análisis de datos de producción (Castro, 2014).

### Registro de molinete hidráulico

Un molinete hidráulico es una herramienta de producción que nos permite evaluar la naturaleza del flujo en el intervalo productor (ya sea identificando producción de agua o gas, evaluación de perfiles de producción, identificación del tipo de fluido producido, medición de gasto en el intervalo, etc.). Con este dispositivo es posible conocer la velocidad existente ya sea de producción o de inyección de fluidos. Funciona midiendo la velocidad

de rotación de un molinete generada por el paso de un fluido a través de él. Los principales tipos de herramientas se enlistan a continuación con sus respectivas características:

**1. Medidor a Flujo continuo.**

- a. Fases: para flujo monofásico
- b. Gastos: Altos

**2. Medidor con empacador.**

- a. Fases: para flujo multifásico
- b. Gastos: de bajos a altos
- c. Viscosidad: sensible a viscosidades

**3. Medidor de flujo del gasto total.**

- a. Fases: para flujo multifásico
- b. Gastos: de bajos a altos
- c. Viscosidad: acepta un gran rango de viscosidades

**Pruebas de Trazadores**

Una manera de identificar las direcciones de flujo de nuestros yacimientos es mediante la inyección de diversas sustancias químicas y/o sustancias radioactivas en los pozos, y de los cuales podemos dar seguimiento a la trayectoria que siguen a través del medio poroso. Con estas pruebas podemos cuantificar el tiempo en que un trazador inyectado llega de un punto a otro, con lo anterior podremos tener información sobre los canales a través de los cuales ocurre el flujo durante los procesos de inyección. De manera similar a las pruebas de presión, se pueden realizar dos tipos de pruebas diferentes:

**1. Pruebas en un solo Pozo:** En este tipo de pruebas la inyección y medición de trazadores es realizada en el mismo pozo. Como parámetros se pueden estimar:

- a. Saturación residual de aceite en pozos invadidos por agua
- b. Evaluación de Fracturas
- c. Identificación de zonas de alta transmisibilidad

**2. Pruebas en varios pozos** En este tipo de pruebas los trazadores son inyectados al yacimiento mediante pozos inyectoras y el muestreo de fluido para identificarlos se realiza en otros pozos (productores). En función del tiempo de arribo registrado y el nivel de concentración de los trazadores en los fluidos podemos establecer relaciones que nos permitan conocer:

- a. Existencia de anisotropía (barreras de flujo)
- b. Comunicación preferencial del yacimiento
- c. División del yacimiento en múltiples bloques
- d. Saturación residual de aceite
- e. Grado de comunicación entre pozos productores e inyectores

## **Necesidades de la caracterización de los YNF's**

Aproximadamente el 60% de las reservas de hidrocarburos en el mundo se encuentran en los Yacimientos Naturalmente Fracturados. Este tipo de yacimientos representan un gran reto ingenieril a nivel mundial tanto para campos maduros como para los nuevos descubrimientos. El principal objetivo de un ingeniero de yacimientos es estimar las reservas, pronosticar la producción y entender el complejo sistema de fracturas en los yacimientos, así como identificar de que forma esas fracturas pueden ser aprovechadas para impactar la producción de una manera positiva. Para desarrollar un plan de explotación adecuado de un YNF, se requieren de una caracterización de yacimiento representativa y que incluya mapas y modelos de las distribuciones de las fracturas y sus principales características como tamaño, orientación, conectividad, conductividad y su ocurrencia.

Dentro de la Caracterización de YNF's , considerar y evaluar a los yacimientos como cuerpos fracturados ha tenido un lento desarrollo en el último siglo, pues aún no existe alguna práctica estándar sobre como explotarlos (Nelson, 2001). Lo anterior puede ser debido a los grandes retos que representa caracterizarlos, ya que estos son depósitos sumamente fracturados, por lo tanto se requiere de modelos más complejos para caracterizarlos. Hablar de un comportamiento *patrón* de los Yacimientos Naturalmente Fracturados es muy ambiguo, ya que está más que demostrado que los sistemas fracturados no pueden ser modelados adecuadamente con los métodos geoestadísticos convencionales (Narr et al., 2006) y hasta el momento no existe un estándar o un acuerdo a seguir para la caracterización y explotación de yacimientos naturalmente fracturados.

Uno de los principales objetivos de la caracterización de yacimientos es el cálculo de las reservas en nuestro depósito y para lo cual es necesario saber como están interactuando la matriz, la porosidad y las fracturas en el sistema rocoso (ver Fig. 16).



Figura 16: Sistema Matriz (roca)-Fracturas (en rojo)-Porosidad (por disolución en azul).

Como ya se ha mencionado hasta ahora, la mayoría de los YNF's son altamente heterogéneos en un amplio rango de escalas espaciales, y donde muchas de las técnicas de estudio existentes se basan en el modelado mediante la utilización de geometrías regulares y con sistemas de fracturas homogéneos. Lo anterior genera un gran problema en la Caracterización de YNF's debido a que tanto la presencia de fracturas como su distribución no son uniformes, por lo tanto la conectividad de las complejas redes de fracturas son factores que generan una gran incertidumbre en los modelos realizados. Lo anterior ha generado la necesidad de buscar nuevas y mejores metodologías para el estudio de estos yacimientos, tal es el caso de la aplicación de la geometría fractal en la Industria Petrolera y que es pensada como una de las mejores formas (hasta ahora) de modelar las heterogeneidades y distribuciones que presenta el medio poroso y el sistema de fracturas.

Otro aspecto importante a considerar es la determinación temprana del efecto de las fracturas en los yacimientos, ya que con ello podremos obtener una evaluación y planificación adecuada desde los comienzos de explotación de nuestros campos. El subestimar la presencia de complejos sistemas de fracturas en nuestra caracterización solo traerá problemas a lo largo de la vida productiva del yacimiento y posiblemente tendremos que recurrir a un programa de recuperación secundaria mucho antes de lo que necesitaríamos en el caso de hacer una correcta caracterización estática y dinámica de los YNF's.

Algunos obstáculos con los que tiene que lidiar el ingeniero geólogo o de yacimientos a la hora de caracterizar un YNF son:

1. Falta de enfoques o estándares que permitan la caracterización adecuada de este tipo de yacimientos.
2. Dificultad para reconocer el sistema de fracturas y sobre todo para realizar un modelo de distribución de fracturas representativo.
3. Modelos y metodologías de estudio muy simples para la descripción de las distribuciones y formas de las fracturas.

Como se verá a lo largo de estas notas, las fracturas pueden tener un gran impacto en el desarrollo del yacimiento y en la economía del proyecto, de aquí la importancia de determinar tempranamente la existencia de estos actores. Además, siempre se debe tener en mente que la existencia de fracturas no solo debe influenciar los programas de caracterización estática o dinámica, también deben alcanzar los programas de perforación, terminación y de recuperación mejorada, por lo que mencionan Narr et al. (2006) sobre que: *”todos los yacimientos se deben considerar fracturados hasta que se demuestre lo contrario”* no debería tomarse a la ligera.

## **Estado del arte en la caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados**

Como ya se ha explicado anteriormente, un Yacimiento Naturalmente Fracturado es una formación que contiene complejas redes de fracturas y que se encuentran almacenando hidrocarburos. Aguilera (1980) menciona que un YNF puede encontrarse en diferentes litologías como lutitas, areniscas, calizas e incluso en rocas ígneas o metamórficas. Los yacimientos carbonatados son considerados como YNF's por excelencia ya que las fracturas tienen un gran impacto en la permeabilidad del yacimiento (la matriz en estas rocas no tiene una capacidad de flujo considerable).

Desde la existencia de la exploración y explotación de yacimientos petroleros como metodología, la evolución de métodos antiguos y la adición de nuevas técnicas ha sido necesaria, pero a pesar de ello existen técnicas que en esencia han perdurado a través del tiempo y cuyos principios han sido perfeccionados. Para caracterizar la capacidad y potencial de un yacimiento se han utilizado diversas metodologías como lo son el análisis mediante la ecuación de balance de materia, de pruebas de presión, curvas de declinación y simulación numérica.

### Ecuación de Balance de Materia (EBM)

Al utilizar la Ecuación de Balance de Materia en yacimientos “convencionales” se hace la suposición de que algunas propiedades de la roca como la porosidad o compresibilidad son uniformes a lo largo del yacimiento; sin embargo, realizar esta suposición al estudiar un YNF ocasiona un margen de error considerable debido a las propiedades y heterogeneidad que implica un yacimiento de este tipo. Es por eso que Zemanek et al. (1969) propusieron una modificación a la ecuación original para considerar la diferencia que hay entre la compresibilidad de las fracturas y la de la matriz. El comportamiento que presentan las porosidades asociadas a las fracturas son muy diferentes a las de la porosidad de matriz, esto debido a que las fracturas tienden a ser más compresibles al estar sometidas a las presiones de confinamiento (ver Fig.17 ). Con esa modificación realizada existe una mejor aproximación en la estimación del volumen de aceite original “in situ” contenido tanto en la matriz como en el sistema de fracturado (ver Ec. 4).

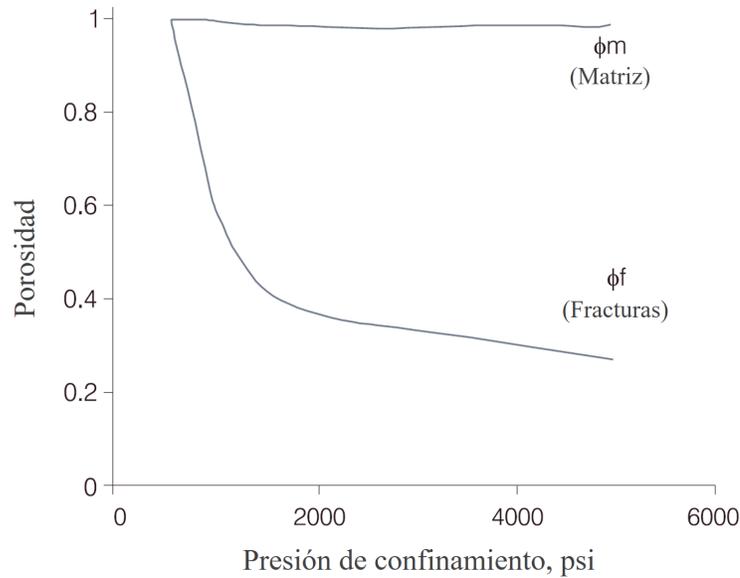


Figura 17: Porosidad normalizada del sistema fractura-matriz vs presión de confinamiento (Nelson, 1985).

$$N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] = N_1[B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left(\frac{c_w S_{wi} + c_m}{1 - S_{wi}}\right)\Delta P B_{oi}] + N_2[B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left(\frac{c_w S_{wfi} + c_f}{1 - S_{wfi}}\right)\Delta P B_{oi}] \quad (4)$$

Donde:

$N_1$  = volumen original de aceite en la matriz

$N_2$  = volumen de aceite original “in situ” en las fracturas

$N_p$  = producción acumulada de aceite

$R_p$  = relación gas/aceite acumulada

$c_m$  = compresibilidad promedio de la matriz

$c_f$  = compresibilidad promedio de las fracturas

### Solución gráfica a la EBM

Como una solución para la EBM, Havlena et al. (1963) propusieron el método de la línea recta que consiste en manipular algebraicamente la ecuación original para que las variables al ser graficadas generen un modelo lineal. Las variables que ellos definieron son las siguientes:

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] \quad (5)$$

$$E_{o1} = B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left(\frac{c_w S_{wi} + c_m}{1 - S_{wi}}\right) \Delta P B_{oi} \quad (6)$$

$$E_{o2} = B_o - B_{oi} + (R_{si} - R_s)B_g + \left(\frac{c_w S_{wfi} + c_f}{1 - S_{wfi}}\right) \Delta P B_{oi} \quad (7)$$

Definiendo los términos anteriores, la Ecuación 5 puede describirse como:

$$F = N_1 E_{o1} + N_2 E_{o2} \quad (8)$$

El término  $E_{o1}$  representa la expansión del aceite en la matriz y  $E_{o2}$  la expansión en el sistema de fracturas. Para generar un modelo lineal la ecuación 8 se reacomoda de la siguiente forma:

$$\frac{F}{E_{o1}} = N_1 + N_2 \frac{E_{o2}}{E_{o1}} \quad (9)$$

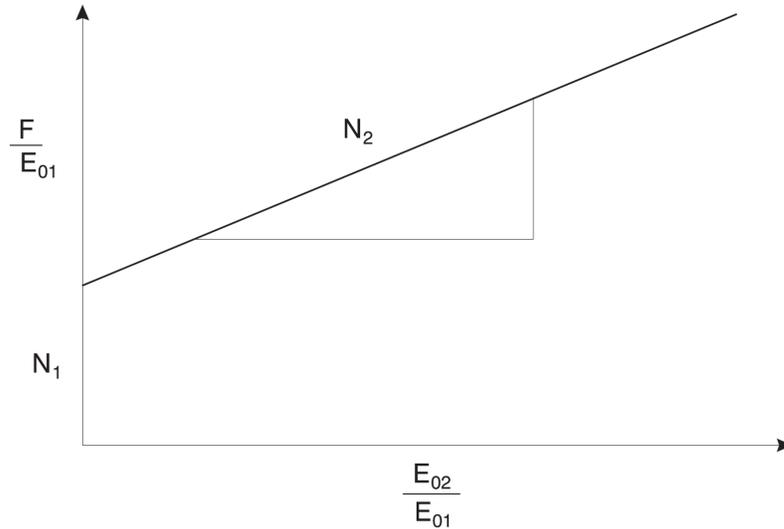


Figura 18: Gráfica del método lineal de la EBM para un YNF bajosaturado

Como puede observarse en la figura 18, al graficar  $\frac{F}{E_{o1}}$  vs  $\frac{E_{o2}}{E_{o1}}$  se genera una línea con pendiente  $N_2$  y una ordenada al origen  $N_1$ . La importancia de este método es que con datos de producción se puede obtener una rápida estimación de la porosidad en las fracturas ya que la relación  $\frac{N_2}{N_1}$  es directamente proporcional a la relación de las porosidades, y al poder inferir una porosidad de matriz (valores conocidos de laboratorio) se puede obtener un valor aproximado de la porosidad asociada a las fracturas.

### Simulación Numérica de Yacimientos

La Simulación Matemática de Yacimientos ha sido una herramienta muy útil e importante en la evaluación de yacimientos petroleros. Por lo general los YNF's han sido modelados con ecuaciones diferenciales que simulan el flujo de fluidos a través del sistema de fracturas. Evans et al. (1982) propusieron un modelo que intenta describir el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados mediante el uso de dos grupos de ecuaciones: con el primer grupo se modela el flujo del fluido multifásico a través de la matriz, y con el segundo el flujo a través del sistema de fracturas. La ecuación de difusividad que busca describir el flujo del aceite a través del sistema de fracturas es la siguiente:

$$\nabla \left( \frac{\tilde{k}_f k_{rof}}{\mu_{of} B_{of}} \right) (\Delta P_f - \rho_{of} g \Delta D) = - \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi_f \frac{S_{of}}{B_{of}} \right) - q_{of} + \Gamma_o \quad (10)$$

Donde  $\tilde{k}_f$  es el tensor de la permeabilidad asociada a las fracturas y está definido por:

$$\begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix}$$

### Cálculo de la Permeabilidad en YNF's

Un parámetro importante a caracterizar en nuestros yacimientos y que se requiere para algunos de los estudios que hacemos sobre los yacimientos es la permeabilidad. Havlena et al. (1963) definieron a la permeabilidad como:

$$|k| = \lambda f w_f^3 \quad (11)$$

Dónde  $w$  es la apertura de las fracturas,  $\lambda$  representa su conectividad y  $f$  es la densidad de fracturas que está definida como:

$$f = \frac{N}{H} \quad (12)$$

Donde  $N$  representa el número de fracturas existentes en una muestra con un espesor  $H$ . Sustituyendo la ec. 12 en ec. 11 y considerando a las fracturas como infinitas, con superficies planas y contenidas en una matriz homogénea ( $\lambda = \frac{1}{12}$ ) se tiene:

$$|k| = \frac{1}{12} \frac{N}{H} w_f^3 \quad (13)$$

Así mismo, la porosidad de fractura ha sido definida como:

$$\phi_f = \frac{N w_f}{H} \quad (14)$$

Por lo que la ec. 13 puede escribirse como:

$$|k| = \frac{1}{12} \phi_f w_f^2 \quad (15)$$

Posteriormente Murray Jr (1968) propuso un modelo con placas paralelas para modelar y generar una expresión de la permeabilidad en función de la porosidad de fracturas, considerando una área transversal triangular. En su modelo estableció que bajo ciertas condiciones la porosidad de la fractura se relacionada con la siguiente expresión:

$$\phi_f = \frac{h}{2} \frac{d^2 z}{dx^2} \quad (16)$$

Por lo que la expresión que Murray propuso queda:

$$|k| = \frac{1}{24} h w_f^2 \frac{d^2 z}{dx^2} \quad (17)$$

El coeficiente  $\frac{1}{24}$  puede ser remplazado en un rango de 0 a  $\frac{1}{24}$ , donde el límite inferior representa fracturas totalmente cristalizadas o aisladas y el límite superior son condiciones ideales donde las fracturas son paralelas, de superficies lisas y están interconectadas.

### Pruebas de Presión

A grandes rasgos podemos clasificar las pruebas de presión en dos:

- a) Para el caso de las pruebas de un solo pozo algunos autores como Pollard et al. (1959), Warren et al. (1963) o de Swaan O et al. (1976) sentaron las bases con sus trabajos y con los cuales se puede evaluar el flujo del yacimiento hacia el pozo. Dentro de esta categoría se encuentran las pruebas de decremento, incremento, inyección o a gasto variable.
- b) Con las pruebas de pozos múltiples es posible evaluar la conectividad existente entre las diversas partes de un yacimiento, así como para la estimación de la capacidad de almacenamiento. Lo anterior se realiza con diversos métodos como los propuestos por Elkins et al. (1960) o Kazemi et al. (1969), en los cuales es posible determinar la orientación preferencial de las fracturas. Como ejemplo tenemos las pruebas de interferencia o de pulso.

De los modelos anteriormente mencionados, el de Warren et al. (1963) proporciona una solución más representativa sobre el modelado de los yacimientos naturalmente fracturados, que consiste en sistemas idealizados en el que la matriz de la roca es representada con bloques de forma regular y separados con una red de fracturas ortogonales (ver fig.19).

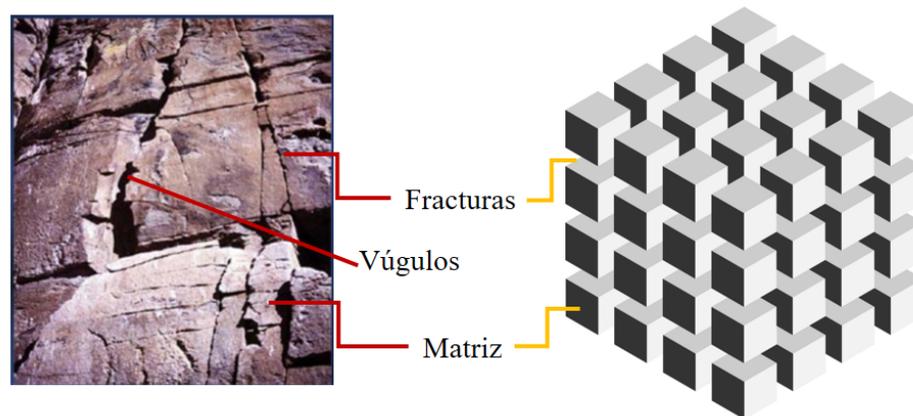


Figura 19: Modelo idealizado de un Yacimiento Naturalmente Fracturado (Warren et al., 1963).

El modelo anterior considera que el principal aporte de fluidos ocurre desde el sistema de fracturas y que la matriz alimenta en menor medida las fracturas debido a la expansión de los fluidos, las principales desventajas de este modelo es que se considera la distribución y ocurrencia de fracturas como regular y no se toma en cuenta el aporte y capacidad de almacenamiento de los vúgulos (entre otros). Tanto el método de Kazemi como el de Warren arrojan resultados similares en las pruebas de decremento e incremento.

### Sísmica

Como ya ha sido discutido anteriormente, la interpretación de la información obtenida de la sísmica es una herramienta muy útil a la hora de caracterizar un yacimiento. El avance de las ondas sísmicas es afectado por las discontinuidades existentes en el medio que las transmite, por lo que es posible identificar zonas fracturadas y su dirección preferencial además de la intensidad de fracturamiento.

El obtener las velocidades de ondas es muy importante debido a que con ellas es posible realizar la conversión de tiempo de viaje a profundidad, lo cual ayuda a generar imágenes estructurales del subsuelo. Además nos permite inferir el tipo de roca existente, y en algunos casos es posible identificar la naturaleza de los fluidos contenidos en ellas. Para el análisis de sistemas fracturados son utilizadas dos técnicas principalmente:

- a) AVO: El estudio de la Variación de la Amplitud con el Desplazamiento se basa en la variación que existe en la reflexión y el coeficiente de transmisión de la onda con su respectivo ángulo de incidencia (Castagna y Backus, 1993). Sin embargo, el análisis AVO convencional se desarrolló para medios isotrópicos por lo que la técnica debe ser modificada para considerar la anisotropía existente en los YNF's (Rueger y Tsvankin, 1997).

- b) NMO: El análisis de velocidad y corrección de datos es utilizado a menudo para la identificación de la orientación de los sistemas fracturados (Li, 1999). En general consiste en aproximar el tiempo de reflexión de una onda que se transmite entre dos capas a una ecuación de una elipse, donde el eje mayor representa las velocidades máximas NMO y que se espera coincidan con el rumbo de las fracturas.

## Capítulo 1

# Fracturas: propiedades, detección y evaluación

*”Muchos de los procesos naturales más increíbles en la Tierra están asociados al fracturamiento de las rocas”*

Agust Gudmundsson

Durante el ascenso del magma a la superficie, géisers, deslizamientos de laderas e incluso durante la formación y desarrollo de dorsales oceánicas debemos de tener presente que las fracturas en los cuerpos rocosos juegan un papel muy importante (Gudmundsson, 2011), pues a través de ellas se generan zonas de debilidad, conductos de circulación y/o almacenamiento de geofluidos (esto último es de gran importancia para industrias como la minería o la petrolera). En el caso de Ingeniería Petrolera, uno de los principales objetivos de la caracterización de yacimientos es obtener suficiente información que nos permita construir modelos tridimensionales de la distribución de las propiedades petrofísicas de nuestro depósito, y por consiguiente que podamos construir modelos más realistas del flujo de fluidos en el yacimiento. Los Yacimientos Naturalmente Fracturados tienen un alto grado de complejidad a la hora de caracterizarlos, por lo que para poder realizar una correcta evaluación, predicción y planificación de la explotación es necesario reconocer y comprender la forma en que las fracturas ocurren y afectan nuestro sistema.

Las fracturas son rasgos estructurales muy abundantes en las rocas y pueden encontrarse con tamaños de cientos de kilómetros o como microfracturas de tamaños milimétricos (ver fig.1.1), por tal motivo es casi seguro que estarán presentes en los yacimientos. Se denomina como *Yacimiento Naturalmente Fracturado* a aquel que presenta fracturas de origen natural y que tienen un efecto significativo sobre el comportamiento de los fluidos (Nelson, 2001). La determinación del grado de fracturamiento y aún más difícil, la identificación de la forma en que afectan el comportamiento del yacimiento es un gran desafío que tienen los ingenieros.

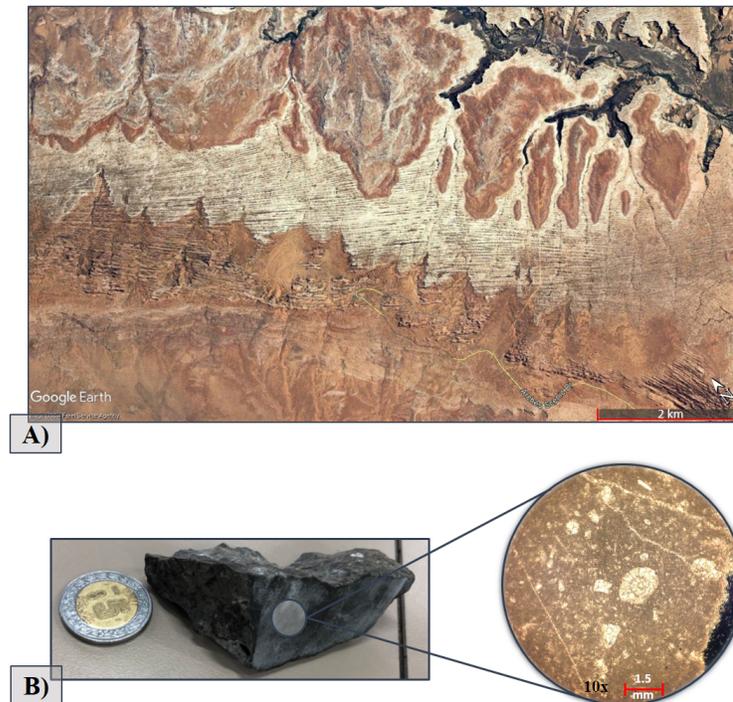


Figura 1.1: Deformación frágil en diferentes escalas: A) Vista satelital del Parque Nacional de los Arcos (Utah, EUA): En color blanco se observa un depósito de areniscas que han sido fracturadas formando un arreglo de diaclasas con una orientación preferencial NO-SE. B) Lámina delgada de una caliza tipo Wackestone fosilífera: se observa una textura macrocristalina con micrita como aglutinante, en la parte superior derecha e inferior izquierda pueden observarse vetillas de calcita, lo cual indica que hubo un proceso de fracturamiento seguido de un episodio de relleno.

## 1.1. Definición

Nos referimos a una *fractura* como una ruptura o *discontinuidad* mecánica que separa un cuerpo rocoso en dos o más partes debido a una baja o nula resistencia a los esfuerzos, por lo que la cohesión de la roca se pierde a lo largo del plano de fractura. En el caso de la ingeniería de yacimientos, Nelson (2001) define una fractura como una discontinuidad macroscópica de origen natural en la roca y que es generada por deformación o durante la diagénesis.

Para poder entender como son generadas las fracturas es necesario estudiar el comportamiento que exhiben las rocas frente a los esfuerzos, para esto debemos tener presente como es el flujo o respuesta que tiene un cuerpo al ser sometido a diferentes esfuerzos. La reacción que tiene un material rocoso cuando es sometido ante una fuerza se le conoce como *deformación* y se refiere a los cambios en la estructura y/o volumen que éstas sufren. En general existen dos tipos de deformación en una roca (Fig. 1.2):

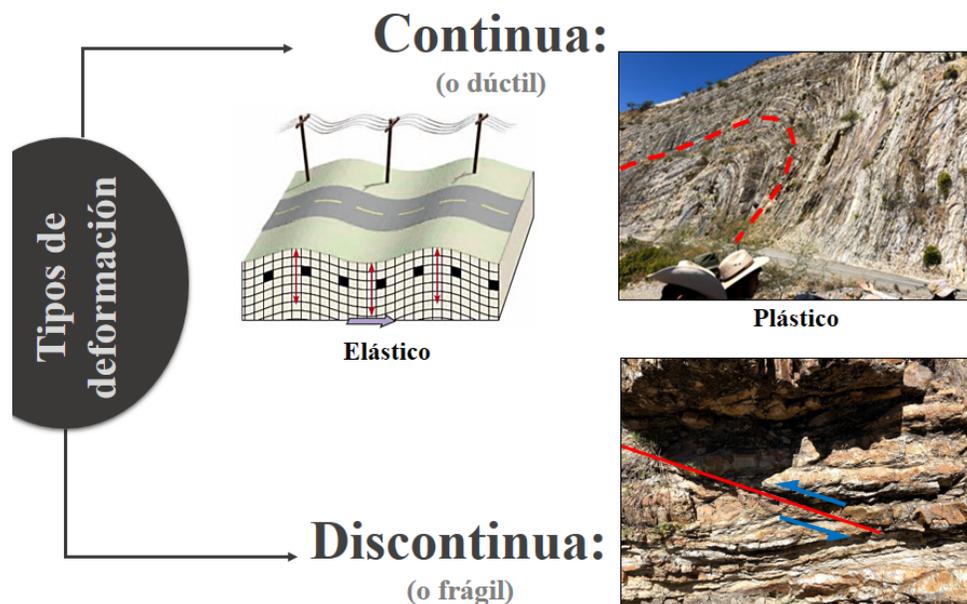


Figura 1.2: Deformación en cuerpos rocosos: continua elástica (propagación de ondas sísmicas), continua plástica (pliegue antiformal "El Piñon", Qro.) y discontinua (falla inversa). Editada de Tarbuck et al. (2005).

- a) **Continua o dúctil:** Se ha documentado que cuando se ejercen esfuerzos sobre las rocas éstas pueden deformarse de manera *elástica*, dicho de otra forma, cuando se deja de aplicar el esfuerzo el cuerpo rocoso tiene la capacidad de recuperar su forma original (la cual también se conoce como deformación no permanente o reversible); lo anterior es físicamente difícil de observar pero un ejemplo de esto es la forma en que se propaga una onda sísmica. Por otro lado, cuando se da una deformación permanente y sin llegar a la ruptura el resultado es la formación de pliegues, lo cual ejemplifica un comportamiento *plástico* e irreversible.
- b) **Discontinua o frágil:** A medida que los esfuerzos sigan aplicándose y dependiendo de la competencia de la roca, se llegará a un punto donde ceda y se genere un plano de discontinuidad. Este tipo de deformación irreversible genera lo que conocemos como fracturas, y las cuales son objeto de estudio en este capítulo.

Es importante considerar que existen varios factores que influyen en la competencia de la roca, por lo que el estilo de deformación estará en función de:

- i) **Temperatura y presión:** cuando las rocas están sometidas a grandes profundidades, la temperatura y la presión de confinamiento son mucho mayores que en la superficie, lo cual hace a una roca más propensa a tener un comportamiento dúctil; caso contrario a las rocas cercanas a la superficie, donde hay menores temperaturas y presiones litostáticas que facilitan que las rocas se fracturen y además que esas discontinuidades se mantengan abiertas.
- ii) **Litología:** la composición mineral y sus relaciones intercristalinas (textura de la roca) influye mucho en la deformación. Una roca que este débilmente cementada o rocas con zonas de debilidad (como la foliación en rocas metamórficas) serán más susceptible a experimentar una deformación dúctil. Por otro lado, si los enlaces entre los cristales son fuertes habrá una tendencia al fracturamiento.
- iii) **Saturación de fluidos:** dentro del espacio poroso de una roca y cuando un esfuerzo es aplicado, los fluidos no compresibles ahí alojados proporcionan un fuerza de reacción que hace que la roca eleve en cierta medida su resistencia a ese esfuerzo, por lo tanto para poder fracturar una roca con fluidos incompresibles en su interior se requiere de un esfuerzo mayor que en una roca sin fluidos bajo las mismas condiciones.
- iv) **Tasa de deformación:** es una variable que relaciona la intensidad y el tiempo en que un esfuerzo está siendo aplicado sobre un cuerpo; por ejemplo, si un esfuerzo de baja magnitud es aplicado durante un largo periodo de tiempo en un cuerpo rocoso, éste tenderá a generar una deformación continua. Dicho de otra forma, aquellos esfuerzos que no generan deformación una vez que se comienzan a aplicar pueden hacer que la roca “fluya” en el tiempo y se presente un comportamiento dúctil (bajo un régimen de esfuerzos constantes).

Un esfuerzo es aquella fuerza aplicada sobre un área determinada y según la naturaleza de la dirección de esas fuerzas se pueden clasificar como se muestra a continuación (ver Figura 1.3):

1. **Esfuerzos de tensión:** Son aquellas fuerzas que actúan a lo largo de una misma línea pero con una dirección opuesta entre ellas. Este esfuerzo adelgaza o crea un plano de separación entre las rocas generando fallas normales.
2. **Esfuerzos de compresión:** En este caso las fuerzas aplicadas están dirigidas unas contra otras a lo largo de una misma línea, por lo que se puede generar plegamiento (deformación continua) o fallas inversas (deformación discontinua).

3. **Esfuerzos de cizalla:** Los esfuerzos por cizalla actúan sobre un plano paralelo pero en direcciones opuestas generando una deformación con un desplazamiento lateral.

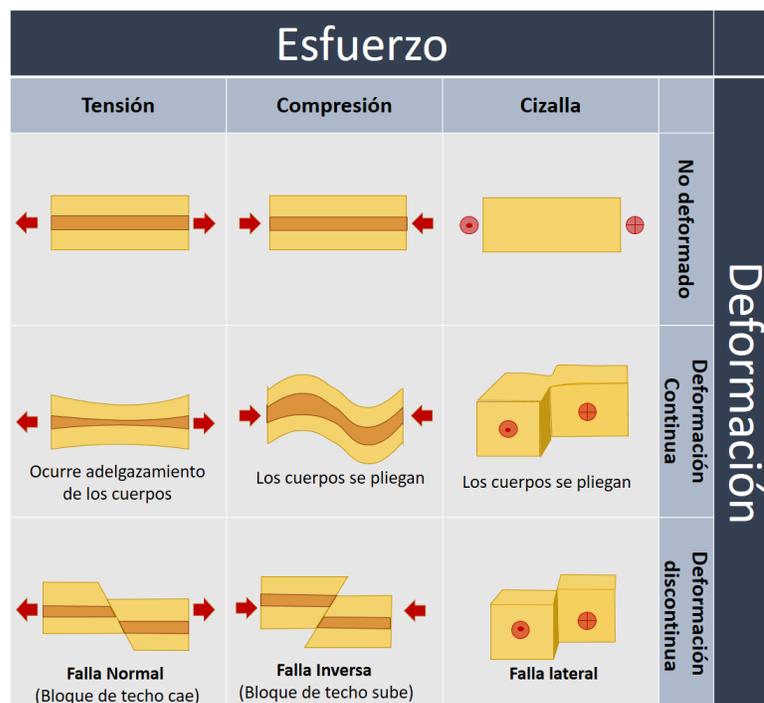


Figura 1.3: Tipos de esfuerzos y sus efectos sobre las rocas: Tensión, compresión y cizalla (modificada de <https://post.geoxnet.com/geologia-estructural/>).

Nuestro objetivo de estudio son aquellas deformaciones no continuas (frágiles) que proporcionan una porosidad y/o permeabilidad extra en nuestro sistema rocoso. Como se mencionó anteriormente, se dice que un material tiene comportamiento frágil cuando se fractura tras someterse a algún esfuerzo. De forma general en nuestro campo de estudio encontraremos dos tipos de fracturas (Fig.1.4):

1. **Fallas:** se refiere a la discontinuidad en un cuerpo rocoso y en el que es posible observar un desplazamiento paralelo al plano de falla entre los bloques generados. Una falla puede proporcionar un canal adicional al flujo o puede ser una barrera impermeable en nuestro sistema.
2. **Diaclasas:** son fracturas que presenta un ligero o nulo desplazamiento normal al plano de discontinuidad. Es posible encontrarlas con orientaciones aleatorias o como agrupaciones paralelas con un rumbo preferencial. A lo largo de las líneas de diaclasa, la meteorización se intensifica por lo que es común encontrar bloques casi

separados del cuerpo rocoso o irregularidades en el plano de discontinuidad que se asemejan a cavidades.

- \* **Vetas:** dentro de la industria de la minería las vetas o vetillas son de gran importancia, pues en algún momento fueron fracturas por donde circularon geofluidos enriquecidos en minerales y que debido a una perturbación en el equilibrio de la solubilidad estos precipitaron generando acumulaciones anómalas de minerales con interés económico. En un yacimiento petrolero una fractura mineralizada representa una barrera al flujo de los fluidos.

Existen muchos procesos geológicos a diferentes escalas que pueden fracturar las rocas, por mencionar algunos tenemos: efectos de la tectónica de placas, impacto de meteoritos en la superficie terrestre, presiones de fluidos mayores a la presión litostática, procesos de deshidratación, de enfriamiento de rocas (lo cual ocasiona una reducción en el volumen) o una “rápida” liberación de presión de sobrecarga, lo cual hace que los cuerpos rocosos tiendan a expandirse.

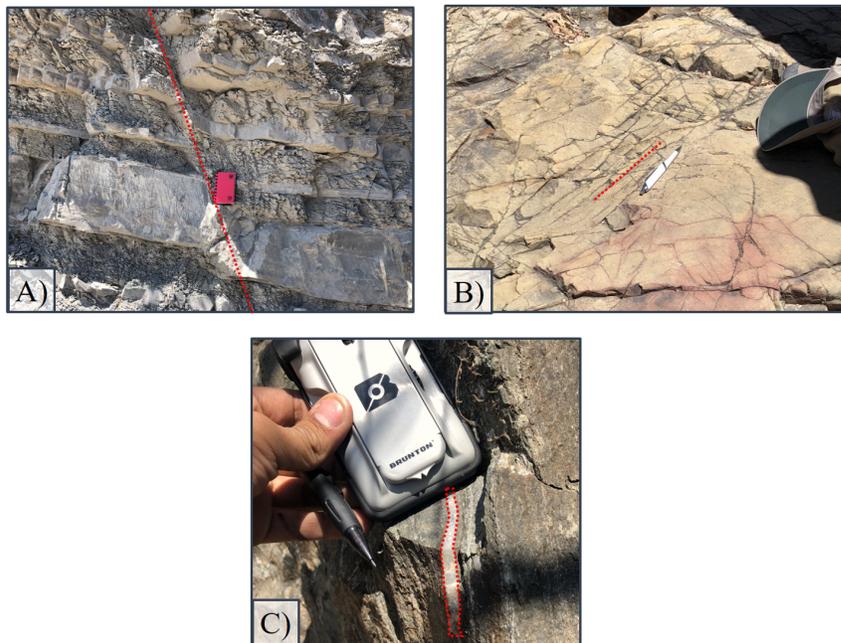


Figura 1.4: Fracturas en cuerpos rocosos: A) Fallas: es posible observar un desplazamiento entre los bloques separados por el plano de ruptura. B) Diaclasas: arreglo de fracturas orientadas sin ningún desplazamiento y apertura considerable. C) Vetas: hay cristalización de un mineral en lo que antes fue una fractura.

## 1.2. Clasificación

Experimentalmente se ha observado la ocurrencia de dos tipos de fracturas y las cuales están en función de la orientación de los esfuerzos principales (ver Fig. 1.5) :

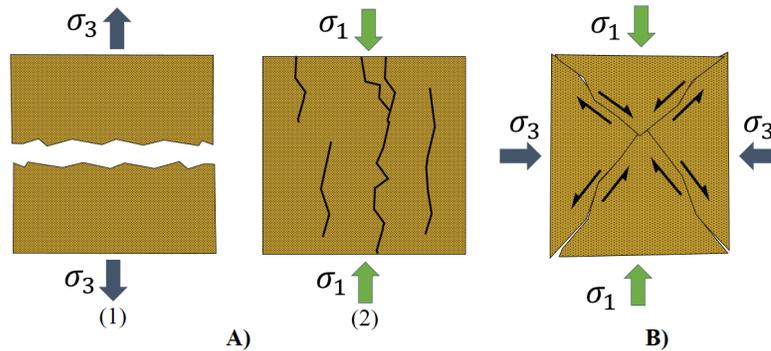


Figura 1.5: Fracturas observadas en laboratorio: A) Fracturas extensionales: (1) Tensionales (2) Compresionales B) Fracturas por cizalla (compresión). El esfuerzo máximo es  $\sigma_1$  y el mínimo  $\sigma_3$ .

**A) Extensionales:** en este tipo la apertura de la fractura se origina paralelamente a  $\sigma_3$  y que es ortogonal a la superficie de ruptura, mientras que el resto de los esfuerzos principales ( $\sigma_1$  y  $\sigma_2$ ) están contenidos en el plano de fractura. Al no existir esfuerzos de cizalla no se tendrá ningún desplazamiento paralelo al plano. Dicho de otra forma encontramos que no hay movimiento sobre el plano en que se generó la grieta sino que solo habrá una apertura (con dirección normal al plano). Una fractura extensional puede ser formada por dos distintos mecanismos: *por fluidos* donde la presión generada por estos excede el esfuerzo compresivo mínimo y fractura la roca que los contiene (ver Fig. 1.5 A)(2)); o *tension* donde las fracturas son abiertas debido a un régimen de esfuerzos negativos (ver Fig. 1.5 A)(1)). De manera general se considera que todas las **diaclasas** son fracturas extensivas.

**B) Por cizalla:** el desplazamiento es a lo largo del plano de ruptura y las fracturas generadas son oblicuas a  $\sigma_1$ . En este tipo de fracturas se puede encontrar una clara evidencia de movimiento paralelo sobre la superficie de ruptura. Las fracturas por cizalla más conocidas son las que denominamos **fallas** (Ver Fig. 1.5 B)).

### 1.2.1. Fallas

Como se ha definido anteriormente las fallas son fracturas generadas por esfuerzos cortantes en zonas de compresión o tensión, y en las cuales es posible identificar un desplazamiento de los bloques de roca generados (los cuales se mueven sobre el plano de fractura). Cuando la roca cede ante este tipo de esfuerzo se fractura generando dos bloques, el que queda por arriba del plano de fractura se le denomina *bloque de techo* y al inferior *bloque de piso*. Las fallas se clasifican de acuerdo a la dirección del movimiento entre los bloques generados por la discontinuidad (dicha dirección está estrechamente asociada al tipo de esfuerzo al que fue sometido (ver Fig. 1.6).

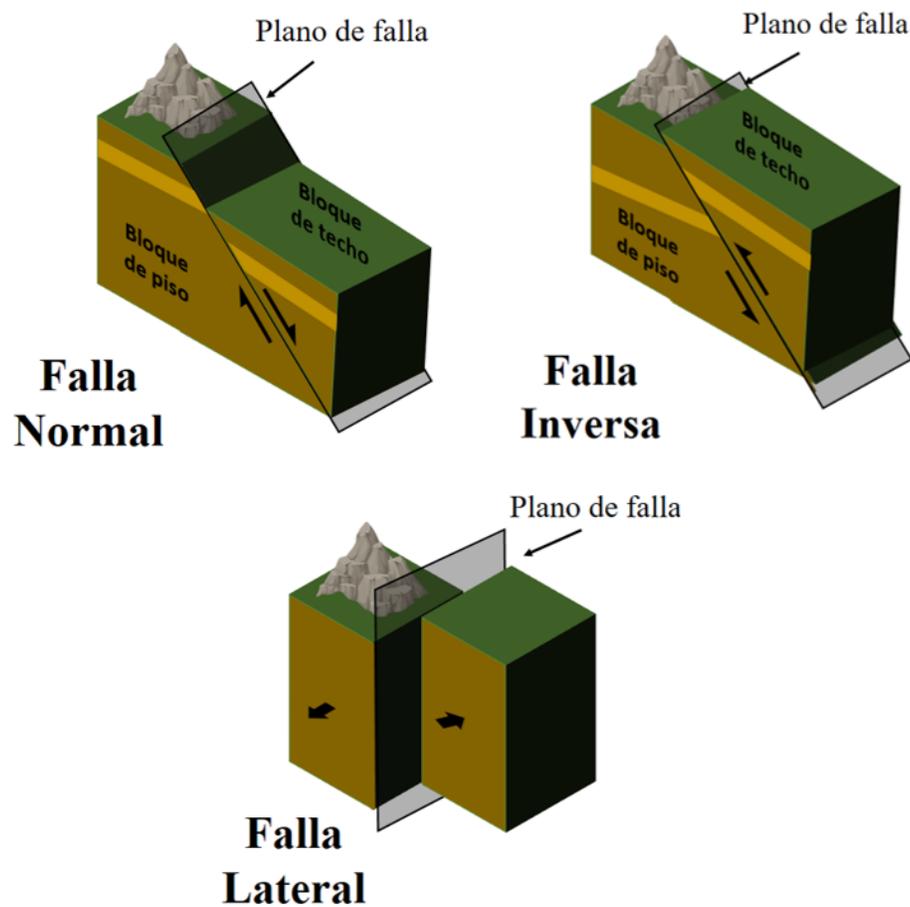


Figura 1.6: Tipos de fallas geológicas: normal, inversa y lateral. Editada de Gudmundsson (2011).

- a) Fallas Normales: el desplazamiento de una falla normal está caracterizado por la caída del bloque de techo respecto al de piso.
- b) Fallas Inversas: en este tipo de fallas el bloque de techo se desplaza sobre el bloque de piso. Este reacondo litológico ocasiona que rocas viejas estén por encima de rocas más jóvenes.
- c) Fallas laterales: el plano de falla en esta categoría tiende a ser totalmente vertical, por lo que el movimiento relativo entre los bloques es horizontal (paralelo al plano). Estas a su vez pueden ser clasificadas dependiendo la dirección del movimiento respecto a un observador, de tal modo que si nos paramos sobre un bloque mirando de frente al otro y este queda a nuestro lado izquierdo, se denominará falla siniestra (o falla lateral izquierda), caso contrario se tratará de una falla dextral. Cuando una falla de este tipo es de grandes dimensiones se le denomina falla transcurrente.

### 1.2.2. Diaclásas

Una diaclasa es un plano de discontinuidad donde no existe un desplazamiento paralelo al plano de ruptura pero si una pequeña abertura que divide el cuerpo rocoso. Las diaclásas tienen una gran importancia práctica ya que éstas son parte fundamental en las propiedades geomecánicas y en la porosidad de nuestro sistema, de aquí la importancia de considerar los efectos o nivel de influencia que tienen en nuestros yacimientos. Como estructuras son difíciles de entender debido a que no es fácil conocer su edad y pueden reactivarse fácilmente, además de que existen diferentes mecanismos que las generan. Las diaclásas pueden presentarse como arreglos de forma ordenada o caótica por lo que surge una primera clasificación para este tipo de fracturas: Sistemáticas y No sistemáticas.

Las *sistemáticas* son agrupaciones de diaclásas que se encuentran paralelas o subparalelas entre sí, de tal forma que mantienen un espaciado constante. Este tipo de arreglo puede atravesar uno o más estratos. Por otro lado, las diaclásas *no sistemáticas* tienen una distribución espacial irregular y no mantienen una relación de paralelismo. En los yacimientos es común encontrar tanto diaclásas no sistemáticas como sistemáticas (ver Figura 1.7).

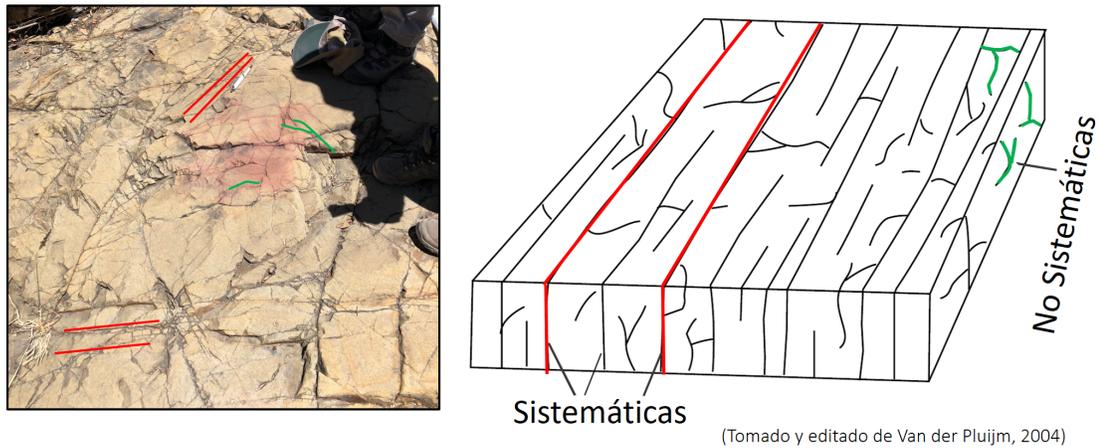


Figura 1.7: Cuerpo rocoso que presenta la ocurrencia tanto de diaclasas sistemáticas como no sistemáticas. Editada de Gudmundsson (2011).

### 1.2.3. Clasificación genética

Nelson (2001) describe una clasificación de las fracturas en función del mecanismo que las genera:

(1) **Fracturas tectónicas:** estas fracturas están relacionadas con el plegamiento de cuerpos rocosos. En el caso particular de pliegues anticlinales podemos encontrar dos grandes grupos de familias de fracturas:

a) Fracturas extensionales y de cizalla: indican que el máximo esfuerzo ( $\sigma_1$ ) está orientado hacia la misma dirección donde echan los estratos en el limbo del pliegue;  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  están sobre el plano de estratificación y  $\sigma_2$  es ortogonal al mismo (ver Fig. 1.8 A).

b) Fracturas extensionales y de cizalla pero con la diferencia de que  $\sigma_1$  es paralelo al rumbo de la estratificación en el limbo y  $\sigma_3$  coincide con su echado (ver Fig. 1.8 B).

El tener presente la orientación de las fracturas en el pliegue puede ser de gran utilidad para la elaboración de los modelos durante la exploración y explotación de YNF's.

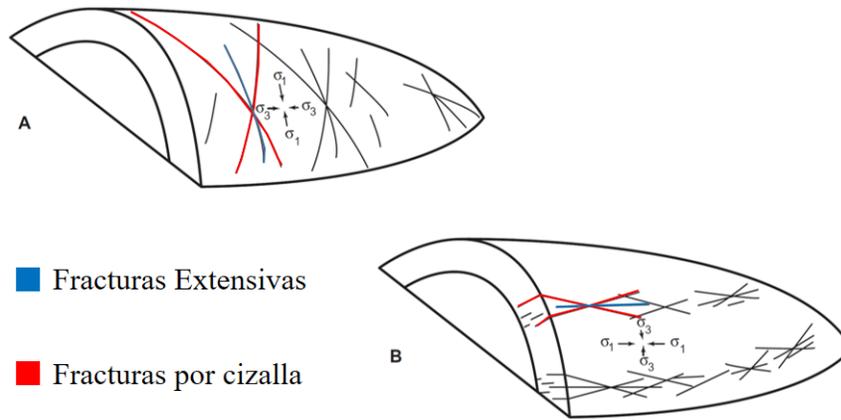


Figura 1.8: Fracturas extensivas y por cizalla. Editada de Mazzullo et al. (1996).

- (2) **Fracturas regionales:** Estas ocurren a lo largo de grandes áreas en la corteza terrestre y siempre son ortogonales a los planos de estratificación. Algunos autores señalan que estas fracturas se forman por movimientos verticales a gran escala en la corteza. Pueden servir como trampa o conductos de flujo si éstas intersectan otras estructuras locales.
- (3) **Fracturas por contracción:** son fracturas extensionales que se forman como resultado de la reducción del volumen de la roca. Esta reducción en el volumen puede ser originada por deshidratación, cambios en las fases minerales o cambios en la temperatura. Para los yacimientos de hidrocarburos las fracturas por contracción no son tan importantes como las regionales o las tectónicas.
- (4) **Fracturas superficiales:** son generadas por la liberación de esfuerzos, donde factores como la erosión rompen el equilibrio de cargas sobre las estructuras, por lo que al remover cantidades de material se genera un reacomodo en los esfuerzos que pueden generar fracturas. Debido a las profundidades a las que se suelen encontrar los yacimientos de hidrocarburos, este tipo de fracturas no son de importancia.

### 1.2.4. Otros criterios

Stearns y Friedman (1972) proponen otros criterios para la clasificación de fracturas de origen natural en función de su estado y morfología:

Por su naturaleza	
Tipo	Criterio
Claramente de origen natural	Se refiere a aquellas fracturas que están total o parcialmente rellenas por minerales o que se encuentran abiertas (sin relleno) y con una tendencia paralela.
Seguramente de origen natural	Fracturas con superficies estriadas y paralelas entre ellas.
Probablemente de origen natural	Fracturas con superficies suavizadas acompañadas de pequeñas fracturas que son paralelas a otras fracturas claramente de origen natural.
Fracturas inducidas	Fracturas frescas, paralelas o normales al eje de un pliegue o al eje principal de un núcleo.

Tabla 1.1: Clasificación de Fracturas según su naturaleza (Stearns y Friedman, 1972).

#### 1.2.4.1. Tamaño

Los autores hacen referencia a la dimensión de las fracturas donde llaman *macrofracturas* a aquellas que tienen un ancho de apertura de alrededor de 100 micrones (0.001 mm) y con longitudes considerables. Por otro lado las *microfracturas* se refiere a aquellas con aperturas y longitudes muy limitadas. Diversos autores utilizan la palabra "fractura" como sinónimo de macrofractura y "fisura" como el de microfractura.

Estas mismas categorías pueden aplicarse con un sentido genético, donde una macrofractura hace alusión a aperturas con formas cavernosas generadas por eventos de disolución mientras que las microfracturas están asociadas a dimensiones por abajo de los 100 micrones y con un origen tectónico.

#### 1.2.4.2. Relacionadas a plegamiento

En general podemos decir que cuando una roca sufre una deformación continua (plegamiento) podremos encontrar fracturas estrechamente asociadas a este proceso.

- 1) Fracturas longitudinales: son encontradas a lo largo del eje de pliegue.
- 2) Fracturas transversales: son perpendiculares al eje del pliegue.
- 3) Fracturas diagonales: son diagonales respecto al eje del pliegue.

### 1.2.4.3. Por su alcance

Las características de las fracturas dependen en parte de la litología y de los espesores de los estratos en los que se desarrollan, por lo que surge la siguiente clasificación:

- a) Primer orden: cortan una cantidad importante de estratos o cuerpos rocosos.
- b) Segundo orden: su ocurrencia se limita a pocas capas rocosas.

## 1.3. Propiedades

Como se comentó en la introducción de este trabajo, parte de la dificultad que representan los YNF's está en la caracterización y modelado del sistema de fracturas, pues además de la obtención de parámetros tradicionales en un yacimiento como la porosidad ( $\phi$ ) y la permeabilidad ( $k$ ), debemos de considerar y cuantificar el aporte y almacenamiento proveniente de las fracturas, lo que hace necesario describir el carácter de las mismas. De forma general podemos dividir en dos grandes grupos los parámetros que deben ser estudiados (ver Fig. 1.9):

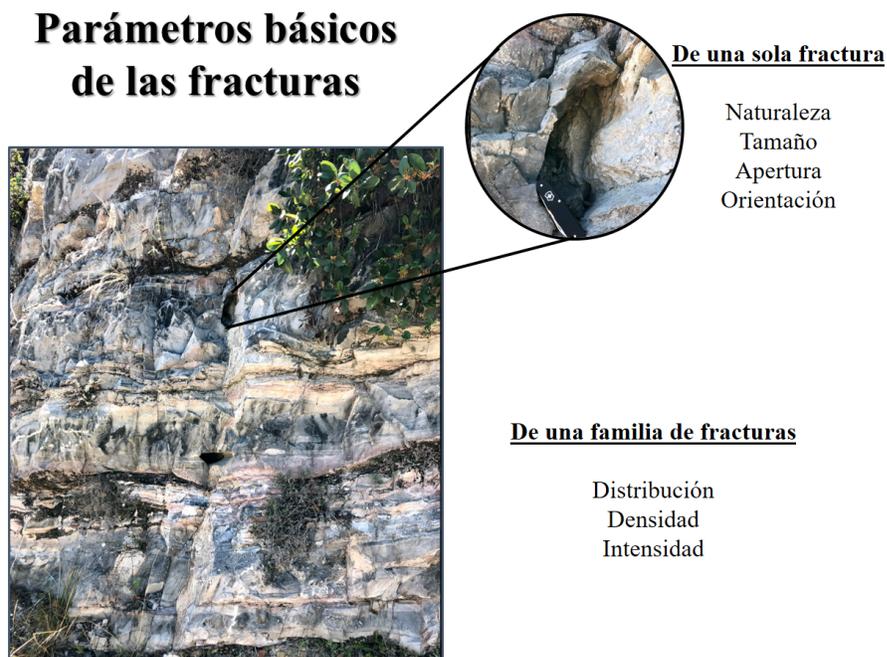


Figura 1.9: Parámetros básicos de las fracturas.

### 1.3.1. Propiedades de las fracturas

#### 1.3.1.1. Apertura

Se refiere a la distancia existente entre las paredes de la fractura. Stearns y Friedman (1972) mostraron estadísticamente que los valores de espesores de fractura varían entre 10 y 40 micrones (0.01-0.04 mm). Existen 3 factores principales que controlan la apertura: la profundidad del yacimiento, la presión de poro y el tipo de roca. A condiciones iniciales de nuestro yacimiento es claro que la presión de confinamiento permanece constante, sin embargo una vez que se comienza la producción de los pozos la presión de poro comienza a decaer por lo que la apertura de la fractura tiende a reducirse debido a la expansión de la roca. La ventaja de este parámetro es que puede ser medido en núcleos o con lámina delgada, la dificultad radica en la representatividad que estas aperturas medidas puedan tener sobre todo el sistema o familias de fracturas presentes. Se debe realizar primero las mediciones de la apertura “b” de las fracturas en una lámina, se promedian y se repite el procedimiento con diferentes láminas, al final se vuelven a promediar los espesores respecto al número de láminas medidas. Los promedios de cada lámina deben ser corregidos por la inclinación entre el plano de la lámina y el de las fracturas (si hay mucha variación entre los ángulos se elige un número aleatorio entre 0 y  $\pi/2$ ).

$$b_{real} = b_{medida} \cos \theta \quad (1.1)$$

#### 1.3.1.2. Tamaño

El tamaño de la fractura involucra la longitud de la misma con el espesor de la capa que la contiene (Stearns y Friedman, 1972), donde:

- a) Fracturas menores: son las que tienen una longitud menor que la del estrato que las contiene.
- b) Fracturas medias: atraviesan varias capas
- c) Fracturas mayores: presentan una larga extensión por lo general de decenas a cientos de metros.

#### 1.3.1.3. Naturaleza

Es importante también conocer el estado de las fracturas, por lo que es necesario prestar atención a las características de la apertura (si está completamente abierta, parcialmente abierta o cerrada). En caso de que esté rellena se debe identificar que tipo de minerales son los que están relleno y si ese material está distribuido homogénea o difusamente. De igual manera se debe señalar si las paredes de la fractura son rugosas, lisas o pulidas.

#### 1.3.1.4. Orientación

Una vez que es comprendida la naturaleza de las fracturas es muy importante clasificarlas en familias. Con la orientación es posible involucrar el estado de una sola fractura con el sistema donde coexiste con otras más, por tal motivo es necesario indicar la ubicación espacial y relación que guardan respecto a las otras estructuras (ver Fig. 1.10). La orientación preferencial en un sistema fracturado nos puede ayudar a definir y diferenciar las familias de fracturas existentes en nuestro yacimiento. La orientación del plano de fractura es definida con dos parámetros: el rumbo y el echado.

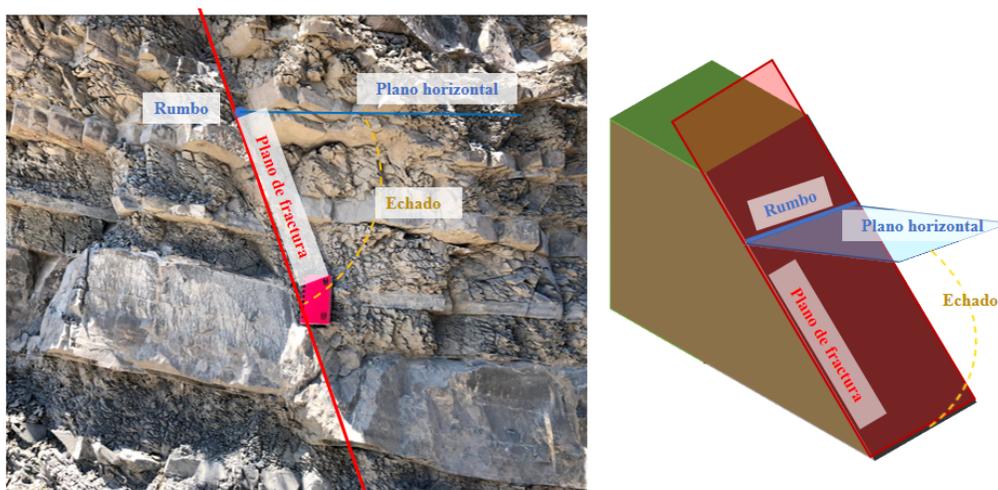


Figura 1.10: Ubicación espacial de un plano de fractura.

- a) **El Rumbo** es la orientación de la línea horizontal (respecto a un punto de referencia como lo es el Norte geográfico) que se forma cuando un plano horizontal imaginario interseca al plano que se mide (en este caso el plano de fractura).
- b) **El Echado** es el ángulo de inclinación del plano medido respecto al plano horizontal. Es conveniente reportar también la dirección hacia donde echa el plano.

#### 1.3.1.5. Distribución

Si se identifican dos o más familias de fracturas podemos establecer bajo que régimen de esfuerzos fue formado cada arreglo. La forma en que se distribuyen las fracturas es expresada por el *Factor de fracturamiento* (“ $F_f$ ”), el cual considera la comunicación existente entre los sistemas de fracturas. El factor de fracturamiento es una evaluación cualitativa de la frecuencia de las fracturas de cada familia identificada; éste tendrá valores grandes cuando los sistemas están comunicados o son equivalentes, o valores bajos cuando exista una pobre comunicación entre las familias de fracturas (Ruhland, 1973).



Finalmente la densidad de fracturas por unidad de volumen es la relación entre la superficie fracturada total ( $S$ ) del volumen de matriz ( $V_M$ ) que la contiene.

$$D_{fv} = \frac{S}{V_M} \quad (1.5)$$

### 1.3.1.7. Intensidad de fracturamiento

La intensidad de fracturamiento " $F_{int}$ " nos permite relacionar el impacto que tienen los sistemas de fracturas sobre los cuerpos rocosos. La diferencia con la densidad de fracturamiento es que éste parámetro toma en cuenta las características de los estratos, como espesores y litologías contenidas (Van Golf-Racht, 1982). Matemáticamente Ruhland (1973) lo definió como:

$$F_{int} = \frac{F_f}{Th_f} \quad (1.6)$$

Donde:

$F_f$ = Frecuencia de fracturamiento

$Th_f$ = Frecuencia de los espesores de los estratos afectados por fracturas

La *frecuencia de fracturamiento* es el número de fracturas contenidas sobre los estratos que están afectando (Van Golf-Racht, 1982; Ruhland, 1973).

Intensidad de Fracturamiento " $F_{int}$ "		
<b>Si</b>	<b><math>F_{int}</math></b>	<b>Interpretación</b>
$\geq$	0,05	Puede ser una zona fracturada
$\sim$	0,1	Es una zona fracturada promedio
=	5 – 10	Es una zona fuertemente fracturada
=	20 – 50	Es una zona muy fuertemente fracturada
$\geq$	100	Se trata de una brecha

Tabla 1.2: Clasificación por Intensidad de Fracturamiento " $F_{int}$ " Ruhland (1973).

Adicionalmente Ruhland (1973) encontró que en yacimientos donde solo existen fracturas verticales sobre estratos horizontales, la intensidad de fracturamiento representa la frecuencia de las fracturas que intersectan a los estratos, por lo que la intensidad de fracturamiento tendía a delimitar la matriz en bloques de diferentes tamaños. Dicho de otra forma él encontró que la relación  $F_f$  vs  $Th_f$  podía dar una aproximación de la forma que tienen los bloques unitarios de matriz generados por fracturas.

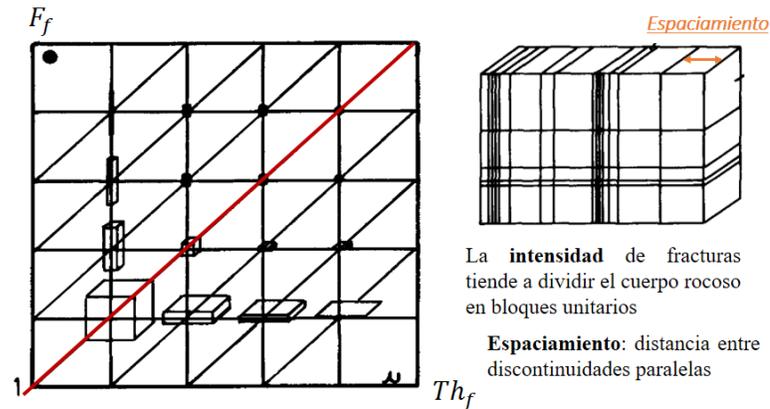


Figura 1.12: Intensidad de fracturamiento y bloques unitarios. Editada de Ruhland (1973).

Como se observa en la Fig.1.12, si:

1.  $F_f > 1$ : los bloques de la matriz tienen formas elongadas verticalmente
2.  $F_f = 1$ : los bloques de la matriz tienen formas cúbicas
3.  $F_f < 1$ : los bloques de la matriz tienen formas elongadas horizontalmente

### 1.3.1.8. Espaciamiento de fracturas

Parsons et al. (1966) definieron al espaciamiento de fracturas como la distancia promedio entre discontinuidades paralelas en un mismo grupo (ver Fig. 1.12). Este concepto está muy relacionado con la densidad de fracturamiento (ver Fig. 1.13), de hecho el espaciamiento de fracturas puede ser visto como la intensidad de fracturamiento asociado a una única familia de discontinuidades (el espaciamiento se limita al intervalo entre fracturas paralelas, mientras que la densidad involucra tanto discontinuidades paralelas como no paralelas). El espaciamiento entre fracturas (junto con la apertura de fractura) es indispensable para el cálculo de la porosidad ( $\phi_f$ ) y permeabilidad ( $k_f$ ).

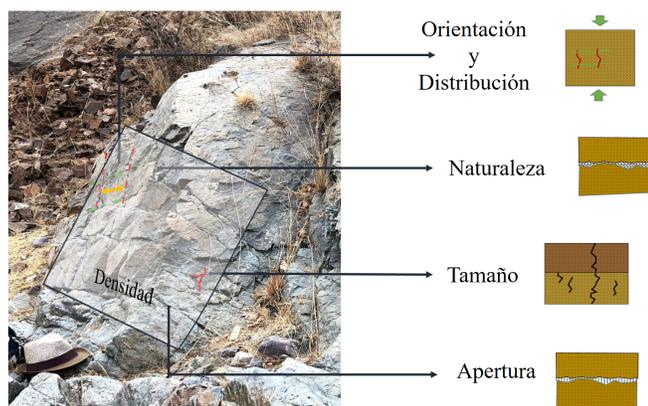


Figura 1.13: Parámetros en las fracturas.

### 1.3.2. Parámetros Fractales

En diversas áreas donde se han estudiado las fracturas se ha identificado una especie de repetición en el patrón de fracturamiento a distintas escalas, cuando esto ocurre podemos decir que tenemos un fenómeno con geometría fractal. Con estos patrones identificados se forman imágenes que representan el fenómeno a diferentes escalas y las cuales son muy parecidas, sin embargo es conveniente resaltar que más que ser imágenes geoméricamente similares se trata de equivalentes estadísticos del parámetro estudiado (Samaniego et al., 2003).

Las fracturas son estructuras que podemos encontrar a diversas escalas por lo que es posible utilizar la teoría de conjuntos fractales (ver Capítulo 4). De forma general podemos decir que estos conjuntos poseen dos grandes características que los hacen comportarse como tal (O. J. G. Cabrejo y Sánchez, 2006) : una es la propiedad de la invariancia en la escala (el fenómeno parece ser el mismo sin importar la escala en la que se estudie) y la otra es que posee una dimensión que no necesariamente es un número entero (Dimensión Fractal).

#### 1.3.2.1. Auto-semejanza

Es la propiedad de todo objeto identificado como fractal que indica que se mantendrán las mismas relaciones geométricas al cambiar de escala.

#### 1.3.2.2. Índice de conectividad

El exponente de conectividad " $\theta$ " modela el flujo de una partícula desde el pozo (Vargas, 2016). La distancia promedio que recorre una partícula con carácter fractal a un tiempo

"t" está representada como:

$$R^2 \propto t^{\frac{2}{2+\theta}} \quad (1.7)$$

Si:

1.  $\theta=0$ : se dice entonces que la conectividad es alta (no hay obstrucción en la difusividad de la partícula).
2.  $\theta >0$ : la difusividad en el sistema es afectada por una pobre conectividad de las fracturas

### 1.3.2.3. Dimensión Fractal

Pruess (1995) definió el concepto de dimensión como una función de la escala:

$$\eta = s_f^d \quad (1.8)$$

Donde:

$\eta$ =número de partes en el que se constituye el sistema estudiado

$s$ = factor de escala

$d_f$ = número de dimensión fractal

Por lo tanto la dimensión de un conjunto puede expresarse como:

$$d_f = \frac{\log(\eta)}{\log(s)} \quad (1.9)$$

La dimensión fractal es un parámetro que ayuda a caracterizar la irregularidad de un objeto o fenómeno. En un YNF proporciona información sobre la densidad de fractura en el medio (un valor grande de  $d_f$  indica alta densidad de fracturamiento).

### 1.3.3. Propiedades petrofísicas

#### 1.3.3.1. Porosidad

La porosidad es uno de los parámetros más importantes que interesa caracterizar adecuadamente ya que son en esos espacios donde se encuentran almacenados los fluidos con interés económico (como aceite, gas, agua...). Hacer una cuantificación de la porosidad con la menor incertidumbre posible nos permitirá calcular un valor aproximado de las reservas en nuestro yacimiento. En términos generales la porosidad se define como la relación que existe entre el volumen del espacio vacío (volumen de poros) y el volumen total del sistema (ver Ec. 1.10). Físicamente representa el espacio disponible para almacenar fluidos:

$$\phi_T = \frac{V_p}{V_T} \quad (1.10)$$

Donde:

$\phi_T$  = Porosidad total del sistema

$V_p$  = Volumen poroso en la roca

$V_T$  = Volumen total de la roca

Es importante tener presente que la relación anterior no involucra las características de la porosidad (como el tamaño, la conectividad con en el sistema, el tipo, etc.). En un Yacimiento Naturalmente Fracturado tenemos dos grandes actores, uno es el sistema matriz y otro el de fracturas por lo que debemos considerar la porosidad y permeabilidad que están asociadas a cada uno de ellos y como es que influyen en las diversas etapas de explotación en este tipo de yacimientos. La porosidad depende de muchos factores como lo es la distribución, cementación y que tanto están conectados los espacios vacíos entre ellos (Aguilera, 1995) por lo que es necesario diferenciar entre la porosidad total del sistema de aquella que se encuentra interconectada. Entendemos por porosidad efectiva ( $\phi_{ef}$ ) a la relación entre el espacio vacío interconectado y el volumen total de la roca. Desde el punto de vista económico, esta última es la que más nos interesa.

$$\phi_{ef} = \frac{\phi_c}{\phi_T} \quad (1.11)$$

Donde:

$\phi_{ef}$  = Porosidad Efectiva

$\phi_c$  = Volumen de espacio poroso interconectado

Graton y Fraser (1935) proponen modelos geométricos ideales que buscan representar la porosidad de un sistema en función de la disposición de las partículas que lo conforman. Estos modelos ideales se realizaron considerando material geológico clástico y los efectos que pudieran sufrir debido a diversos procesos geológicos. Para esto definieron como *acomodo* o *empacamiento* al arreglo que tienen las unidades sólidas entre ellas, donde mantienen su posición mediante un contacto tangente. Se entiende por unidad sólida a un cuerpo esférico ideal de radio  $R$ . El arreglo de esferas puede tener o no orden y se presenta como una configuración uniforme en donde los centros de las partículas coinciden a lo largo de una línea recta con un distanciamiento de dos veces “ $R$ ” (ver Figura 1.14).

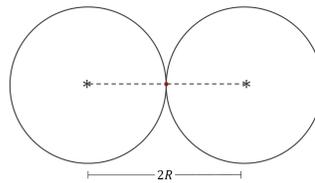


Figura 1.14: Arreglo lineal de partículas esféricas.

Considerando otra fila paralela adyacente de unidades sólidas tendremos un arreglo de capas donde el ángulo de intersección cambiará dependiendo de las condiciones de contacto tangencial entre las esferas en una fila. Se observa que el ángulo en el que dos filas se intersectan estará entre los valores de  $60^\circ$  y  $90^\circ$  (ver Figura 1.15). El arreglo más sencillo es aquel en el que el centro de las partículas sólidas coincide con un ángulo de  $90^\circ$  y al cual se le conoce como “arreglo cuadrático” (ver Fig. 1.15 (A)). El siguiente tipo de arreglo más común es aquel en que los centros de los sólidos se intersectan con  $60^\circ$  y es denominado como “arreglo rómbico simple” (Fig. 1.15 (B)).

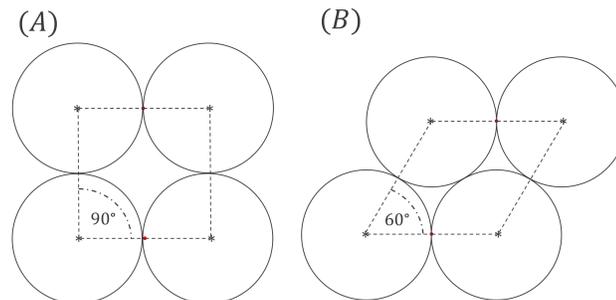


Figura 1.15: Tipos de arreglos en partículas esféricas.

Para poder obtener un modelo de porosidad es necesario pensar en un arreglo tridimensional, y de acuerdo al trabajo de Graton y Fraser (1935) se evaluó la porosidad de un

acomodo esférico cúbico y esférico romboédrico (ver Figura 1.16). Considerando que el volumen de una esfera está definido por:

$$V_{esf} = \frac{4\pi R^3}{3} \quad (1.12)$$

Y para un sistema en forma de cubo donde cada uno de sus lados mide  $2R$ , el volumen está dado por:

$$V_{cub} = (2R)^3 = 8R^3 \quad (1.13)$$

Por definición de porosidad se tiene que:

$$\phi = \frac{\text{espacio vacío}}{\text{volumen de sólido}} = \frac{\text{vol. del cubo} - \text{vol. de esfera}}{\text{vol. del cubo}} \quad (1.14)$$

Por lo tanto para un empaque cúbico se tiene que la porosidad ideal será:

$$\phi = \frac{8R^3 - \frac{4\pi R^3}{3}}{8R^3} = 0,476 * 100 = 47,6\% \quad (1.15)$$

En la ecuación 1.15 se observa que la porosidad para un arreglo cúbico está en función únicamente del empaque y no depende del radio de la esfera. Para un sistema romboédrico Graton y Fraser (1935) determinaron que la porosidad es del 25.96% (ver Fig. 1.16). Sin embargo, la porosidad primaria tiende a ser menor que los valores anteriores, esto debido a diferentes aspectos como la cementación, la irregularidad y el tamaño de la partícula.

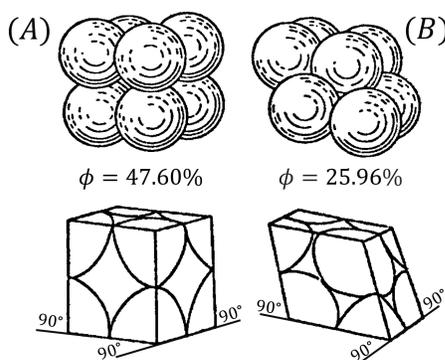


Figura 1.16: Celdas unitarias para un empaque cúbico (A) y romboédrico (B) (Graton y Fraser, 1935).

Existen muchos criterios para clasificar la porosidad de la roca pero de manera general podemos decir que se divide en porosidad primaria y secundaria.

### **Porosidad Primaria ( $\phi_p$ )**

Es aquella adquirida al tiempo en que se fue formando la roca y que empieza a originarse una vez que el sedimento ha sido depositado; este tipo de porosidad se considera como una característica original de la roca.

### **Porosidad Secundaria ( $\phi_s$ )**

La porosidad secundaria es aquella que adquiere la roca después de los procesos geológicos que sufre posterior a su depósito. Este tipo de porosidad no tiene una relación directa con la forma de las partículas y de manera general se considera que se forma por procesos de disolución, recristalización, dolomitización o fracturamiento. (Aguilera, 1995). En yacimientos constituidos por rocas carbonatadas la porosidad secundaria suele ser más importante que la porosidad primaria. Es importante no descartar que ambos tipos de porosidad coexisten casi siempre en un mismo yacimiento y que las fracturas llegan a ser elementos importantes dentro del sistema poroso.

### **Porosidad de la matriz ( $\phi_m$ )**

En un YNF la porosidad total del sistema está definida como la suma de la porosidad asociada a la matriz ( $\phi_m$ ) con la porosidad de la fractura ( $\phi_f$ ), por lo que la porosidad total en un yacimiento fracturado se expresa como:

$$\phi_T = \phi_m + \phi_f \quad (1.16)$$

La  $\phi_m$  es la relación del volumen de espacios vacíos en la matriz entre el volumen total de esa misma matriz (ver Ec. 1.17) :

$$\phi_m = \frac{\text{espacio vacío en matriz}}{\text{volumen total de la matriz}} \quad (1.17)$$

Nelson (2001) considera que la porosidad de la matriz incluye el espacio vacío generado tanto por disolución como por la relación que guardan las partículas de la roca (porosidad intergranular).

### **Porosidad de la fractura ( $\phi_f$ )**

Es la relación entre el volumen de espacios vacíos y el volumen total de la roca (es claro que el volumen vacío considerado es aquel que encontramos entre las paredes de la fractura). Para el cálculo de esta porosidad es necesario considerar el ancho y el espaciamiento

de las fracturas (Nelson, 2001):

$$\phi_f = \frac{e}{D + e} \quad (1.18)$$

Donde:

$\phi_f$ = porosidad de la fractura

e= Apertura promedio de las fracturas

D= Espaciamiento promedio entre las fracturas paralelas

De la ecuación anterior se observa que no se debe subestimar el hecho de que la porosidad de la fractura depende mucho de su escala.

### Porosidad vugular ( $\phi_v$ )

Es un tipo de porosidad secundaria que se caracteriza por las dimensiones que puede alcanzar (ver Fig. 1.17). La porosidad vugular está asociada a procesos de disolución y su tamaño y formas son muy variables. Si se presentan con tamaños grandes y formas relativamente equidimensionales se les denomina “cavernas”. Las “gargantas” o “canales” son espacios porosos alargados que generalmente funcionan como conexiones entre vúgulos u otras formas de porosidad, también están asociadas a procesos de disolución.



Figura 1.17: Porosidad primaria y secundaria: A) Intercalación de calizas Mudstone con Wackestone, brechas de falla y donde es posible apreciar fracturamiento, cavernas y vúgulos B) Láminas delgadas de material clástico donde en color azul se observa la porosidad por fracturas (superior izq.), por disolución (superior der.) y porosidad primaria intercristalina (inferior der.). Imágenes de láminas delgadas tomadas de Vera (2018).

Debido a la importante presencia de vórgulos en un YNF, Camacho Velázquez et al. (2002) desarrollaron modelos para los *yacimientos naturalmente fracturados y vugulares*. En su trabajo establecen que es muy común encontrar porosidad vugular en los yacimientos carbonatados, y además, mencionan que éstos tendrán un importante impacto en la permeabilidad si es que se encuentran conectados.

### 1.3.3.2. Permeabilidad

Aguilera (1995) define a la permeabilidad ( $k$ ) como una propiedad del sistema poroso que representa la capacidad del medio para transmitir los fluidos. Al igual que la porosidad es necesario diferenciar el flujo de fluidos que proviene de la matriz ( $k_m$ ) del que es aportado por las fracturas ( $k_f$ ). Para definir matemáticamente la permeabilidad en un YNF se hace uso de la ecuación de Darcy (1856) que describe un flujo Newtoniano laminar incompresible, de una sola fase a través de un medio poroso continuo y homogéneo (ver Ec. 1.19):

$$Q = KA \frac{dh}{dl} \quad (1.19)$$

Donde:

Q= Gasto  
K= Conductividad hidráulica  
A= Área transversal  
dh/dl= Gradiente hidráulico

Hubbert (1940) define a la conductividad hidráulica como:

$$K = k \left( \frac{\rho g}{\mu} \right) \quad (1.20)$$

Con:

$$k = Nd^2 \quad (1.21)$$

Donde:

k= Permeabilidad intrínseca  
 $\rho$ = Densidad del fluido  
g= Aceleración de la gravedad  
 $\mu$ = Viscosidad del fluido  
N= Coeficiente característico adimensional del medio poroso  
d= Diámetro promedio de las partículas en la roca

En el trabajo de Nelson (2001) se menciona que la Ec. 1.21 no modelaba adecuadamente el flujo a través de las fracturas, por lo que para introducir el efecto del sistema

fracturado se propuso un modelo donde se considera un flujo a través de dos placas paralelas con superficie lisa que están separadas una de la otra por una distancia “e” (Snow, 1965; Sharp et al., 1972):

$$\frac{Q}{A} = \frac{e^3}{12D} \frac{dh}{dl} \frac{\rho g}{\mu} \quad (1.22)$$

Donde:

D= Espaciamiento de las fracturas

e= Apertura de las placas paralelas

La ecuación 1.22 es válida para un flujo Newtoniano laminar de una sola fase a través de fracturas con variaciones pequeñas en la apertura; entonces tenemos que la ec. 1.19 describe el flujo a través de la matriz y la ec. 1.22 a través de las fracturas por lo que al hacer uso de estas dos expresiones se puede llegar a una ecuación que defina el flujo total en un yacimiento naturalmente fracturado:

$$k_{m+f} = k_m + \frac{e^3 \cos(\alpha)^2}{12D} \quad (1.23)$$

Al combinar las ecuaciones anteriores, Parsons et al. (1966) definieron la permeabilidad de la fractura como:

$$k_f = \frac{e^2}{12} \frac{\rho g}{\mu} \quad (1.24)$$

Donde:

$k_{m+f}$ = permeabilidad del sistema matriz + fractura

$k_f$ = permeabilidad de fractura

$k_m$ = permeabilidad de la matriz

$\alpha$ = ángulo entre la superficie de fractura y el eje de aplicación del gradiente de presión

### Permeabilidad Absoluta

Es la permeabilidad de un fluido que está saturando al 100% el espacio poroso.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p} \quad (1.25)$$

### Permeabilidad Efectiva

Se refiere a la permeabilidad que tiene un fluido coexistiendo con otros y que está en función de la saturación de los fluidos del sistema. Esta permeabilidad es una extensión que se le hace a la ec. 1.25 considerando la presencia de flujo multifásico.

$$k_f = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta p} \quad (1.26)$$

### Permeabilidad Relativa

Esta permeabilidad es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. La importancia de este parámetro es que nos permite medir la forma en que un fluido se está transportando a través del medio poroso (Escobar, 2000). En un sistema donde coexiste el agua junto con el aceite la primera es considerada como fase mojante mientras que el aceite es la fase no mojante (en sistemas aceite- gas el aceite se comporta como mojante).

$$k_{rf} = \frac{k_f}{k} \quad (1.27)$$

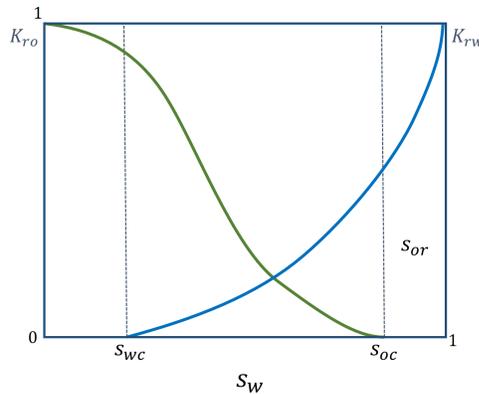


Figura 1.18: Curvas de permeabilidad relativa para un sistema aceite-agua. Editada de Van Golf-Racht (1982).

En la gráfica anterior se observa que se parte bajo la consideración de un sistema saturado con agua al 100% y a medida que ingresa aceite al sistema la permeabilidad relativa del agua ( $k_{rw}$ ) va disminuyendo considerablemente hasta llegar a un punto donde la saturación de aceite es tal que éste comienza a moverse, esta saturación es conocida como saturación crítica del aceite ( $S_{oc}$ ). La saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ) es aquella que está por abajo del punto de movilidad del aceite ( $S_{oc}$ ) y que ya no puede ser reducida en el

sistema. Mientras que la saturación de agua sigue disminuyendo su permeabilidad relativa también lo hace. Por otro lado el aceite incrementa su presencia y por consiguiente su permeabilidad relativa hasta llegar a un punto donde la  $k_{rw}=0$ , a este nivel de saturación de agua se le conoce como saturación crítica “ $S_{wc}$ ” (Nieto, 1987).

Van Golf-Racht (1982) reportó que en un Yacimiento Naturalmente Fracturado se complica la elaboración de curvas de permeabilidad relativa debido al sistema de doble porosidad. Un plano de fractura que divide dos bloques de matriz generará una discontinuidad en el flujo de la fase agua y aceite, lo cual se traduce en una anomalía en las curvas de  $K_{rf}$  (ver Fig. 1.19). En este caso el flujo en algunas fracturas es similar a lo que ocurre en un pistón.

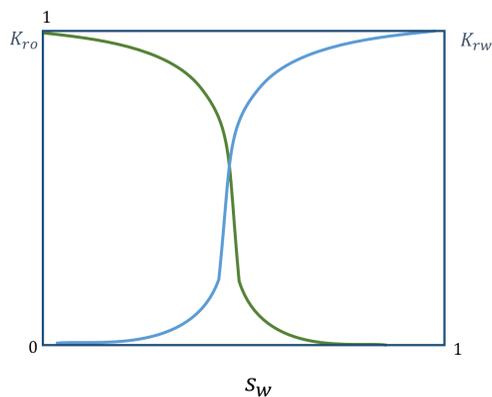


Figura 1.19: Curvas de permeabilidad relativa para un sistema aceite-agua en un YNF. Editada de Van Golf-Racht (1982).

### 1.3.3.3. Saturación de fluidos

Se refiere a la cantidad del espacio poroso que está ocupado por fluidos (aceite, gas o agua) y de forma matemática se expresa como la relación del volumen del fluido ( $V_w$ ,  $V_o$  o  $V_g$ ) entre el volumen poroso total del yacimiento ( $V_p$ ).

Para el aceite:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (1.28)$$

Para el agua:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (1.29)$$

Para el gas:

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (1.30)$$

Se asume que el espacio poroso tiene que estar saturado por alguno de los fluidos, por lo que la suma de cada una de las saturaciones debe ser igual a 1, por lo tanto:

$$S_o = 1 - S_w \quad (1.31)$$

La importancia de este parámetro está en su utilización para la estimación de reservas. Aguilera (1995) propuso la siguiente ecuación para su cálculo en Yacimientos Naturalmente Fracturados:

$$S_{w_f} = \frac{\mu_w WOR}{B_o \mu_o + \mu_w WOR} \quad (1.32)$$

Donde:

- $S_{w_f}$  = Saturación de agua en las fracturas
- $\mu_f$  = Viscosidad de los fluidos (w=agua, o=aceite)
- $B_o$  = Factor de volumen del aceite
- WOR = Corte de agua inicial

La ecuación 1.32 es utilizada para los yacimientos en donde las fracturas gobiernan la porosidad y la permeabilidad (Tipo I, Nelson 2001). Por otro lado, si se tiene un YNF donde el aporte es compartido (matriz- fractura) la saturación de agua es determinada tanto en función de la saturación de fluidos en las fracturas ( $S_{w_f}$ ) como en la matriz ( $S_{w_m}$ ):

$$S_{w_T} = v S_{w_f} + (1 - v) S_{w_m} \quad (1.33)$$

El coeficiente de partición “v” representa el espacio poroso tanto de las fracturas como de la matriz y puede ser calculado como:

$$v = \frac{\phi_T - \phi_m}{\phi_T (1 - \phi_m)} \quad (1.34)$$

La forma en que se distribuyen los fluidos en el medio poroso depende mucho de la saturación de los fluidos y de la preferencia de mojabilidad que tenga la roca.

#### 1.3.3.4. Mojabilidad

La mojabilidad de una roca es la preferencia que tiene para ser cubierta por uno de los fluidos con los que interactúa y depende de la naturaleza de los fluidos con los que se involucra además de las características del sólido. En general se observa que el fluido mojante tiende a ocupar los espacios capilares de menor diámetro dentro de los poros, lo cual se traduce en una dificultad mayor para removerlo por completo del sistema poroso (ver Fig. 1.20). Por otro lado el fluido no mojante ocupa los espacios de mayor diámetro

(lo que le da una mayor movilidad). El fluido mojante forma una delicada capa sobre el sólido, mientras que el no mojante ocupa el centro de los poros (Blas Miguel, 2005); un yacimiento es hidrófilo cuando es mojado preferentemente por agua y oleófilo cuando lo es por aceite .

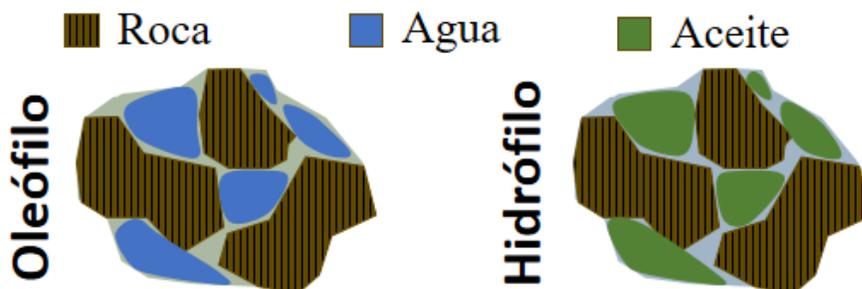


Figura 1.20: Mojabilidad preferencial en un sistema roca-agua-aceite.

En un sistema roca, agua, aceite y gas las únicas fases mojantes son el agua y el aceite por lo que se pueden generar dos situaciones (ver Fig. 1.21):

1. Sistema mojado por agua: se considera una gota de agua sobre una superficie rodeada por aceite. La interfaz entre el agua y el aceite intersectan la superficie rocosa con un ángulo  $\theta < 90^\circ$
2. Sistema mojado por aceite: ahora la interfaz que forma la gota de agua rodeada por aceite forma un ángulo con la superficie rocosa  $\theta > 90^\circ$

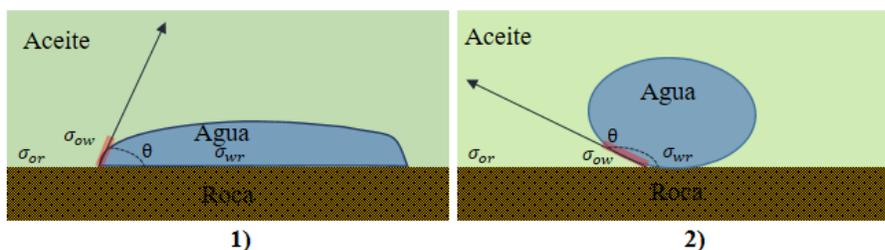


Figura 1.21: Ángulo de contacto para: 1) Sistema mojado por agua 2) Sistema mojado por aceite. Editada de Ahr (2011).

El ángulo “ $\theta$ ” formado entre la interfaz de los fluidos y la superficie rocosa se le denomina como ángulo de contacto. Además existen tres tensiones superficiales: aceite-roca ( $\sigma_{or}$ ), agua-roca ( $\sigma_{wr}$ ) y aceite-agua ( $\sigma_{ow}$ ), la expresión matemática que las relaciona es la siguiente:

$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{or} - \sigma_{wr} \quad (1.35)$$

### 1.3.3.5. Presión Capilar

La Presión Capilar “ $P_c$ ” es la diferencia de presión existente entre la fase mojanante y la fase no mojanante (Escobar, 2000). Una forma de visualizarlo es considerando dos fases inmiscibles dentro de un tubo capilar en donde el fluido mojanante buscará adherirse a las paredes del tubo y el no mojanante tenderá a agruparse de forma esférica (ver Fig. 1.22). Por lo anterior la interfaz que los separa formará un menisco cóncavo o convexo por la diferencia de presión generada, esa  $\Delta P$  es lo que denominamos como Presión Capilar. Experimentalmente se considera un tubo capilar debido a que hace analogía al espacio poroso en las rocas, ya que si se utilizara un tubo con un diámetro más grande las fuerzas en la interfaz de los fluidos se distribuyen sobre el perímetro (lo cual generaría presiones iguales).

Si en un tubo capilar se ponen en contacto agua y aceite estos se separaran por una interfaz, entonces, considerando dos puntos de presión en las cercanías de ella, uno en la fase agua ( $P_w$ ) y otro en la fase aceite ( $P_o$ ), la presión capilar se podrá definir como:

$$P_c = P_{nm} - P_m = \sigma_{ow} \cos \theta \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (1.36)$$

Donde:

$r_{1,2}$ = son los radios de la curvatura generada en la interfaz.

$P_{nm}$ = Presión de la fase no mojanante

$P_m$ = Presión de la fase mojanante

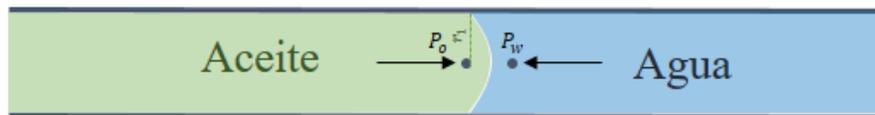


Figura 1.22: Presión capilar entre fase mojanante (agua) y no mojanante (aceite). Editada de Ahr (2011).

Es claro que en un cilindro  $r_1=r_2$ = radio del tubo capilar, por lo que la  $P_c$  dependería solamente de la cantidad de poros en el sistema y la saturación de los fluidos. Sin embargo, ya en la práctica el sistema poroso en la roca es mucho más complejo que tubos capilares rectos de paredes lisas por lo que para poder obtener la magnitud de las presiones capilares en el yacimiento y más en específico la distribución de las saturaciones de los fluidos se utilizan las curvas de presión capilar.

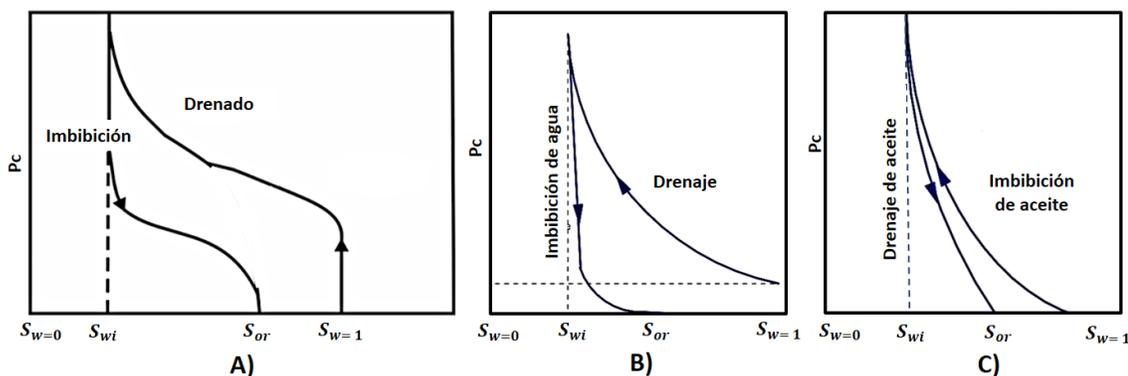


Figura 1.23: Curvas de presión capilar: A) Curva típica B) Curva de un sistema mojado por agua C) Curva de un sistema mojado por aceite. Editada de Escobar (2000).

Las curvas típicas de “ $P_c$ ” se forman considerando que un yacimiento se encuentra inicialmente saturado de agua (ver Fig. 1.23). Después debido a la migración de hidrocarburos el aceite desplaza al agua connata en un proceso denominado “*drenado*”, la otra curva representa un proceso llamado “*imbibición*” que simula un barrido del aceite por inyección de agua (García Paredes, 2003).

El proceso general es el siguiente: se considera un sistema poroso saturado al 100% de agua que posteriormente es expulsada por la inyección de aceite al sistema. Para diferentes etapas de este proceso se registra una saturación de agua “ $S_w$ ” con su respectivo valor de presión “ $P_c$ ”. Se llegará a un punto donde la presión capilar es considerada como máxima debido a que ya no es posible retirar agua del sistema aun habiendo cierta cantidad de la misma, esta saturación mínima es conocida como saturación de agua irreducible ( $S_{wi}$ ); a este punto se considera terminado el proceso de drenado. La imbibición comienza enseguida con la inyección de agua al sistema por lo que ahora la fase expulsada es el aceite. De la misma forma como se hizo en el proceso anterior se va registrando un valor de saturación con su respectiva presión hasta llegar a un punto donde  $P_c = 0$ , ahí aún queda aceite que no puede ser retirado del sistema, el cual se le denomina como saturación de aceite residual (“ $S_{or}$ ”).

### 1.3.3.6. Coeficiente de cementación

Este parámetro es de mucha utilidad para el cálculo de  $S_w$  por lo que es importante obtenerlo de forma precisa, ya que de utilizar un número erróneo nos llevaría a la sub o sobre-estimación de la saturación de fluidos en nuestro yacimiento. De forma matemática Rasmus et al. (1983) definen al coeficiente como:

$$m = \frac{\log(\phi_s^3 + \phi_s^2(1 - \phi_t) + (\phi_t - \phi_s))}{\log(\phi_t)} \quad (1.37)$$

Donde:

$m$ = Coeficiente de entrampamiento de Archie

$\phi_s$ = Porosidad de la matriz calculada con registro de porosidad sónico

$\phi_t$ = Porosidad total obtenida con el registro de densidad o neutrón

Este coeficiente es un buen indicador del tipo de porosidad que se tiene en el yacimiento (matriz, fracturas, cavernas o vóculos). Por lo general en los Yacimientos Naturalmente Fracturados las porosidades son menores al 2% (I. T. Cabrejo et al., 2010). Si el coeficiente de cementación:

$m= 2$  : el sistema está altamente influenciado por la matriz

$m= 1$  : las fracturas gobiernan el comportamiento del yacimiento

$m > 2$  : hay fuerte influencia de vóculos o cavernas

El coeficiente “ $m$ ” varía con el tamaño, la distribución de los granos y la complejidad de la comunicación entre los poros (tortuosidad). Finalmente, la ecuación de Archie et al. (1942) que involucra el cálculo de la saturación de agua con el exponente de saturación es la siguiente:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \quad (1.38)$$

Donde:

$n$ = Exponente de saturación (normalmente es utilizado 2)

$R_w$ = Resistividad del agua en la formación

$R_t$ = Resistividad verdadera de la formación

$\phi$ = Porosidad

$m$ = Factor de cementación

$a$ = Factor de tortuosidad (por lo general es igual a 1)

### 1.3.3.7. Compresibilidad

Por definición hemos visto que en las fracturas (más en específico las diaclasas) puede existir un desplazamiento perpendicular al plano de ruptura (apertura). Como tal, el sistema poroso no tiene compresibilidad, los cambios en sus dimensiones son generados por los cambios que sufre la fase sólida. En lo anterior se muestra la importancia de conocer la compresibilidad en nuestro sistema fracturado, pues a medida que la presión decae la roca tiende a expandirse lo que puede generar una disminución en el volumen poroso. De

forma general la compresibilidad es definida como el cambio en el volumen debido un disturbio en la presión del sistema:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad (1.39)$$

Se ha documentado que la compresibilidad afecta a las fracturas en mayor medida en comparación con la matriz. Los volúmenes susceptibles a compresión son los del material rocoso y el de los fluidos (gas, aceite, agua). La compresibilidad de la formación “ $C_f$ ” es el cambio en el volumen poroso ( $\Delta V_p$ ) debido a un cambio en la presión del yacimiento ( $\Delta p$ ):

$$C_f = \frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta P} \quad (1.40)$$

La compresibilidad de la formación puede ser obtenida experimentalmente mediante la utilización de una constante de proporcionalidad “ $K$ ” que depende de la litología:

$$C_f = K C f_{lab} \quad (1.41)$$

Donde:

$$C f_{lab} = \frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta \sigma_{lab}} \quad (1.42)$$

Puede observarse que la diferencia entre la ec. 1.40 y ec. 1.42 es el disturbio que genera el cambio en el volumen, para la compresibilidad de la formación se requiere un cambio en la presión del yacimiento “ $\Delta p$ ” y para la calculada en el laboratorio es el esfuerzo efectivo “ $\Delta \sigma_{lab}$ ” aplicado sobre la muestra (Morán, 2000). La compresibilidad del sistema fracturas-vúgulos puede expresarse como:

$$C_{fv} = -\frac{1}{\phi_{fv}} \left( \frac{\partial \phi_{fv}}{\partial \sigma_m} \right)_p \quad (1.43)$$

Donde:

$\phi_{fv}$ = porosidad de fracturas y vúgulos

$\sigma_m$ = esfuerzo hidrostático

## 1.4. Detección y evaluación

Como ya se ha discutido anteriormente debido a la actividad del sistema Tierra, es casi seguro encontrarnos con la presencia de fracturas en nuestros yacimientos, de aquí la importancia de identificar que tanto y de que manera éstas influyen en la explotación de hidrocarburos. En la actualidad existen diversas técnicas que nos permiten identificar la presencia de estas estructuras. Warren et al. (1963) definen como básicas las siguientes:

### 1.4.1. Métodos directos

El uso de información geológica puede ser de gran ayuda para un primer análisis de lo que pensamos pueda ser un yacimiento naturalmente fracturado, para esto los datos que se extraen mediante la perforación de pozos son fundamentales.

#### 1.4.1.1. Análisis de núcleos

Uno de los métodos más eficientes y utilizados para la detección de fracturas es la recuperación de núcleos, los cuales pueden aportar información detallada sobre su origen, geometría y ocurrencia dentro de nuestro yacimiento. Además, con un núcleo se puede estudiar la geomecánica del yacimiento, así como el desarrollo relativo de la fractura con respecto a la diagénesis (lo cual puede contribuir al entendimiento de como fueron formadas, donde hay mayor probabilidad de encontrarlas y cuales de ellas han sido mineralizadas).

Un núcleo orientado (el cual nos proporciona la relación espacial original que guarda en el yacimiento) puede aportar valiosa información sobre como las fracturas gobiernan la anisotropía del flujo. Existen diversas técnicas que permiten obtener la orientación en un núcleo, ya sea tomarlo así desde el pozo o utilizar paleomagnetismo en el laboratorio para establecer su ubicación espacial. La orientación en un núcleo puede ser calibrada con imágenes de pozo.

Cuando la escala lo permite, la apertura y longitud de la fractura debe ser medida para poder calcular la densidad de fractura, la porosidad ( $\phi_f$ ) y algunos otros parámetros de importancia (Warren et al., 1963). De las muestras recuperadas de un núcleo es posible obtener láminas delgadas, por lo que con un estudio petrográfico detallado podremos enriquecer la caracterización de nuestro yacimiento. Por último, otra gran utilidad de este tipo de técnica es que nos permite diferenciar una fractura natural de una inducida; una fractura natural puede estar rellena total o parcialmente, mostrar superficies desgastadas o con marcas específicas que denoten un origen natural o ajeno a la perforación del pozo, mientras que una fractura inducida contendrá geometrías simétricas o curvadas respecto al núcleo o marcas que se propagan a lo largo del eje del mismo (ver Fig. 1.24).



Figura 1.24: Ejemplo del análisis de núcleos. En la imagen se observa un tramo de aproximadamente 3 metros de núcleo de cuerpos andesíticos con fracturas naturales e inducidas, además de vetas.

#### 1.4.1.2. Imágenes de pozo

Debido a que este método proporciona información visual de nuestro yacimiento de forma similar a como lo hace un núcleo (ver Fig. 1.25), es considerado como un método directo (Warren et al., 1963). De forma general decimos que existen dos tipos de registros que recolectan diferente tipo de información para generar una imagen del pozo:

- a) Registros de resistividad: mediante un arreglo de electrodos ubicados a lo largo de la pared del pozo miden pequeñas variaciones en la resistividad para generar una imagen.
- b) Registros sínicos: La imagen es generada con la información recolectada por transductores sínicos, los cuales emiten y reciben ondas de sonido de las paredes del pozo.

Existen dispositivos que pueden tomar tanto imágenes resistivas como acústicas, lo cual evidentemente potencializa la utilidad de la información recuperada. En la siguiente tabla se muestran ventajas y desventajas de utilizar cada método por separado.

<b>Comparación entre registros de imagen</b>	
<b>Registro de resistividad</b>	<b>Registro acústico</b>
La información es recolectada por 4, 6 u 8 sensores lo cual genera una imagen de pozo separada en varias secciones.	Genera una imagen completa del pozo (a 360°).
Puede presentar incompatibilidad con lodos base aceite.	Funciona en lodos base aceite.
Tiene altas resoluciones y es más sensible que el registro sónico a los cambios litológicos.	La sensibilidad a cambios litológicos es muy variada según las propiedades acústicas de las rocas.
Puede obtener la información necesaria para iniciar los cálculos de parámetros.	Proporciona información detallada de la forma del pozo.
Debido a que mide la resistividad del fluido utilizado, este registro es muy útil para la identificación de fracturas abiertas o incluso mineralizadas (por lo general los minerales que obstruyen el plano de fractura son resistivos).	Pueden detectar fracturas abiertas pero aquellas que tienen precipitaciones minerales no pueden ser distinguidas con claridad.
Útil en la cuantificación de la apertura de las fracturas.	-

Tabla 1.3: Comparación entre registros de imágenes de resistividad y sónicos (Warren et al., 1963).

El uso de registros de imágenes y el análisis de núcleos son complementarios y uno no puede remplazar al otro. Es conveniente utilizar información de las dos metodologías debido a que muchas veces en las imágenes de registros es posible pasar por alto estructuras que son evidentes en los núcleos o caso contrario es que con los registros es posible obtener imágenes de fracturas que pudieron ser omitidas o "borradas" por la forma en que se recuperó el núcleo.

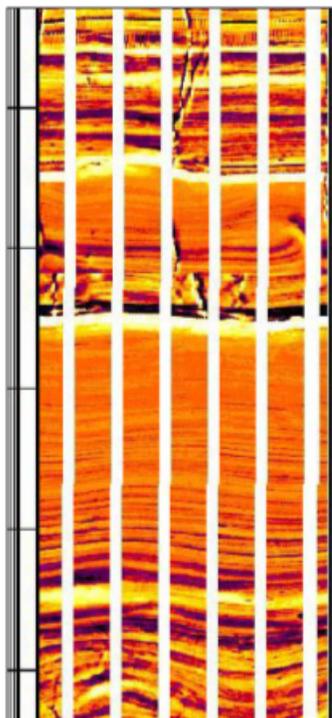


Figura 1.25: Imagen de pozo realizada con un registro de resistividad.

### 1.4.2. Métodos indirectos

Sin duda los registros de imágenes o el estudio de núcleos proporcionan información valiosa sobre la presencia y apertura de las fracturas, pero para definir como viable la explotación en un sistema fracturado es muy importante identificar si esas discontinuidades se encuentran hidráulicamente conectadas, pues al final lo que interesa al ingeniero petrolero es la capacidad que tienen las fracturas para almacenar y transportar los fluidos de interés.

#### 1.4.2.1. Análisis de la Onda Stoneley en registros acústicos

Existe una herramienta que puede procesar ondas acústicas de gran amplitud, las cuales se les conoce como ondas Stoneley. Este tipo de ondas viaja a través de la interfaz fluido-formación con sentido al eje del pozo (ver las flechas en la Fig. 1.26). La respuesta generada por este tipo de ondas se atenuará y reflejará ante la presencia de fracturas abiertas, por otro lado, al cruzar una zona con altas permeabilidades la onda se atenuará y disminuirá su velocidad. Es conveniente ser cuidadoso con este registro debido a que puede dar falsos positivos indicando la existencia de vórgulos cuando en realidad hay una zona lavada, por lo que se recomienda calibrar este registro con uno de imágenes o núcleos.

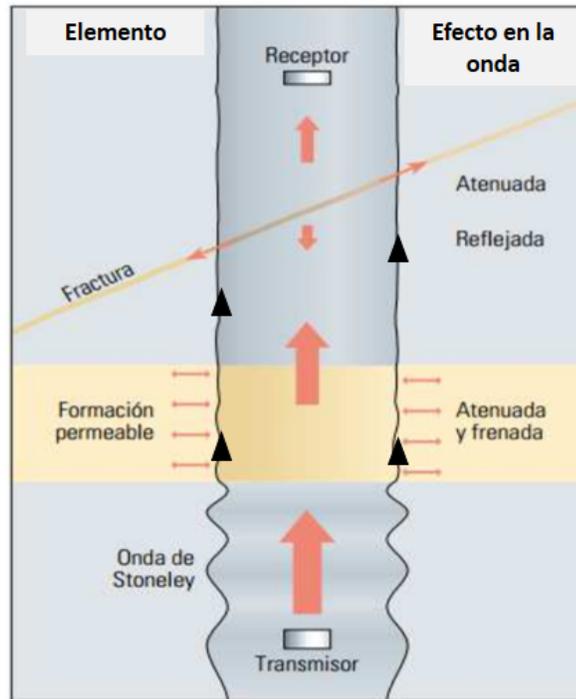


Figura 1.26: Esquema del análisis de las ondas tipo Stoneley. Editada de Bravo Corrales (2012).

#### 1.4.2.2. Registro PEF

Los registros de absorción fotoeléctrica pueden ser utilizados para reconocer fracturas abiertas siempre y cuando se esté utilizando un lodo de barita (ya que es muy sensible a minerales pesados). Si el lodo base barita se filtra por las fracturas abiertas, este registro tomara cuenta de ello, sin embargo no es posible cuantificar la extensión de las fracturas. Un PEF puede sustituir al registro de imágenes (resistividad) en un pozo con un lodo base aceite donde las fracturas no pueden ser detectadas por esa herramienta. Debido a su capacidad este registro es utilizado para corroborar la presencia de vóculos.

#### 1.4.2.3. Registro de porosidad

Los registros de porosidad como el sónico, de densidad o de neutrón pueden ser una herramienta auxiliar para la identificación de fracturas con aperturas considerablemente grandes y que estén cercanas a la pared del pozo. Junto con un registro de imágenes es posible identificar fracturas abiertas. Estas herramientas no son muy confiables para la obtención de la porosidad de fractura.

#### 1.4.2.4. Registro PLT

Debido a que los registros de producción se corren mientras el pozo está fluyendo se puede obtener información respecto a que fracturas y cuanto están aportando (Warren et al., 1963). Estas herramientas son las mejores para determinar la capacidad de flujo del sistema fracturado. Cuando se trata de un registro de temperatura se puede identificar por donde está siendo aportado el fluido (muy útil en yacimientos de gas donde la temperatura baja cuando este se expande).

#### 1.4.2.5. Caliper

Si la sección estratigráfica del yacimiento es conocida el caliper es una buena herramienta para la identificación de zonas altamente fracturadas así como cavernas asociadas a ellas. El caliper es una herramienta que permite verificar el estado y sinuosidad en las paredes del pozo por lo que es posible ubicar estructuras de dimensiones considerables.

#### 1.4.2.6. Registros de Inducción

El principio base para la identificación de fracturas es que la presencia de estas generan anomalías en la resistividad, por lo que la herramienta detecta la resistividad cuando un fluido está rellenando las fracturas.

#### 1.4.2.7. Pérdidas de circulación

En una zona con presencia de fracturas se puede tener una rápida y repentina pérdida de fluido de perforación, en la mayoría de los casos son pérdidas no considerables y que pueden ser fácilmente controladas con la adición de un agente de obturación; sin embargo, hay situaciones en que la filtración de lodo por las fracturas es tal que las consecuencias pueden ser desastrosas, por eso es conveniente poner especial atención en este parámetro. Es claro entonces que el tener pérdidas de lodo de perforación es un indicador de la presencia de fracturas y/o vóculos conectados (ver Fig. 1.27). Por lo general las pérdidas asociadas a una matriz permeable son graduales mientras que las filtraciones por las fracturas y/o vóculos son abruptas. Los registros corridos durante la perforación no son muy precisos pero si se presta atención pueden ser útiles para reconocer de primera mano estructuras de importancia. Si se monitorea la cantidad de fluido perdido se puede inferir el tamaño y apertura de las fracturas y/o vóculos conectados. Es importante considerar que el fluido de perforación genera un factor de daño en nuestro yacimiento ya sea obstruyendo o cambiando la mojabilidad en la superficie de las fracturas.

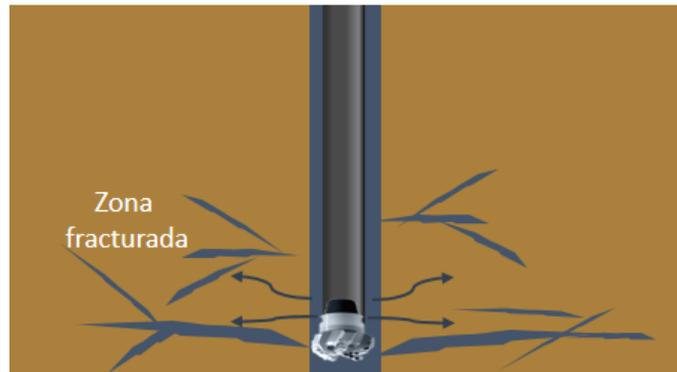


Figura 1.27: Pérdidas de circulación. En caso de que las fracturas y/o vógelos no se encuentren rellenos, el fluido de perforación (color azul) ocupará el espacio vacío de estos sistemas.

#### 1.4.2.8. Pruebas de presión

Las pruebas de presión resultan herramientas muy útiles a la hora de evaluar y caracterizar los YNF's, ya que nos permiten cuantificar las porosidades y permeabilidades tanto del sistema matriz como el de fracturas. El principio básico de una prueba de presión consiste en generar un disturbio en el pozo para caracterizar el flujo de fluidos a través de la formación y las fracturas y/o vógelos. En la gráfica semilog de la Fig. 1.28 se muestra un ejemplo de una prueba de presión, la primera línea recta que se indica con el triángulo está asociada a un periodo de tiempo donde el flujo es a través de las fracturas, posteriormente y reflejado en la segunda línea recta, el flujo se lleva a cabo en el sistema matriz-fracturas.

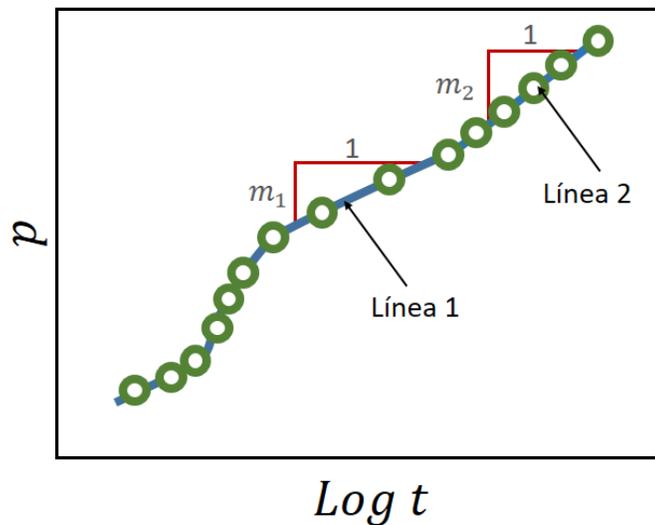


Figura 1.28: Gráfica semilog para una prueba de presión. Editada de Cinco-Ley et al. (1996).

#### 1.4.2.9. Sensores remotos

Se refiere a un conjunto de técnicas y procesos que permiten obtener una imagen de la superficie terrestre de forma remota (ver Fig. 1.29). Alpay et al. (1973) reportaron de forma exitosa el uso de fotografías aéreas para la determinación de tendencias de fracturas y su extrapolación al modelo subsuperficial del yacimiento. Lo anterior se sustenta en que los rasgos estructurales de las fracturas conservan la misma dirección a profundidad (esto solo en áreas libres de influencia de tectónica activa). Un estudio detallado con información de sensores remotos puede proporcionar información importante del carácter de las fracturas en el subsuelo.

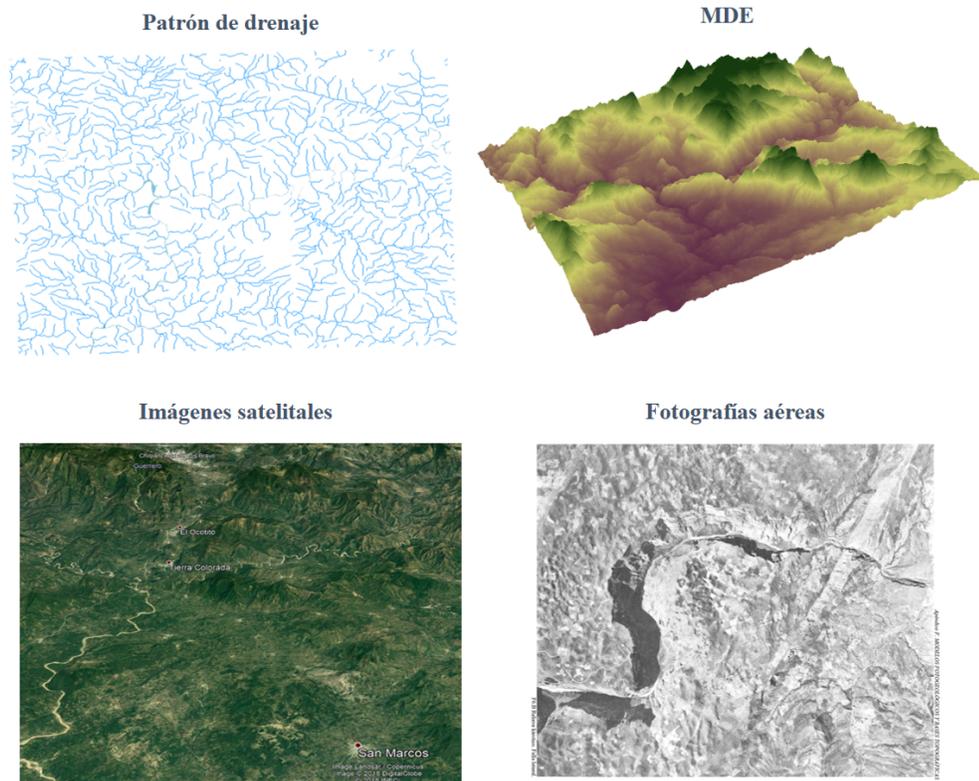


Figura 1.29: Identificación de estructuras corticales mediante el estudio del patrón de drenaje, modelos digitales de elevación (MDE), imágenes satelitales y fotografías aéreas.



## Capítulo 2

# Registros geofísicos aplicados a YNF's

*“El Arte del análisis de las Formaciones está en la obtención de las propiedades del yacimiento con los Registros de Pozo”*

L.Bigelow

Los *Registros Geofísicos* (RsGs) son el conjunto de información obtenida de herramientas que son introducidas al pozo con el objetivo de medir parámetros físicos de nuestro yacimiento y que con una correcta interpretación pueden aportar importante información sobre la petrofísica de nuestro yacimiento, de ahí que se considere a esta rama de la Geofísica como nuestros ojos en el subsuelo. De manera muy general decimos que las herramientas para toma de registros son sondas que contienen diferentes tipos de dispositivos que toman mediciones y son bajadas a través del pozo mediante un cable que tiene la función de suministrar energía a la sonda, transmitir la información a la superficie y ser línea de transporte para correr y recuperar la herramienta de registro. En la actualidad existen registros geofísicos que son corridos mientras se perfora el pozo (LWD), ahí la información es transmitida a la superficie mediante pulsos a través del lodo de perforación. Los usos e importancia de los RsGs se pueden resumir en dos grandes grupos (Ellis y Singer, 2007):

- (1) **Evaluación de la Formación:** en esta etapa el objetivo de los registros es encontrar indicadores de la presencia de hidrocarburos, diferenciar entre aceite y gas, establecer la profundidad a la que se encuentran (intervalo productor), inferir un volumen aproximado de fluidos y proporcionar los parámetros para definir si la explotación del yacimiento es rentable.
- (2) **Evaluación de la Terminación de pozo:** una vez perforado y cementado el pozo es muy importante conocer el estado y la calidad de la terminación, además de la toma de registros de presión y producción.

Muchos de los RsGs convencionales asumen que la formación es un medio homogéneo y que el pozo tiene un diámetro constante, por lo que la utilidad de estas herramientas en YNF's está en saber interpretar las anomalías registradas por los sensores y que pueden ser respuestas asociadas a zonas fracturadas. Como se verá a lo largo de este capítulo estas herramientas generan disturbios en la formación tales que se pueden estimar parámetros como la porosidad, la saturación de los fluidos y la permeabilidad, este último es la clave para poder identificar la presencia de fracturas abiertas, cavernas o vóculos (pues son conductos de alta permeabilidad).

*Es muy importante tener presente que ningún registro geofísico puede indicar la existencia de fracturas por sí solo pero utilizando los diversos tipos de herramientas en conjunto e interpretando de forma correcta las respuestas anómalas que se puedan presentar, ayuda a identificar la presencia de zonas fracturadas en intervalos en donde las evidencias de cada herramienta diferente sobre la ocurrencia de las fracturas coinciden.*

Un fenómeno muy importante que se debe considerar en nuestro pozo es la intrusión de los fluidos de perforación en la formación. La invasión se origina ante la presencia de una zona permeable y por un diferencial de presión donde la fuerza ejercida por la columna hidrostática en el pozo es mayor que la presión en la formación. Como se analizará más adelante, los efectos que genera el lodo en la formación afectarán considerablemente algunos parámetros medidos en los registros, de aquí la importancia de diferenciar las mediciones que son obtenidas en zonas donde el fluido de perforación (con propiedades conocidas) tiene presencia a aquellas que se conservan intactas (ver Fig.2.1).

- 1. Zona invadida:** o también denominada como *zona lavada* es aquella región donde el lodo de perforación tiene alta presencia, de ahí que los parámetros medidos estarán asociados a las propiedades de la formación bajo los efectos de las del fluido invasor.
- 2. Zona de transición:** es aquel límite en el cual los efectos del fluido que invade comienzan a disminuir hasta llegar a la zona virgen (donde ya no hay presencia del lodo).
- 3. Zona virgen:** o *zona limpia* es aquella que conserva las propiedades originales de la formación debido a que el lodo de perforación no alcanzó a intruir.

Entre las paredes del pozo y la formación existe una acumulación de partículas sólidas del fluido de perforación, esto genera la aparición de una capa que se le conoce como enjarre. De igual forma deber ser considerada a la hora de correr registros, además de que el enjarre puede representar afectaciones considerables nuestro pozo.

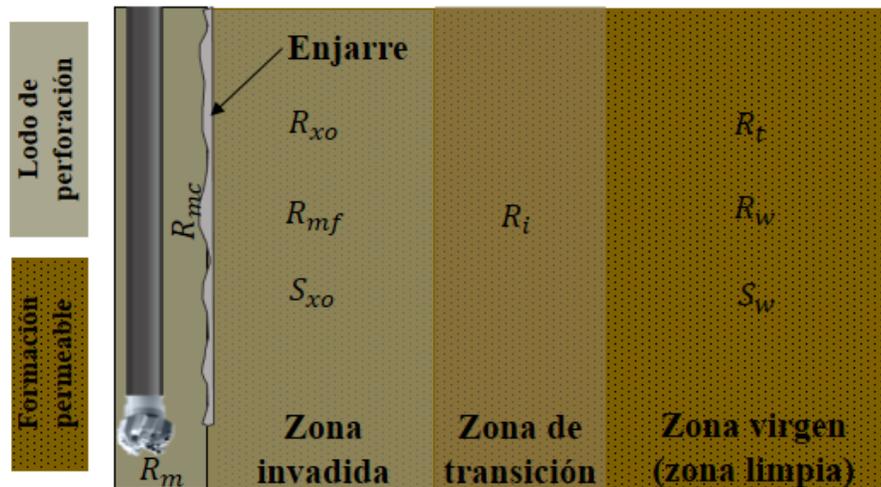


Figura 2.1: Esquema de la filtración del fluido de perforación en una zona permeable. Editada de Schlumberger (s.f.).

## 2.1. Presentación de los Registros

Los RsGs son la representación de la medición de ciertas propiedades respecto a la profundidad. En un registro se pueden observar diferentes carriles que contienen las curvas generadas por cada herramienta referenciando siempre una propiedad medida respecto a la profundidad. Los registros pueden ser presentados tanto en escala lineal como en logarítmica según lo requiera el tipo de medición, por ejemplo, debido a los amplios rangos de las unidades en las mediciones del tipo eléctricas suelen utilizarse carriles con escala logarítmica (Ellis y Singer, 2007). Las curvas del registro de Potencial Espontáneo (SP) son presentadas en el carril número uno y sus valores incrementan de izquierda a derecha (ver Fig. 2.2). La herramienta de Rayos gamma junto con la de Caliper suele presentarse también en el carril uno (ver Fig. 2.3). Ante la presencia de arcillas en la formación la curva de SP tiende ir a valores más positivos, al igual que lo hace la curva rayos gamma donde los altos valores de radiactividad son indicadores de presencia de arcillas, por lo tanto estas dos curvas mostrarán una tendencia muy parecida a la hora de diferenciar entre zonas limpias de zonas arcillosas.

<b>SP</b>	Profundidad		
-180.0 MV 20.00			
Carril 1		Carril 2	Carril 3

<b>SP</b> Millivolts	Profundidad		
10 - ↔ +			
Carril 1		Carril 2	Carril 3

Figura 2.2: Encabezado utilizado para el registro de Potencial Espontáneo. Editado de Ellis y Singer (2007).

<b>Caliper</b>	Profundidad		
8 in. 18			
<b>Rayos gamma</b>			
0 API 100			
Carril 1		Carril 2	Carril 3

Figura 2.3: Encabezado utilizado para el registro de Rayos Gamma y que a menudo es presentado junto con la curva Caliper. Editado de Ellis y Singer (2007).

Como se verá más adelante, para los registros de resistividad existen herramientas cuya principal diferencia es el alcance de investigación. En la figura 2.4 se observa el ejemplo de un registro de *Doble Inducción (SFL)* el cual es representado por 3 curvas de resistividades: la curva **ILD** proporciona la medición de las resistividades en intervalos más profundos en la formación ( $R_t$ ), mientras que en la traza **ILM** se observan resistividades a profundidades intermedias (y que es útil para el cálculo de invasión del fluido). Finalmente la curva de **SFLU** registra las resistividades en intervalos someros, los cuales se asocian a las zonas invadidas ( $R_{xo}$ ).

Carril 1	Profundidad	ILD	
		0.2000	ohm-m 2000
		-----	
Carril 1	Profundidad	ILM	
		0.2000	ohm-m 2000
		-----	
Carril 1	Profundidad	SFLU	
		0.2000	ohm-m 2000
		-----	

Figura 2.4: Encabezado utilizado para los registros de Inducción. Editado de Ellis y Singer (2007).

Los registros de porosidad se representan en carriles contiguos al primero y por lo general su unidad de medida está en valor decimal o en unidades de porosidad (p.u.). Las correcciones de este tipo registros se pueden observar en los siguientes carriles (ver Figuras 2.5 y 2.6).

Carril 1	Profundidad	NPHI (SS)	
		0.4500	-0.150
		-----	
Carril 1	Profundidad	DPHI (SS)	
		0.4500	-0.150
		-----	

Carril 1	Profundidad	Índice de porosidad % <u>SS</u> Matrix				
		Porosidad Densidad de formación compensada				
		60	45	30	15	0
Carril 1	Profundidad	Porosidad Neutrón compensada				
		60	45	30	15	0
		-----				
Carril 1	Profundidad	Corrección				
		g/cm <sup>3</sup>				
			-0.25	0		+0.25

Figura 2.5: Encabezado utilizado para los registros de Porosidad Neutrón y Densidad, además de sus curvas compensadas. Editado de Ellis y Singer (2007).

	Profundidad		Tiempo de Transito Microsegundos/ ft
			150 $\Delta T$ 50
Carril 1		Carril 2	Carril 3

Figura 2.6: Encabezado utilizado para los registros de porosidad acústicos. Editado de Ellis y Singer (2007).

## 2.2. Registros Mecánicos

Con estas herramientas se busca medir el estado físico en el que se encuentra el pozo. Una herramienta básica para hacer esto es el Caliper, el cual toma mediciones del diámetro del pozo mediante la utilización de dos o más brazos que intentan dibujar la simetría en el pozo.

### 2.2.1. Registros Caliper

Mediante los brazos en la herramienta (los cuales están conectados a un potenciómetro) se van trazando las variaciones que sufre el diámetro del pozo. Como ya se ha discutido al inicio del capítulo, en las actividades de perforación es común que el lodo tienda a invadir zonas permeables por lo que algunas partículas sólidas quedan atrapadas en las paredes del pozo y forman lo que se conoce como enjarre. En el Registro de herramienta Caliper se podrán identificar las fracturas debido a un engrosamiento anómalo del enjarre o por el incremento abrupto del diámetro del pozo de una zona a otra (lo cual puede estar asociado a la presencia de cavernas o por el desprendimiento de bloques debido a fracturas paralelas al pozo). Aunque no debe ser utilizado como un único criterio, la elongación en el diámetro del pozo puede dar indicios de la presencia de fracturas (Fig.2.7).

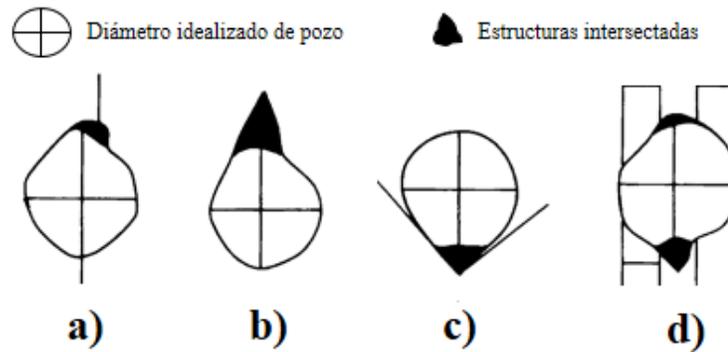


Figura 2.7: Elongación en el diámetro de pozo debido a la intersección con: a) Una fractura b) Vúgulos c) Fracturas conjugadas d) Familias de fracturas (Plumb y Hickman, 1985).

A continuación se muestra un ejemplo de la respuesta que se obtuvo en el Caliper corrido en un pozo de la Formación Austin Chalk, Texas. En general se puede observar una tendencia regular. Las pequeñas variaciones en el intervalo de 5860 a 5970 ft no pueden ser consideradas por sí solas como indicadores de la presencia de fracturas; sin embargo, como se verá más adelante con la ayuda de otros registros se comprobará la existencia de fracturas en estas profundidades.

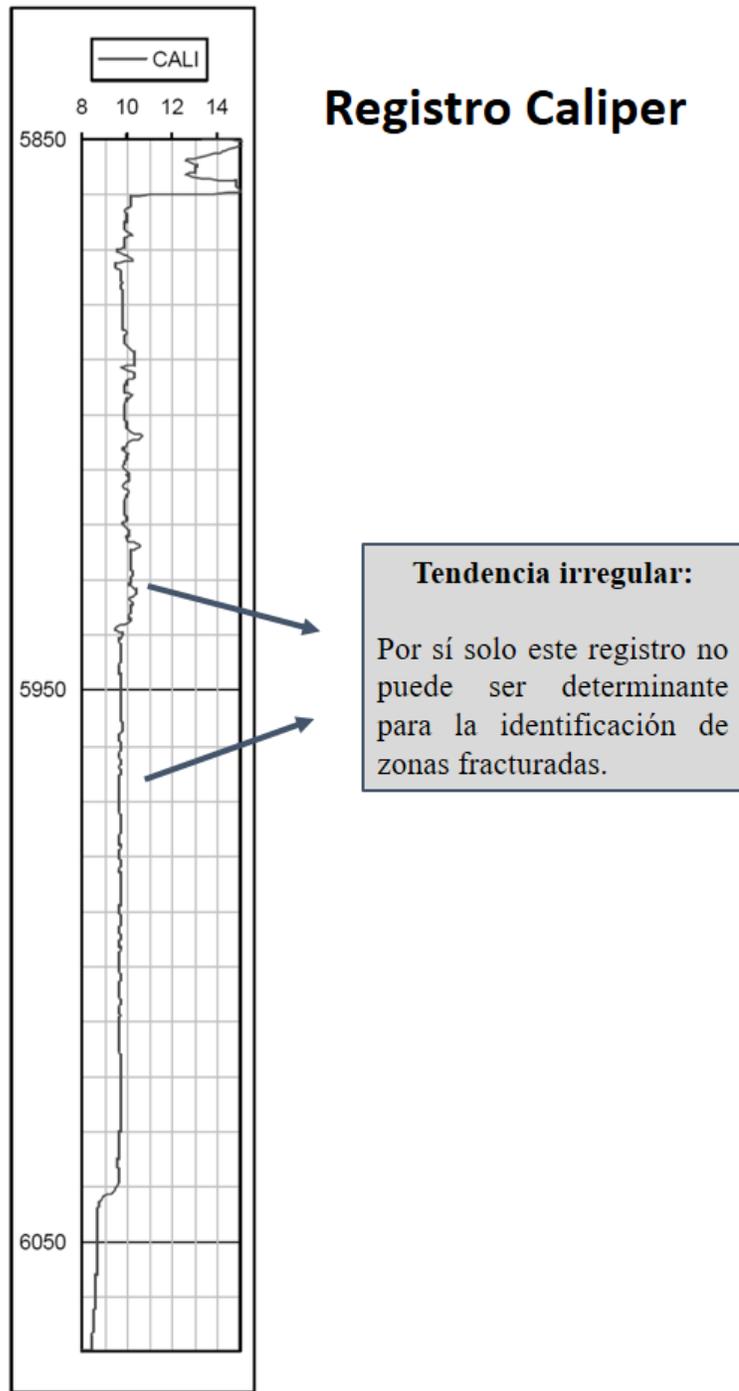


Figura 2.8: Ejemplo de la curva Caliper que fue corrido en un pozo de la Formación Austin Chalk, Texas. Editado de: Martinez et al. (2002).

## 2.3. Registros de Litología

El objetivo general de este tipo de registros es asociar las respuestas medidas a las características y competencias de cierto tipo de litologías.

### 2.3.1. Registro de Potencial Espontáneo

La herramienta de SP registra el potencial eléctrico que se genera por la interacción entre los fluidos de perforación, los de la formación y la presencia de arcillas. Al ser una herramienta que registra potenciales eléctricos se requiere que sea corrido con lodos conductivos y en pozos no revestidos. Se mide el potencial natural de la formación que proviene de dos fuentes, una electrocinética (cuyo efecto se puede despreciar en la medición de SP) y otra por electroquímica (que surge de la interacción entre dos soluciones con salinidades diferentes) que se compone de dos diferentes fenómenos (Ellis y Singer, 2007):

- 1. Potencial de unión líquida:** está asociada a la zona dentro de la formación donde el lodo de perforación y el agua de la formación entran en contacto directo. Para poder visualizar los procesos que genera este tipo de potencial imaginemos que en la siguiente figura se representa una zona permeable con invasión de fluido de perforación (que tiene bajas concentraciones de sal) y otra zona que no ha tenido invasión, únicamente contiene el agua de formación con altas salinidades (ver Fig.2.9-1). Las partículas del cloruro de sodio son sometidas a un gradiente de concentración que obliga a la molécula de  $Na^+$  y de  $Cl^-$  a ir de una zona de mayor concentración a una de menor. Sin embargo la movilidad que tienen las partículas de Cl respecto a Na es considerablemente mayor por lo que la difusión genera una separación de cargas que reparte iones de Cl en la zona de baja concentración y los de Na en la de alta (ver Fig.2.9-2); en otras palabras en la zona invadida tendremos exceso de cargas negativas y en la zona virgen un exceso de cargas positivas por lo que se generará un potencial "E" asociado al movimiento de las cargas iónicas.

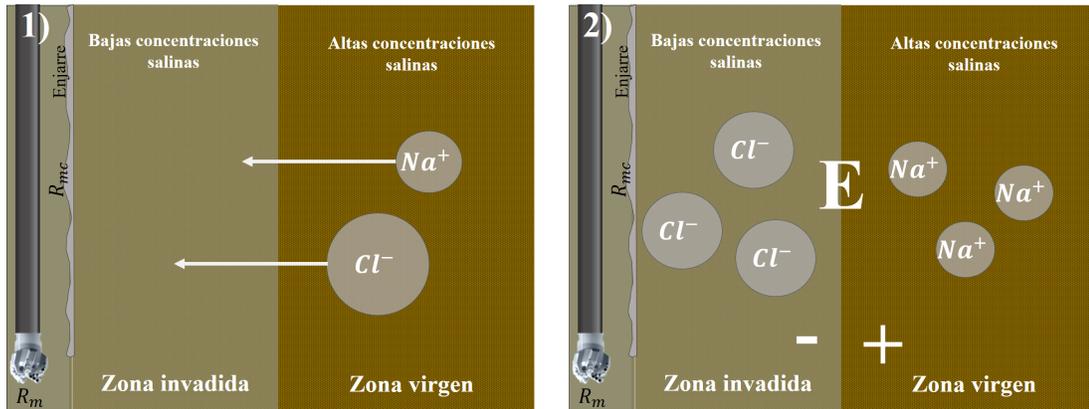


Figura 2.9: Esquema de la generación de potencial de unión líquida. Editado de Ellis y Singer (2007).

**2. Potencial de membrana:** este potencial está asociado a litologías con alto contenido de arcillas y aunque éstas son consideradas como material impermeable son capaces de permitir el transporte iónico. Debido a sus características las arcillas son consideradas como membranas catión-selectivas ya que la carga negativa de los minerales de alteración repele a los aniones ( $Cl^-$ ) y atrae a los cationes ( $Na^+$ ) lo que genera nuevamente una separación de cargas. Las arcillas son permeables a los cationes lo que hará que las cargas positivas se concentren de un lado de la barrera y las negativas por el otro, dicho reparto de cargas genera un potencial (ver Fig. 2.10).

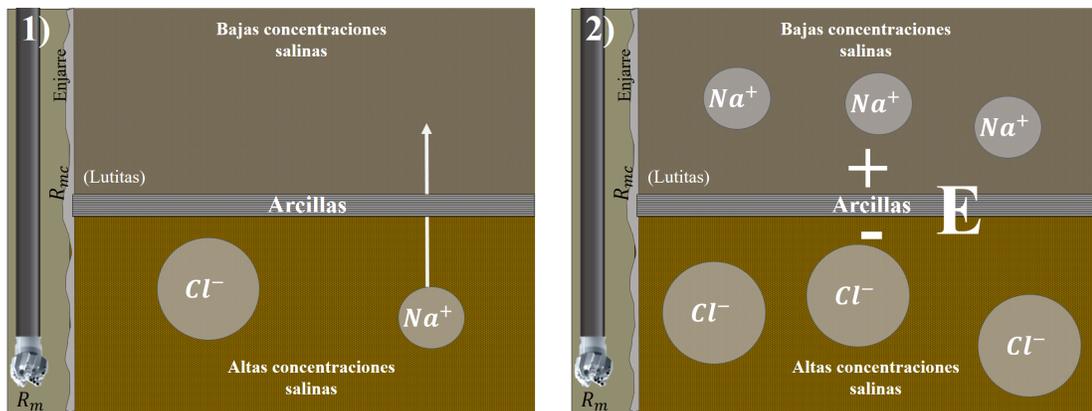


Figura 2.10: Esquema de la generación del potencial de Membrana. Editado de Ellis y Singer (2007).

La diferencia de potencial es medida entre un electrodo en el pozo y otro a una distancia de referencia en la superficie. En la curva SP el potencial de membrana representa  $\frac{4}{5}$  de las mediciones (Ellis y Singer, 2007). Cuando el registro es corrido frente a una zona arcillosa (zona impermeable) la curva generada tiende a ser una línea recta que se le conoce como línea base de lutitas e indica poca o nula filtración de lodo a la formación. El registro SP permite identificar la cantidad de arcilla en el yacimiento, la existencia de zonas altamente permeables y la resistividad del agua de la formación (ver ec. 2.1), por lo que las desviaciones en la curva indicarán presencia de zonas porosas con contenido de agua (cuya concentración iónica es diferente a la del lodo utilizado).

$$SP = -k \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (2.1)$$

Donde:

$R_{mf}$ = Resistividad del lodo filtrado

$R_w$ = Resistividad del agua en la formación

$K$ = constante en función de la temperatura del intervalo

### Aplicación

Como se ya se discutió, la generación de potencial natural depende de la cantidad de sales que existan en los fluidos y de las condiciones para que se dé el intercambio iónico (deben de existir zonas permeables), es por eso que el registro SP puede ser de utilidad para la determinación *cuantitativa* de fracturas pues en una zona fracturada la línea base de lutitas presentará un comportamiento errático o desviaciones negativas asociadas a la filtración del lodo por las fracturas. En la Figura 2.11 se muestra un ejemplo de la aplicación de este tipo de registro.

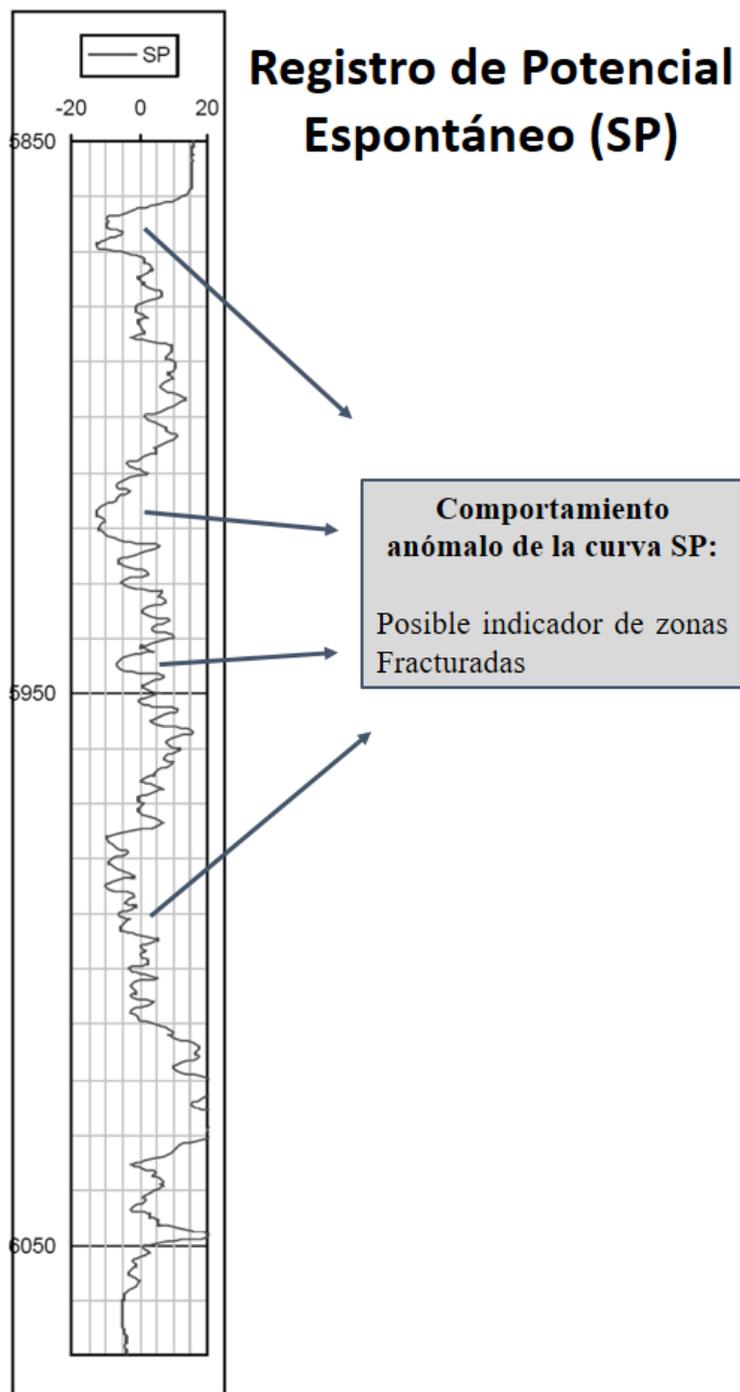


Figura 2.11: Ejemplo de registro SP corrido en un pozo en la Formación Austin Chalk, Texas. Editado de: Martinez et al. (2002).

### 2.3.2. Registro de Rayos Gamma

Con los Registros de Rayos Gamma (GR) es posible cuantificar la desintegración de los elementos radiactivos que por lo general tienen las rocas. Los isótopos responsables de la generación de rayos gamma pueden ser atribuidos a una cantidad contada de minerales comunes; en el caso de las arcillas los valores de radiactividad esperados son altos debido a que son radiactivos por naturaleza o están asociados a iones que lo son (Ellis y Singer, 2007). Según la intensidad de radiactividad detectada por la herramienta es posible asociarla a algún tipo de litología (ver tabla 2.1).

Radiactividad en las rocas	
Roca	Valor [API]
Arenisca	10–20
Dolomías	10–20
Halita	0
Carbón	0
Caliza	5–10
Lutita	80–40
Silvita	500

Tabla 2.1: Valores de radiactividad para distintos tipos de litología. Editado de INTERNATIONAL (2008).

Se le conoce como “API” a la unidad estándar de medición de rayos gamma establecida por el *American Petroleum Institute*. La principal utilidad de estas herramientas es la fácil y rápida diferenciación entre zonas arcillosas y limpias. Además, estos registros pueden ser corridos en agujeros revestidos y con cualquier tipo de lodo de perforación.

Existen dos tipos principales de herramientas:

- 1. Herramienta de Rayos Gamma Natural (GR):** mediante un detector de rayos gamma cuantifica la radiactividad total de la formación.
- 2. Herramienta de Espectroscopía de Rayos Gamma:** además de la radiactividad de la formación cuantifica la concentración de los radioisótopos.

### Herramienta de Rayos Gamma Naturales

Lo rayos Gamma son ondas electromagnéticas emitidas por ciertos elementos en la Tierra y se consideran principalmente 3 isótopos debido a que su vida media es muy grande (lo cual indica que son más estables que otros elementos):

- a)  $K^{40}$ : El decaimiento de este isótopo de potasio emite un solo rayo Gamma característico.
- b)  $Th^{232}$ : Las series de Torio pueden decaer en muchos isótopos intermedios antes de llegar a uno más estable.
- c)  $U^{238}$ : Al igual que el anterior, las series Uranio-Torio tienen que pasar por más de una docena de isótopos intermedios.

El registro GR permite detectar de forma cualitativa la proporción de arcillas que hay en la formación mediante la lectura de la radiactividad de los tres isótopos ya mencionados.

### Herramienta de Espectroscopía de Rayos Gamma (NGS)

Estas herramientas utilizan el mismo principio que las anteriores; sin embargo, tienen la capacidad de cuantificar la concentración de masa de cada isótopo lo que las hace muy útiles debido a que dependiendo de la concentración de cada elemento se puede establecer un origen (Ortíz-Ángel, 1996):

1. Potasio: puede ser indicador de la presencia de calizas, arcosas (por el alto contenido de feldespato K), arcillas, evaporitas o rocas de origen ígneo.
2. Uranio: su ocurrencia puede ser evidencia de procesos diagenéticos como disolución o fracturamiento. En un intervalo saturado por hidrocarburos la presencia de uranio está asociado a los procesos de migración donde los fluidos arrastraron las partículas y las depositaron en el espacio poroso.
3. Torio: indica la posible presencia de evaporitas, arcillas o rocas de origen ígneo.

La respuesta detectada por una herramienta de rayos gamma puede ser expresada matemáticamente de la siguiente forma:

$$GR_{API} = \alpha U^{238} + \beta Th^{232} + \gamma K^{39} \quad (2.2)$$

Donde los coeficientes “ $\alpha$ ”, “ $\beta$ ” y “ $\gamma$ ” representan las concentraciones de los isótopos ( $U$  y  $Th$  están en ppm y  $K$  en %). Aunque el isótopo radiactivo es el “ $K^{40}$ ”, la concentración utilizada es la del “ $K^{39}$ ”, el cual es más abundante (Ellis y Singer, 2007). Estas herramientas han sido utilizadas para la correlación de pozos, identificación básica de litología y para la estimación del volumen de arcillas en la formación.

### **Aplicación**

Un registro rayos gamma detecta arcillas debido a la presencia de minerales radioactivos que son concentrados en ellas. Las fracturas pueden ser identificadas si se presenta un incremento en la arcillosidad no relacionado a formaciones arcillosas (ver Fig. 2.12). Cantidades considerables de sales de uranio pueden encontrarse en las discontinuidades de las fracturas o dentro de las grietas debido a una circulación previa de geofluidos (Van Golf-Racht, 1982). De igual forma con la herramienta de espectroscopía de rayos Gamma una alta concentración de Uranio puede asociarse a la presencia de lutitas con alto contenido orgánico o con depósitos arcillosos sobre las fracturas. La imagen siguiente es de un registro real tomado en la formación Austin Chalk donde pueden observarse valores altos de radiactividad. En el intervalo que va de 5850 a aproximadamente 6000 ft se ha comprobado la presencia de fracturas mediante la utilización de otros registros y parámetros. Es importante recordar que por sí sola la curva GR no puede ser concluyente en la identificación de fracturas ya que esas respuestas pueden estar asociadas a capas delgadas de lutitas.

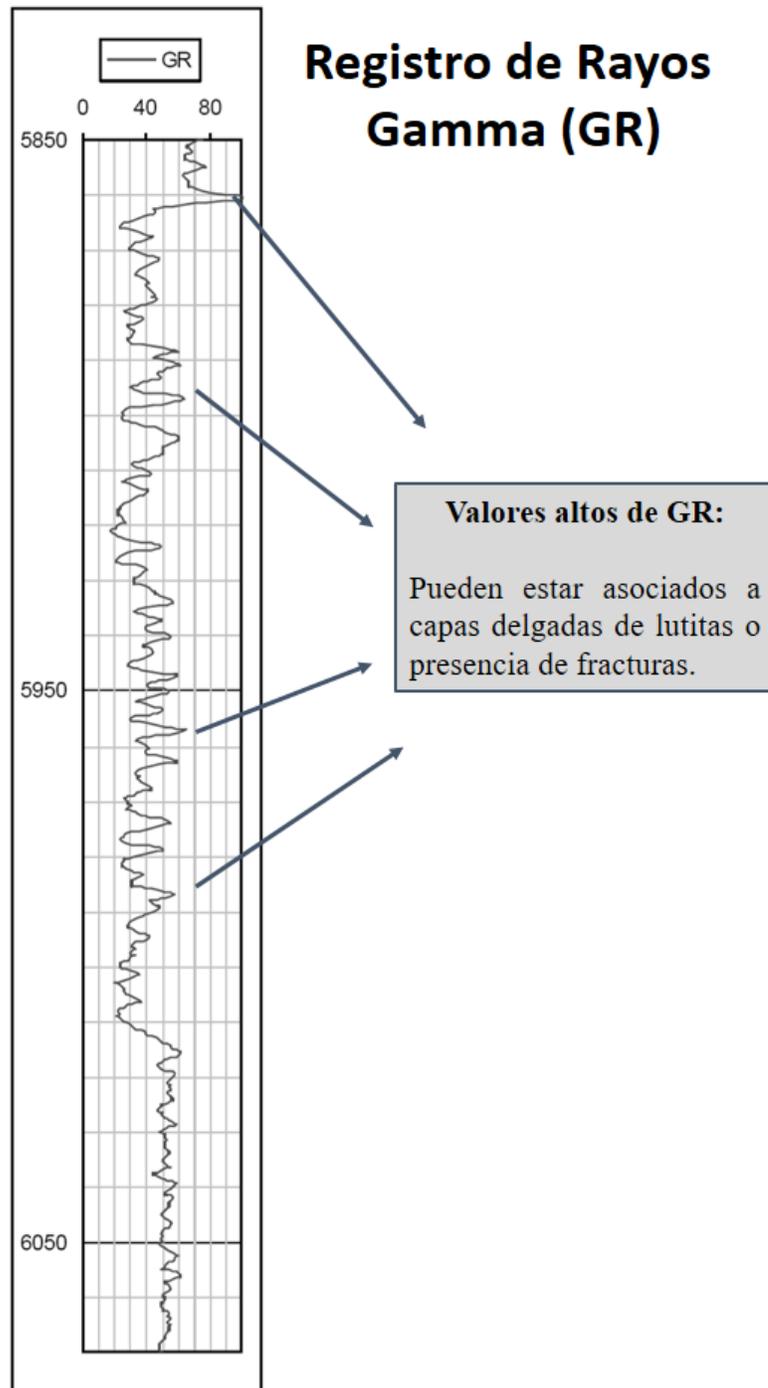


Figura 2.12: Ejemplo de registro de Rayos Gamma corrido en un pozo en la Formación Austin Chalk, Texas. Editado de: Martinez et al. (2002).

## 2.4. Registros de Resistividad

La resistividad es una propiedad que tienen los materiales que depende de su forma geométrica y con la cual se oponen a que un flujo de corriente eléctrica circule a través de ellos. Un cuerpo que presenta bajas resistividades deja circular una corriente eléctrica de forma más fácil. Una roca tiene resistividad debido a la presencia de agua en sus poros, contenido de arcillas o por la presencia de minerales metálicos (ésta última es un tipo de resistividad que por lo general no es de gran utilidad en la exploración de yacimientos petroleros). La conductividad en minerales arcillosos es alta debido a la cantidad de electrolitos que contiene, además, en nuestros yacimientos esta propiedad depende de la resistividad que tenga el agua alojada en el sistema poroso, de la temperatura, la litología (aunque en menor medida) y su textura (ya que la acumulación de arcillas o minerales conductivos depende de la distribución y disposición de las partículas en la roca). De acuerdo a su principio de funcionamiento existen dos tipos de herramientas (Van Golf-Racht, 1982):

1. **Herramientas Eléctricas:** miden el potencial asociado a la circulación de una corriente generada por electrodos.
2. **Herramientas de Inducción:** mediante bobinas en las herramientas se induce una corriente en la formación cuya intensidad es proporcional a la conductividad de la formación.

### 2.4.1. Registros Eléctricos

Mediante estos registros la resistividad de la formación es medida de forma directa con la diferencia de potencial que se genera entre una corriente que circula por dos electrodos, es por eso que para cerrar el circuito eléctrico la herramienta se debe correr sobre lodos conductivos y en pozos no revestidos. Las herramientas son constituidas por electrodos emisores y electrodos de medición y dependiendo del arreglo y espaciamiento que exista entre ellos mayor será el rango de investigación dentro de la formación. Los registros eléctricos se presentan por lo general en un conjunto de 3 trazas: una curva *normal corta*, otra *normal larga* y una *lateral*. Actualmente y debido a la aparición de nuevas y mejoradas técnicas los RSs Eléctricos ya no son comunes, sin embargo, establecieron la base para el desarrollo de nuevas tecnologías.

### Sonda Normal

Este arreglo consta de un electrodo "A" que cierra un circuito con un electrodo "B". A 16 pulgadas sobre "A" se ubica "M", el cual es un electrodo de medición (ver Fig. 2.13). Lo que se mide es la diferencia de potencial entre "M" y un punto "N" ubicado lejos del arreglo. El radio de alcance de esta herramienta es el doble del espaciamiento que existe entre los electrodos "A" y "M". La utilidad de este arreglo es para la evaluación en estratos delgados. Esta herramienta permite medir la resistividad en la zona invadida ( $R_{xo}$ ).

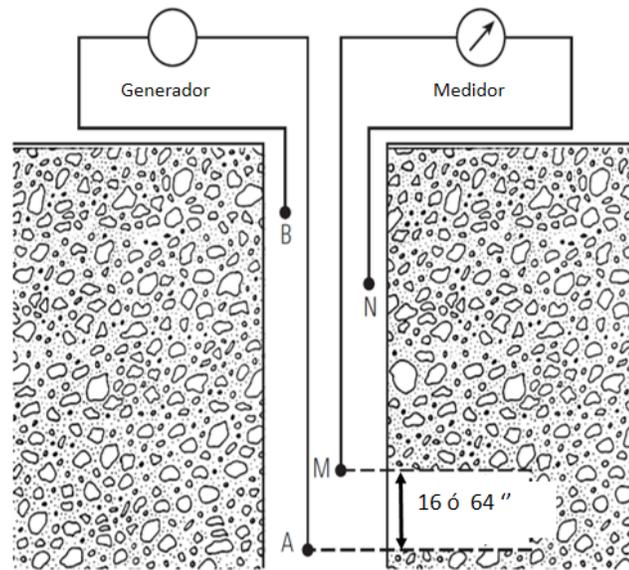


Figura 2.13: Herramienta de resistividad con un arreglo normal. Editada de Ellis y Singer (2007).

Si la separación entre los electrodos mencionados es de 64 pulgadas aumentará el radio de investigación a aproximadamente 3 metros, a este arreglo se le conoce como *sonda normal larga*. Con este radio de investigación es posible la cuantificación de los efectos en la zona invadida y ayuda a obtener valores de resistividades en la zona de transición ( $R_i$ ).

### Sonda Lateral

La herramienta base consta de un circuito formado por dos electrodos "A" y "B" por los que se hace circular una corriente. El diferencial de potencial medido es el existente entre dos electrodos de medición "M" y "N" (ver Fig. 2.14).

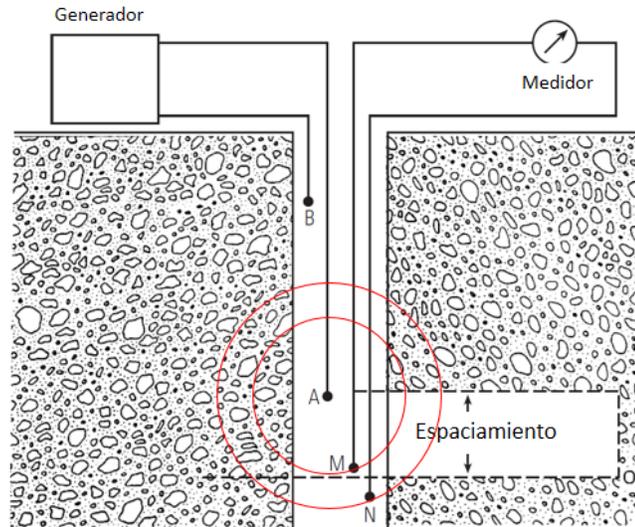


Figura 2.14: Herramienta eléctrica de resistividad con un arreglo lateral. Editada de Ellis y Singer (2007).

Los electrodos de medición “M” y “N” están ubicados sobre superficies equipotenciales esféricas cuyo centro es el electrodo A de tal modo que el voltaje medido es proporcional al gradiente de potencial entre los electrodos de medición. El punto medido se encuentra en la distancia media entre “M” y “N”; este arreglo proporciona una mayor profundidad en el radio de investigación por lo que es posible medir la resistencia de la zona virgen ( $R_f$ ).

### Herramienta Microlog

Una limitación de las herramientas eléctricas convencionales era su sensibilidad a efectos del lodo filtrado y la formación de enjarre, lo cual afectaba la respuesta de este tipo de registros y complicaba la obtención de valores representativos de la resistividad de la formación ( $R_f$ ). Por lo anterior se crearon las herramientas *Microlog* que tienen la capacidad de cuantificar con mayor certidumbre los efectos del lodo filtrado, por lo que valores de la resistividad en la zona invadida ( $R_{xo}$ ) pueden ser determinados (Ricco, 2012).

Conociendo  $R_{xo}$  es posible realizar correcciones a los registros eléctricos por filtración de lodo, además de ser un parámetro útil para el cálculo de saturación de agua ( $S_w$ ). La herramienta cuenta con arreglos de electrodos con separaciones mucho menores a los ya discutidos, esto propicia que la profundidad de investigación sea mucho menor. El arreglo en este tipo de registro está constituido por 3 electrodos alineados con una separación de 1 pulgada entre cada uno lo que se traduce en una profundidad de investigación de aproximadamente 1.5 pulgadas (ver Fig. 2.15), además la herramienta tiene que estar en contacto con la formación para poder transmitir la corriente.

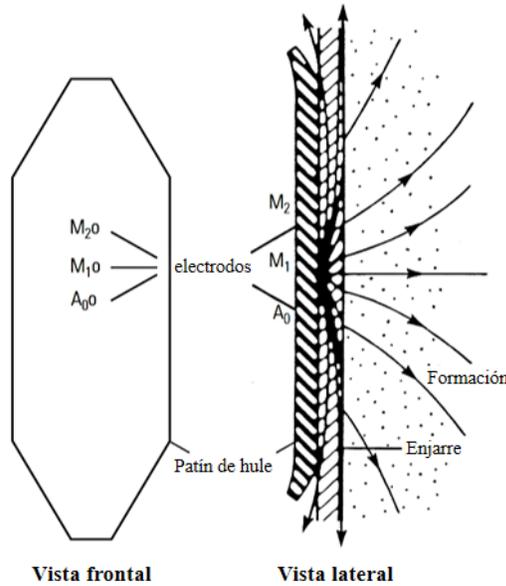


Figura 2.15: Esquema de la herramienta eléctrica Microlog. Editada de Ellis y Singer (2007).

La corriente es emitida en el electrodo  $A_0$  y el potencial es medido entre los electrodos " $M_1$ " y " $M_2$ ", la medición a una distancia somera permite la obtención de la resistividad de la zona invadida ( $R_{xo}$ ) de tal forma que los siguientes parámetros pueden ser calculados:

$$R_{xo} = FR_{mf} \quad (2.3)$$

Se supone que el lodo filtrado (de resistividad  $R_{mf}$  conocida) desplaza al agua de formación cuando invade, por lo que la ecuación de Archie puede ser expresada en función de los parámetros en la zona invadida:

$$S_{xo} = \sqrt{F \frac{R_{mf}}{R_{xo}}} \quad (2.4)$$

Donde "F" es el factor de la formación que relaciona la resistividad de la formación saturada al 100% con la resistividad del agua de formación.

### Herramienta Enfocada

Como su nombre lo indica son herramientas que tienen la capacidad de enfocar el paso de corriente a través de la formación, esto lo consiguen mediante electrodos “guarda” que obligan a la corriente emitida desde un electrodo central a fluir de forma perpendicular a través de la formación (ver Fig.2.16). Lo anterior permite la detección de capas o estructuras delgadas en nuestro yacimiento.

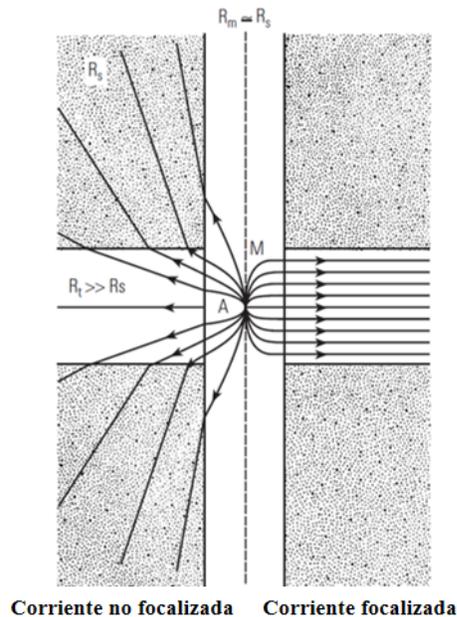


Figura 2.16: Esquema de una corriente enfocada. Editada de Ellis y Singer (2007).

Estas herramientas también se conocen como Registros *Laterolog* y se subdividen en función de la profundidad de investigación (la cual depende de la cantidad de electrodos que tengan Ricco (2012)):

#### 1) Investigación somera:

- a) LL8: Esta herramienta está constituida por 7 electrodos que proporcionan una resolución de 14 pulgadas y que con las correcciones adecuadas puede proporcionar valores aceptables de  $R_{xo}$ , además es sensible a las fracturas verticales que están rellenas por un fluido con resistividades menores a la de la formación.
- b) SFL: Esta herramienta tiene una profundidad de investigación mucho menor que la LL8 y puede minimizar considerablemente los efectos del pozo. Su principio de medición es diferente al que utilizan las herramientas laterolog.

Está constituido por un electrodo central y 4 pares más que están espaciados simétricamente entre ellos.

## 2) Investigación intermedia:

- a) LL3: Esta herramienta está constituida por 3 electrodos ubicados en una sonda cilíndrica de gran longitud. El electrodo central tiene una longitud de 1 ft. mientras que los dos electrodos en los extremos miden 5 ft. La corriente es emitida mediante el electrodo central y es focalizada a la formación con ayuda de los electrodos guarda. La corriente y el potencial en todos los electrodos se mantiene constante lo que permite que los valores de potencial obtenidos sean proporcionales a las resistividades del medio.

## 3) Investigación profunda:

- a) LL7: La herramienta cuenta con un total de 7 electrodos con los cuales se mide la caída de potencial que ocurre entre alguno de ellos y otro en la superficie a una intensidad de corriente constante. El potencial registrado varía en función de las resistividades de la formación.
- b) DLL: Esta herramienta tiene la capacidad de medir simultáneamente la resistividad de la zona invadida, la de transición y la de la zona virgen utilizando equipos de medición someros (MSFL), intermedios (LLS) y profundos (LLD). Se utiliza en formaciones carbonatadas donde las resistividades son muy altas. Puede medir resistividades tanto altas y bajas debido a que su arreglo electrónico le permite variar el potencial y la intensidad de corriente pero manteniendo constante el producto entre ellos.

## 4) Herramientas Microenfocadas:

- a) MLL: Se trata de otro registro de corriente enfocada que permite obtener valores de la resistividad de la formación ( $R_{xo}$ ) de forma más precisa que la herramienta *Microlog*. Se puede correr en lodos de perforación con altas conductividades o ante la presencia de enjarre de espesores considerables. Está constituida por 3 electrodos.
- b) PL: Funciona similar a la herramienta anterior pero los electrodos que la constituyen tienen forma cuadrada con espaciamientos mayores. Ante la presencia de espesores moderados de enjarre es posible obtener valores precisos de  $R_{xo}$ .
- c) MSFL: Opera de forma similar a como lo hace una herramienta SFL pero utilizando 5 electrodos cuadrados de dimensiones más pequeñas, además es menos susceptible a la presencia de enjarre.

### 2.4.2. Registros de Inducción

Como ya se observó, en las herramientas eléctricas se necesita de un lodo conductivo para poder funcionar adecuadamente lo cual es una gran limitación para correr registros resistivos. Esa fue la primera razón por la que se crearon las herramientas de inducción las cuales pueden ser corridas en pozos llenos de aire o con lodos no conductivos. A diferencia de las herramientas eléctricas, la resistividad de la formación es medida de forma indirecta con los registros de inducción ya que con una corriente que es inducida en la formación se puede medir su conductividad (con la cual es posible calcular la resistividad). Las herramientas de este tipo están constituidas por bobinas emisoras y receptoras y debido a su rango de investigación son útiles para la obtención de la resistividad de la zona virgen ( $R_t$ ) aunque no son muy útiles en yacimientos carbonatados debido a las altas resistividades que se presentan (ver Fig. 2.17).

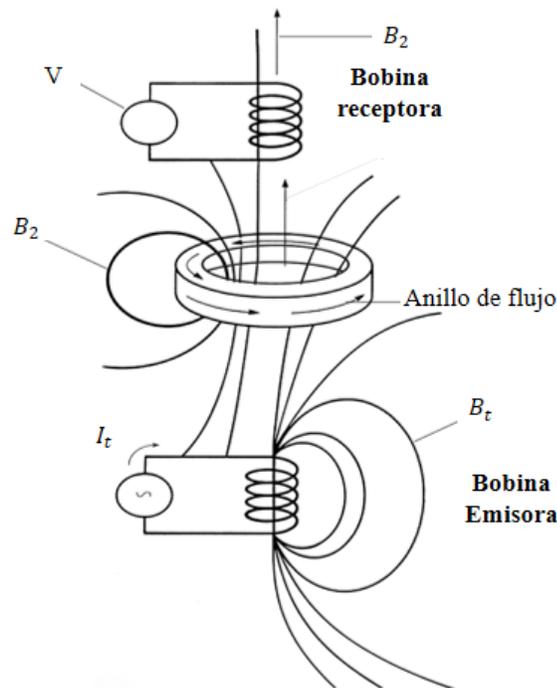


Figura 2.17: Funcionamiento de las herramientas de inducción. Editada de Ellis y Singer (2007).

Del mismo modo que las herramientas eléctricas, la separación entre las bobinas es muy importante. En la actualidad el espaciamientos más utilizado entre bobinas receptoras y emisoras es de 40 pulgadas (aunque las hay de menor distancia). El principio básico de funcionamiento puede explicarse considerando una bobina emisora y otra receptora, donde una corriente alterna de alta frecuencia e intensidad " $I_t$ " se suministra por la bobina emisora por lo que se genera un campo magnético " $B_t$ " que a su vez induce la circulación

de corrientes eléctricas sobre la formación y que circulan al rededor del agujero en forma de anillo. Esas corrientes inducidas crean otro campo magnético " $B_2$ " que induce un voltaje "V" en la bobina receptora. Como las corrientes que circulan en forma de anillo son proporcionales a la conductividad de la formación, el voltaje que detecta la bobina receptora será también proporcional a dichas corrientes y por lo tanto a la conductividad de la formación.

### **Herramienta 6FF40**

Esta herramienta está constituida por 6 bobinas con un espaciamento de 40 pulgadas entre ellas. Esta configuración permite tener un alcance mayor por lo que la resistividad de la zona virgen puede ser leída. Actualmente existen otras herramientas que ofrecen mejor calidad en la toma de datos por lo que estas herramientas están prácticamente en desuso.

### **Herramienta DIL**

Permite obtener buenas mediciones de  $R_t$  debido a que no es tan sensible a los efectos del pozo. Es útil en formaciones con resistividades altas y en la medición de estratos delgados. Su arreglo de bobinas permite generar dos curvas de diferente profundidad:

- a) Investigación profunda: es representada por la curva ILD y de donde se puede obtener  $R_t$
- b) Investigación media: está asociada a la curva ILM y sirve para la lectura de  $R_t$
- c) Investigación somera: una LL8 es utilizada para investigaciones someras por lo que valores de  $R_{xo}$  pueden obtenerse

### **Herramienta DIT**

Esta herramienta tiene incorporado un sistema que le permite calibrar la respuesta recibida para corregir las siguientes mediciones, esto permite reducir considerablemente los efectos asociados al pozo. Tiene la capacidad de explorar a diferentes profundidades de investigación. Las curvas que lo componen son la DIPH para profundidades grandes, MIPH para intermedias y utiliza un SFL o curva SP para la resistividad en las zonas someras.

## Aplicación

Estos registros son de utilidad para la identificación de zonas permeables y de saturación de fluidos en el yacimiento. Las mediciones obtenidas de las resistividades asociadas a las fracturas dependerán de su geometría, la dirección y el tipo de fluido que las está relleno (ya sea lodo de perforación, agua o hidrocarburos). Una fractura rellena con agua se verá reflejada con valores bajos de resistividad. Las resistividades de la formación y de fracturas con echados de  $50^\circ$  o menos mostrarán curvas paralelas con herramientas laterolog someras y profundas, además algunas herramientas de investigación somera podrán ser más sensibles que las profundas frente a fracturas verticales. Un registro de Inducción no detectará fracturas verticales debido a que la corriente que genera fluye de manera horizontal en los alrededores del pozo. En el siguiente ejemplo de registros de inducción en la formación Austin Chalk se presume la existencia de una zona fracturada cuando la lectura de la herramienta SFL (somera) es menor que la lectura en la herramienta de investigación profunda, en este caso ILD.

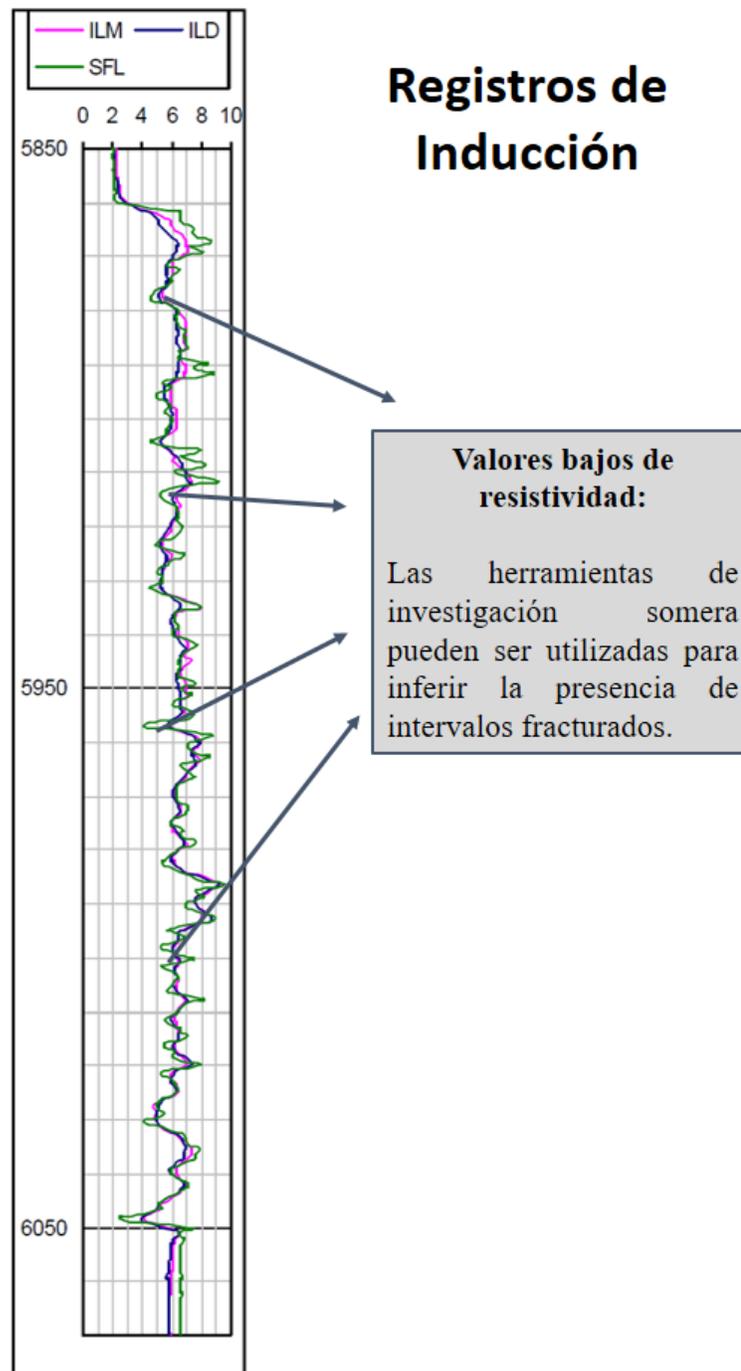


Figura 2.18: Ejemplo de registro de Inducción corrido en un pozo en la Formación Austin Chalk, Texas. Editado de: Martinez et al. (2002).

## 2.5. Registros de Porosidad

Los registros de porosidad tiene la capacidad de detectar indirectamente discontinuidades (fracturas) y el espacio poroso relleno de fluidos, lo que permite evaluar la porosidad secundaria ( $\phi_s$ ) de nuestro yacimiento. Según el principio de operación tenemos tres importantes herramientas para la identificación de este parámetro.

### 2.5.1. Registro de Densidad

Esta herramienta identifica la densidad de los cuerpos rocosos que se puede relacionar con la porosidad. Utiliza una fuente de rayos gamma que emite radiación sobre la pared del pozo y hacia la formación. Los rayos emitidos chocan con los electrones de la formación y se produce el efecto *Compton*, en el cual debido a la colisión se libera una energía de radiación secundaria que es detectada por un contador de rayos en la herramienta. Existen principalmente 3 herramientas de densidad:

- a) Herramienta FDC: la fuente que emite la radiación y los detectores se encuentran aislados de tal forma que se pueden reducir los efectos del lodo de perforación.
- b) Herramienta LDT: está herramienta tiene la capacidad de medir el índice de absorción fotoeléctrico, el cual puede ser utilizado para inferir un tipo de litología
- c) Herramienta TLD: al tener 3 detectores en su configuración permite un mayor rango de resolución y al igual que las herramientas anteriores puede obtener la densidad y la litología de la formación.

Estos registros deben ser corregidos por la presencia de enjarre o paredes muy rugosas en el pozo y debido a que la herramienta no se puede rotar las mediciones se realizan en una sola dirección por lo que importantes estructuras pueden pasarse por alto (Van Golf-Racht, 1982).

### 2.5.2. Registro Sónico

La herramienta sónica mide el tiempo que tarda una onda de sonido en recorrer la formación y el cual depende de las propiedades de la roca (según el tipo de litología y su porosidad). Un transmisor en la herramienta se encarga de emitir la onda acústica hacia la formación. El tiempo contabilizado es el que pasa desde que la onda es transmitida hasta que arriba a los receptores en la sonda. Las ondas compresionales generadas por el transmisor viajan a través del fluido en el pozo y cuando chocan con la formación se convierten en ondas refractadas que perturban a los fluidos contenidos en la roca. El estado físico del agujero (rugosidad) y las fracturas pueden generar discontinuidades significativas en el registro acústico. Cuando se emite la onda acústica ésta viaja por el fluido en el pozo hasta llegar a la pared del agujero donde se descomponen en tres tipos de onda diferentes, una que se refleja hacia el centro del pozo, otra de tipo compresional y una de corte, estas dos últimas son las que viajan a través de la formación. Por lo general las ondas compresionales muestran una atenuación en su amplitud ante la presencia de fracturas verticales con un alto ángulo y las de corte pueden ser atenuadas por fracturas horizontales de bajo ángulo (Aguilera, 1995).

### 2.5.3. Registro Neutrón

La herramienta cuenta con una fuente emisora de neutrones (cuya masa es muy similar a la del Hidrógeno). La fuente emite los neutrones hacia la formación y cuando chocan en ella liberan cierta cantidad de energía (registrándose una pérdida mayor al impactar moléculas de Hidrógeno), un sensor en la sonda registra los rayos gamma liberados asociados al choque entre las partículas por lo que es posible cuantificar los niveles de hidrógeno en la roca. Recordemos que el hidrógeno está prácticamente en la misma cantidad tanto en el petróleo como en el agua (en el caso del gas la cantidad es menor), lo que permite relacionar la cantidad medida de este elemento con la cantidad de fluidos contenidos en el espacio poroso. Al igual que la herramienta de densidad ésta es una técnica que arroja mediciones unidireccionales (no es posible rotar la herramienta).

### 2.5.4. Discretización del tipo de porosidad

En su trabajo Burke et al. (1969) desarrollaron una técnica que permite calcular dos parámetros importantes para la discretización de la porosidad con ayuda de información obtenida de los registros de densidad, sónico y de neutrón. Estos parámetros ( $M$  y  $N$ ) se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_B - \rho_f} \times 0,1 \quad (2.5)$$

$$N = \frac{(\phi_N)_f - \phi_N}{\rho_B - \rho_f} \quad (2.6)$$

Donde:

$\Delta t$  = es el tiempo de tránsito en el registro sísmico.

$\rho_B$  = es la densidad neta.

$\rho_f$  = es la densidad del fluido.

$\phi_N$  = es la porosidad neutrón.

$(\phi_N)_f$  = es la porosidad neutrón saturada con fluidos.

Si se realiza un gráfico de M vs N (Fig. 2.19), cada punto ahí colocado ayuda a identificar la mineralogía y el porcentaje aproximado con el que se encuentra en la formación. Además, con este mismo gráfico podemos reconocer la presencia de porosidad secundaria (sin diferenciar entre fracturas y vórgulos). Considerando que el registro sísmico identifica la porosidad de la matriz, y el registro neutrón y de densidad la porosidad total, tenemos entonces que el parámetro  $M$  es un indicador de la ocurrencia de porosidad secundaria, por lo que éste incrementa a medida que lo hace la porosidad secundaria (Aguilera, 1995). Si se observa la ecuación 2.6, notaremos que la porosidad secundaria no está afectando el valor de  $N$ , por lo que el gráfico de M vs N puede ser utilizado para detectar zonas fracturadas y/o con presencia de vórgulos. Las áreas de porosidad secundaria se encuentran localizadas en las regiones 1 y 2.

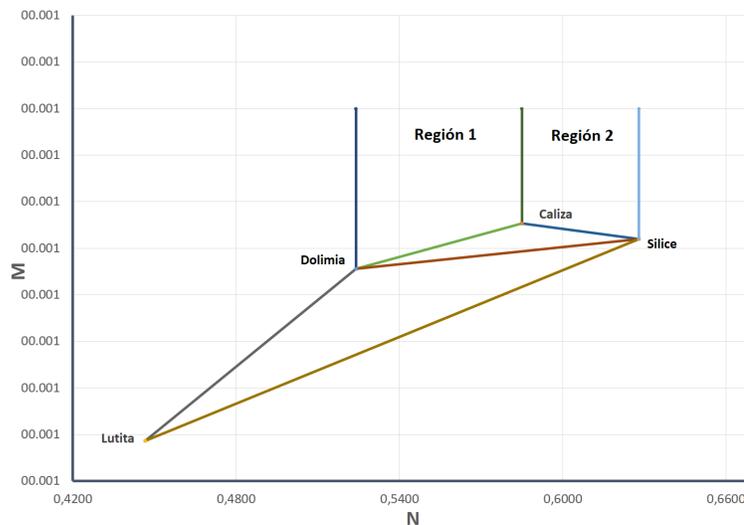


Figura 2.19: Gráfico general de litoporosidad. Editada de Aguilera (1995).

## Aplicación

- 1. RG de Densidad:** con el uso de rayos gamma esta herramienta tiene la capacidad de hacer un “mapeo” de la densidad a lo largo de la columna litológica que atraviesa el pozo por lo que una variación detectada en la incidencia del rayo podrá ser relacionada con la densidad en la roca; un valor bajo en la intensidad de la radiación está asociado a altos valores de densidad (material muy consolidado con poca porosidad) entonces las fracturas podrán ser identificadas si se detectan bajos valores de densidad ( lecturas altas en la radiación de la herramienta).
- 2. RG Sónico:** teóricamente esta herramienta permite evaluar sólo porosidad primaria ya que las ondas acústicas tienden a pasar desapercibido las micro- fracturas, sin embargo altos valores en el tiempo de arribo pueden ser indicadores de la presencia de fracturas, cavernas o vóculos (la velocidad de la onda es alterada por los espacios vacíos rellenos del fluido de perforación).
- 3. RG Neutrón:** esta herramienta responde a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Anomalías de altos valores serán registrados frente a zonas que tengan una alta porosidad (posiblemente zona de fracturas).

La combinación de estos tres registros puede indicar la presencia de fracturas y/o vóculos, y considerando que el registro sónico proporciona la porosidad de la matriz tendremos que la diferencia entre las lecturas del registro neutrón (o el de densidad) y las lecturas en el sónico podrá ser interpretada como la porosidad de las fracturas (Aguilera, 1995) . En el ejemplo de los registros tomados en la Formación Austin Chalk el registro sónico (DT) por sí sólo no puede ser concluyente para inferir la presencia de fracturas, de igual forma en el registro de densidad (DPHI) no es posible observar grandes variaciones en sus mediciones; sin embargo, los valores en la porosidad neutrón (NPOR) muestran una tendencia más irregular que la curva DPHI lo cual puede estar asociado a la presencia de fracturas. En la curva DRHO se representan las correcciones realizadas al registro de densidad total RHOB , ahí se puede observar que en el intervalo comprendido entre 5850 y 5950 ft hay correcciones considerables y al coincidir con el intervalo donde el Caliper muestra pequeñas anomalías podemos suponer la presencia de fracturas en esta sección.

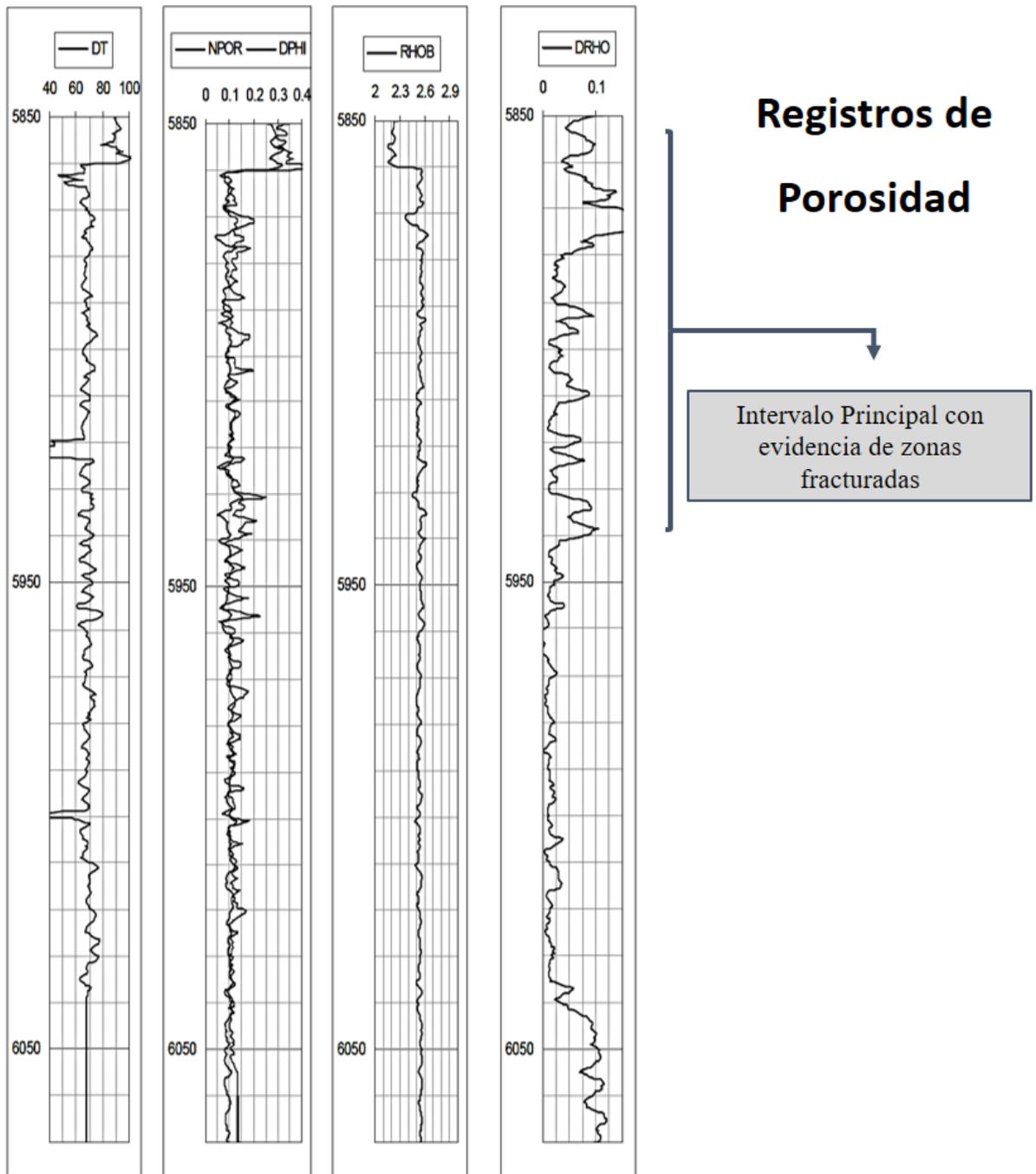


Figura 2.20: Ejemplos de registros de Porosidad corridos en pozos en la Formación Austin Chalk, Texas. Editado de: Martinez et al. (2002).

## 2.6. Registros de Imágenes

Los Registros de imágenes utilizan la medición de resistividades en las paredes del pozo o el tiempo de tránsito de ondas acústicas para la elaboración de imágenes que muestran el estado de los muros en el pozo. Estas herramientas deben ser corridas en pozos no revestidos y dependiendo su principio de funcionamiento pueden ser utilizadas en lodos tanto base agua como base aceite. Las imágenes permiten calcular el echado y buzamiento de la formación, por lo que se puede realizar un análisis estructural.

En general las herramientas tienen sensores ubicados a lo largo de un patín con separaciones reducidas entre ellos lo cual aumenta la densidad de mediciones, al final las curvas realizadas se pueden traslapar lateralmente entre ellas para generar una imagen de gran resolución que puede ser muy útil para la identificación de rasgos estructurales o incluso cambios en la estratificación de la formación (Ricco, 2012). La sensibilidad en estas herramientas es tal que es posible identificar fracturas, cavernas o vóculos. En general, y según su principio de funcionamiento, existen 2 herramientas principales: las que generan las imágenes con base a impulsos eléctricos enviados a la formación o aquellas que son elaboradas con la respuesta de las rocas ante ondas acústicas.

### 2.6.1. Imágenes Eléctricas

A lo largo del patín que constituye la sonda los electrodos van ubicados con distancias pequeñas. Este registro se debe correr con lodos conductores (aunque existen herramientas capaces de funcionar con lodos base aceite). Dependiendo el método que utilizan para la obtención de las imágenes tenemos tres subtipos de herramientas (Ricco, 2012):

- A) **Microeléctricas:** por su arreglo puede proporcionar imágenes de gran resolución en el pozo y funciona manteniendo un potencial constante entre la herramienta y el lodo de perforación, esto genera superficies equipotenciales al rededor del agujero que envían la corriente de forma perpendicular a la formación.
  1. FMS: en sus inicios fue una herramienta constituida con un total de 27 electrodos con separaciones de 0.25 cm y otros dos patines cuya función era medir echados. Las imágenes generadas por esta herramienta estaban constituidas por tiras de 7 cm cada una y que cubrían aproximadamente un 20% de la pared del pozo (por lo cual era necesario hacer varias corridas para poder obtener imágenes completas). Una actualización a esta herramienta permitió cubrir el doble del pozo al substituir los dos patines de echado por dos más con electrodos de medición.
  2. FMI: esta herramienta permitió mejorar la cobertura de la formación hasta en un 80% al incluir 4 patines con 24 electrodos cada uno. Además cuenta con

inclinómetros que permiten medir la desviación que va teniendo la herramienta a lo largo del pozo.

3. **OBMI:** tiene la particularidad de funcionar en lodos base aceite y consta de 10 electrodos en cada uno de los patines.

En la siguiente figura se muestran las diferencias en los rangos que cubren las herramientas *FMS* y *FMI*:

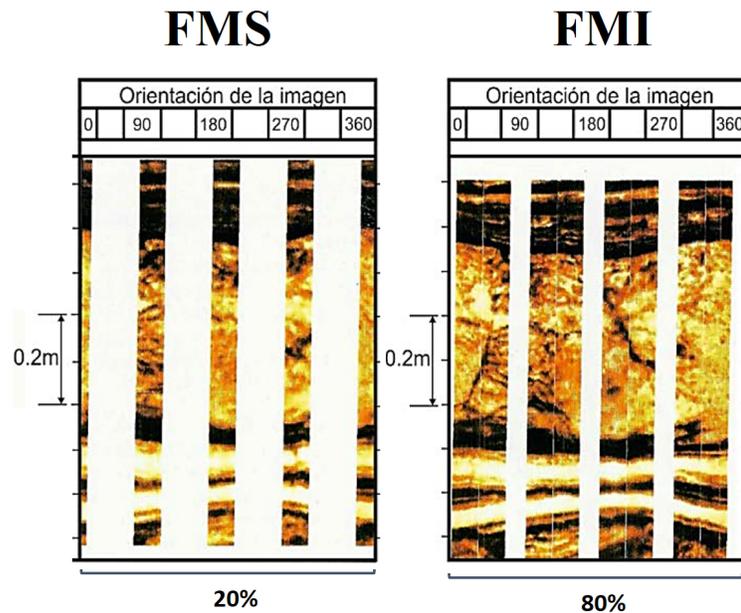


Figura 2.21: Diferencia entre herramientas de imágenes microeléctricas: se puede observar la herramienta FMS que tiene un menor rango de cobertura respecto a la herramienta FMI. Editado de: (Ricco, 2012).

Las imágenes son creadas al asignar colores diferentes para ciertos rangos de resistividades medidas por lo que será posible ver gráficamente las variaciones en las mediciones asociadas al estado de la formación.

- B) **Macroeléctricas:** funcionan de forma muy similar a como lo hacen las herramientas tipo laterolog que ya fueron discutidas previamente. La herramienta más común de este tipo es la conocida como “ARI” y tiene un arreglo que le permite enfocar la corriente para obtener mediciones de resistividad profundas así como sensores para mediciones someras.
- C) **Resistivas LWD:** con esta herramienta es posible tomar registro de imágenes mientras se llevan a cabo las operaciones de perforación. Aunque la resolución no es tan

buena como en las herramientas arriba mencionadas se obtienen imágenes en tiempo real.

### 2.6.2. Imágenes Acústicas

La generación de imágenes por este método se debe a la respuesta acústica que presenta la formación. Esta herramienta se tiene que correr centrada y se debe tener cuidado con la sensibilidad que presenta ante paredes de pozo rugosas, características del lodo y su poca capacidad para detectar los cambios en la estratificación de los cuerpos rocosos. Las principales herramientas de este tipo se muestran a continuación (Ricco, 2012):

- A) **BHTV:** esta herramienta cuenta con un transductor ultrasónico que emite y recibe la señal acústica. Ese impulso pasa por el lodo de perforación, choca con las paredes del pozo y se refleja nuevamente hacia la herramienta. Como parámetros importantes para la elaboración de imágenes se considera el tiempo de tránsito y la amplitud de la onda reflejada la cual puede ser asociada a cambios en la litología y a la geometría en el pozo. Con esta herramienta es posible la identificación de las fracturas y su orientación (existe una dispersión en las ondas acústicas cuando tocan sus bordes).
- B) **CBIL:** su arreglo permite enfocar la señal acústica hacia la formación, lo que disminuye los efectos de rugosidad en las paredes del agujero. Se puede utilizar en cualquier tipo de lodo siempre y cuando no sea de alta densidad.
- C) **UBI:** la herramienta permite cubrir el 100 % de las paredes del pozo en el punto de medición y puede ser utilizada con cualquier tipo de lodo. Los diferentes tamaños de transductores que existen para esta herramienta permiten “personalizar” las mediciones dependiendo el diámetro del agujero (lo cual ayuda a mitigar los efectos de disminución de la onda al circular por los fluidos del pozo).

Existen otras herramientas de imágenes acústicas que permiten evaluar la calidad de la cementación; sin embargo, por los objetivos de este trabajo no se abordarán.

### Aplicación

La principal diferencia existente entre una herramienta acústica o eléctrica es la aplicación que tiene bajo ciertos tipos de lodo y el rango que alcanzan a cubrir por corrida (los registros de imágenes acústicos tienen la capacidad de cubrir el 100 % de la pared del pozo). En general las imágenes acústicas serán de gran utilidad para la identificación de fracturas o para el análisis del estado del agujero, mientras que las eléctricas sirven más para la identificación del carácter sedimentario de la formación (estratificación, cambios litológicos, etc). Sin embargo, hay que considerar que bajo condiciones donde la propagación de

la onda acústica se vea afectada o disminuida, los registros eléctricos nos proporcionarán una mejor resolución para la identificación de fracturas como se muestra a continuación:

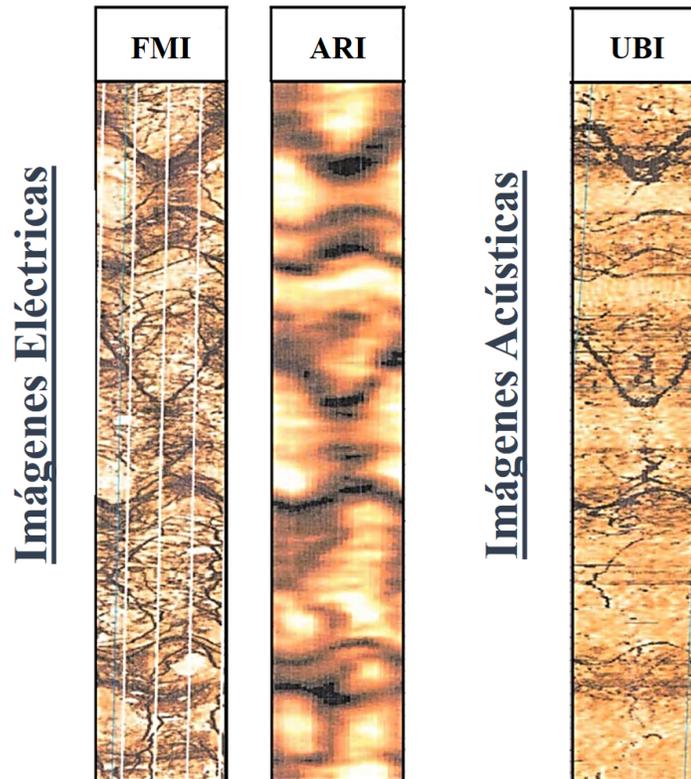


Figura 2.22: Diferencia entre imágenes eléctricas y acústicas. Editado de: (Ricco, 2012).

Con los registros de imágenes es posible identificar tanto fracturas naturales como inducidas, presencia de vórgulos y sus distribuciones a lo largo del pozo donde son corridos. De acuerdo al trabajo de Milad et al. (2018), con este tipo de registros es posible identificar familias de fracturas, tipo de fracturas (abiertas o selladas), tamaños, intensidades de fracturamiento y aperturas de fracturas (aunque este último debe ser ajustado con mediciones de núcleos para obtener datos confiables). Como puede observarse en la Fig.2.22 las imágenes entre los diferentes tipos de herramientas pueden ser correlacionadas con los rasgos generales que se perciben, sin embargo hay que destacar que las estructuras se ven con una mayor resolución en la herramienta FMI que en la UBI. Además con la herramienta ARI hay estructuras que ni siquiera se aprecian, de ahí la importancia de que el experto en registros sepa decidir correctamente cual o cuales son los mejores registros de imágenes que se deben correr en el yacimiento dependiendo muchos factores como lo son el lodo de perforación, la geometría del pozo, etc.

## 2.7. Registros de Temperatura

La importancia de los registros de temperatura radica en que nos muestra el movimiento de los fluidos en el pozo y por lo tanto la existencia de zonas permeables. Los termómetros en estas herramientas tienen como objetivo detectar el intercambio térmico que se genera entre el lodo de perforación y la formación (a menudo con temperaturas mucho mayores). La reducción en la temperatura de los cuerpos rocosos depende mucho de la conductividad, y por lo tanto de la invasión del lodo. En general estos registros sirven para identificar los intervalos productores, zonas altamente permeables y diferenciar entre una zona que aporta fluido de una que aporta gas. Un registro de temperatura mide el gradiente geotérmico a lo largo del pozo (por lo general se toman mediciones de la temperatura cada 10 ft).

### Aplicación

La presencia de fracturas generará un cambio a nivel local en el gradiente térmico a medida que el lodo vaya circulando sobre ellas (ver Fig. 2.23). Las temperaturas más bajas serán detectadas durante la circulación del fluido y al parar el bombeo la temperatura de formación tenderá a recuperar sus valores iniciales (temperatura estática); sin embargo, en zonas fracturadas el restablecimiento de la temperatura tomará más tiempo (Plumb y Hickman, 1985). Debido a la resolución y sensibilidad de este tipo de herramientas se considera un método cualitativo para la identificación de fracturas, además se ha observado que son más eficientes si se corre en agujero descubierto y en pozos donde se está produciendo gas.

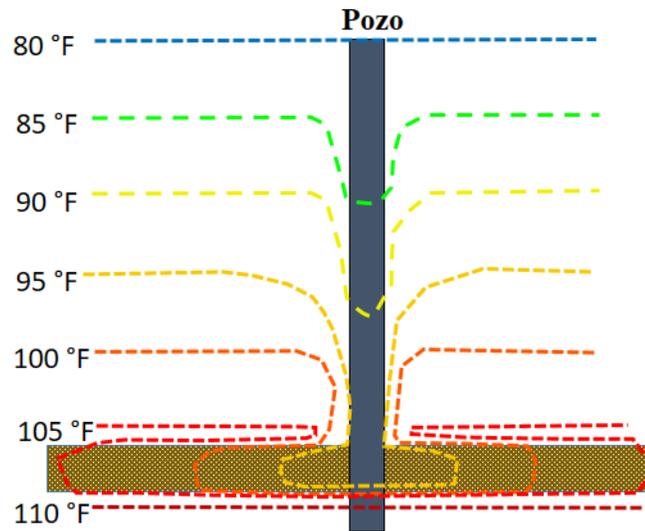


Figura 2.23: Gradiente de temperatura esquemático en el pozo después del bombeo donde es posible observar las anomalías térmicas asociadas a una zona de alta permeabilidad. Editada de Plumb y Hickman (1985).



## Capítulo 3

# Pruebas de Presión en YNF's

Muchas veces el flujo de fluidos en los Yacimientos Fracturados se encuentra dominado por la densidad de fracturas, sus conductividades y orientaciones, es por eso que la caracterización de las mismas juega un papel muy importante en el desarrollo del programa de explotación de nuestro yacimiento. Las *Pruebas de Presión* nos permiten modelar el comportamiento dinámico de los yacimientos, así como calibrar los modelos geológicos. Además, con ellas es posible cuantificar las permeabilidades y porosidades (tanto de la matriz como de las fracturas), la anisotropía del yacimiento y evaluar la presencia de fallas geológicas u otras discontinuidades (por mencionar solo algunos aspectos). A grandes rasgos decimos que una prueba de presión consiste en generar un disturbio en un pozo para después medir la respuesta de la formación ante dicho estímulo. Existen pruebas que se realizan utilizando solo un pozo u otras que requieren de un mínimo de dos:

- 1. Pruebas de un solo pozo:** Al generar un disturbio en el fondo del pozo (por un cambio en las condiciones de producción) es posible caracterizar el flujo de los fluidos midiendo el comportamiento de la presión en ese mismo pozo.
- 2. Pruebas de interferencia:** Ayudan a evaluar la conductividad en diferentes regiones del yacimiento mediante un pozo “activo” (que es en donde se genera el disturbio) y cuya respuesta se registra en otro pozo conocido como “testigo”.

En muchos de los diferentes modelos que se utilizan para la Caracterización Dinámica de Yacimientos Fracturados se utilizan dos parámetros muy importantes: la capacidad de almacenamiento en las fracturas “ $\omega$ ”, y el flujo interporoso “ $\lambda$ ” (que se definirán más adelante).

En su trabajo F. J. Kuchuk et al. (2014) propusieron la siguiente clasificación para Yacimientos Naturalmente Fracturados en función de su comportamiento dinámico:

**Tipo 1:** En este tipo de yacimientos el sistema de fracturas se encuentra conectado hidráulicamente y es responsable de la mayor parte de la permeabilidad en el yacimiento mientras que la matriz tiene la mayor capacidad de almacenamiento. A los yacimientos tipo 1 también se les conoce como *Yacimientos Fracturados Continuos*. Si las permeabilidades de la matriz son altas o similares a las permeabilidades de las fracturas, el comportamiento dinámico en este tipo de yacimientos puede ser muy similar al que exhibe un medio homogéneo.

**Tipo 2:** El sistema de red de fracturas en este tipo de depósitos no es continuo, solo un número limitado de fracturas se encuentran comunicadas localmente. Además, es el conjunto de las fracturas y la matriz el que proporciona la permeabilidad general del yacimiento (la matriz tiene la mayor capacidad de almacenamiento). También se les conoce como *Yacimientos Fracturados Discretos*. En general este comportamiento se debe a que muchas de las fracturas en el sistema se encuentran mineralizadas, por lo que se presenta una obstrucción al flujo de fluidos.

**Tipo 3:** Aquí gran parte de las fracturas se encuentran selladas ya sea por precipitación de minerales como calcita o por la acumulación de partículas finas en las aperturas de las fracturas. Por lo anterior, la porosidad y permeabilidad del yacimiento son proporcionadas principalmente por a la matriz.

**Tipo 4:** Las fracturas son las que dominan el comportamiento del yacimiento, pues la matriz no tiene buenos valores de permeabilidad y/o porosidad.

Debido a la complejidad de estos sistemas han sido propuestos diversos modelos para el estudio del comportamiento de estos yacimientos. En la siguiente sección se explicarán algunos de los más utilizados.

### 3.1. Modelos para conceptualizar un YNF

Durante mucho tiempo los modelos convencionales que han sido utilizados para estudiar el comportamiento de los YNF's han tenido como base una conceptualización un tanto simplista de lo que realmente es un medio fracturado. Sin embargo, casi todos los autores coinciden (aunque con diferentes condiciones como el tipo de régimen de flujo, factores de forma de los bloques de matriz o la distribución de fracturas) en que un medio fracturado consiste básicamente en la interacción entre un sistema fracturado y la matriz que las contiene. La Caracterización Dinámica en YNF's presenta grandes retos y uno de ellos es el estudio del flujo de fluidos que si se realiza a una escala microscópica la complejidad se incrementa bastante, por tal motivo muchos de los modelos convencionales se desarrollan bajo un enfoque macroscópico.

#### 3.1.1. Modelos de doble porosidad

Barenblatt et al. (1960) fueron de los primeros en establecer los principios matemáticos para un sistema rocoso fracturado. Ellos afirmaron que el fluido era aportado principalmente desde las fracturas por lo que la velocidad del fluido en los bloques de matriz era despreciable. Para su modelo consideraron que el límite entre las fracturas y los bloques de matriz era impermeable por lo que todo el sistema en conjunto podía ser interpretado como un medio poroso de grano grueso donde las fracturas son los poros y los bloques de matriz las partículas. Además, si se considera que las fracturas tienen espesores pequeños y que la velocidad del líquido no es muy grande la Ley de Darcy puede aplicarse. La ecuación del flujo de fluidos que presentaron fue la siguiente:

$$q = \frac{\rho \alpha}{\mu} (p_2 - p_1) \quad (3.1)$$

Donde “ $\rho$ ” es la densidad del líquido, “ $\alpha$ ” es un parámetro adimensional característico de la roca fracturada, “ $\mu$ ” la viscosidad del fluido y  $(p_2 - p_1)$  es la caída de presión que ocurre entre los poros y las fracturas en condiciones “cuasi-estacionarias” (lo anterior debido a que la transferencia del fluido desde los poros ocurre bajo cambios muy tenues en la presión del sistema).

Posteriormente, Warren et al. (1963) presentaron soluciones analíticas para el modelo de Barenblatt et al. (1960) para flujo radial, donde la porosidad primaria (matriz) y secundaria (fracturas) se representa como se observa en la Fig. 3.1.

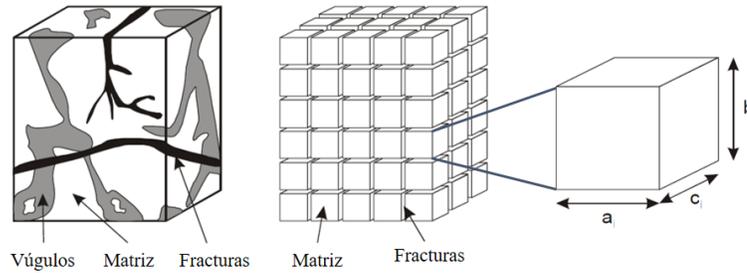


Figura 3.1: Modelo de Warren et al. (1963) para YNF's constituido por bloques de volumen  $abc$ . Es importante hacer notar que el modelo de doble porosidad no considera los efectos de los vógelos. Editado de Heinemann y Mittermeir (2014).

El modelo describe la interacción entre el sistema matriz-fracturas, donde la matriz es representada mediante una serie de bloques con alta porosidad pero baja permeabilidad y las fracturas como canales continuos con poca capacidad de almacenamiento. Para el cálculo de flujo total en la matriz-fracturas se utilizó la ecuación de Darcy en la siguiente forma:

$$q = 2q_x + 2q_y + 2q_z = 2 \left( \frac{bc}{a/2} k_x + \frac{ab}{c/2} k_y + \frac{ac}{b/2} k_z \right) \frac{1}{\mu} (p_f - p_m) \quad (3.2)$$

$$q = 4abc \left( \frac{1}{a^2} k_x + \frac{1}{c^2} k_y + \frac{1}{b^2} k_z \right) \frac{1}{\mu} (p_f - p_m) \quad (3.3)$$

Donde:

$q$  = gasto (se considera negativo si el flujo es de la matriz a las fracturas)

$p_m$  = presión en la matriz

$p_f$  = presión en las fracturas

$\mu$  = viscosidad del fluido

Este modelo considera permeabilidad isotrópica ( $k_x = k_y = k_z = k$ ) por lo que la ecuación final resulta en:

$$q = 4abc \left( \frac{1}{a^2} + \frac{1}{c^2} + \frac{1}{b^2} \right) \frac{k}{\mu} (p_f - p_m) \quad (3.4)$$

Una gran limitación de este modelo para ser aplicado a un YNF es que los yacimientos se conceptualizan sin considerar la porosidad vgular, por lo tanto esta solución es un tanto ideal debido a que con sus ecuaciones se representa a un sistema de doble porosidad, homogéneo y equivalente tanto en el sistema de matriz como en el de fracturas (ver Fig.3.2 b). Es importante mencionar que bajo ciertas condiciones un YNF puede comportarse como un medio homogéneo, por lo que el modelo de doble porosidad de Warren et al. (1963) puede ser utilizado para obtener resultados precisos en algunos casos (ex. yacimientos con permeabilidades de matriz altas o similares a permeabilidades de fracturas, o cuando la transferencia de fluidos entre la matriz y las fracturas sucede de una manera muy rápida).

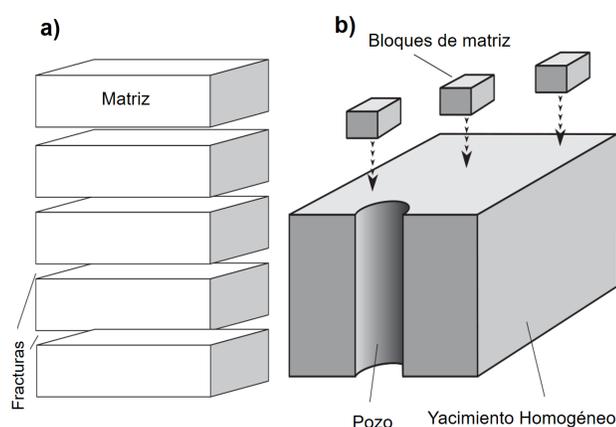


Figura 3.2: a) Modelo de Placas de Kazemi (1969); b) Modelo Equivalente Homogéneo (ficticio) de Warren y Root (1963). Modificada de F. Kuchuk et al. (2015).

Kazemi et al. (1969) presentaron un modelo similar para YNF's con capas homogéneas como se muestra en la Fig.3.2 a, las capas con las permeabilidades más altas representan al sistema de fracturas y se considera que se encuentran intersectando al pozo horizontalmente. Una gran deficiencia que presenta este modelo es que es poco probable que el aporte de fluidos a través de las fracturas se d bajo un régimen de flujo lineal.

La capacidad de almacenamiento de las fracturas fue definido como:

$$\omega = \frac{(\phi C_t)_f}{(\phi C_t)_m + (\phi C_t)_f} \quad (3.5)$$

Y el coeficiente de flujo interporoso:

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \quad (3.6)$$

La ecuación de  $\lambda$  describe la capacidad de un fluido para fluir desde la matriz hacia el sistema de fracturas;  $\alpha$  es un factor de forma de los bloques de matriz. Este modelo resultó de simplificar las condiciones al considerar que la transferencia de fluido entre la matriz y las fracturas se da instantáneamente (estado pseudoestacionario). Su aplicación se recomienda cuando el contraste entre el flujo de la matriz y las fracturas es grande. Es importante mencionar que algunos autores afirman que el comportamiento real de este tipo de yacimientos se simplifica mucho al utilizar el modelo de Doble Porosidad, pues en la mayoría de los casos “ $\omega$ ” y “ $\lambda$ ” no son suficientes para la generación de modelos precisos (Braester, 2009; F. J. Kuchuk et al., 2014).

Las variables adimensionales se definieron como:

$$t_D = \frac{0,000264k_f t}{(\phi_f C_f + \phi_m C_m) \mu r_w^2} \quad (3.7)$$

$$\Delta t_D = \frac{0,000264k_f \Delta t}{(\phi_f C_f + \phi_m C_m) \mu r_w^2} \quad (3.8)$$

$$q_D = \frac{141,2\beta_o \mu_o q}{k_f h(p_i - p_f)} \quad (3.9)$$

Como ya se ha mostrado en los capítulos previos, muchos de los YNF's tienen un comportamiento heterogéneo y gran parte de las propiedades de las fracturas obedecen una distribución de comportamiento de *Ley de Potencias* (Chang et al., 1990). Del mismo modo, Acuna y Yortsos (1995) reportaron que se ha observado que la distribución de tamaños de los fragmentos generados en los YNF's responden a este tipo de comportamiento (Acuna y Yortsos, 1995). Flamenco y Camacho (2001) mencionan que esas heterogeneidades definen en gran parte el flujo de fluidos y que además, se presentan en un amplio rango de escalas, por lo que la utilización de modelos desarrollados bajo la *Teoría de fractales* (que utilizan leyes de potencia para escalar las propiedades) pueden resultar muy útiles para describir los arreglos de fracturas y extrapolar las heterogeneidades de pequeñas a grandes escalas (y viceversa); en el siguiente capítulo se describe con más detalle la *Teoría de fractales* y su aplicación en la industria.

Para el modelado de Yacimientos Naturalmente Fracturados se estableció un volumen mínimo de porción de yacimiento en el cual las propiedades fundamentales del medio permanezcan constantes, a esta porción se le conoce como “*Volumen Elemental de Referencia*” o REV por sus siglas en inglés (Bear, 1993). Para modelar un YNF es necesario definir un Volumen Elemental de Referencia (*REV*) de tal modo que se cumpla que:  $v_{mm} \ll v_m \ll V_{REV}$  (ver Fig. 3.3); donde el  $V_{REV}$  está conformado por un número significativo de bloques de matriz ( $v_m$ ) y segmentos de fracturas ( $v_f$ ), y  $v_{mm}$  representa el volumen del medio poroso de Darcy (que incluye: porosidad intragranular, intergranular). Para fines prácticos se asume que los bloques de  $v_m$  y  $V_{REV}$  tienen formas cúbicas de

lados  $l_f$  y  $l_v$  y además, que la longitud de las fracturas ( $l_f$ ) es muy similar a la longitud del bloque de matriz ( $v_m$ ). Sin embargo, lo anterior muy pocas veces sucede, por lo que esto se convierte en una gran limitante en el estudio de YNF's usando los modelos de doble porosidad y con un Volumen Elemental de Referencia (además de que tampoco se considera la porosidad vugular).

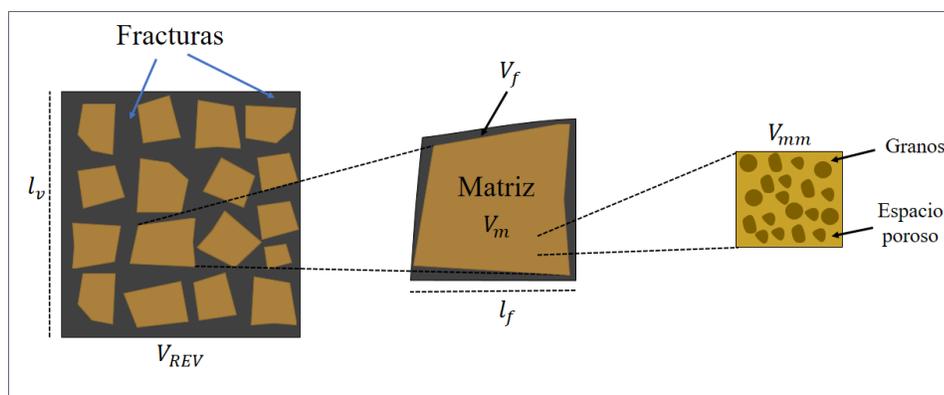


Figura 3.3: Volumen Elemental de Referencia de Warren et al. (1963) donde un bloque de matriz  $V_m$  está siendo segmentado por fracturas que se intersecan ( $V_f$ ) y que generan un volumen de control  $V_{mmm}$  constituido por diversas partículas y el espacio poroso entre ellas. Modificada de F. Kuchuk et al. (2015).

Finalmente, y en relación con el comportamiento dinámico de los sistemas de doble porosidad F. Kuchuk et al. (2015) rescatan lo siguiente:

1. Si los valores de las permeabilidades tanto de las fracturas como de los bloques de matriz no tienen un contraste grande, el sistema puede ser considerado como un medio poroso simple y continuo.
2. Si las permeabilidades en las fracturas  $k_f$  son solo algunos ordenes mayores que las permeabilidades en los bloques de matriz  $k_m$ , es posible definir un  $V_{REV}$  considerando solo dos medios: uno equivalente para el sistema de fracturas y otro equivalente para los bloques de matriz (ver Fig. 3.4). Lo anterior es válido al menos que  $k_m \ll k_f$  (Bear, 1993).

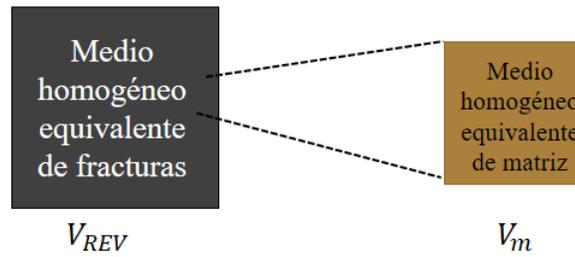


Figura 3.4: Medios equivalentes para el sistema de fracturas y los bloques de matriz. Modificada de F. Kuchuk et al. (2015).

3. Para los casos donde las permeabilidades en los bloques de matriz tienen órdenes de magnitud mucho menores que las permeabilidades en las fracturas ( $k_m \ll k_f$ ), no se recomienda establecer un  $V_{REV}$  y en cambio se propone buscar métodos analíticos o numéricos que permitan modelar el comportamiento dinámico en un YNF.

Como ejemplo de una prueba de presión, en la Fig. 3.5 se puede observar el comportamiento de la derivada de la presión de un modelo de Doble Porosidad, donde  $\lambda = 10^{-7}$  y  $\omega = 0,06$ . Además, se compara con la derivada de la presión de un sistema con comportamiento homogéneo.

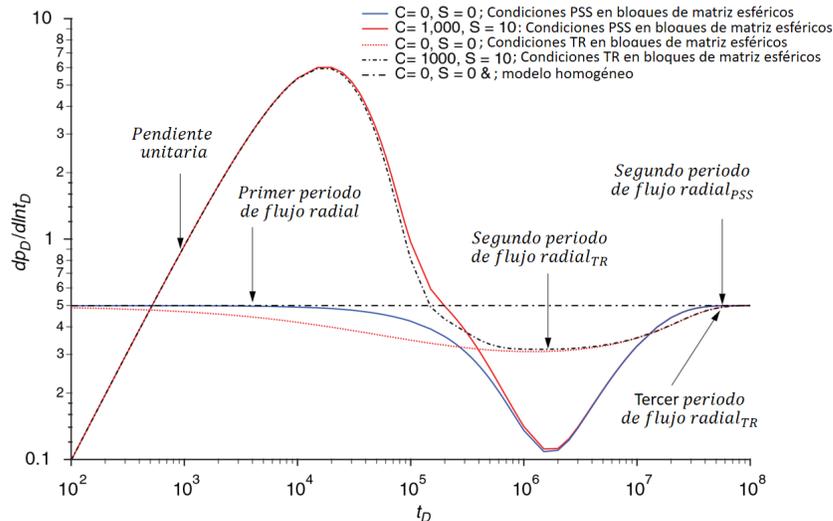


Figura 3.5: Gráfica de las derivadas de presión para un modelo de doble porosidad con y sin efectos de almacenamiento de pozo (“C”) y factor de daño (“S”) para condiciones de flujo Pseudoestacionario (PSS) y Transitorio (TR). Modificada de Warren et al. (1963); Bourdet et al. (1983); F. J. Kuchuk et al. (2014).

### 3.1.2. Modelado de flujo transitorio entre matriz y fracturas

Streltsova et al. (1983) señalaron que en el gráfico de Horner no se podían distinguir los 3 segmentos característicos de la prueba (ver Fig. 3.6) al menos que ésta tuviera una duración lo suficientemente larga como para permitir desarrollar la tercera línea recta. Si el pozo se encuentra produciendo a un gasto constante, al graficar  $p_{wf}$  vs  $t$  (en escala semilog) tendremos una línea recta de pendiente:

$$m_1 = \frac{162,6q_o\mu_o\beta_o}{k_f h_f} \quad (3.10)$$

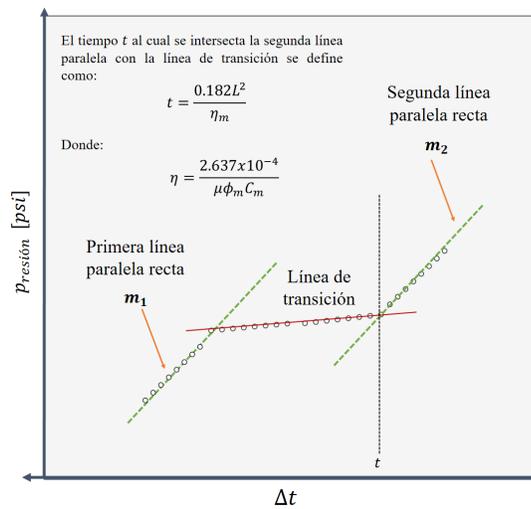


Figura 3.6: Gráfica de una prueba de incremento de presión en un YNF. Editada de Chaudhry (2004).

Por su parte de Swaan O et al. (1976) presentaron un modelo para condiciones de flujo transitorio en los bloques de matriz con una configuración muy similar a la propuesta por Kazemi et al. (1969) y que consiste en bloques horizontales infinitos para las fracturas y bloques rectangulares con partículas esféricas para la matriz. Al igual que los modelos anteriores se consideró que el flujo de fluidos en las fracturas es alimentado por la matriz.

Por otro lado, Najurieta et al. (1980) realizaron las siguientes consideraciones sobre el yacimiento (ver Fig. 3.7):

1. El medio poroso está constituido por el sistema matriz y el sistema fracturas.
2. Los dos sistemas porosos (desde un punto de vista microscópico) se comportan como medios homogéneos e isotrópicos.

3. A un nivel macroscópico los bloques de matriz son homogéneos y mantienen la misma geometría a lo largo del yacimiento.
4. Tanto la matriz como las fracturas se encuentran rellenas de fluidos ligeramente compresibles.
5. Los bloques de matriz están uniformemente distribuidos en el medio fracturado.
6. El flujo neto de los fluidos que llegan al pozo viene únicamente de las fracturas.
7. Los bloques de matriz tienen formas cúbicas o de placas.

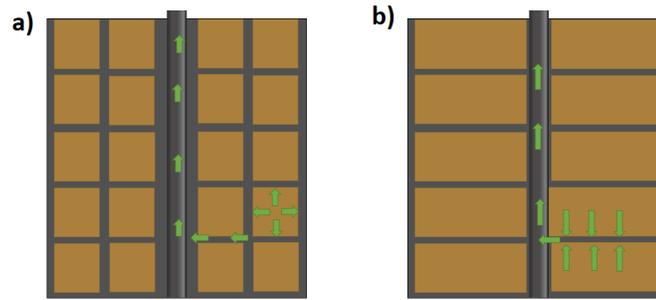


Figura 3.7: Modelo idealizado de un yacimiento uniformemente fracturado: a) Bloques de matriz cúbicos; b) Bloques de matriz como placas. Editado de Najurieta et al. (1980).

Para la ecuación de difusividad de de Swaan O et al. (1976), Najurieta et al. (1980) proponen la siguiente solución:

$$\Delta p_f = \frac{q_w B_o}{4\pi N T_f} E_i \left( -\frac{r^2}{4\eta_{co} t} \right) \quad (3.11)$$

Donde  $N$  es el número de fracturas horizontales y paralelas,  $T_f$  representa las transmisibilidades de las fracturas y  $\eta_{co}$  es el coeficiente de difusividad compuesto y que se calcula para los bloques de matriz con forma de placas como:

$$\eta_{co} = \frac{T_f}{S_f + S_m \left( \sqrt{t/\tau} \tanh \sqrt{\tau/t} \right)} \quad (3.12)$$

Y para los bloques de matriz cúbicos:

$$\eta_{co} = \frac{T_f}{S_f + S_m \left( \sqrt{t/\tau} \coth \sqrt{\tau/t} - \frac{t}{\tau} \right)} \quad (3.13)$$

$S_{f,m}$  es el coeficiente de almacenamiento en la matriz (m) y en la fractura (f) respectivamente,  $h_{ma}$  es el espesor del bloque de matriz y:

$$\tau = \frac{h_{ma}^2}{4\gamma\eta_{ma}} \quad (3.14)$$

Chaudhry (2004) menciona que este método es solo una aproximación al comportamiento de los YNF's y que su aplicación es limitada.

### 3.1.3. Modelo de Triple Porosidad

El modelo propuesto por Warren et al. (1963) fue utilizado como base para el desarrollo de técnicas y metodologías que permitían la caracterización y simulación de yacimientos naturalmente fracturados; sin embargo, conforme fue desarrollándose la investigación de este tipo de yacimientos se vio la necesidad de no solo considerar que las fracturas además de canales de flujo podrían influenciar con su capacidad de almacenamiento, sino que se tuvo que empezar a considerar el impacto generado por las cavernas o vóculos casi siempre existentes en los yacimientos carbonatados. Es aquí donde se empieza a considerar la existencia de un sistema con triple porosidad:

- 1) Porosidad de la matriz
- 2) Porosidad de la fractura
- 3) Porosidad de los vóculos (ver Fig. 3.8)

Los vóculos al ser cavidades de dimensiones considerables respecto a los poros de la matriz o a las fracturas son considerados como actores importantes en un YNF. Además, en algunos casos las fracturas pueden tener un rol muy importante al conectar la matriz y las cavernas con el pozo. En caso de estar conectados, también debe ser considerada una permeabilidad asociado a los vóculos. El modelo de Camacho Velázquez et al. (2002) considera dos medios con permeabilidad alta (fracturas y vóculos) y la matriz con baja, además de los vóculos y fracturas funcionando como medios almacenadores. Le llamaron modelo de única permeabilidad cuando eran las fracturas o los vóculos interconectados el único medio de flujo importante, o modelo de doble permeabilidad cuando tanto el sistema fracturado como los vóculos son los encargados de hacer llegar los fluidos hasta el pozo.



Figura 3.8: Porosidad vugular- Editado de Cinco-Ley (2006).

El modelo de triple porosidad que proponen Camacho Velázquez et al. (2002) considera que la transferencia de fluidos se da bajo un estado pseudo-estacionario entre la matriz, los vóculos y el sistema de fracturas.

Para coordenadas radiales y en un yacimiento con triple porosidad y doble permeabilidad, la ecuación diferencial que define el comportamiento del sistema de fracturas se definió como:

$$\omega_f \frac{\partial p_{Df}}{\partial t_D} = K \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left( r_D \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} \right) + \lambda_{mf}(p_{Dm} - p_{Df}) + \lambda_{vf}(p_{Dv} - p_{Df}) \quad (3.15)$$

Y para los bloques de matriz:

$$(1 - \omega_f - \omega_v) \frac{\partial p_{Dm}}{\partial t_D} = -\lambda_{mv}(p_{Dm} - p_{Dv}) - \lambda_{mf}(p_{Dm} - p_{Df}) \quad (3.16)$$

Finalmente para los vóculos:

$$\omega_v \frac{\partial p_{Dv}}{\partial t_D} = (1 - K) \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left( r_D \frac{\partial p_{Dv}}{\partial r_D} \right) + \lambda_{mv}(p_{Dm} - p_{Dv}) - \lambda_{vf}(p_{Dv} - p_{Df}) \quad (3.17)$$

Donde:

$$p_{Dj} = \frac{2\pi(k_f+k_v)h(p_i-p_j)}{q\mu B_o}$$

$$t_D = \frac{(k_f+k_v)t}{(\phi_f C_f + \phi_m C_m + \phi_v C_v)\mu r_w^2}$$

$$k = \frac{k_f}{k_f+k_v}$$

$$\lambda_{mf} = \frac{\sigma_{mf} k_m r_w^2}{k_f+k_v}$$

$$\lambda_{mv} = \frac{\sigma_{mv} k_m r_w^2}{k_f+k_v}$$

$$\lambda_{vf} = \frac{\sigma_{vf} k_v r_w^2}{k_f+k_v}$$

El subíndice "j" denota una propiedad asociada ya sea a las fracturas (*f*) o a los vóculos (*v*). Además,  $\sigma_{ij}$  es el factor de forma asociado al flujo de fluidos entre un medio

poroso "i" y otro medio "j".

El coeficiente de almacenamiento para las fracturas queda expresado de la siguiente forma:

$$\omega_f = \frac{\phi_f C_f}{\phi_f C_f + \phi_m C_m + \phi_v C_v} \quad (3.18)$$

Mientras que para los vógelos:

$$\omega_v = \frac{\phi_v C_v}{\phi_f C_f + \phi_m C_m + \phi_v C_v} \quad (3.19)$$

Finalmente el gasto adimensional para un pozo que fluye a presión constante se expresa como:

$$q_{wD} = \frac{q\mu B_o}{2\pi(k_f + k_v)h(p_i - p_{wf})} \quad (3.20)$$

En la figura 3.9 se muestran las curvas tipo para el caso donde no se consideran los efectos de almacenamiento del pozo, el daño y los vógelos no se encuentran conectados. Además,  $\lambda_{mv} = 10^{-7}$ ,  $\omega_f = 10^{-5}$ . Como se puede observar en la figura, y a diferencia de como sucede en las curvas tipo de los modelos de doble porosidad, se puede observar un cambio en la pendiente de la línea recta durante el periodo de transición.

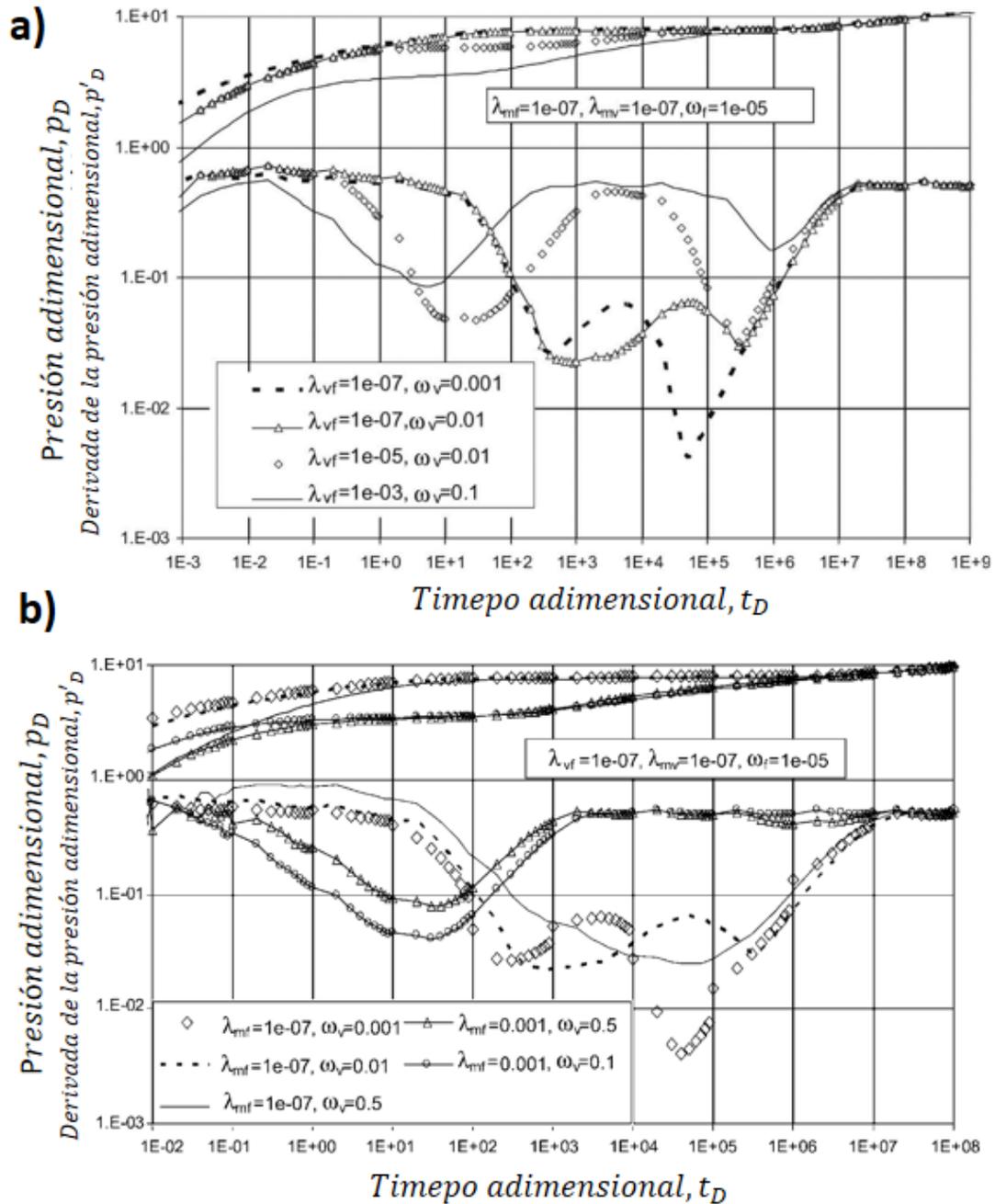


Figura 3.9: Curvas tipo para el modelo de triple porosidad. En a) los valores de  $\lambda_{mf}$  y  $\omega_f$  se mantuvieron constantes, mientras que para b) los valores de  $\lambda_{mf}$  y  $\omega_f$  fueron variados. Editada de Camacho Velázquez et al. (2002).

### 3.2. Pruebas de decremento de presión

Una prueba de decremento de presión son mediciones que se realizan en el fondo del pozo en un periodo de tiempo en el que el gasto se mantiene constante. Se recomienda que antes de realizar la prueba el pozo haya estado cerrado durante un periodo de tiempo tal que la presión se haya podido estabilizar. Para iniciar la prueba el pozo se pone a producir. Con este tipo de pruebas se pueden estimar permeabilidades, área de drenaje del pozo (“ $r_w$ ”), factor de daño así como la evaluación de la heterogeneidad del yacimiento. Cuando se realizan las gráficas de este tipo de pruebas es posible identificar tres comportamientos básicos (ver Fig. 3.10).

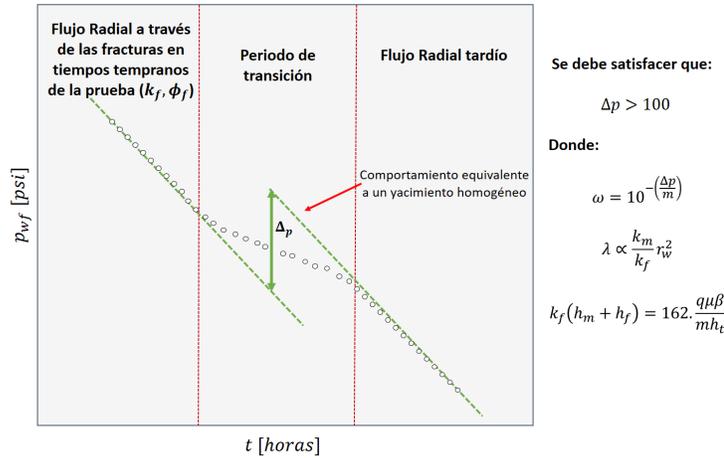


Figura 3.10: Comportamiento típico de una gráfica para una prueba de decremento de presión;  $p_{wf}$  vs tiempo (semilog). Editada de Chaudhry (2004).

- 1) Flujo radial transitorio a través de las fracturas (denotado por la primera línea recta paralela).
- 2) Periodo de transición.
- 3) Flujo radial en tiempos tardíos de la prueba (denotado por la segunda línea paralela)

Donde la solución al modelo se expresa como:

$$\begin{aligned}
 p_i - p_{wf} = & \frac{162,6q_o\beta_o\mu_o}{k_f(h_f + h_m)} \left[ \log t + \log \frac{k}{(\phi_m C_m + \phi_f C_f)\mu_o r_w^2} - 3,23 + \right. \\
 & \left. 0,435E_i \left( -\frac{\lambda \Delta t_D}{\omega(1 - \omega)} \right) - 0,435E_i \left( -\frac{\lambda \Delta t_D}{1 - \omega} \right) + 0,87S \right] \quad (3.21)
 \end{aligned}$$

### 3.3. Pruebas de incremento de presión

Para realizar estas pruebas es necesario cerrar el pozo y que éste haya estado produciendo a un gasto constante. Lo que se registra en este tipo de pruebas es la presión de cierre en el fondo después de un periodo de flujo. Con ayuda de estas pruebas la permeabilidad puede ser calculada de la siguiente manera:

$$k_f = \frac{162,6q\mu\beta}{m_1 h} \quad (3.22)$$

Donde  $m_1$  es la pendiente de las líneas paralelas ( $m_1 = m_3$ ), ver Fig. 3.11 y el tiempo al que se intersectan la línea recta paralela y la línea del periodo de transición se define como:

$$\Delta t_x = \frac{0,182L^2}{\eta_m} \quad (3.23)$$

“L” es la longitud del bloque de matriz en ft y  $\Delta t_x$  está en horas. Además:

$$\eta_m = \frac{2,637 \times 10^{-4}}{\mu\phi_m C_m} \quad (3.24)$$

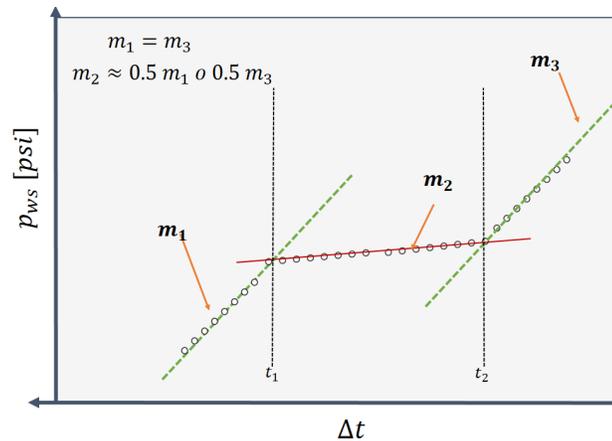


Figura 3.11: Comportamiento típico de una gráfica para una prueba de incremento de presión;  $p_{ws}$  vs tiempo (semilog). Editada de Chaudhry (2004).

La relación entre la capacidad de almacenamiento de la matriz y de las fracturas se puede calcular como (Chaudhry, 2004):

$$\frac{S_m}{S_f} = \frac{\log t_1}{\log t_2} \quad (3.25)$$

Finalmente y basándose en el modelo pseudoestacionario de Warren et al. (1963) la siguiente ecuación fue definida:

$$p_i - p_{ws} = \frac{162,6q_o\beta_o\mu_o}{k_f(h_f + h_m)} \left[ \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} - 0,435E_i \left( -\frac{\lambda\Delta t_D}{\omega(1-\omega)} \right) + 0,435E_i \left( -\frac{\lambda\Delta t_D}{1-\omega} \right) \right] \quad (3.26)$$

En la siguiente gráfica se muestra la derivada de la presión de una prueba de incremento realizada en un Yacimiento Naturalmente Fracturado (Bourdet y cols., 1983):

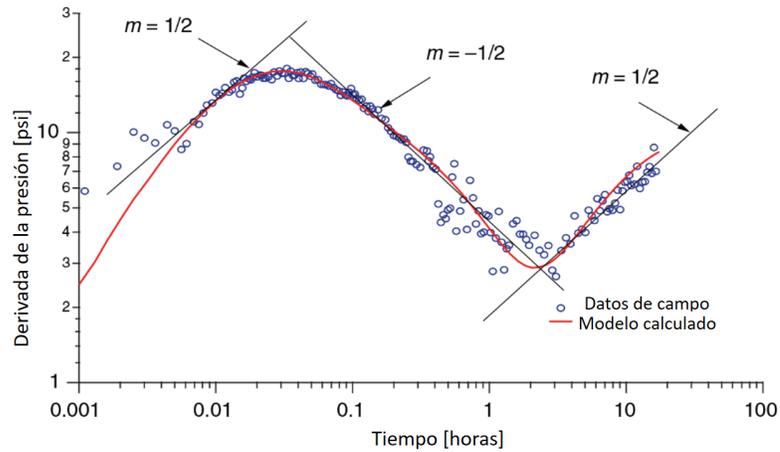


Figura 3.12: Derivada de la presión de una Prueba de Incremento (Bourdet y cols., 1983).

Como se puede observar en la en la figura 3.12, el ajuste entre los datos de la prueba y el modelo de doble porosidad (Warren et al., 1963) es relativamente bueno, y además, la derivada de la presión exhibe un periodo de flujo lineal en tiempos tempranos (asociado al efecto de almacenamiento del pozo) y otra más a tiempos tardíos (líneas con pendientes de  $\frac{1}{2}$ ).

### 3.4. Pruebas de Interferencia

Una prueba de interferencia requiere de al menos 2 pozos para poderse realizar, uno conocido como “Activo” y otro como “Testigo”. En el primero es donde se genera un disturbio que el segundo registrará. La importancia de este tipo de pruebas es que ayudan a obtener información muy importante como:

- a) Estimación de  $kh$ , porosidades, permeabilidades y espesores de interés.
- b) Permiten actualizar y validar los modelos geológicos.
- c) Representan herramientas muy importantes para la identificación de fallas y la cuantificación de sus continuidades.
- d) Ayudan a establecer los límites del yacimiento.
- e) Ayudan a identificar si las fallas entre dos o más pozos se encuentran abiertas o mineralizadas.
- f) Ayudan a establecer direcciones preferenciales del flujo.
- g) Son de gran importancia para los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada.

Para tiempos tempranos de la prueba la presión adimensional en las fracturas se define como (Chaudhry, 2004):

$$p_{fD} = 2 \left( \frac{t_D}{\omega r_D} \right)^{0,5} \left[ ierfc \left( \frac{r_D - 1}{2\sqrt{t_D/\omega}} \right) \right] \quad (3.27)$$

Y para el caso de la presión en la matriz:

$$p_{mD} = \left( \frac{\lambda \omega r_D}{1 - \omega} \right) \left( \frac{4t_D}{\omega r_D} \right)^{0,5} \left[ ierfc \left( \frac{r_D - 1}{2\sqrt{t_D/\omega}} \right) \right] \quad (3.28)$$

### 3.5. Curvas Tipo

El uso de *Curvas Tipo* es una técnica muy útil para el análisis de datos de pruebas de presión, aunque en ocasiones pueden ser de uso limitado. Las curvas tipo muestran el comportamiento que tienen la presión vs el tiempo (ambos adimensionales) y donde se varía algún parámetro de interés como los efectos de almacenamiento, el factor de daño, el coeficiente de flujo interporoso o la capacidad de almacenamiento (ver Fig. 3.13). Cuando se estudia un pozo que presenta efectos de almacenamiento y no se desarrolla una línea recta para los primeros tiempos, esta parte de la prueba no puede ser interpretada. Si la prueba genera una gráfica con los segmentos bien desarrollados será posible calcular la permeabilidad de la fractura ( $k_f$ ), la capacidad de almacenamiento de las fracturas ( $\omega$ ), el factor de daño (S) y el coeficiente de flujo interporoso ( $\lambda$ ).

Al ajustar (utilizar la técnica de *match point*) los datos de la prueba de presión vs las curvas tipo se obtienen dos parejas coordenadas conocidas: una pareja en los datos de campo y otra con valores de las curvas tipo. Con estos datos es posible calcular la permeabilidad de la fractura ( $k_f$ ) y la constante de almacenamiento del pozo (C) (Chaudhry, 2004) como:

$$k_f = \frac{141,22q\mu\beta}{h} \left( \frac{p_D}{\Delta p} \right)_{match} \quad (3.29)$$

y:

$$C = \frac{kh}{3389\mu} \left( \frac{\Delta t}{t_D/C_D} \right)_{match} \quad (3.30)$$

Sí el almacenamiento total ( $S_f + S_m$ ) es conocido, entonces S y  $\omega$  pueden ser calculados como:

$$(C_D)_{f+m} = \frac{0,8936C}{(S_f + S_m)r_w^2} \quad (3.31)$$

$$S = 0,5 \ln \frac{(C_D e^{2s})_{f+m}}{(C_D)_{f+m}} \quad (3.32)$$

$$\omega = \frac{(C_D e^{2s})_{f+m}}{(C_D e^{2s})_f} \quad (3.33)$$

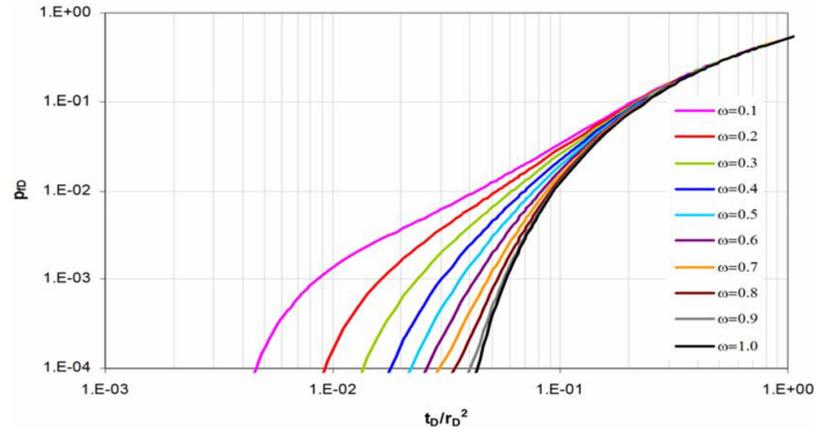


Figura 3.13: Curvas Tipo en base al modelo de Doble Porosidad para una prueba de interferencia. Tomada de: Chávez (2006).

## Capítulo 4

# Teoría Fractal aplicada a YNF's

*“Mi vida pareciera ser una serie de eventos y accidentes,  
sin embargo, cuando miro hacia atrás  
veo patrones”*

B. Mandelbrot

La palabra “Fractal” como tal fue utilizada por primera vez en los años 70's por Benoît Mandelbrot (quien es considerado como el *Padre de los Fractales*). Camacho Velázquez y Vázquez Cruz (2015) se refieren a la geometría fractal como aquellas formas irregulares en que se muestra la naturaleza y a la fractalidad cuando éstas se presentan constantes a diferentes escalas.

Como se observó en capítulos anteriores muchos de los modelos que buscan conceptualizar a los YNF's consisten en figuras geométricas representando la distribución de los bloques de matriz y del sistema de fracturas de manera uniforme, cosa que no sucede en la naturaleza. De aquí la importancia de utilizar técnicas que nos permitan modelar de una forma más precisa la distribución de las propiedades de los yacimientos. La Teoría de Fractales puede ser aplicada de muchas formas en la Ingeniería Petrolera (análisis de Pruebas de presión, de registros geofísicos, distribuciones de porosidades, permeabilidades, volúmenes, etc.). Para el caso de los YNF's es muy importante entender la distribución y comportamiento del sistema de fracturas y una gran limitación que tenemos es el nivel de resolución al cual las podemos estudiar. Por ejemplo, para la identificación de discontinuidades podemos utilizar secciones sísmicas y núcleos. Para el primer tipo de herramienta, solo una porción de fallas y fracturas podrán ser identificadas y aunque se puede abarcar grandes extensiones del yacimiento solo podremos mapear aquellas grandes estructuras, caso contrario con los núcleos donde un detalle más fino podrá ser estudiado; sin embargo, la cantidad de discontinuidades que ahí observamos puede no ser representativo del estado real del yacimiento. Los Fractales puede ser una poderosa herramienta que nos permita escalar la ocurrencia y comportamiento de las fracturas

en secciones sísmicas y núcleos por lo que podríamos generar modelos que nos ayuden a inferir propiedades de las zonas donde no tenemos observaciones (Hardy y Beier, 1994).

Camacho Velázquez y Vázquez Cruz (2015) también mencionan que la principal diferencia entre los Modelos Euclidianos y los Modelos Fractales es que en el primero se considera un sistema fracturado con distribuciones uniformes, completamente comunicado y en una sola escala, mientras que con los fractales se modelan sistemas de fracturas a diferentes escalas, con distribuciones no del todo uniformes e incluso no completamente intercomunicadas.

#### 4.1. Definición de Fractal

Para poder entender que es un comportamiento de este tipo es necesario explicar dos características principales que todo objeto fractal debe cumplir, y que son:

1. **Tener Auto semejanza:** conocido también como “autosimilitud” se dice que esta propiedad existe cuando las características de un objeto no varían con la escala.

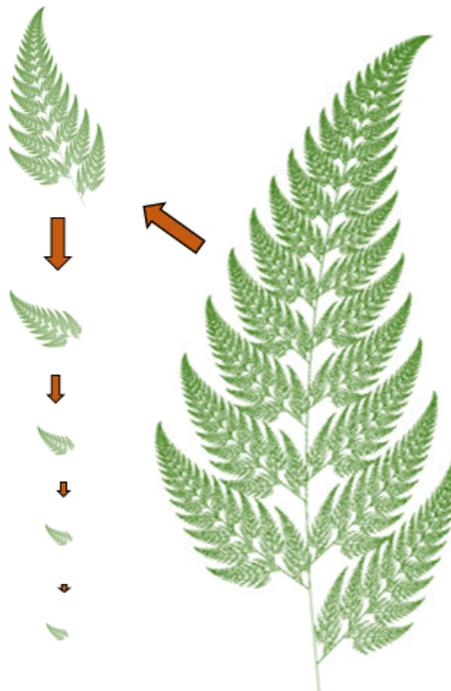


Figura 4.1: Comportamiento fractal de una hoja de helecho. Editada de: Hardy y Beier (1994).

Como se puede observar en la Fig. 4.1 en la hoja del helecho se puede identificar fácilmente un patrón que se va repitiendo a diferentes tamaños, cada hoja es una réplica de las otras y además al ir cambiando la escala se mantiene la esencia de esa forma hasta perder la resolución de la imagen. Dicho de otra forma, una hoja de helecho está constituida por otras más de características muy similares pero de menor tamaño. Si tomamos una de esas hojas y vamos haciendo más grande la escala tendremos una hoja de helecho de dimensiones no verdaderas (al menos no naturalmente), caso contrario, si vamos disminuyendo la escala hasta llegar al nivel de células tendremos un modelo que nada tiene que ver con lo que se muestra en la Fig. 4.1. Entonces tenemos que encontrar los límites superiores e inferiores, lo cual es importante para el modelado de los fenómenos reales (Hardy y Beier, 1994). Es importante mencionar que las propiedades que se conservan al cambiar la escala no necesariamente tienen que ser idénticas físicamente (Fractales exactos), el concepto de "autosimilitud" también puede ser definido estadísticamente (Fractales estadísticos). Pensemos en el ejemplo de un árbol y que de cuyo tronco crecen ramas y de estas mismas crecen otras ramas y de estas finalmente crecen flores. A pesar de que las ramas y tronco no tengan un parecido físico exacto, la forma en que crece (una rama sale de otra rama) nos habla un poco sobre el comportamiento fractal de los árboles. Muchos otros fenómenos naturales pueden ser explicados con la *Teoría de Fractales*.

- 2. Dimensión Fractal** Se debe cumplir siempre que la dimensión fractal ( $d_{fr}$ ) sea menor que la dimensión topológica ( $d_{to}$ ). La dimensión topológica se define como la división en dos partes del objeto que se está estudiando realizada por otro objeto pero de una dimensión menor (ver Fig. 4.2). Y se calcula como:

$$d_{to} = (n - 1) + 1 \quad (4.1)$$

Donde  $d_{to}$  es la dimensión topológica de un objeto de  $n$  dimensión y  $(n - 1)$  es la dimensión del objeto que lo divide en dos.

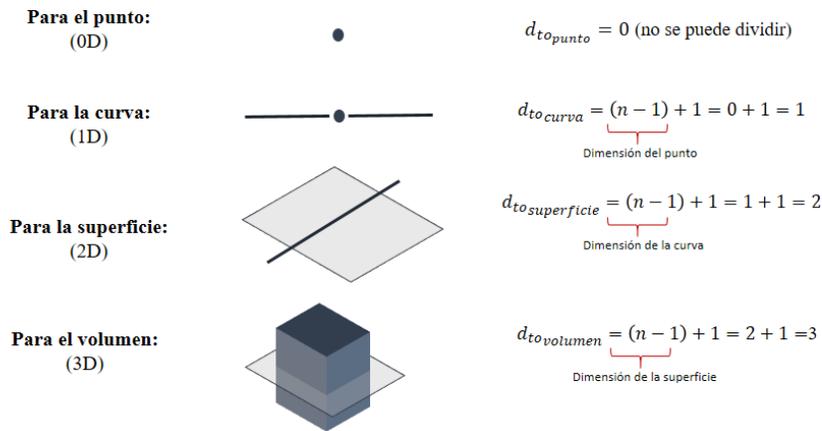


Figura 4.2: Dimensión Topológica

## 4.2. Dimensión Fractal

Existen muchas definiciones para lo que es la dimensión fractal. Para objetivos de este trabajo se explicará desde dos puntos de vista: uno que nos permite entender por que  $d_{fr} < d_{to}$  y otro considerando el método de Conteo de Cajas (o “Box counting”). Es importante tener presente que la dimensión fractal no es un número entero como en la dimensión Euclidiana.

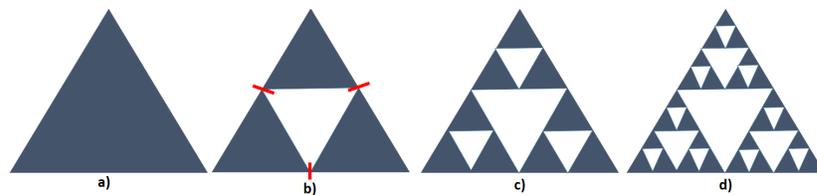


Figura 4.3: Esquema de la elaboración de la *Carpeta Triangular de Sierpinski*. Editado de Barlow y Bass (1989).

Un ejemplo de fractal conocido es la Carpeta Triangular elaborado por Sierpinski y cuya dimensión fractal es de aproximadamente  $d_{fr} = 1,58$ . Esta figura se forma a partir de un triángulo como el mostrado en la Fig. 4.3 a) del que se extrae otro triángulo cuyos vértices coinciden con la mitad de cada lado del triángulo mayor (es decir, cada lado se segmentó en 2, ver 4.3 b). Hecho lo anterior la nueva figura queda constituida por 3 triángulos (azules) y un espacio vacío (blanco), en este punto la figura se dividió con un factor de reducción  $s = 2$  generando 3 figuras autosemejantes ( $\eta = 3$ ). El objeto se puede seguir segmentando (Fig. 4.3 d) de manera similar hasta que se alcance un límite máximo

(que en este caso es la resolución de la imagen).

La figura original era un triángulo en 2D pero conforme se le fueron extrayendo pequeños triángulos perdió su dimensión exacta quedando por abajo de la 2D pero por arriba de la 1D (no es un plano pero tampoco terminó siendo una simple línea), por lo tanto su dimensión fractal se encuentra entre  $1 < d_{fr} < 2$  (Ver Fig. 4.4).

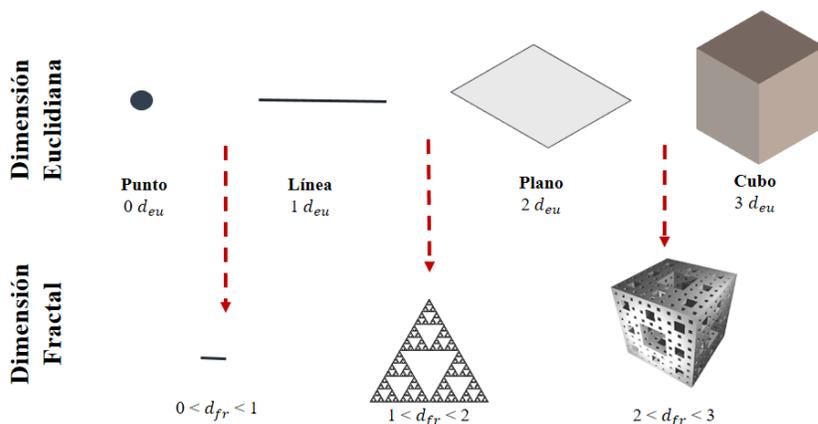


Figura 4.4: Dimensión fractal vs Dimensión Euclidiana.

Para poder establecer una ecuación que nos ayude a obtener la dimensión de un cuerpo que se va segmentando como lo hace la Carpeta de Sierpinski, debemos estudiar las geometrías de dimensiones conocidas y encontrar la relación existente entre las diferentes características que definen a un fractal (dimensión “ $d_{fr}$ ”, factor de escala “ $s$ ” y el número de figuras autosemejantes “ $\eta$ ” generadas).

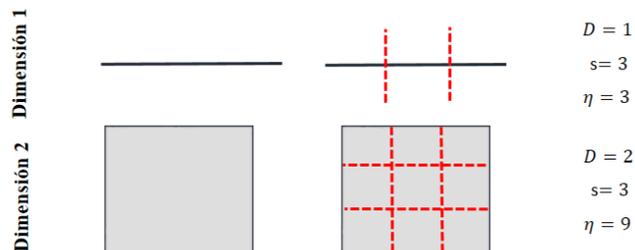


Figura 4.5: Características de figuras en dimensiones Euclidianas.

Para una figura de dimensión 1 (Fig. 4.5) podemos establecer la siguiente relación:

$$3 = 3 \quad (4.2)$$

Y que nos indica que al dividir en 3 veces (factor de escala) la línea original se generan 3 líneas más (número de figuras autosemejantes) que tienen un tercio de la longitud original. De la relación anterior debemos encontrar como es que la *dimensión* está afectando a las otras variables. Para hacerlo un poco más evidente analizaremos el caso del plano mostrado en la Fig. 4.5 (que tiene dimensión 2). De forma similar a como lo hicimos con la línea se tiene que:

$$9 = 3 \quad (4.3)$$

Analizando los ejemplos anteriores se deduce que para que la igualdad  $\eta = s$  se cumpla en los dos casos es necesario que la dimensión se introduzca como un exponente del factor de escala. De tal modo que para el caso de la línea (1D) se tiene que:

$$3 = 3^1 \quad (4.4)$$

Y del plano (2D)

$$9 = 3^2 \quad (4.5)$$

De forma genérica:

$$\eta = s^{d_{fr}} \quad (4.6)$$

Finalmente al despejar la dimensión podemos obtener una expresión que nos permite calcular la dimensión fractal de un cuerpo en función de su escala y de las figuras autosemejantes que mantiene:

$$d_{fr} = \frac{\log \eta}{\log s} \quad (4.7)$$

La dimensión de un cuerpo indica que tanto ocupa en el espacio en el que está contenido, de tal forma que una línea tiene una dimensión 1, un plano una dimensión 2 y un cubo dimensión 3. Ahora, considerando un cuerpo rocoso con forma de cubo y desde el punto de vista geométrico Euclidiano podemos afirmar que su dimensión es igual a 3; sin embargo, si hacemos un análisis de dicho cuerpo con una escala menor nos daremos cuenta que está constituido por material sólido y espacios vacíos, por lo que podemos afirmar que el lugar que ocupa en el espacio no es con una dimensión 3 exacta pero que es superior a la dimensión de un plano. En muchas áreas de conocimiento e incluso aún más en las Ciencias de la Tierra se ha encontrado que el cuantificar de una forma más exacta la dimensión de los cuerpos o los comportamientos de la *Madre Naturaleza* permite elaborar modelos más precisos sobre el comportamiento irregular de los fenómenos naturales (Barton et al., 1995). Ahora, ¿qué sucede cuando nos encontramos con figuras que son tan complejas que no pueden ser divididas en figuras autosemejantes? Para calcular su

dimensión fractal es necesario utilizar la técnica del *Conteo de cajas* y que se explica a continuación.

### 4.3. Método de Conteo de Cajas

Imaginemos que sobre un núcleo tenemos una red de fracturas (Fig. 4.6a) de la cual necesitamos conocer su dimensión fractal y que debido a su aparente irregularidad no es posible dividirlo en segmentos equivalentes como se realizó en la sección anterior. Para esto utilizamos el método de *Box Counting* o *Conteo de Cajas*, que consiste en situar nuestra figura irregular sobre una malla de cuadrados de determinado tamaño y contar el número de celdas en las que nuestra imagen aparece (Fig. 4.6b). Este proceso se debe seguir repitiendo con mallas cada vez de menor tamaño y para cada proceso se debe registrar el número de cajas que han sido tocadas por nuestra figura ("N") y el factor de escalado ("s") que hemos utilizado. Al graficarse  $\log N$  vs  $\log \frac{1}{s}$  tendremos una serie de puntos que tienden a formar una línea recta. La pendiente de esa línea será la dimensión fractal ( $d_{fr}$ ) de nuestro sistema.

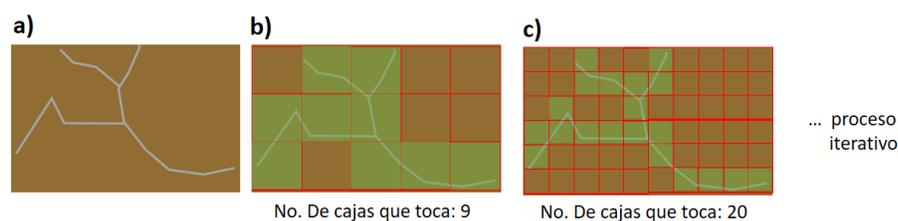


Figura 4.6: Esquema general del Método de conteo de cajas: a) Sistema de fracturas; b) Malla original; c) Malla con factor de escala  $s = 0,5$ .

A continuación se muestra un ejemplo sobre una fotografía de un núcleo verdadero donde haremos a modo general el método de Conteo de Cajas. Es importante hacer las siguientes precisiones:

1. Este método suele realizarse con software especializado, por lo tanto la cantidad de iteraciones que se realizan en el proceso serán suficientes para dar valores aceptables de  $d_{fr}$ . Para este ejercicio únicamente se realizó el conteo sobre 3 tamaños diferentes de mallas.
2. Recordemos que de acuerdo al modelo que se esté utilizando para representar un YNF pueden considerarse dos sistemas (fracturas y matriz) o tres (fracturas, matriz y vóculos).

En los siguientes dos ejemplos y debido a la naturaleza de los núcleos y a la resolución de las fotografías, el sistema al que se le calculará la dimensión fractal será al de vórgulos.

## Imagen original



Figura 4.7: Método de conteo de cajas (imagen original). Fotografía del núcleo de Cinco-Ley (2006).

## Cajas ( $malla_1$ )

$S = 1$   
 $N = 102$

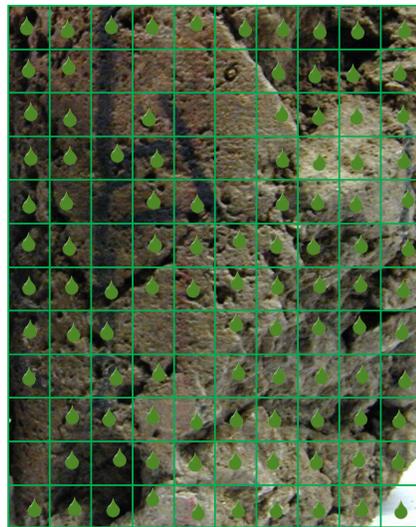


Figura 4.8: Método de conteo de cajas (malla No.1). Fotografía del núcleo de Cinco-Ley (2006).

$$\underline{\text{Cajas}} \\ \left( \frac{\text{malla}_1}{2} \right)$$

$$S = 1/2 \\ N = 336$$

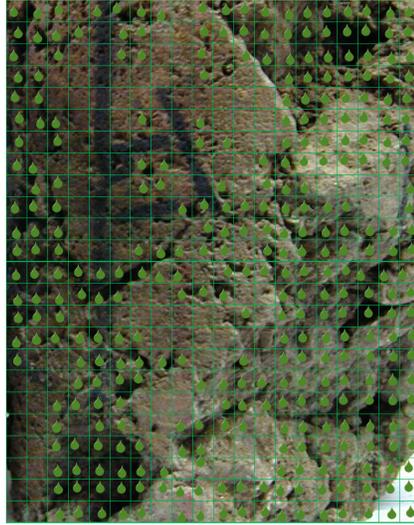


Figura 4.9: Método de conteo de cajas (malla No.2). Fotografía del núcleo de Cinco-Ley (2006).

$$\underline{\text{Cajas}} \\ \left( \frac{\text{malla}_1}{4} \right)$$

$$S = 1/4 \\ N = 1003$$

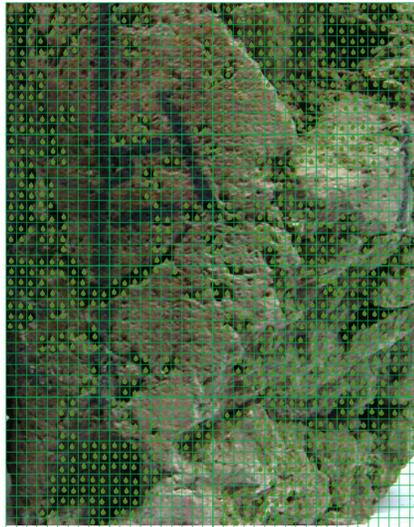


Figura 4.10: Método de conteo de cajas (malla No.3). Fotografía del núcleo de Cinco-Ley (2006).

Finalmente para el cálculo de la dimensión fractal de los vúgulos se tiene que:

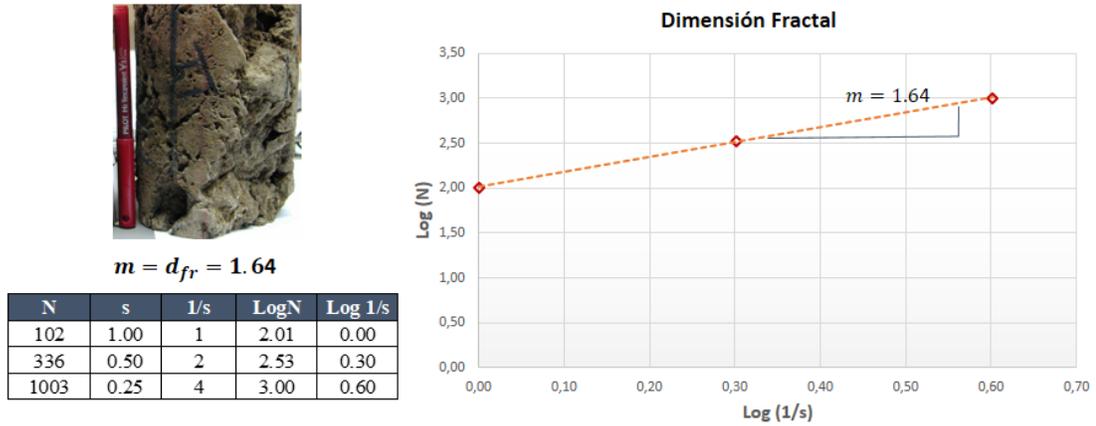


Figura 4.11: Ejercicio de Conteo de Cajas para el sistema de vúgulos.

En seguida se muestra otro ejemplo realizado con un núcleo diferente:

**Imagen original**



Figura 4.12: Método de conteo de cajas (imagen original). Ejemplo número dos (Castro, 2019).

**Cajas**  
**( $malla_1$ )**

$S = 1$   
 $N = 27$



Figura 4.13: Método de conteo de cajas (malla No.1). Fotografía del núcleo de ejemplo número dos (Castro, 2019).

**Cajas**  
**( $\frac{malla_1}{2}$ )**

$S = 1/2$   
 $N = 91$

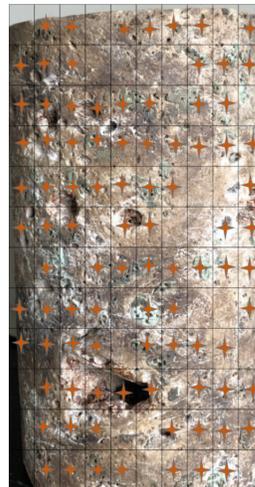


Figura 4.14: Método de conteo de cajas (malla No.2). Fotografía del núcleo de ejemplo número dos (Castro, 2019).

$$\text{Cajas} \left( \frac{\text{malla}_1}{4} \right)$$

$$S = 1/4$$

$$N = 199$$

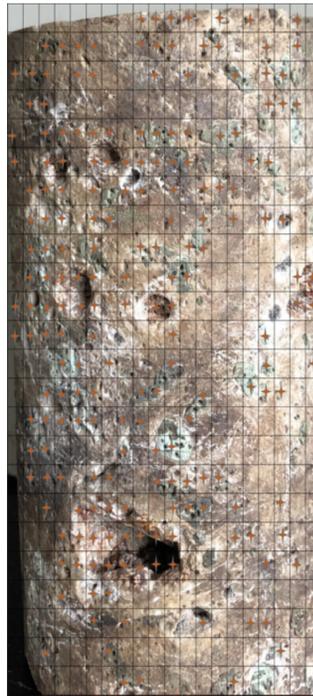


Figura 4.15: Método de conteo de cajas (malla No.3). Fotografía del núcleo de ejemplo número dos (Castro, 2019).

Para el cálculo de la dimensión fractal de los vórgulos se tiene que:

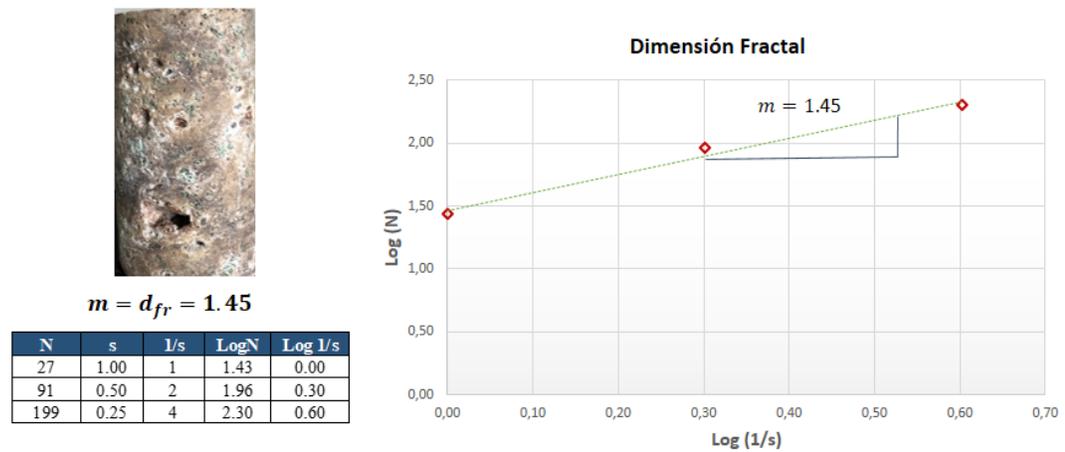


Figura 4.16: Ejercicio de Conteo de Cajas número 2.

## 4.4. Modelos para yacimientos con comportamiento Fractal

Si bien muchos de los YNF's presentan heterogeneidades en sus propiedades, Chang et al. (1990) recomiendan no atribuir un comportamiento fractal a todos los yacimientos de este tipo, lo anterior debido a la incertidumbre de los procesos geológicos y tectónicos a los que han sido sometidos. Como se mencionó anteriormente, muchos de los modelos fractales asumen que los parámetros en este tipo de yacimientos se rigen bajo la *Ley de potencias*, donde el exponente se encuentra relacionado con la dimensión fractal, la cual ayuda a describir que tanto espacio ocupa el sistema de fracturas, así como sus propiedades geométricas (Flamenco y Camacho, 2001).

Uno de los modelos fractales desarrollados para el análisis de pruebas de presión transitorias, es el que propusieron Chang et al. (1990) y que considera un YNF con baja conductividad en las fracturas y una distribución espacial desordenada (donde el sistema de fracturas se encuentra contenido en una matriz de dimensión *Euclidiana*). Posteriormente, Acuna y Yortsos (1995) observaron que al utilizar el modelo de Chang et al. (1990) los cambios en la presión del pozo también obedecían a la *Ley de potencias*. Flamenco y Camacho (2001) presentaron una solución analítica para periodos de flujo transitorios y pseudo-estacionario con la cual se pueden calcular los principales parámetros fractales.

El modelo propuesto por Camacho-Velázquez et al. (2018) introduce al análisis de pruebas de presión dos parámetros de naturaleza fractal: la dimensión fractal ( $d_{mf}$ ) que está asociada a la densidad de fracturas y el índice de conectividad ( $\theta$ ) que representa que tan conectadas se encuentran entre ellas. Es importante mencionar que la obtención de los parámetros fractales únicamente se puede hacer bajo condiciones pseudoestacionarias. Otro parámetro de importancia que se define es la dimensión espectral ( $\delta$ ) que relaciona a la dimensión fractal con el índice de conectividad. El parámetro " $\delta$ " ayuda definir el tipo de flujo que se presenta, pues si  $\delta < 1$  entonces  $d_{mf} < 2$ , lo cual indica que el flujo se encuentra entre lineal o radial.

Por otro lado, cuando  $\theta = 0$  significa que todas las fracturas están conectadas (lo cual representaría una configuración Euclidiana), caso contrario sería que  $\theta > 0$  donde la conectividad de las fracturas comienza a ser menor a medida que el número se incrementa (comportamiento fractal). El valor máximo de  $\theta$  es "1" y significa que todo el sistema de fracturas no se encuentra comunicado. El índice de conectividad puede ser calculado de la siguiente forma:

$$\theta = \frac{d_{mf}}{\delta} - 2 \quad (4.8)$$

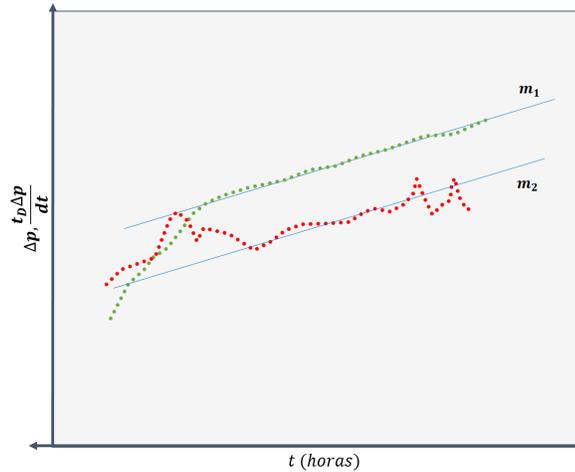


Figura 4.17: Comportamiento típico de una gráfica log-log cuando  $\delta < 1$ . Editada de Camacho-Velázquez et al. (2018).

Si se grafica la presión y su derivada vs el tiempo, tendríamos dos curvas que tienden a ser líneas rectas paralelas de pendiente “m” positiva (ver Fig. 4.17), entonces la dimensión espectral se puede calcular como:

$$\delta = 1 - m \quad (4.9)$$

Al utilizar esta metodología es importante considerar que los efectos de almacenamiento del pozo y el tiempo de producción pueden enmascarar el comportamiento del yacimiento.

En el modelo de Posadas-Mondragón y Camacho-Velázquez (2016) se incluyó el efecto del factor de daño en la solución para un yacimiento fracturado de matriz compacta y para tiempos tardíos (ver ecuación 4.10).

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{-v(2 + \theta)} + \frac{(2 + \theta)^{2v-1}}{v\Gamma(1 - v)} t_D^v + S \quad (4.10)$$

Donde “ $\Gamma$ ” es la función gamma (Camacho-Velázquez et al., 2018) y “S” es el factor de daño. En la ecuación anterior y para el caso donde  $S = 0$ , se presentarán dos casos:

- I.- Cuando  $v > 0$ ; hace referencia a una  $d_{mf} < 2$ , por lo que en una gráfica log-log de la presión y su derivada vs el tiempo, tendremos dos líneas rectas paralelas (ver Fig. 4.18).
- II.- Cuando  $v < 0$ ; entonces  $d_{mf} > 2$ , por lo tanto en una gráfica log-log habrá una línea recta con pendiente negativa  $v$ .

Cuando la presión y su derivada exhibe un comportamiento de *Ley de potencias*, la separación existente entre las líneas rectas graficadas estará estrechamente relacionado con la dimensión fractal y por lo tanto, con la densidad y conectividad del sistema de fracturas ( $\theta$ ). Para un sistema de porosidad simple, Posadas-Mondragón y Camacho-Velázquez (2016) reescribieron la ecuación 4.10 de la siguiente manera:

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{-v(2+\theta)} + Bt_D^v + S = Bt_{Deq}^v \quad (4.11)$$

Donde:

$$B = \frac{(2+\theta)^{2v-1}}{v\Gamma(1-v)} \quad (4.12)$$

El tiempo adimensional equivalente es obtenido de la ecuación 4.11 y se define como:

$$t_{Deq} = t_D e^{(\ln(1+[S-1/(v(2+\theta))])/Bt_D^v))/v} \quad (4.13)$$

Además:

$$t_D = \frac{k_w t}{\phi_w \mu r_w^{2+\theta} C_t} \quad (4.14)$$

Utilizando la ecuación anterior en la ec. 4.13:

$$t_{Deq} = \frac{k_w t}{\phi_w \mu r_w^{2+\theta} C_t} = kt / \phi \mu C_t r_w^{2+\theta} e^{-(\ln(1+[S-1/(v(2+\theta))])/Bt_D^v))/v} \quad (4.15)$$

En la siguiente figura se muestra un gráfico log-log de  $p_{wD}$  y su derivada vs el tiempo adimensional, donde se puede observar un comportamiento de *Ley de potencias* para la derivada de la presión en todo momento (siempre y cuando los efectos de almacenamiento de pozo sean despreciables). De igual forma, a tiempos tardíos es posible identificar un paralelismo entre las dos líneas, donde la pendiente "v" puede ser obtenida.

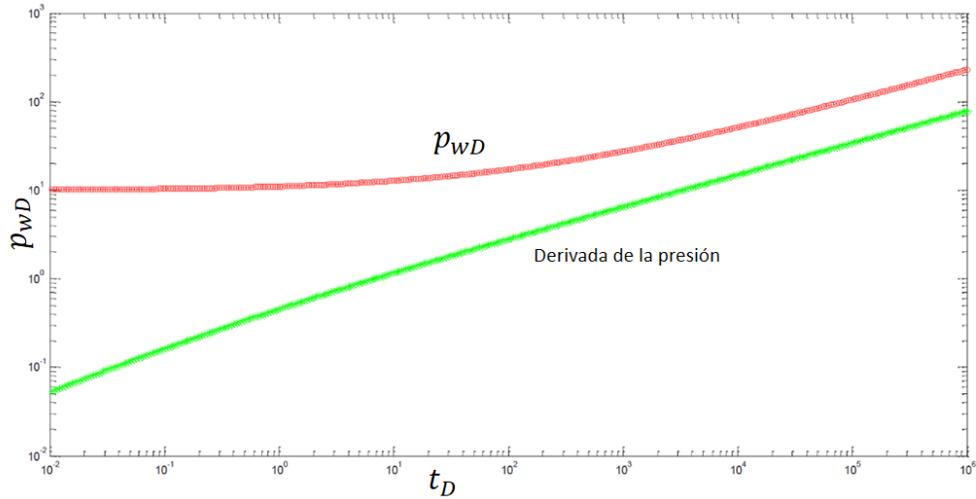


Figura 4.18: Comportamiento de la presión y su derivada para un yacimiento fractal, donde  $S=10$ ,  $d_{mf}=1.6$  y  $\theta=0.5$ . Editada de: Posadas-Mondragón y Camacho-Velázquez (2016).

En un plano cartesiano (ver Fig. 4.19), y considerando la ordenada al origen en la ecuación 4.10, se tiene que:

$$p_{wD}(t_D = 0) = \frac{1}{-v(2 + \theta)} + S \quad (4.16)$$

Y para  $t_D = 1$ :

$$p_{wD}(t_D = 1) = \frac{1}{-v(2 + \theta)} + \frac{(2 + \theta)^{2v-1}}{v\Gamma(1-v)} + S \quad (4.17)$$

Despejando e igualando  $S$  de las ecuaciones 4.16 y 4.17 se tiene que:

$$p_{wD}(t_D = 0) = \frac{1}{-v(2 + \theta)} + p_{wD}(t_D = 1) + \frac{1}{v(2 + \theta)} - \frac{(2 + \theta)^{2v-1}}{v\Gamma(1-v)} \quad (4.18)$$

Simplificando lo anterior:

$$p_{wD}(t_D = 0) = p_{wD}(t_D = 1) - \frac{(2 + \theta)^{2v-1}}{v\Gamma(1-v)} \quad (4.19)$$

La conectividad de las fracturas se puede obtener como:

$$\theta = [v\Gamma(1-v)[p_{wD}(t_D = 1) - p_{wD}(t_D = 0)]]^{\frac{1}{2v-1}} - 2 \quad (4.20)$$

Y si se tiene que:

$$v = \frac{1 - \beta}{\theta + 2} = \frac{2 - d_{mf} + \theta}{\theta + 2} \quad (4.21)$$

Entonces la dimensión fractal se puede obtener con:

$$d_{mf} = (1 - \nu)(\theta + 2) \quad (4.22)$$

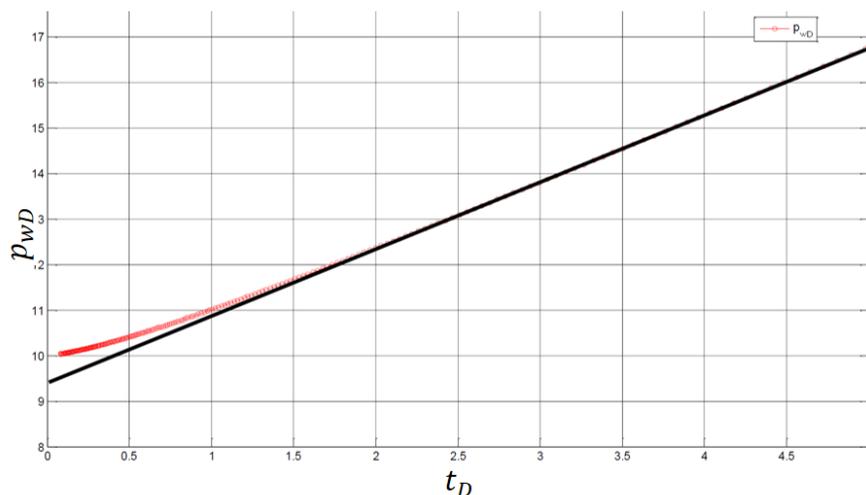


Figura 4.19: Gráfica de  $p_{wD}$  vs  $t_D$ , donde  $S=10$ ,  $d_{mf} = 1.6$  y  $\theta = 0.5$ . Editada de: Posadas-Mondragón y Camacho-Velázquez (2016).

Finalmente, de la ecuación 4.10 y para  $t_D = 1$  se puede obtener el factor de daño como:

$$S = p_{wD}(t_D = 1) + \frac{1}{\nu(2 + \theta)} - \frac{(2 + \theta)^{2\nu-1}}{\nu\Gamma(1 - \nu)} \quad (4.23)$$

Posadas-Mondragón y Camacho-Velázquez (2016) señalan que una ventaja de utilizar el tiempo adimensional equivalente al graficar la presión y su derivada, es que el comportamiento paralelo de las líneas rectas podrá ser observado para todos los tiempos siempre y cuando los efectos de almacenamiento en el pozo sean despreciables (ver Fig. 4.20)

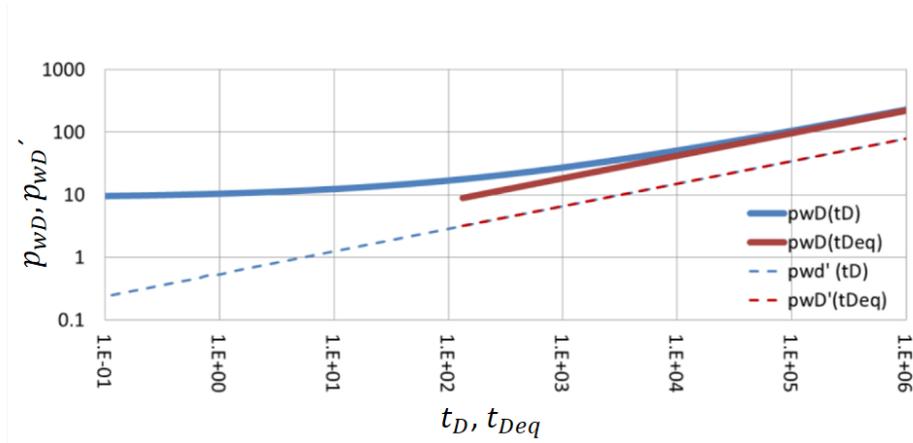


Figura 4.20: Comportamiento paralelo de la presión y su derivada para un yacimiento fractal, donde  $S=10$ ,  $d_{mf}=1.6$  y  $\theta=0.5$ . Editada de: Posadas-Mondragón y Camacho-Velázquez (2016).

Para un sistema de doble porosidad la solución a la variación de la presión en el yacimiento se expresa como (Flamenco y Camacho, 2003):

$$p_{wD}(t_D) = \frac{(2 + \theta)^{2\psi-1}}{\psi \Gamma(1 - \psi)(1 - \omega)^\psi} t_D^\psi + S \quad (4.24)$$

Donde  $\psi > 0$  y:

$$\psi = \frac{1 - \beta}{d - d_{mf} - \sigma + 2\theta + 2} = \frac{2 - d_{mf} + \theta}{d - d_{mf} - \sigma + 2\theta + 2} \quad (4.25)$$

El parámetro  $\sigma$  representa el índice de interacción matriz/fracturas. Además, la derivada de la presión se puede expresar como:

$$p'_{wD}(t_D) = t_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} = \frac{(2 + \theta)^{2\psi-1}}{\Gamma(1 - \psi)(1 - \omega)^\psi} t_D^\psi \quad (4.26)$$

En la siguiente figura se puede ver el comportamiento de *Ley de potencias* de la presión y su derivada, donde la pendiente  $\psi$  puede ser calculada con  $p'_{wD}$ .

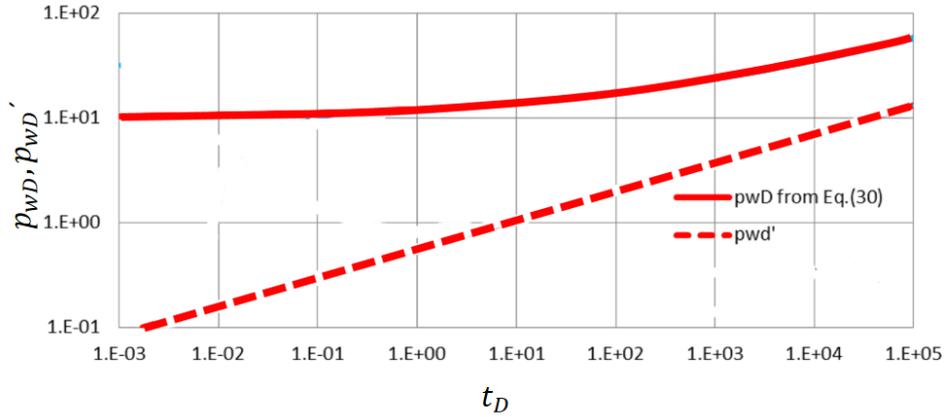


Figura 4.21: Gráfico de  $p_{wD}$  vs  $t_D$  para un yacimiento de doble porosidad, donde  $S=10$ ,  $d_{mf}=1.6$ ,  $\theta=0.5$ ,  $\omega=0.25$  y  $\sigma=0.1$ . Editada de: Posadas-Mondragón y Camacho-Velázquez (2016).

Graficando  $p_{wD}$  vs  $t_D^\psi$  (ver Fig. 4.22), y con la ecuación 4.24, es posible calcular el factor de daño para la ordenada al origen:

$$p_{wD}(t_D = 0) = S \quad (4.27)$$

$$m = \frac{(2 + \theta)^{2\psi-1}}{\psi\Gamma(1 - \psi)(1 - \omega)^\psi} \quad (4.28)$$

Donde:

$$\omega = 1 - \left( \frac{(2 + \theta)^{2\psi-1}}{m\psi\Gamma(1 - \psi)} \right)^{\frac{1}{\psi}} \quad (4.29)$$

$$\theta = [m\psi\Gamma(1 - \psi)(1 - \omega)^\psi]^{\frac{1}{2\psi-1}} - 2 \quad (4.30)$$

Finalmente, la dimensión fractal puede ser calculada como:

$$d_{mf} = \frac{2 + \theta - \psi[d - \sigma + 2\theta + 2]}{1 - \psi} \quad (4.31)$$

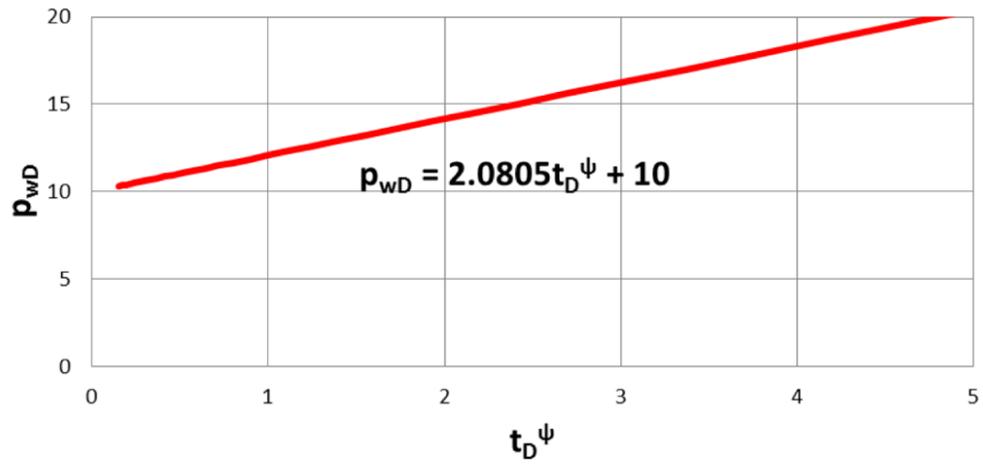


Figura 4.22: Gráfico de  $p_{wD}$  vs  $t_D^\psi$  para un yacimiento de doble porosidad, donde  $S=10$ ,  $d_{mf} = 1.6$ ,  $\theta = 0.5$ ,  $\omega = 0.25$  y  $\sigma = 0.1$ . Editada de: Posadas-Mondragón y Camacho-Velázquez (2016).

# Conclusiones

El desarrollo que ha tenido el estudio y la caracterización de *Yacimientos Naturalmente Fracturados* ha sido muy significativo en los últimos años; sin embargo, una dificultad con la que se debe lidiar a la hora de desarrollar los modelos es la representación de forma precisa la distribución y el comportamiento de las fracturas, así como la interacción que éstas tienen con el sistema matriz. Diversas metodologías, herramientas y modelos han sido desarrollados a lo largo de muchos años de investigación y aunque existen algunos que pueden tener un grado aceptable de precisión, aún tienen muchas deficiencias asociadas a la dificultad de representar el comportamiento de la naturaleza mediante metodologías o modelos matemáticos.

La importancia de este cuaderno de apuntes radica en hacer una recopilación general de las diversas herramientas y metodologías utilizadas para la *Caracterización Estática y Dinámica de Yacimientos Naturalmente Fracturados*. Los temas que se desarrollaron a lo largo de este trabajo corresponden al temario de la asignatura que se imparte en la carrera de Ingeniería Petrolera en la Facultad de Ingeniería de la UNAM y que lleva por nombre “*Caracterización Estática y Dinámica de YNF*”, por tal razón, se considera este material como una herramienta para la enseñanza del tema en cuestión.

Otro aspecto importante que trató este material, fue la introducción al tema de la *Teoría de Fractales* aplicada a este tipo de yacimientos, con lo que se busca incentivar al estudiante para profundizar en áreas de estudio “poco convencionales” y que han dado buenos resultados al ser aplicadas en la Industria Petrolera.

Si bien existe todo un mundo de información publicada sobre el modelado de YNF's, se retomó la esencia de los métodos y técnicas convencionales más utilizados para presentarlas en este escrito. Por lo anterior, el objetivo de este trabajo quedará cumplido si estos apuntes pueden ser un material de consulta para las bases en la enseñanza de la Caracterización de YNF's.



## Referencias

- Acuna, J. A., y Yortsos, Y. C. (1995). Application of fractal geometry to the study of networks of fractures and their pressure transient. *Water Resources Research*, 31(3), 527–540.
- Aguilera, R. (1980). *Naturally fractured reservoirs*. Petroleum Publishing Company Tulsa, Okla.
- Aguilera, R. (1995). *Naturally fractured reservoirs* (Second ed.). Tulsa Oklahoma: PennWell Books.
- Ahr, W. M. (2011). *Geology of carbonate reservoirs: the identification, description and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. John Wiley & Sons.
- Alpay, O. A., y cols. (1973). Application of aerial photographic interpretation to the study of reservoir natural fracture systems. *Journal of Petroleum Technology*, 25(01), 37–45.
- Archie, G. E., y cols. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions of the AIME*, 146(01), 54–62.
- Barenblatt, G., Zheltov, I. P., y Kochina, I. (1960). Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks [strata]. *Journal of applied mathematics and mechanics*, 24(5), 1286–1303.
- Barlow, M. T., y Bass, R. F. (1989). The construction of Brownian motion on the Sierpinski carpet. En *Annales de l'ihp probabilités et statistiques* (Vol. 25, pp. 225–257).
- Barton, C. C., Paul, R., y Pointe, L. (1995). *Fractals in the earth sciences*. Springer.
- Bear, J. (1993). Modeling flow and contaminant transport in fractured rocks, chapter 1.1: Introduction. *Flow and Contaminant Transport in Fractured Rock/Ed. by J. Bear*, 110.
- Blas Miguel, L. A. (2005). *Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario* (Tesis de Master no publicada). Universidad Industrial de Santander.

- Bourdet, D., Whittle, T., Douglas, A., y Pirard, Y. (1983). A new set of type curves simplifies well test analysis. *World oil*, 196(6), 95–106.
- Braester, C. (2009). Groundwater flow through fractured rocks. *Groundwater*, 2, 22–42.
- Bravo Corrales, D. A. (2012). *Análisis técnico detallado e interpretación de los registros de cementación CBL (Cement Bod Log) y VDL (Variable Density Log)* (B.S. thesis). UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL. FACULTAD: CIENCIAS DE LA INGENIERÍA.
- Burke, J., Campbell Jr, R., Schmidt, A., y cols. (1969). The litho-porosity cross plot a method of determining rock characteristics for computation of log data. En *Spe illinois basin regional meeting*.
- Cabrejo, I. T., Pineda, E. P., Gomez, R., y Castellanos, D. (2010). Metodología para la caracterización petrofísica de yacimientos naturalmente fracturados. *Revista Fuentes*, 8(1).
- Cabrejo, O. J. G., y Sánchez, G. M. (2006). Caracterización cuantitativa de patrones de fracturamiento mediante ventanas circulares y análisis fractal. *Geología Colombiana*, 31, 73–90.
- Camacho-Velázquez, R., y cols. (2018). Methodology for obtaining fractal parameters using petrophysical and pressure transient data for naturally fractured reservoirs. *Ingeniería Petrolera*.
- Camacho Velázquez, R., Vasquez-Cruz, M., Castrejon-Aivar, R., Arana-Ortiz, V., y cols. (2002). Pressure transient and decline curve behaviors in naturally fractured vuggy carbonate reservoirs. En *Spe annual technical conference and exhibition*.
- Camacho Velázquez, R., y Vázquez Cruz, M. (2015). Geometría fractal, teoría del caos, y sus aplicaciones en la industria petrolera. *Ingeniería petrolera*, 55(12), 718–739.
- Castagna, J. P., y Backus, M. M. (1993). *Offset dependent reflectivity, theory and practice of avo analysis*. Society of Exploration Geophysicists.
- Castro, H. (2014). Técnicas de interpretación de pruebas de presión (material de clase). En *Caracterización dinámica de yacimientos*.
- Castro, H. (2019). Caracterización estática de yacimientos (material de clase). En *Caracterización estática de yacimientos*.
- Castro-Leyva, T. d. J., Delgado-Argote, L. A., y García-Abdeslem, J. (2001). Geología y magnetometría del complejo máfico-ultramáfico puerto nuevo en el área de san miguel, península de vizcaíno, baja california sur. *Geos*, 21, 3–21.

- Chang, J., Yortsos, Y. C., y cols. (1990). Pressure transient analysis of fractal reservoirs. *SPE Formation Evaluation*, 5(01), 31–38.
- Chaudhry, A. (2004). *Oil well testing handbook*. Elsevier.
- Chávez, S. (2006). *Nueva metodología para el análisis de pruebas de presión , en yacimientos naturalmente fracturados* (Tesis de Master no publicada). Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Cinco-Ley, H. (2006). Nuevas tecnologías para la producción de hidrocarburos. En *Las limitaciones técnico-económicas de las opciones energéticas para el siglo xxi en el sector energético mexicano*.
- Cinco-Ley, H., y cols. (1996). Well-test analysis for naturally fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 48(01), 51–54.
- Darcy, H. (1856). *Les fontaines publiques de la ville de dijón: exposition et application...* Victor Dalmont.
- de Swaan O, A., y cols. (1976). Analytic solutions for determining naturally fractured reservoir properties by well testing. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 16(03), 117–122.
- Elkins, L. F., Skov, A. M., y cols. (1960). Determination of fracture orientation from pressure interference.
- Ellis, D. V., y Singer, J. M. (2007). *Well logging for earth scientists* (Vol. 692). Springer.
- Escobar, F. (2000). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. *Universidad Surcolombiana*.
- Evans, R. D., y cols. (1982). A proposed model for multiphase flow through naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22(05), 669–680.
- Flamenco, F., y Camacho, R. (2001). Fractal transient pressure behavior of naturally fractured reservoirs. En *Spe annual technical conference and exhibition*.
- Flamenco, F., y Camacho, R. (2003). Determination of fractal parameters of fracture networks using pressure-transient data. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 6(01), 39–47.
- García Paredes, J. R. (2003). Análisis fractal de yacimientos naturales fracturados.
- Graton, L. C., y Fraser, H. J. (1935). Systematic packing of spheres: With particular relation to porosity and permeability. *The Journal of Geology*, 43(8, Part 1), 785-909. doi: 10.1086/624386

- Gudmundsson, A. (2011). *Rock fractures in geological processes*. Cambridge University Press.
- Halliburton, A. (2001). Basic petroleum geology and log analysis. *Halliburton Company*.
- Hardy, H., y Beier, R. A. (1994). *Fractals in reservoir engineering*. World Scientific.
- Havlena, D., Odeh, A., y cols. (1963). The material balance as an equation of a straight line. *Journal of Petroleum Technology*, 15(08), 896–900.
- Heinemann, Z., y Mittermeir, G. (2014). *Natural fractured reservoir engineering*.
- Hubbert, M. K. (1940). The theory of ground-water motion. *The Journal of Geology*, 48(8), 785–944. Descargado de <http://www.jstor.org/stable/30057101>
- INTERNATIONAL, T. (2008). Open hole wireline logging [Manual de software informático].
- Kazemi, H., Seth, M., Thomas, G., y cols. (1969). The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 9(04), 463–472.
- Kuchuk, F., Biryukov, D., Fitzpatrick, T., y cols. (2015). Fractured-reservoir modeling and interpretation. *SPE Journal*, 20(05), 983–1.
- Kuchuk, F. J., Biryukov, D., Fitzpatrick, T., y cols. (2014). Rate transient and decline curve analyses for continuously (dual-porosity) and discretely naturally fractured reservoirs. En *Spe annual technical conference and exhibition*.
- Li, X.-Y. (1999). Fracture detection using azimuthal variation of p-wave moveout from orthogonal seismic survey lines. *Geophysics*, 64(4), 1193–1201.
- Link, P. K. (1982). Basic petroleum geology.
- Maghsood, A., Cinco-Ley, H., y cols. (1995). Pressure-transient behavior in a reservoir with a finite-conductivity fault. *SPE Formation Evaluation*, 10(01), 26–32.
- Martinez, L. P., Hughs, G., y Wiggins, M. L. (2002). Identification and characterization of naturally fractured reservoirs using conventional well logs. *The University of Oklahoma*, 23p.
- Mazzullo, S. J., Rieke, H. H., y Chilingarian, G. (1996). *Carbonate reservoir characterization: a geologic-engineering analysis*. Elsevier.

- Milad, B., Ghosh, S., Suliman, M., y Slatt, R. M. (2018). Upscaled DFN models to understand the effects of natural fracture properties on fluid flow in the Hunton Group tight Limestone. En *Unconventional resources technology conference, houston, texas, 23-25 july 2018* (pp. 1193–1208).
- Morán, O. (2000). *Métodos de diagnóstico para la determinación del mecanismo de producción en yacimientos de gas* (Tesis de Master no publicada). Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Murray Jr, G. H. (1968). Quantitative fracture study—sanish pool, mckenzie county, north dakota. *AAPG bulletin*, 52(1), 57–65.
- Najurieta, H. L., y cols. (1980). A theory for pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 32(07), 1–241.
- Narr, W., Schechter, D. S., y Thompson, L. B. (2006). *Naturally fractured reservoir characterization*. Society of Petroleum Engineers Richardson, Texas.
- Nelson, R. (2001). *Geologic analysis of naturally fractured reservoirs*. Gulf Professional Publishing.
- Nieto, R. (1987). *Apuntes de principios de mecánica de yacimientos*.
- Ortíz-Ángel. (1996). *Evaluación de las características de fracturas usando registros geofísicos en agujero descubierto* (Tesis de Master no publicada). Universidad Nacional Autónoma de México.
- Parsons, R., y cols. (1966). Permeability of idealized fractured rock. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 6(02), 126–136.
- Plumb, R. A., y Hickman, S. H. (1985). Stress-induced borehole elongation: A comparison between the four-arm dipmeter and the borehole televiewer in the auburn geothermal well. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 90(B7), 5513–5521.
- Pollard, P., y cols. (1959). Evaluation of acid treatments from pressure build-up analysis.
- Posadas-Mondragón, R., y Camacho-Velázquez, R. (2016). Influence and determination of Mechanical Skin in a Reservoir with a Fractal Behavior. En *Spe latin america and caribbean heavy and extra heavy oil conference*.
- Pruess, S. (1995). Some remarks on the numerical estimation of fractal dimension. En *Fractals in the earth sciences* (pp. 65–75). Springer.
- Rasmus, J., y cols. (1983). A variable cementation exponent, m, for fractured carbonates. *The Log Analyst*, 24(06).

- Ricco, G. M. (2012). *Principios de medición de los registros geofísicos de poos* (Tesis de Master no publicada). Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Rueger, A., y Tsvankin, I. (1997). Using avo for fracture detection: Analytic basis and practical solutions. *The Leading Edge*, 16(10), 1429–1434.
- Ruhland, M. (1973). Méthode d'étude de la fracturation naturelle des roches associée à divers modèles structuraux. *Sciences Géologiques, bulletins et mémoires*, 26(2), 91–113.
- Samaniego, A., Álvarez, S., y Tolzon, G. (2003). Estimación de densidades, distribuciones de longitud y longitud total de fracturas; un caso de estudio en la falla de los planes, la paz. *BCS Boletín de la sociedad geológica mexicana*, 56(1), 1–9.
- Schlumberger. (s.f.). Principios-aplicaciones de la interpretación de registros [Manual de software informático].
- S. Daiyan Ahmed, A., y Islam, M. S. (2015, 04). Development of field petrophysical model using enhanced data analysis; a case study on kailashtila gas field. , 3, 41-55.
- Sharp, J., Maini, Y., Brekke, T., y cols. (1972). Evaluation of hydraulic properties of rock masses. En *The 14th us symposium on rock mechanics (usrms)*.
- Snow, D. T. (1965). A parallel plate model of fractured permeable media. *Ph. D. Thesis, Univ. of California*.
- Stearns, D. W., y Friedman, M. (1972). Reservoirs in fractured rock: Geologic exploration methods.
- Streltsova, T. D., y cols. (1983). Well pressure behavior of a naturally fractured reservoir. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 23(05), 769–780.
- Tarback, E. J., Lutgens, F. K., Tasa, D., y Cientificas, A. T. (2005). *Ciencias de la Tierra*. Pearson Educación Madrid.
- Van Golf-Racht, T. D. (1982). *Fundamentals of fractured reservoir engineering* (Vol. 12). Elsevier.
- Vargas, L. (2016). *Dynamic characterization of naturally fractured reservoirs with fractal geometry: Methodology of analysis* (Tesis Doctoral no publicada). University of Calgary.
- Vera, O. M. (2018). Textura de sedimentos (material de clase). En *Petrología sedimentaria*.
- Warren, J., Root, P. J., y cols. (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs.

Zemanek, J., Caldwell, R., Glenn Jr, E., Holcomb, S., Norton, L., Straus, A., y cols. (1969). The borehole televiewer a new logging concept for fracture location and other types of borehole inspection. *Journal of Petroleum Technology*, 21(06), 762–774.