



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**APUNTES DE  
CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA  
Y DINÁMICA DE YACIMIENTOS  
NATURALMENTE  
FRACTURADOS**

**MATERIAL DIDÁCTICO**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Jorge Diego Morales Gallardo

**ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO**

Ing. Leonardo Meneses Larios



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

# Apuntes de Caracterización Estática y Dinámica de Yacimientos Naturalmente Fracturados

Jorge Diego Morales Gallardo

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra  
Facultad de Ingeniería  
Universidad Nacional Autónoma de México  
México, 2020



*Dedicado a  
mis padres, Jorge y Fabiola,  
y a mi bisabuelo, Aurelio.*



# Agradecimientos

Se destaca la ayuda otorgada por el Departamento de Ingeniería Petrolera en la realización del presente trabajo, en especial del Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera y Dr. T. Iván Guerrero Sarabia. Agradezco además a los sinodales de la presente obra, Mtro. Gaspar Franco Hernández, Dra. Iza Canales García, Fis. Gustavo Mendoza Romero y Ing. Efraín García Acevedo por el tiempo dedicado a la revisión del trabajo y sus consecuentes sugerencias, además de las enseñanzas otorgadas en las aulas.

El comienzo de esta recopilación, así como su desarrollo y eventual finalización, se debe a la motivación y orientación dada por el Ing. Leonardo Meneses Larios, quien imparte la cátedra de Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados en la Facultad de Ingeniería, a quién debo todo mi reconocimiento y gratitud.

Destaca también el apoyo otorgado por mi familia, mis padres, mis hermanos, Ximena y Marcos, así como mis tíos, abuelos y bisabuelos, además de amigos y compañeros, sin los cuales la realización del presente trabajo no habría sido posible.

A todos ellos, mi más grande gratitud.



# Introducción

Este documento destaca la relevancia de una correcta caracterización del yacimiento, haciendo énfasis en formaciones altamente heterogéneas, como lo son los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).

Para una correcta caracterización, es necesario revisar los conceptos básicos de geología y petrofísica que permitan evidenciar las diferencias entre un yacimiento convencional y un naturalmente fracturado.

Así mismo, se estudian los tipos de fractura, sus representaciones cualitativas y cuantitativas, además de las clasificaciones de YNF's más empleadas, entre otros indicadores útiles. El estudio del estado de los esfuerzos de un yacimiento solía ser ignorado en el modelado de los yacimientos, sin embargo en fechas recientes ha cobrado importancia al demostrar su utilidad en el diseño de planes de explotación, por lo que se pone en evidencia el avance en dicha materia.

Las ecuaciones aquí presentadas, a no ser que sea descrito explícitamente, se expresan en unidades llamadas “de campo” por convención.



# Objetivo y Alcance

El objetivo de este trabajo es proporcionar al lector una selección de contenido documentado de múltiples fuentes especializadas que sirve como material de apoyo en el aprendizaje de la asignatura de “Caracterización Estática y Dinámica de Yacimientos Naturalmente Fracturados”, así como una fuente de consulta introductoria para el profesional interesado en esta área de la ingeniería Petrolera.

El presente material es una introducción a la teoría detrás de la caracterización de un YNF que orienta al lector al conocimiento de los principios básicos de funcionamiento de las técnicas más usadas en el campo, así como las posibles líneas de investigación futuras.



# Índice general

Introducción	VII
Lista de Figuras	XVI
Lista de Tablas	XXI
<b>1. Principios Básicos</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción a la Caracterización de Yacimientos . . . . .	1
1.1.1. Yacimiento . . . . .	1
1.1.2. Yacimientos Naturalmente Fracturados . . . . .	2
1.1.3. Caracterización . . . . .	2
1.1.4. Modelo . . . . .	3
1.1.5. Componentes Cualitativos y Cuantitativos . . . . .	3
1.1.6. Importancia del modelado en la Administración de Yacimientos . . . . .	6
1.1.7. Importancia del Proceso . . . . .	6
1.1.8. El proceso de Caracterizar . . . . .	6
1.1.9. Errores Comunes en la Caracterización de Yacimientos . . . . .	9
1.2. La Necesidad de Caracterizar Yacimientos Naturalmente Fracturados . . . . .	9
1.2.1. YNF's en México . . . . .	9
1.2.2. Panorama Actual y Oportunidades . . . . .	11
<b>2. Conceptos de Geología Estructural y Petrofísica</b>	<b>13</b>
2.1. Introducción . . . . .	13
2.2. Fracturas . . . . .	14
2.2.1. Definición Formal . . . . .	14
2.2.1.1. Falla . . . . .	15

## ÍNDICE GENERAL

---

2.2.1.2.	Diaclasa . . . . .	16
2.3.	Clasificación General por Origen . . . . .	18
2.3.1.	Fracturamiento Experimental . . . . .	19
2.3.1.1.	Fracturas de Cizalla . . . . .	19
2.3.1.2.	Fracturas Extensionales . . . . .	19
2.3.1.3.	Fracturas Tensionales . . . . .	19
2.3.2.	Fracturamiento Natural . . . . .	20
2.3.2.1.	Fracturas de Origen Tectónico . . . . .	20
2.3.2.2.	Fracturas Regionales . . . . .	21
2.3.2.3.	Fracturas Contraccionales . . . . .	21
2.3.2.4.	Fracturas Relacionadas a Fenómenos Superficiales . . . . .	22
2.4.	Morfología de las Fracturas . . . . .	22
2.4.1.	Fracturas Abiertas . . . . .	22
2.4.2.	Fracturas con Deformación . . . . .	24
2.4.2.1.	Bandas de Deformación . . . . .	24
2.4.2.2.	Espejos de Falla . . . . .	24
2.4.3.	Fracturas Rellenas con Material Mineral . . . . .	25
2.4.4.	Fracturas Vugulares . . . . .	26
2.4.5.	Influencia de las Fracturas en la Porosidad y Permeabilidad . . . . .	27
2.5.	Representación de la Orientación y el Espaciamiento de las Fracturas . . . . .	27
2.5.1.	Densidad de Fracturas . . . . .	28
2.6.	Petrofísica en Sistemas Fracturados . . . . .	29
2.6.1.	Porosidad de las Fracturas . . . . .	29
2.6.2.	Permeabilidad de las Fracturas . . . . .	30
2.6.2.1.	Modelo de van Golf-Racht (1982) . . . . .	32
2.6.3.	Compresibilidad de las Fracturas . . . . .	33
2.7.	Transferencia Matriz-Fractura de Fluidos . . . . .	35
2.7.1.	Saturación de Fluidos . . . . .	35
2.7.2.	Permeabilidad Relativa . . . . .	36
<b>3.</b>	<b>Geomecánica en Sistemas Fracturados</b> . . . . .	<b>41</b>
3.1.	Mecánica de Rocas . . . . .	41
3.1.1.	Introducción . . . . .	41
3.1.2.	Esfuerzos y Tensión . . . . .	42
3.1.3.	Deformación y Elasticidad . . . . .	42

3.1.3.1. Propiedades Elásticas de las Rocas . . . . .	43
3.2. Esfuerzos en el Subsuelo . . . . .	46
3.2.1. Estado Crítico de Esfuerzos . . . . .	47
3.2.2. Regímenes de Fallamiento . . . . .	47
3.2.3. Esfuerzos Regionales . . . . .	48
3.3. Presión de Poro . . . . .	49
3.3.1. Compartimentalización . . . . .	49
3.4. Mecánica de Pozos . . . . .	51
3.4.1. Condiciones para el Fracturamiento . . . . .	52
3.4.2. Ovalización . . . . .	53
3.5. Mecánica de Yacimientos . . . . .	55
3.5.1. Efectos de la Producción . . . . .	55
3.5.2. Depresionamiento del yacimiento . . . . .	56
3.5.2.1. Efecto sobre la permeabilidad . . . . .	57
3.6. Medición de Esfuerzos . . . . .	58
3.6.1. Representaciones Esquemáticas . . . . .	59
3.6.1.1. Ventana Operativa . . . . .	59
3.6.1.2. Diagrama de Mohr . . . . .	59
3.6.1.3. Otras Representaciones . . . . .	61
3.6.2. Medición de la Orientación de los Esfuerzos . . . . .	62
3.6.2.1. Ovalización Originada por Esfuerzos . . . . .	63
3.6.2.2. Orientación de Fracturas Hidráulicas . . . . .	65
3.6.2.3. Anisotropía en la Velocidad de Ondas de Corte . . . . .	66
3.6.3. Medición de la Magnitud de los Esfuerzos . . . . .	66
3.6.3.1. Esfuerzo de Sobrecarga . . . . .	66
3.6.3.2. Fracturamiento Hidráulico y Pruebas de Admisión . . . . .	67
3.6.3.3. Mediciones en Núcleos . . . . .	69
3.6.3.4. Determinación de $S_{Hmax}$ . . . . .	70
3.7. Modelado . . . . .	70
3.7.1. Ecuaciones de Kirsch (1898) . . . . .	70
3.7.2. Modelo Radial de Esfuerzos . . . . .	72
3.7.3. Solución General . . . . .	73
3.7.4. Modelado de Ovalización en Pozos . . . . .	75
3.7.4.1. Condición Basada en el Criterio de Tresca . . . . .	76
3.7.4.2. Criterio de Mohr-Coulomb . . . . .	76
3.7.5. Criterios para Regiones Propensas al Fracturamiento . . . . .	77
3.7.6. Introducción al Monitoreo . . . . .	79

## ÍNDICE GENERAL

---

<b>4. Caracterización Estática</b>	<b>81</b>
4.1. Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados . . . . .	81
4.1.1. Clasificación de Nelson (2001) . . . . .	81
4.1.2. Clasificación de Gilman <i>et al.</i> (2011) . . . . .	83
4.2. Detección de Fracturas . . . . .	85
4.2.1. Geología Regional . . . . .	85
4.2.2. Métodos Geofísicos . . . . .	86
4.2.2.1. Prospección Gravimétrica . . . . .	87
4.2.2.2. Reflexión Sísmica . . . . .	87
4.3. Evaluación de Fracturas . . . . .	88
4.3.1. Representación de Fracturas . . . . .	88
4.3.1.1. Espaciamiento y Frecuencia . . . . .	89
4.3.2. Registros de Pozo . . . . .	89
4.3.2.1. Registro Sónico . . . . .	91
4.3.2.2. Registro de Imágenes . . . . .	93
4.3.2.3. Dipmeter y Fracture Identification Log (FIL) . . . . .	97
4.3.2.4. Otros Registros Auxiliares . . . . .	98
4.3.3. Análisis de Núcleos . . . . .	99
4.3.3.1. Descripción de las Muestras . . . . .	100
4.3.3.2. Experimentos Mecánicos . . . . .	104
4.3.3.3. Experimentos Respectivos a la Geometría . . . . .	105
4.3.3.4. Experimentos Hidráulicos y Neumáticos . . . . .	107
<b>5. Caracterización Dinámica</b>	<b>111</b>
5.1. Introducción al Modelado Dinámico . . . . .	111
5.1.1. Fuentes de Información . . . . .	111
5.2. Flujo de Fluidos en Medios Porosos . . . . .	112
5.2.1. Tipos de Fluido . . . . .	113
5.2.2. Regímenes de Flujo . . . . .	114
5.2.2.1. Flujo Transitorio . . . . .	114
5.2.2.2. Flujo Pseudoestacionario . . . . .	114
5.2.2.3. Flujo Estacionario . . . . .	115
5.2.3. Geometría de Flujo . . . . .	116
5.2.3.1. Flujo Lineal . . . . .	116
5.2.3.2. Flujo Bilineal . . . . .	116
5.2.3.3. Flujo Radial . . . . .	117
5.2.3.4. Flujo Esférico . . . . .	117
5.2.4. Condición Inicial y de Frontera . . . . .	118

5.3.	Pruebas de Presión . . . . .	119
5.3.1.	Tipos de Pruebas de Presión . . . . .	120
5.3.1.1.	Pruebas de Incremento de Presión . . . . .	121
5.3.1.2.	Pruebas de Decremento de Presión . . . . .	121
5.3.1.3.	Pruebas a Gasto Variable . . . . .	122
5.3.1.4.	Pruebas de Interferencia . . . . .	122
5.3.1.5.	Pruebas Especializadas . . . . .	123
5.3.2.	Conceptos para Análisis de Pruebas de Presión . . . . .	124
5.3.2.1.	Adquisición . . . . .	126
5.3.2.2.	Efecto de Almacenamiento en Pozo . . . . .	127
5.3.2.3.	Efecto de Daño . . . . .	128
5.3.2.4.	Capacidad de Almacenamiento ( $\omega$ ) para YNF's	130
5.3.2.5.	Coefficiente de Flujo Interporoso ( $\lambda$ ) para YNF's	130
5.3.2.6.	Gráfico Diagnóstico y Curvas Tipo . . . . .	130
5.3.2.7.	Función Derivada . . . . .	132
5.3.2.8.	Influencia del Régimen de Flujo en YNF's . . . . .	132
5.3.2.9.	Curvas Tipo en YNF's . . . . .	133
5.3.3.	Análisis de Pruebas de Presión . . . . .	137
5.3.3.1.	Control de Calidad en los Datos . . . . .	137
5.3.3.2.	Análisis de la función Derivada . . . . .	137
5.3.3.3.	Gráfico de Horner (1951) . . . . .	139
5.3.3.4.	Ajuste a Curvas Tipo . . . . .	142
5.3.3.5.	Técnica de Síntesis Directa . . . . .	145
 <b>6. Modelado Integral de Yacimientos</b>		<b>149</b>
6.1.	Objetivo del Modelado . . . . .	150
6.1.1.	Modelos por Objetivo . . . . .	152
6.1.2.	Medición de la Heterogeneidad . . . . .	153
6.1.2.1.	Coefficientes de Asimetría . . . . .	154
6.1.2.2.	Medición de la Heterogeneidad . . . . .	154
6.2.	Modelo de Yacimiento . . . . .	157
6.2.1.	Modelado de las Rocas . . . . .	157
6.2.1.1.	Atributos Sísmicos . . . . .	158
6.2.2.	Manejo de Propiedades Físicas de la Roca . . . . .	159
6.2.2.1.	Permeabilidad en las Fracturas . . . . .	159
6.3.	Modelado de Sistemas Fracturados . . . . .	160
6.3.1.	Proceso de Modelado . . . . .	160
6.3.1.1.	Modelo Discreto de Fracturas . . . . .	161

## ÍNDICE GENERAL

---

6.4. Modelado de Propiedades . . . . .	163
6.4.1. Geoestadística . . . . .	163
6.4.1.1. Conceptos de Estadística . . . . .	163
6.4.1.2. Métodos de Estimación . . . . .	165
6.5. Modelado Dinámico . . . . .	169
6.5.1. Principios del Modelado . . . . .	169
6.5.2. Tipos de Modelos en YNF's . . . . .	170
6.5.3. Modelo de Warren y Root (1963) . . . . .	171
6.5.4. Modelo de Mavor y Cinco-Ley (1979) . . . . .	173
6.5.5. Modelado Multiple Interacting Continua (MINC) . . . . .	173
6.6. Integración de la Información . . . . .	174
6.6.1. Jerarquía de la Información . . . . .	175
6.6.1.1. Importancia de la Geomecánica . . . . .	175
6.6.2. Manejo de la Incertidumbre . . . . .	175
<b>Bibliografía</b>	<b>183</b>

# Índice de figuras

1.1. Propuesta de Proceso para Caracterización de Yacimientos (Hernández Hernández, 2013) . . . . .	8
1.2. Ubicación de Cuencas del Sureste y sus cuencas geológicas (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014) . . . . .	10
2.1. Representación esquemática de los tipos de fractura (van Golf-Racht, 1982). . . . .	14
2.2. Vista esquemática de diaclasas y fallas (Narr <i>et al.</i> , 2006). . . . .	15
2.3. Proyección estereográfica del hemisferio inferior de un plano de falla (Zoback, 2007). . . . .	16
2.4. Planos de fractura generados en experimentos de compresión en el laboratorio. Se muestran los planos de fracturas extensionales (A) y de cizalla (B y C) (Nelson, 2001). . . . .	20
2.5. Esquema de una fractura abierta (Nelson, 2001). . . . .	23
2.6. Bandas de Liesegang en rocas sedimentarias con sets de diaclasas (Bentley, 2017). . . . .	23
2.7. Esquema de bandas de deformación (Nelson, 2001) . . . . .	24
2.8. Esquema de espejos de falla (Nelson, 2001). . . . .	25
2.9. Esquema de fracturas con relleno mineral (Nelson, 2001). . . . .	26
2.10. Esquema de un medio natural fracturado vugular (Yao y Huang, 2016). . . . .	26
2.11. Representación de un <i>set</i> de fracturas (Narr <i>et al.</i> , 2006). . . . .	28
2.12. Representación de un bloque de roca con dos ejemplos de fracturas: i) $\alpha = 0$ ; y 2) $\alpha > 0$ . (van Golf-Racht, 1982) . . . . .	33
2.13. Curva anómala de permeabilidades relativas: izq.) Fracturas perpendiculares al eje del núcleo; y der.) Fracturas paralelas al eje. (van Golf-Racht, 1982) . . . . .	38

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

3.1. Esquema de deformación de un cuerpo sólido. . . . .	43
3.2. Esquema de prueba para evaluación del ángulo de fricción interna. . . . .	45
3.3. Modelo ortogonal de esfuerzos en el subsuelo (Zoback, 2007). . . . .	46
3.4. Esquemas de fallamiento con la dirección de sus respectivos esfuerzos principales (Zoback, 2007). . . . .	48
3.5. Mapa de contornos del yacimiento Saint Eugene Island 330 (270 km al Suroeste de Nueva Orleans, EE.UU.). (Zoback, 2007). . . . .	50
3.6. Modo de ruptura: Esfuerzo de Corte (a). (Fjaer, 2008). . . . .	54
3.7. Modo de ruptura: Esfuerzo de Corte (b) ( <i>idem</i> ). . . . .	54
3.8. Modo de ruptura: Esfuerzo de Corte (c) ( <i>idem</i> ). . . . .	54
3.9. Estado de esfuerzos en fracturas de una formación (Zoback, 2007). . . . .	56
3.10. Representación en ventana operativa de un régimen de fallamiento normal (Zoback, 2007). . . . .	60
3.11. Representación Esquemática de resistencia a diversos esfuerzos (Zoback, 2007). . . . .	61
3.12. Representación de información sísmica derivada de la incidencia. (Zoback, 2007). . . . .	62
3.13. Ovalización de pozo en registro de imágenes y <i>caliper</i> . Extraído de Rajabi <i>et al.</i> (2010). . . . .	63
3.14. Prueba de goteo extendida o XLOP (Zhang <i>et al.</i> , 2017). . . . .	68
3.15. Principales direcciones de los esfuerzos en un pozo basado en las ecuaciones de Kirsch (Zoback, 2007). . . . .	71
3.16. Modelo del cilindro vacío (Fjaer, 2008) . . . . .	72
3.17. Geometría de la transformación ( <i>idem</i> ). . . . .	73
3.18. Esquematación de fallamiento en un pozo a una distancia $r$ del centro del mismo, considerando $p_w < \sigma_h$ . La orientación potencial de dicho plano depende de la orientación de los esfuerzos mayor y menor ( $\sigma_\theta$ y $\sigma_r$ ). (Fjaer, 2008). . . . .	75
3.19. Comparativo de esfuerzos en un pozo según diferentes criterios de fracturamiento (Fjaer, 2008). . . . .	78
3.20. Diagrama de Mohr para caso con un plano débil. (Fjaer, 2008). . . . .	78
4.1. Clasificación de YNF (Nelson, 2001) . . . . .	82

4.2.	Gráfico de Gilman, ejemplificada una formación carbonatada, aceite ligero, agotamiento de presión por producción en pozos horizontales y verticales con corte de agua moderado. (Gilman <i>et al.</i> , 2011). . . . .	85
4.3.	Perfil de reflexión sísmica N-S en la llanura Panónica con principales estructuras geológicas (Fodor <i>et al.</i> , 2005). . . . .	87
4.4.	Representación Esquemática de una falla en Diagrama de Mohr (Zoback, 2007). . . . .	88
4.5.	Representación Esquemática de fracturas que intersectan un pozo (Narr <i>et al.</i> , 2006). . . . .	90
4.6.	Esquematización de la adquisición de registros sísmicos dentro de un pozo ( <i>s.f.</i> , <i>Wikimedia</i> ). . . . .	91
4.7.	Registros sísmico y de densidad (Rider, 2006). . . . .	92
4.8.	Registro típico de imágenes y representación esquemática ( <i>s.f.</i> , <i>Schlumberger</i> ). . . . .	93
4.9.	Diferencia entre registros de imágenes ( <i>s.f.</i> , <i>Schlumberger</i> ). . . . .	95
4.10.	Representación de una fractura en registro de imagen que presenta daño causado por la perforación (Rider, 2006). . . . .	96
4.11.	Diagrama de éxito de intersección de fracturas verticales para una formación de espesor $H_{av}$ (Narr <i>et al.</i> , 2006). . . . .	100
4.12.	Esquema de un núcleo en un yacimiento fracturado (van Golf-Racht, 1982) . . . . .	101
4.13.	Medición del ángulo de fracturamiento con un goniómetro en núcleo (Extraída de <i>wikimedia.org</i> ) . . . . .	103
4.14.	Ejemplo de curvas obtenidas en una prueba triaxial (Puzrin, 2012). . . . .	104
4.15.	Información de prueba triaxial para extrapolar $C_0$ (Zoback, 2007). . . . .	105
4.16.	Láminas delgadas con impregnación de resinas en fracturas abiertas (Dietrich, 2005). . . . .	106
5.1.	Idealización de los Regímenes de Flujo presentes en un yacimiento. . . . .	115
5.2.	Casos más comunes de geometría de flujo lineal. (Schlumberger, 2002) . . . . .	117
5.3.	Casos más comunes de geometría de flujo radial. (Schlumberger, 2002) . . . . .	118

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

5.4. Casos más comunes de geometría de flujo esférico. (Schlumberger, 2002) . . . . .	118
5.5. Ejemplo de resultados obtenidos de una prueba de decremento de presión en su configuración típica. . . . .	120
5.6. Esquema teórico de una prueba de incremento de presión. . . . .	121
5.7. Esquema teórico de una prueba de decremento de presión. . . . .	122
5.8. Esquema teórico de una prueba a gasto variable . . . . .	122
5.9. Esquema teórico de una prueba de interferencia. . . . .	123
5.10. Secuencia ideal de resultados para una prueba de incremento de presión. (Bourdet, 2002) . . . . .	127
5.11. Resultados idealizados de la prueba (Schlumberger, 2002). . . . .	128
5.12. Esquematación del efecto de almacenamiento. . . . .	129
5.13. Gráficos de Gringarten y Bourdet ( <i>Extraído de PetroWiki.org</i> ). . . . .	131
5.14. Curvas Tipo basadas en un modelo de doble porosidad (Schlumberger, 2002) . . . . .	133
5.15. Yacimiento de comportamiento infinito, flujo radial (Schlumberger, 2002) . . . . .	134
5.16. Modelo de doble porosidad, regimen pseudoestacionario (Schlumberger, 2002) . . . . .	134
5.17. Comportamiento infinito, doble porosidad y doble permeabilidad (Schlumberger, 2002) . . . . .	135
5.18. Comportamiento infinito, doble porosidad y doble permeabilidad (Schlumberger, 2002) . . . . .	136
5.19. Variación de los valores de almacenamiento adimensional en la fractura (Schlumberger, 2002) . . . . .	136
5.20. Gráficos de Gringarten y Bourdet para YNF (Schlumberger, 2002) . . . . .	140
5.21. Gráfico de Horner para YNF (Narr <i>et al.</i> , 2006) . . . . .	140
5.22. Esquematación del ajuste a curva tipo (Schlumberger, 2002). . . . .	143
5.23. Puntos y líneas característicos en YNF (Engler y Tiab, 1996). . . . .	146
6.1. Esquema del proceso de modelado para YNF. Modificado de Satter y Thakur (1994). . . . .	151
6.2. Medición de la heterogeneidad en la producción (Nelson, 2001). . . . .	155
6.3. Gráfico de variación de permeabilidad de Dykstra Parsons (Fanchi, 2010). . . . .	156
6.4. Clasificación de Dunham, Lucia y Nelson sobrepuestas para yacimientos carbonatados (Ringrose, 2014). . . . .	161

6.5. Proceso de mallado básico a partir de atributos sísmicos (Bentley y Elliot (2008) citado en Ringrose (2014)). . . . .	163
6.6. Semivariograma con curva de tendencia (Modificado de Ringrose (2014)) . . . . .	165
6.7. Ejemplo de Triangulación de Delaunay (Ahmed, 2010) . . . . .	167
6.8. Conceptualización de los modelos de porosidad múltiple. . . . .	170
6.9. Conceptualización del proceso de integración (Modificado de Ringrose (2014)). . . . .	174
6.10. Modificado de Wu (2016). . . . .	177
6.11. Simplificación del concepto de yacimiento. (Modificado de Dietrich (2005)). . . . .	178



# Índice de tablas

2.1. Glosario general de fracturas (Narr <i>et al.</i> , 2006) . . . . .	17
2.2. Clasificación de Fracturamiento Experimental (Nelson, 2001) .	18
2.3. Clasificación de Fracturamiento Natural (Nelson, 2001). . . . .	19
3.1. Obtención de propiedades elásticas (Velázquez Cruz, 2019) . .	45
3.2. Clasificación de modos de ruptura en pozos (Fjaer, 2008) . . .	54
4.1. Métodos de prospección geofísica empleados en la exploración petrolera (Modificada de Kearey <i>et al.</i> (2002)). . . . .	86
4.2. Extraída de Narr <i>et al.</i> (2006) . . . . .	94
4.3. Modificada de Rider (2006) . . . . .	97
4.4. Orden de magnitud relativa a aberturas de fractura experi- mentales a 3,000 m (profundidad simulada) . . . . .	102
4.5. Resumen de detección de fracturas naturales (Tiab y Donald- son, 2004) . . . . .	109
5.1. Comparativo por tipo de prueba de variación de presión. . . .	124
5.2. Comparativo por tipo de prueba de variación de presión. . . .	138
6.1. Heterogeneidad recomendada en el modelado (Modificado de Ringrose (2014)). . . . .	159
6.2. Datos relevantes en la integración entre modelos (Modificado de Ringrose (2014)). . . . .	176



# Capítulo 1

## Principios Básicos

### 1.1. Introducción a la Caracterización de Yacimientos

#### 1.1.1. Yacimiento

Para efectos de este trabajo, se define al yacimiento como una trampa geológica donde se encuentra una concentración de fluidos con interés comercial, usualmente una mezcla de hidrocarburos, y en muchos casos acompañados de un volumen de agua fósil. Los yacimientos pueden clasificarse operativamente [6] mediante:

1. Composición de la mezcla de hidrocarburos,
2. Presión y Temperatura iniciales (*in situ*),
3. Presión y Temperatura en superficie.

Adicionalmente se puede complementar dicha clasificación con otras características geológicas como tipos de trampas y unidades litoestratigráficas comprendidas.

Por otra parte, una fractura se define como una discontinuidad plana macroscópica debida a la deformación o a diagénesis física [58]. También pueden ser descritas como discontinuidades mecánicas o particiones causadas por pérdida de resistencia de un material, también llamada deformación frágil [57]. Por ende, un Yacimiento Naturalmente Fracturado es un yacimiento en

el cual, por el estado de los esfuerzos tectónicos presentes en el yacimiento, se generó un sistema de fracturas que afecta el flujo de fluidos del mismo [58].

### 1.1.2. Yacimientos Naturalmente Fracturados

De forma general, existen dos procesos mediante los cuales se forma un YNF; i) casos asociados a las condiciones mecánicas de la formación que conllevan a la fatiga de los materiales y posteriormente, al fracturamiento, ii) casos en los que el fracturamiento está ligado a procesos diagenéticos, como disolución del material y cementación parcial de minerales. En el caso de presentar fracturamiento ligado a tales procesos de litificación, se puede generar una combinación junto a sistemas de fracturas generados por esfuerzos mecánicos. Estos sistemas son llamados "de triple porosidad" (porosidad de matriz, fracturas y vóculos, cavernas, etc.) y generan fenómenos de transporte de fluidos de mayor complejidad, lo que dificulta la correcta caracterización del mismo. De no realizarse análisis de núcleo o registros de imagen en las paredes de pozo, podría ser confundido con un yacimiento fracturado de doble porosidad [7].

Las formaciones que comúnmente se definen como YNF's son rocas carbonatadas, debido a algunas particularidades asociadas a ellas durante el depósito de los sedimentos. Usualmente, el sedimento de las rocas carbonatadas se forma y deposita en un mismo lugar, debido al tipo de ambientes sedimentarios relacionados. Al no existir un transporte de partículas, tampoco hay una buena distribución de los tamaños de grano, y por ende, el producto final tiende a ser altamente heterogéneo, con partículas de diferentes tamaños y cavidades (o vóculos) entre ellas que dificultan la medición directa de algunas propiedades de la roca, como la porosidad.

### 1.1.3. Caracterización

Caracterizar, según el diccionario de la Real Academia Española (2014), implica determinar los atributos peculiares de la materia de estudio, de modo que esta pueda distinguirse claramente respecto a los otros especímenes. Al ser dicha materia de estudio un yacimiento, se puede entender como caracterización de yacimientos a la serie de procesos relacionados con la identificación de una serie de atributos y características específicas del medio, sea un yacimiento o una porción del mismo. La buena práctica de caracterización de yacimientos depende en gran medida de las fuentes de información con las

que se cuenta y del procesamiento que se dé a dichos bancos de información. Cada fase de un proyecto de explotación ofrece información relevante que muestra la variación respecto al tiempo de múltiples parámetros. Por ello, el proceso de caracterización deberá ser realizado y actualizado de manera continua y prolongada a lo largo de toda la vida del yacimiento.

Por la naturaleza propia de las formaciones en el subsuelo, existe un grado de incertidumbre que deberá siempre ser tomada en cuenta. Sin embargo, aún con un significativo grado de incertidumbre siempre presente, es posible obtener resultados muy cercanos a la realidad y que de manera práctica permiten modelar al yacimiento con gran precisión.

La caracterización Estática y Dinámica representa una serie de actividades multidisciplinarias que requieren la coordinación de expertos en diversas áreas de la ingeniería. El proceso de caracterizar un yacimiento es independiente de la cantidad de datos con que se cuente, sin embargo, la cantidad y calidad de la información es un factor clave para obtener como resultado una caracterización clara y bien estructurada del yacimiento respecto a sus propiedades petrofísicas y de flujo. Derivado de lo anterior, el manejo y gestión de la información se vuelve una componente esencial de una caracterización exitosa, pues problemas tan sencillos como la falta de comunicación podría generar grandes problemas en la determinación de parámetros importantes. Una caracterización temprana puede reducir drásticamente la incertidumbre en cada operación subsecuente.

### **1.1.4. Modelo**

Se define como un esquema teórico, generalmente en forma matemática, de un sistema o de una realidad compleja que se elabora para facilitar su comprensión y el estudio de su comportamiento [69]. En este trabajo, se trata de un un esquema discreto que represente la distribución espacial de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

### **1.1.5. Componentes Cualitativos y Cuantitativos**

En primera instancia, el volumen y la calidad de la información disponible es diferente para cada fase del proyecto en la que se encuentre. Dadas las condiciones de las trampas geológicas de petróleo, realizar mediciones directas en cada punto del yacimiento es imposible de llevar a cabo desde el punto de

## CAPÍTULO 1. PRINCIPIOS BÁSICOS

---

vista operativo. Por esa simple razón, las fuentes de información para las fases exploratorias deben basarse en una sólida teoría geológica y matemática respaldada por datos obtenidos de prospecciones desde la superficie o mediante registros dentro de los pozos disponibles que puedan correlacionarse. Es importante reconocer la alta heterogeneidad de las formaciones, así como la geometría compleja que tienen muchos yacimientos y que derivan en ambigüedad en las interpretaciones, sin embargo, para poder estudiar las características más importantes de los estratos de interés es necesario realizar simplificaciones y suposiciones.

De manera resumida, la caracterización parte del conocimiento geológico regional, desde el cual se establecen áreas prospectivas que deberán ser evaluadas. La evaluación de dichas áreas puede realizarse mediante la perforación de pozos, sin embargo por su alto costo y duración, así como por el riesgo de fracaso asociado a la fase pre exploratoria, la opción más empleada es la medición con técnicas de prospección geofísica superficial o marina. Existen múltiples métodos de prospección, sin embargo el presente trabajo abordará únicamente aquellos relacionados directamente con la búsqueda de recursos hidrocarburos en el subsuelo.

La prospección sísmica se ha vuelto la metodología más empleada en la exploración petrolera debido a la versatilidad que ofrece, al generar perfiles o modelos tridimensionales de las estructuras a grandes profundidades, además de poder identificar zonas de interés saturadas con fluidos en ellas. Por otra parte, el modelo del yacimiento es la pieza central para elaborar un plan de desarrollo, por lo que el éxito del proyecto dependerá de la correcta generación del mismo desde sus versiones más simples (poca información) hasta las más complejas.

Finalmente, la caracterización tiene como objetivo generar un modelo representativo del yacimiento y del cual puedan ser obtenidos datos tan prácticos como son las reservas, perfiles esperados de producción, cambios de composición en el fluido por caídas de presión, alteraciones de mojabilidad de la roca y saturaciones, así como diversos cambios derivados después de una etapa prolongada de producción. Los modelos resultantes no siempre arrojan resultados que representan el comportamiento real observado, por lo que es necesario realizar correcciones, adecuaciones y calibraciones que permitan simular el comportamiento esperado observando congruencia con los modelos teóricos previos. A pesar de ello, la generación de un modelo requerirá de hacer simplificaciones para el manejo de la información, pues de otra manera sería imposible representar las características de las rocas en su totalidad.

## CAPÍTULO 1. PRINCIPIOS BÁSICOS

---

Así, el modelo de cualquier escala, tendrá una componente cualitativa que dependerá solo de la correcta interpretación, conocimiento y experiencia de las personas involucradas en el proyecto. De acuerdo con Bárdossy y Fodor (2001), las fuentes principales de incertidumbre en estudios de tipo geológico son:

1. Heterogeneidad
2. Incertidumbre debida a las imperfecciones del estudio
3. Falta de muestras representativas
4. Selección equivocada de muestras en laboratorio
5. Errores de medición en laboratorio, incluyendo preparación incorrecta de la muestra, falta de homogeneización, errores de calibración, fallas en el equipo de medición o en la metodología seguida, falta de habilidades en el personal de medición, confusión entre errores absolutos y relativos, etc.
6. Incertidumbre en la descripción de propiedades no mensurables de la muestra (*e.g.* Identificar una roca con textura deposicional no reconocible)
7. Incertidumbre debido a información subjetiva (opiniones personales)
8. Incertidumbre en la estimación y predicción de eventos o procesos geológicos
9. Incertidumbre en el modelo geológico (escala, parámetros y modelos genéticos)
10. Incertidumbre en el modelado matemático
11. Incertidumbre debida a la aplicación incorrecta de los modelos matemáticos y numéricos
12. Incertidumbre en las conclusiones finales derivadas de los resultados

A pesar de la existencia de múltiples fuentes de información y de teorías matemáticas aceptadas, la incertidumbre solo puede ser reducida hasta un límite, y especialmente en yacimientos altamente heterogéneos como los naturalmente fracturados.

### **1.1.6. Importancia del modelado en la Administración de Yacimientos**

Generar un modelo que sea representativo del yacimiento es relevante pues de los resultados obtenidos se pueden determinar múltiples elementos del proceso de explotación tales como la localización y terminación de los pozos o la capacidad de las instalaciones superficiales, y por lo tanto, su importancia es también de tipo económica, al disminuir los tiempos programados y generar el ahorro de costos adicionales que podrían derivar de un mal diseño o errónea selección de la infraestructura. Dichas ventajas económicas y operativas derivan en buena medida de la reducción en la incertidumbre de los parámetros de mayor importancia en el yacimiento.

### **1.1.7. Importancia del Proceso**

Como ha sido mencionado previamente, mientras se cuente con un mayor volumen de datos de buena calidad, la incertidumbre podría reducirse considerablemente. A pesar de ello, es importante hacer notar que la complejidad presente al elaborar un modelo con gran precisión del yacimiento no es siempre benéfica, ya que modelos mucho más sencillos pueden presentar los mismos resultados. La parte más importante al evaluar el alcance de un modelo es conocer los objetivos del mismo, para así reducir también la cantidad de trabajo que se dedica a ello. En algunos otros casos, la complejidad genera únicamente problemas operativos, usualmente identificados mediante la necesidad de alta capacidad de cómputo, la dificultad al variar parámetros esenciales para el objetivo evaluado, entre otros.

### **1.1.8. El proceso de Caracterizar**

La caracterización de un yacimiento inicia mediante una evaluación cualitativa de las características geológicas del área, especialmente si se cuenta con fuentes de información previas como identificación de afloramientos en superficie o correlación con columnas estratigráficas generadas para regiones vecinas. Los datos mínimos necesarios para realizar modelos geocelulares son obtenidos mediante registros de pozos. Los más comunes en yacimientos convencionales como Rayos Gamma (GR), de resistividad, sísmico, densidad o porosidad neutrón, se utilizan para medir las propiedades de los estratos de

interés y la medición de sus propiedades son complementadas con pruebas de producción que permitan en conjunto generar un modelo básico de flujo.

En el caso de Yacimientos Naturalmente Fracturados, es posible identificar las fracturas de grandes dimensiones mediante prospección sísmica desde superficie o tomografía sísmica en pozos. Para modelar las fracturas de menor dimensión y microfracturas, se emplean registros específicos como lo son el Formation MicroImager (FMI) y la Herramienta Circunferencial de Escaneo Acústico (Cast-V), basados en la adquisición de imágenes micro eléctricas o acústicas de las paredes del pozo. De dichos registros se puede obtener la orientación y plano de desplazamiento de las fracturas, así como el número de las mismas por unidad de longitud, entre algunos otros parámetros útiles. De manera complementaria, la extracción y análisis de núcleos de roca tomados en el pozo son de utilidad para evaluar las propiedades físicas de la roca en él. En yacimientos convencionales (en formaciones homogéneas sin fracturas), es necesario utilizar métodos estadísticos (geoestadística) para correlacionar las propiedades de la formación en puntos donde por su ubicación no es posible medirlas directamente.

A pesar de conocer la utilidad de la geoestadística, para el caso de yacimientos con sistemas complejos de fracturas no es una práctica siempre recomendable pues el grado de heterogeneidad en estas formaciones es mucho mayor respecto a un yacimiento convencional. A pesar de ello, los métodos estadísticos son aún muy empleados en YNF's asumiendo la homogeneidad parcial del sistema de fracturas presente.

Hernández Hernández (2013) presenta un flujo de trabajo recomendado para caracterizar un YNF (Figura 1.1). Dicho flujo de trabajo destaca la incorporación de todas las fuentes de información en un modelo global que representa la base de la simulación del yacimiento incorporando modelos matemáticos teóricos. En años recientes, se le ha dado una gran importancia en el modelado de yacimientos a la geomécanica, es decir, a la medición del estado de los esfuerzos presentes en el yacimiento. De dicha información se puede realizar una mejor predicción de la presión de poro, el potencial conductor o de sello de las fallas e inclusive diseñar la perforación y terminación de nuevos pozos, así como posibles intervenciones como fracturamiento hidráulico y algunos métodos de recuperación secundaria y mejorada, todo con el objetivo de maximizar el volumen de hidrocarburos extraídos.



### **1.1.9. Errores Comunes en la Caracterización de Yacimientos**

Existen algunos errores cometidos usualmente a lo largo de la vida de un yacimiento, que pueden afectar la productividad e inclusive la factibilidad del proyecto. Uno de ellos, establecido por Nelson (2001) es la negación de las fracturas. Tratar de modelar un yacimiento fracturado con ecuaciones diseñadas para representar el comportamiento de un yacimiento convencional puede parecer válido, especialmente en las primeras etapas de explotación en las que no hay aún una caída de presión considerable, sin embargo, es una simplificación que puede tener repercusiones negativas pues lleva a pérdidas de todo tipo como la disminución del factor de recuperación final, el gasto ineficiente durante el desarrollo del proyecto, y a la perforación de pozos poco útiles, entre otras.

## **1.2. La Necesidad de Caracterizar Yacimientos Naturalmente Fracturados**

### **1.2.1. YNF's en México**

El sistema petrolero mexicano se compone por 12 cuencas o provincias petroleras: Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste, Golfo de México Profundo, Plataforma de Yucatán, Cinturón Plegado de Chiapas, Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Chihuahua, Golfo de California y Vizcaíno-La Purísima-Iray. Todas ellas son relativas a múltiples sistemas petroleros que pertenecen a los periodos Cretácico, Jurásico Superior, Kimmeridgiano y Oxfordiano, así como del Plioceno y Mioceno.

La región más importante para la producción nacional de hidrocarburos es conocida como la Sonda de Campeche, un área de la provincia Cuencas del Sureste. Descubierta en 1905, tiene una extensión de aproximadamente 65,100 kilómetros cuadrados y se encuentra en los límites de los estados de Tabasco y Campeche con el Golfo de México.

Geológicamente, las Cuencas del Sureste (Figura 1.2) se componen de las provincias de Macuspana, Pilar Reforma-Akal y Salina del Istmo, todas con características petrofísicas únicas.

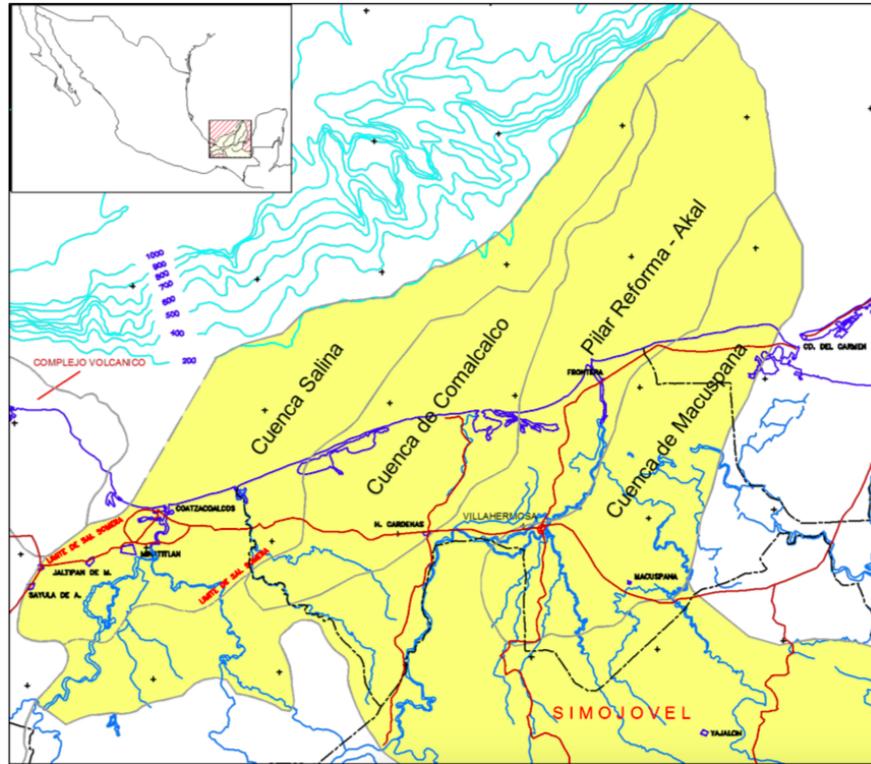


Figura 1.2: Ubicación de Cuencas del Sureste y sus cuencas geológicas (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014)

1. Cuenca de Macuspana. Se caracteriza por fallas lístricas del Mioceno-Plioceno temprano con anticlinales de roll-over asociados a la evacuación de arcillas del Oligoceno y sal en la porción marina, fallas lístricas del Plioceno tardío-Pleistoceno y anticlinales alargados y apretados asociados a la inversión de las fallas lístricas miocénicas durante el Mioceno medio-tardío y Plio-Pleistoceno. Los hidrocarburos se encuentran atrapados principalmente en los anticlinales producidos por la inversión estructural, *roll-overs*, y en trampas estratigráficas por cambio de facies (Alcocer Escalera, 2010).
2. Pilar Reforma-Akal. Se caracteriza por pliegues y cabalgaduras de edad miocénica que afectan rocas mesozoicas y del Paleógeno, con niveles de despegue en horizontes arcillosos y evaporíticos del Oxfordiano y Calloviano. Los pliegues están localmente afectados por almohadillas y

diapiros de sal, fallas normales con caída tanto al este como al oeste y fallas lístricas. Los hidrocarburos se encuentran almacenados principalmente en el sistema de brechas del Cretácico Superior y en el sistema de calizas oolíticas relativas al Jurásico Superior. En esta subprovincia existen también otras facies almacenadoras tales como areniscas de cuarzo y calizas arcillosas del Jurásico Superior, calizas cretácicas de plataforma fracturadas y calcarenitas del Eoceno (*ibídem*).

3. Salina del Istmo. Las rocas mesozoicas y paleógenas presentan pliegues y cabalgaduras mientras que en el Terciario se presentan fallas lístricas. Los sistemas principales son areniscas deltaicas, barras costeras y turbidíticas del Mioceno y Plioceno que conforman trampas estructurales, estratigráficas y combinadas asociadas a estructuras extensionales y deformación salina. Los hidrocarburos se encuentran principalmente en areniscas del Mioceno y Plioceno en trampas estructurales, estratigráficas y combinadas asociadas a la tectónica salina (*ibídem*).

### 1.2.2. Panorama Actual y Oportunidades

Con base en datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (2019), las reservas 3P de la provincia Cuencas del Sureste ascienden a 21,370 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con recursos prospectivos que alcanzan la cifra de 14,466 millones de barriles. Una gran parte de dicho volumen se encuentra en formaciones altamente heterogéneas con sistemas de fracturas conductoras. Las formaciones productoras en las Cuencas del Sureste representan cerca del 67% [20] de las reservas del país, por lo que es fundamental conocer las particularidades de dichos yacimientos, únicamente observables mediante una correcta caracterización de los yacimientos en la región.

Muchos de los grandes yacimientos llamados “maduros”, es decir que tienen un largo historial de producción y que se encuentran en una etapa de rápida desaceleración de la producción, se encuentran aún con altos índices de saturación de aceite recuperable en el espacio poroso. La disminución de la producción en muchos casos fue efecto de un proceso de conificación de agua o gas en los pozos, o al aumento en el corte de agua sobre el límite manejable, lo cual conlleva al cierre total de los pozos. Tales situaciones generan la oportunidad para implementar metodologías de recuperación adicional, con la finalidad de desplazar el aceite que se encuentra en las matrices de roca con baja permeabilidad.

## CAPÍTULO 1. PRINCIPIOS BÁSICOS

---

Hasta el momento se sabe que las técnicas de recuperación secundaria pueden mejorar el factor de recuperación de un YNF, a pesar de que los fluidos de baja viscosidad empleados pueden canalizarse a través de las fracturas disminuyendo la eficiencia de barrido. La inyección de gas continua o en el proceso conocido como *Water Alternating Gas* (WAG) es la metodología más empleada y aceptada para producir en YNF's, sin embargo no se descarta la aplicación de otros métodos químicos o de inyección de aire a alta presión [10]. Algunas pruebas en laboratorio sugieren que el uso de espumas mediante la técnica *Foam Assisted Water Alternating Gas Injection* (FAWAG) podría incrementar representativamente el factor de recuperación [32]. La parte más importante que se destaca es la planeación adecuada del proyecto de explotación, conociendo los métodos de empuje presentes en el yacimiento para así, diseñar las condiciones para cada etapa de producción. Ello llevará finalmente a Lo anterior permitirá evaluar la posibilidad de implementar nuevas tecnologías o procesos, y sin malgastar recursos tecnológicos, humanos o financieros.

## Capítulo 2

# Conceptos de Geología Estructural y Petrofísica

### 2.1. Introducción

Para describir geológicamente un YNF, es necesario identificar el origen del fracturamiento así como su relación con los procesos geológicos que ocurrían simultáneamente. En la mayoría de las ocasiones, el fracturamiento tiene un origen tectónico, aunque en otros casos podrían haber sido resultado de procesos diagenéticos.

La evaluación de las fracturas es un proceso complejo pues involucra el estudio de los patrones de esfuerzos locales y regionales, los cuales se estudiarán con mayor detalle en el Capítulo 3, así como de otras propiedades mecánicas de la roca. Así, el resultado del fracturamiento que se identifica en las aperturas de fractura, tamaños, distribuciones y orientaciones entre otras características, estará relacionado a los esfuerzos, condiciones estructurales, presión de sobrecarga, litología y espesor de la formación entre otros factores, los cuales deberán ser estudiados para una profunda caracterización geológica.

En este capítulo se estudiarán el origen de los sistemas de fracturas, los tipos de fracturas, las clasificaciones más empleadas de sistemas fracturados y un resumen de conceptos petrofísicos útiles.

## 2.2. Fracturas

### 2.2.1. Definición Formal

Las fracturas en un yacimiento pueden ser naturales (i.e. generadas por esfuerzos locales y regionales) o inducidas (generadas por las actividades de perforación y explotación). Como una definición general, existen dos tipos de fracturas: i) la fractura en que ha ocurrido un desplazamiento relativo, la cual se define como una falla, y ii) aquella en que no hay desplazamiento evidente, que se define como diaclasa [84] (Figura 2.1). La orientación de las fracturas naturales es influida por la orientación del estado de esfuerzos locales, el cual es anisotrópico y se puede simplificar como un sistema de tres componentes ortogonales, explicado con mayor detalle en el Capítulo 3 del presente trabajo.



Figura 2.1: Representación esquemática de los tipos de fractura (van Golf-Racht, 1982).

Así pues, se define a la fractura como una superficie en que existe pérdida de cohesión, es decir la ruptura o discontinuidad de un estrato geológico. La distinción entre falla y diaclasa depende de la escala de investigación, sin embargo, en el ámbito de yacimientos fracturados, se suele llamar fractura a lo que por definición es una diaclasa.

Las diaclasas son fracturas extensionales, formadas por la presencia de esfuerzos de tensión. Los planos de fractura se separan mediante una fuerza perpendicular y contraria a la dirección de los planos de fractura, por lo que no existe desplazamiento de corte paralelo al plano de fractura. Por otro lado, cualquier tipo de falla presentará algún desplazamiento paralelo al plano de fractura.

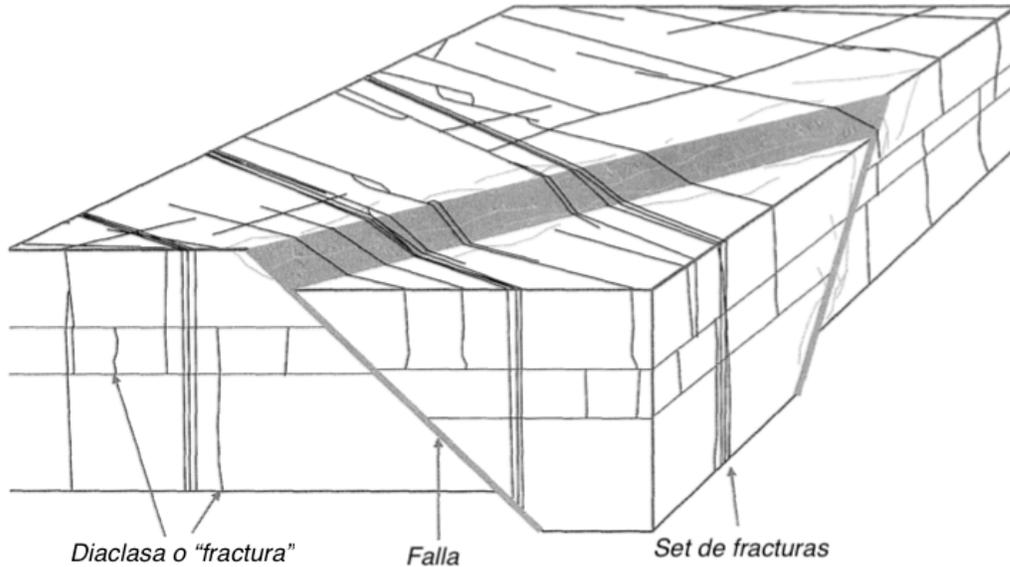


Figura 2.2: Vista esquemática de diaclasas y fallas (Narr *et al.*, 2006).

### 2.2.1.1. Falla

Las fallas son fracturas en la corteza terrestre a lo largo de las cuales ha tenido lugar un desplazamiento apreciable [81]. Se les conoce también como fracturas de cizalla. Como se mencionó anteriormente, el campo de esfuerzos local ejerce una gran influencia sobre la orientación de las fracturas, pero además la dirección de desplazamiento de la falla dependerá de la magnitud asociada a la dirección de cada esfuerzo. La clasificación de fallas es realizada en función de la dirección de desplazamiento relativa.

Las fallas juegan un papel fundamental en el transporte de fluidos, actuando tanto en la forma de barreras al flujo como en canales de alta permeabilidad. Las características de las fallas dependerán del estado de esfuerzos presente en un momento dado. Se sabe que debido a los procesos de deslizamiento y formación de brecha, la falla activa mantiene las condiciones mecánicas suficientes para permitir el flujo (Zoback, 2007).

Existen múltiples maneras de representar una falla en el subsuelo, entre las que destacan las proyecciones estereográficas que muestran la traza del plano de fractura o la intersección de los polos de la fractura con el hemisferio, en un diagrama esférico llamado *stereonet* (Figura 2.3).

## CAPÍTULO 2. CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y PETROFÍSICA

---

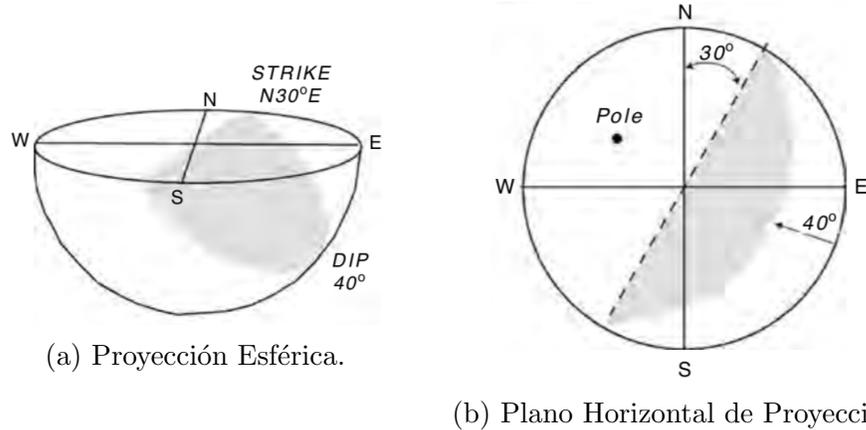


Figura 2.3: Proyección estereográfica del hemisferio inferior de un plano de falla (Zoback, 2007).

### 2.2.1.2. Diaclasa

Las diaclasas son fracturas no inducidas que no presentan desplazamiento relativo, por lo cual se les conoce también como fracturas extensionales [57]. Aunque algunas diaclasas presentan orientaciones aleatorias, la mayoría se producen en grupos paralelos.

Existen varios tipos de diaclasas, como las diaclasas columnares que se forman cuando las rocas ígneas se enfrían, o las diaclasas producidas por lajamiento en paralelo a la superficie de los grandes cuerpos ígneos. Sin embargo, la mayoría de las diaclasas, y especialmente aquellas de interés para el presente trabajo, se producen por deformación de las rocas en la corteza más externa. En dichas zonas, los esfuerzos tensionales y de cizalla hacen que las rocas se fracturen, debido al límite de su comportamiento mecánico (dúctil o frágil) [81]. Las formaciones se encuentran en muchos casos segmentadas por múltiples tipos de diaclasas intersectadas, lo que genera una división en bloques de forma regular. Dichos conjuntos pueden determinar la forma en que fluye algún fluido a través de los canales que existen entre ellos. En muchos otros casos, la presencia de diaclasas tiene un alto valor económico pues grandes depósitos minerales generados por soluciones hidrotermales en ellas pueden corresponder a oro, cobre, plomo o uranio.

A manera de resumen, se presenta la Tabla 2.1, que define los términos más importantes que hacen referencia a una fractura, y sus principales diferencias entre ellos.

CAPÍTULO 2. CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y  
PETROFÍSICA

---

	Definición	Características de Identificación
Fractura	Discontinuidad causada por fallamiento de material frágil (no dúctil). Todas las definiciones en esta tabla son fracturas.	Discontinuidad distinta que no se correlaciona con la edad de la columna geológica suprayacente.
Crack	Fractura individual aislada, sin desplazamiento evidente. Puede ser natural o inducida.	Aislada (no es parte de un sistema). No presentan desplazamiento evidente.
Diaclasa	Parte de un sistema (o set) de fracturas naturales, paralelas y espaciadas. No presentan desplazamiento relativo. En estratos, se encuentran a grandes ángulos respecto al plano de estratificación. Son fracturas extensionales. Forman sistemas de fracturas.	No hay desplazamiento relativo. A grandes ángulos respecto al plano de estratificación. Forman <i>sets</i> o sistemas.
Falla	Fractura natural con desplazamiento relativo presente. El desplazamiento es paralelo al plano de fallamiento.	Hay desplazamiento relativo. Deformación inducida por la falla y adyacente a ella.
Banda de Deformación	Discontinuidades planas inducidas por fallamiento. Contienen partículas segregadas de la misma roca. Se forman en estratos porosos granulares. Son usualmente fallas de mínimo desplazamiento relativo. Ocurren en sets.	Ocurren en grupos con fallas paralelas y ocasionalmente perpendiculares. Ocurren en estratos porosos y granulares.
Veta o Filón	Fractura rellena con precipitado mineral.	Fractura rellena de material mineral.

Tabla 2.1: Glosario general de fracturas (Narr *et al.*, 2006)

### 2.3. Clasificación General por Origen

El origen de las fracturas puede ser deducido a partir de algunas características de la fractura, como lo son el buzamiento, morfología, echado, la presencia abundante de estas en una región, y la relación de ángulos entre ellas. Esta información puede ser obtenida a partir de mediciones a un núcleo de roca, apoyado de registros de imágenes en pozo y otras mediciones directas e indirectas sobre la formación, aplicado a un modelo empírico de generación de fracturas. Algunos autores han propuesto modelos empíricos que mediante el correcto ajuste de los datos disponibles, permiten conocer las posibles distribuciones de fracturas en un yacimiento, aún en áreas donde no se cuente con una cantidad de datos abundante [58]. En muchos casos, se utilizan mediciones en laboratorio, asumiendo que la respuesta observada es análoga a la presente en las formaciones a las condiciones en que se fracturó el medio. Asumiendo ello y en conjunto a las propuestas de paleocampos de esfuerzo y distribuciones de tensión, es decir, el estado de los esfuerzos a través de las eras geológicas, se generan modelos de distribución espacial.

La Tabla 2.2 muestra la clasificación de fracturas respecto al comportamiento observado en laboratorio. Esta clasificación emplea los esfuerzos y desplazamientos más representativos. La Tabla 2.3 muestra la clasificación de fracturamiento natural, es decir, las condiciones reales mediante las que se generaron dichas fracturas. Tal clasificación involucra información geológica local para generar un modelo de generación y distribución.

- 
1. Fracturas de Cizalla
  2. Fracturas Extensionales
  3. Fracturas Tensionales
- 

Tabla 2.2: Clasificación de Fracturamiento Experimental (Nelson, 2001)

1. Fracturas de Origen Tectónico (debido a fuerzas superficiales)
  2. Fracturas Regionales (debido a fuerzas superficiales o de cuerpo)
  3. Fracturas Contraccionales (debido a fuerzas de cuerpo)
  4. Fracturas Relacionadas a Fenómenos Superficiales (debido a fuerzas de cuerpo)
- 

Tabla 2.3: Clasificación de Fracturamiento Natural (Nelson, 2001).

### **2.3.1. Fracturamiento Experimental**

#### **2.3.1.1. Fracturas de Cizalla**

Las fracturas de cizalla presentan desplazamiento relativo en sentido paralelo al plano de fracturamiento. Forman un ángulo agudo con la dirección del mayor esfuerzo compresivo principal ( $\sigma_1$ ), además de formar un ángulo obtuso con la dirección del menor esfuerzo compresivo principal ( $\sigma_3$ ). Existe la posibilidad de que se generen dos fracturas de cizalla en una prueba de laboratorio, ambas formando el mismo ángulo respecto a  $\sigma_1$ , tal como se muestra en la Figura 2.4. Este tipo de fractura se forma cuando los 3 esfuerzos principales son compresivos.

#### **2.3.1.2. Fracturas Extensionales**

En las fracturas extensionales hay desplazamiento con dirección perpendicular y sentido contrario al plano de fractura. Se generan de manera paralela a  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$ , y perpendicular a  $\sigma_3$ . En un experimento suelen formarse de manera conjunta a fracturas de cizalla.

#### **2.3.1.3. Fracturas Tensionales**

Las fracturas tensionales presentan desplazamiento y orientación relativa de manera análoga a las fracturas extensionales. La principal diferencia con las fracturas extensionales es que al menos uno de los esfuerzos principales ( $\sigma_3$ )

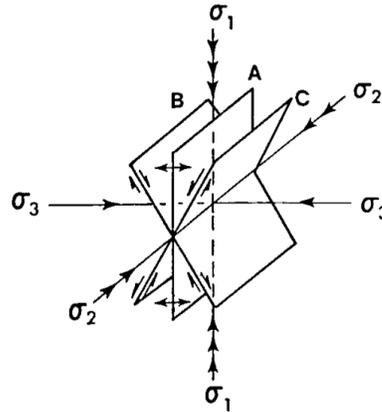


Figura 2.4: Planos de fractura generados en experimentos de compresión en el laboratorio. Se muestran los planos de fracturas extensionales (A) y de cizalla (B y C) (Nelson, 2001).

es negativo. Es importante hacer esta distinción ya que la diferencia de magnitudes entre la resistencia a la compresión y a la tensión puede ser de hasta cincuenta veces, siendo la resistencia a la tensión la de menor proporción.

## 2.3.2. Fracturamiento Natural

### 2.3.2.1. Fracturas de Origen Tectónico

Las fracturas de origen tectónico son aquellas que se asocian a un evento tectónico local. Se forman por la aplicación de fuerzas superficiales. Son fracturas asociadas por ende a pliegues y fallas.

Los sistemas de fracturas asociados a fallas se encuentran usualmente de manera paralela a ellas (de cizalla), perpendicular (de cizalla) o bisecando el ángulo agudo entre los dos planos de cizalla (fracturas extensivas).

Se infiere que tanto las fallas como las fracturas fueron causadas por el mismo campo de esfuerzos, sin embargo, se considera que el sistema de fracturas precede a la falla, siendo consecuencia del condicionamiento local hacia la pérdida de rigidez permanente y posterior fallamiento. Es posible que en el resultado final no exista desplazamiento.

Por otra parte, los sistemas asociados a pliegues son resultado de un campo de esfuerzos más complejo, debido a la distribución desigual de fuerzas y resistencias durante la formación del pliegue. Su descripción es estudiada a

detalle por Stearns (Nelson, 2001). La distribución geométrica de las fracturas asociadas a domos o diapiros es análoga a la de los pliegues.

Debido a la excelente capacidad de flujo alusiva a las fallas y sistemas asociados, se considera que esta combinación es la de mayor importancia en producción de hidrocarburos [58].

#### 2.3.2.2. Fracturas Regionales

Las fracturas regionales son sistemas presentes de manera continua y sin variaciones representativas en una región, con una geometría simple, espaciamiento relativamente grande y presencia en vastas áreas. La distribución de dichas fracturas son análogas a aquellas presentes en los estratos de carbón. Múltiples teorías asocian dichos sistemas a los procesos de compresión en las cuencas, observando rasgos geométricos similares a la orientación de las mismas.

Muchos yacimientos de petróleo producen mediante grandes sistemas regionales, y la mejor combinación conocida, en términos de producción de fluidos, involucra dichos sistemas con la posterior formación de sistemas de fracturas de origen tectónico en trampas de gran volumen.

#### 2.3.2.3. Fracturas Contraccionales

Las fracturas contraccionales son aquellas derivadas de la pérdida de volumen de una roca, debido a alguno los siguientes procesos:

1. *Desecación*. Son grietas en depósitos de sedimento fino, debido a la pérdida de agua.
2. *Sinéresis*. Son resultado de la reducción del volumen debido cambios en la salinidad.
3. *Gradiente térmico*. Se forman debido a cambios de temperatura, típicamente en rocas ígneas.
4. *Cambios de fase mineral*. Se deben al cambio en el volumen molar derivado de un cambio en la fase mineral de la roca.

#### **2.3.2.4. Fracturas Relacionadas a Fenómenos Superficiales**

Dichas fracturas son aquellas desarrolladas en el desarrollo de superficies libres, es decir, de secciones de roca que previamente estaban sepultadas y que por un cambio en los esfuerzos se encuentran sobre la superficie. También se forman debido a la liberación de tensión acumulada y el efecto de meteorización.

### **2.4. Morfología de las Fracturas**

La descripción morfológica de las fracturas tiene una influencia directa sobre la correcta predicción de flujo de fluidos y no puede ser menospreciada. De la composición y geometría en ellas depende la permeabilidad de cada *set* de fracturas además de la capacidad de almacenamiento de fluidos en ellas. Siendo las fracturas en muchos casos el principal aporte de porosidad en tales sistemas, se vuelve indispensable discernir su tipología. Se han identificado 4 tipos de morfología, la cual es relativa a las características del plano de falla natural:

1. Fracturas abiertas
2. Fracturas con deformación
  - a) Salbanda o banda de deformación
  - b) Espejo de falla
3. Fracturas rellenas con material mineral
4. Fracturas Vugulares

#### **2.4.1. Fracturas Abiertas**

Las fracturas abiertas se caracterizan por no tener algún material de relleno entre los planos de fractura 2.5. Debido a tal condición, la permeabilidad de la fractura en dirección paralela al plano es de una magnitud mucho mayor a la de la matriz. En contraste, la permeabilidad en dirección normal al plano de fracturamiento no siempre representa una mejoría a sus condiciones de flujo, siendo usualmente parecida a la permeabilidad de la matriz.

## CAPÍTULO 2. CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y PETROFÍSICA

---

La permeabilidad de las fracturas abiertas es función de la apertura (distancia entre los planos), la magnitud de los esfuerzos normales a la fractura y la aspereza de los materiales en el plano de fractura, así como del área total que representa este plano.

Son identificables gracias a la oxidación del material circundante, generando en ocasiones un patrón conocido como Bandas de Liesegang paralelo a la fractura (Figura 2.6).

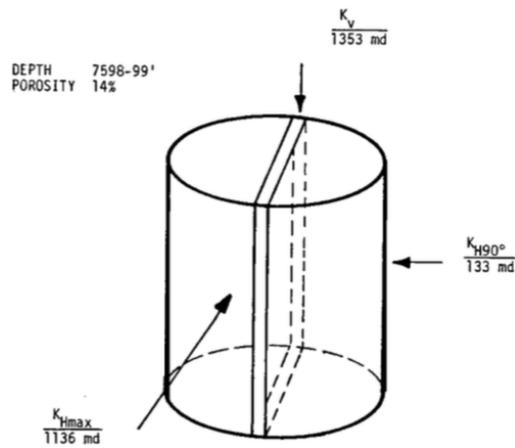


Figura 2.5: Esquema de una fractura abierta (Nelson, 2001).

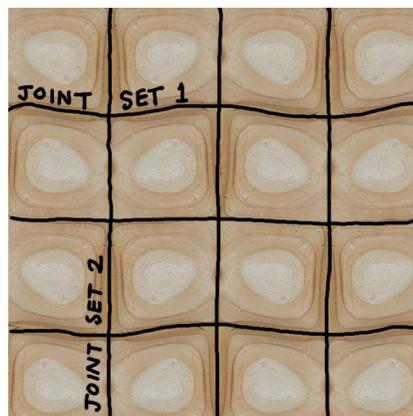


Figura 2.6: Bandas de Liesegang en rocas sedimentarias con sets de diaclasas (Bentley, 2017).

### 2.4.2. Fracturas con Deformación

Se le llama así tanto a las fracturas formadas mediante una deformación en una zona de cizalla dúctil, como a las fracturas previamente abiertas cuyos campos de esfuerzos se modificaron, y por ende también su morfología. Tanto las bandas de deformación como los espejos de fallas son comunes en areniscas y se pueden presentar en combinación.

#### 2.4.2.1. Bandas de Deformación

Se le conoce así a las fracturas cuyo espacio entre los planos se transforma en una zona cataclástica, debido al efecto de deslizamiento y fricción entre los volúmenes de roca. En dicha zona, se observa una reducción de la porosidad y del tamaño de grano, por lo que también hay una disminución en la permeabilidad de la fractura, lo cual es más notorio en la dirección perpendicular a la fractura. Se observa como líneas de color claro, principalmente en areniscas, aunque también están presentes en lutitas y calizas (Figura 2.7).

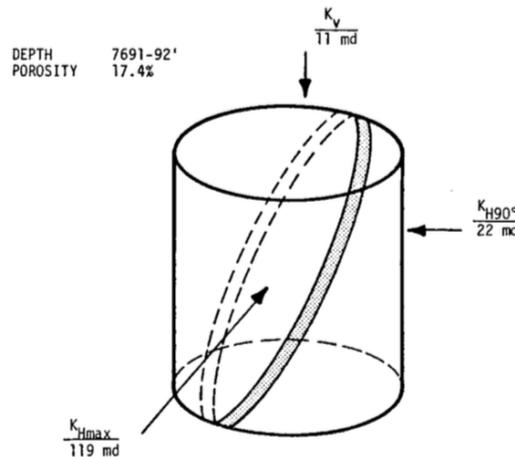


Figura 2.7: Esquema de bandas de deformación (Nelson, 2001)

#### 2.4.2.2. Espejos de Falla

Se le conoce así a las superficies en el plano de falla que debido a la fricción del material, se genera un efecto de pulido o estriado (Figura 2.8). Según el material presente, se genera la pulverización del material o la formación de

vidrio, lo cual disminuye drásticamente la permeabilidad en dirección normal al plano pero muestra un aumento en dirección paralela al plano, siendo la disminución de la rugosidad de los materiales la causa primaria. A diferencia de las bandas de deformación, los espejos de falla tienen una distancia máxima de dos diámetros de grano entre las superficies del plano. Se encuentran principalmente en areniscas de baja permeabilidad y en rocas carbonatadas, y se suelen formar en rocas con material poco propenso a granulación o cataclasis, como la arcilla, el yeso y el calcio mineral.

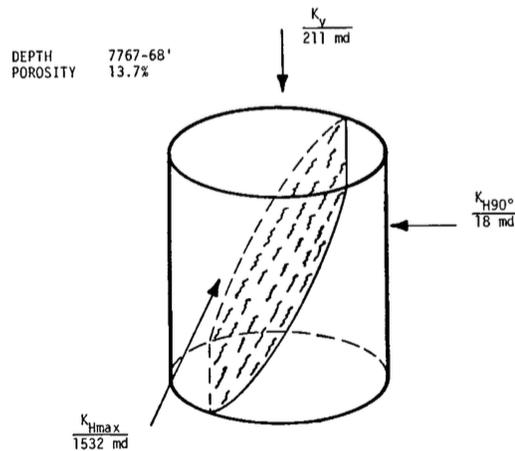


Figura 2.8: Esquema de espejos de falla (Nelson, 2001).

### 2.4.3. Fracturas Rellenas con Material Mineral

Se le llama así a fracturas que han sido rellenadas mediante mineralización diagenética o secundaria. Se presentan en areniscas, lutitas y calizas, y se clasifican según haya sido completamente rellenada la fractura o no (Figura 2.9). En la mayor parte de las ocasiones, el material cementante en dichas fracturas es cuarzo o algunos carbonatos.

Las fracturas rellenas con mineral generan incertidumbre en la predicción de propiedades petrofísicas pues no hay manera de conocer con certeza el grado de mineralización en el volumen total de las fracturas del yacimiento. Las fracturas totalmente rellenas representan barreras al flujo, aunque su presencia podría ser un auxiliar en la identificación de zonas circundantes con fracturas parcialmente rellenas que aún permitan el flujo y tengan alta capacidad de almacenamiento.

CAPÍTULO 2. CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y PETROFÍSICA

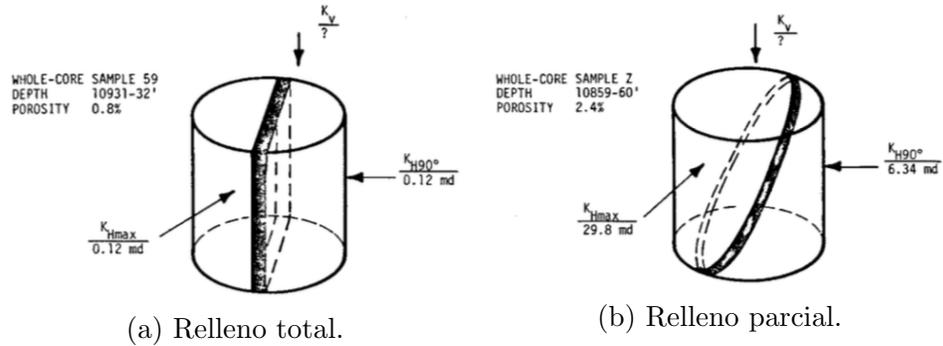


Figura 2.9: Esquema de fracturas con relleno mineral (Nelson, 2001).

### 2.4.4. Fracturas Vugulares

Las fracturas vugulares representan una alteración del espacio poroso en la vecindad de la fractura, común en la formación de ambientes kársticos. Se deben a la entrada de fluidos a una formación de baja permeabilidad entre los planos fractura. La porosidad asociada a estos sistemas de fracturas es de gran magnitud y presenta nula compresibilidad en efectos de abatimiento de presión por producción. Los vúgulos en conjunto con las cavernas, que son volúmenes de mayor magnitud, son considerados espacios de flujo libre, pues no existe oposición al flujo en su extensión (Figura 2.10).

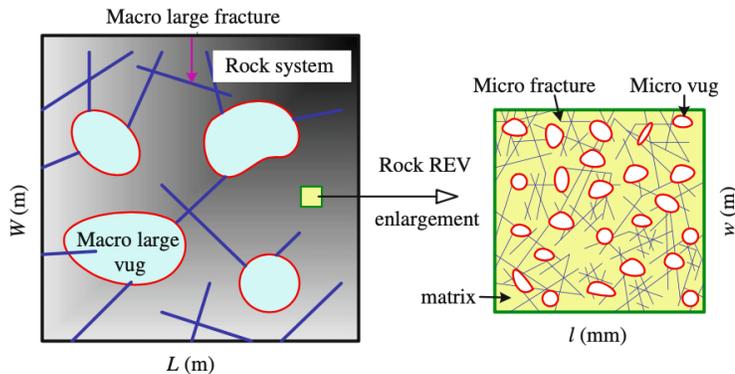


Figura 2.10: Esquema de un medio natural fracturado vugar (Yao y Huang, 2016).

### 2.4.5. Influencia de las Fracturas en la Porosidad y Permeabilidad

En el estudio de los YNF's se introduce el concepto de porosidad de las fracturas ( $\phi_f$ ) además de la porosidad de matriz ( $\phi_m$ ). La porosidad de las fracturas reflejan el volumen vacío entre las paredes del plano de fracturamiento. Usualmente, su magnitud depende de la densidad de fracturas por unidad volumétrica, su apertura y de la mineralización en ellas. En los sistemas de fracturas extensionales y con mínima mineralización, tanto la porosidad de las fracturas como la comunicación hidráulica matriz-fractura suelen ser buenas. Por otra parte, en sistemas de fracturas altamente deformados o mineralizados, podría existir buena porosidad sin embargo la permeabilidad en ellas es mínima. Esto se vuelve un grave problema para los casos en que tanto la matriz como las fracturas manifiestan una alta porosidad y altos índices de saturación de hidrocarburos, pero la deformación en las paredes de las fracturas impiden la transferencia. Es importante resaltar que la evaluación de la porosidad de fracturas depende de la escala de la muestra, cuya magnitud disminuye al aumentar el tamaño de la muestra. De manera empírica, se sabe que se debe obtener una muestra con al menos 4 fracturas relativamente equidistantes para ser representativa.

A diferencia del comportamiento de la matriz, las fracturas muestran una alta interconexión entre poros, por lo que el mínimo aumento en la porosidad representa también un incremento en la permeabilidad del sistema. De estudios estadísticos se sabe que la porosidad de fractura varía entre 0.5 y 1 %, siendo 2 % el valor máximo conocido, presente en fracturas con alta disolución y una alta densidad de fracturas.

## 2.5. Representación de la Orientación y el Espaciamiento de las Fracturas

Una parte importante de la caracterización de las fracturas es conocer su distribución espacial. Para facilidad de manejo, las fracturas con características similares entre sí se agrupan en *sets* que deben ser posicionados en el modelo según la disposición y litología con los que se han identificado. Como se mostró previamente, el *stereonet* es una representación común de cada plano de fractura (Figura 2.3). Para representar un *set* de fracturas, se emplean isóneas demarcando la frecuencia de los polos en cada región de la Figura.

## CAPÍTULO 2. CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y PETROFÍSICA

---

De manera conjunta, el *stereonet* se puede emplear junto a una variación del diagrama de rosa de Nightingale, que es un histograma circular relativo al rumbo del plano.

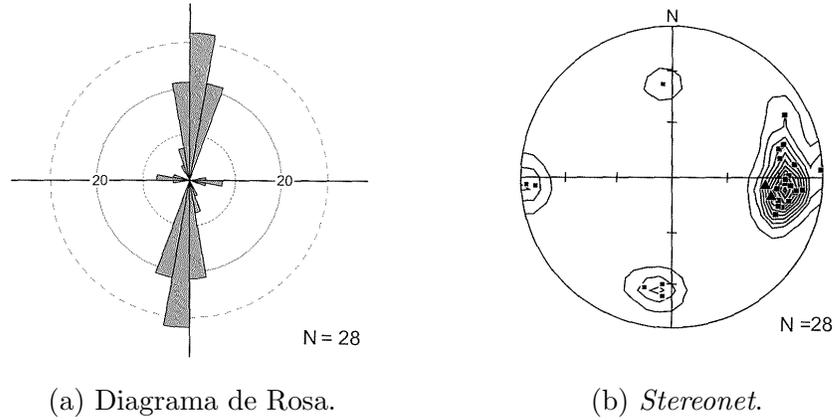


Figura 2.11: Representación de un *set* de fracturas (Narr *et al.*, 2006).

### 2.5.1. Densidad de Fracturas

Como paso previo a la generación del modelo discreto de fracturas, es decir, de la representación numérica de una o varias fracturas, se representa las existencia de dichas estructuras mediante el parámetro de densidad de fracturas. En su versión simplificada, hace referencia al número de fracturas en un segmento dado, es decir, de dimensiones  $L^{-1}$ . Tomando en consideración la medición de este parámetro a través del muestreo de rocas, se define como el área de plano de fractura existente en un volumen dado de roca, expresado en la Ecuación 2.1.

$$d_f = \frac{\text{Núm. de fracturas}}{\text{Longitud}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_f} A_{fi}}{V_r} = \frac{\sum_{i=1}^{n_f} h_{fi}}{Dh_r} \quad (2.1)$$

Donde  $d_f$  es la densidad de fractura,  $A_f$  es el área de los planos de fracturamiento,  $h_r$  es la altura de la muestra,  $n_f$  es el número de fracturas y  $h_f$  junto a  $D$  son las dimensiones de la porción de la muestra que contiene a la fractura, longitud y diámetro respectivamente, considerando que el plano forma una elipse y que la fractura abarca todo el diámetro del cilindro.

La densidad de fracturas no depende de la frecuencia de las mismas en un segmento dado, se rige más bien por el área que representan con respecto

al volumen del mismo segmento. Por ende, se puede inferir que las fracturas intersectadas paralelas al pozo cubren una mayor área y así representan una mayor densidad de fractura que aquellas perpendiculares al pozo.

Si bien las características de la matriz pueden ser interpoladas mediante correlaciones estadísticas, la distribución de fracturas se rige por factores complejos, como conocer la distribución de esfuerzos regionales en diferentes eras geológicas. No obstante, es posible encontrar y aplicar correlaciones entre los *sets* de fracturas y otros atributos de los estratos, que pudieron influenciar su presencia.

## 2.6. Petrofísica en Sistemas Fracturados

Los diversos tipos de fractura tienen efectos diferentes sobre las principales propiedades petrofísicas del medio poroso, por lo que es relevante conocer las diferencias clave entre ellas. Para caracterizar correctamente la formación, también habrá que notar las diferencias en la distribución de fracturas y la morfología más usual entre cada tipo.

Es necesario caracterizar en primera instancia a la litología del yacimiento sobre la cual se encuentran los sistemas de fracturas, sin embargo, las fracturas también deben ser caracterizadas con la finalidad de conocer las propiedades petrofísicas que representan a las fracturas. Nelson (2001) presenta, en orden ascendente de dificultad, las cuatro características básicas a identificar:

1. Porosidad de las fracturas
2. Permeabilidad de las fracturas
3. Saturación de fluidos dentro de las fracturas
4. Factor de recuperación esperado en las fracturas

Las principales fuentes de información para el modelado son análisis de núcleos de roca en laboratorio asistidos por registros de pozo y pruebas de presión, métodos estudiados con mayor detalle en los Capítulos 4 y 5.

### 2.6.1. Porosidad de las Fracturas

En muchos casos, se asume que los sistemas de fracturas son únicamente canales de flujo y la porosidad efectiva proviene de la matriz de roca. A pesar

de ser una combinación usual, existen muchos otros casos con combinaciones diversas, y en los cuales la suposición mencionada lleva a grandes errores, especialmente de sobreestimación del potencial productor de una formación debido a los altos gastos iniciales que se podrían presentar.

La porosidad de los YNF's se compone por dos subsistemas, aquel que representa al espacio intergranular (porosidad de matriz o primaria) y aquel formado por las fracturas, vórgulos y otro tipo de caverna (porosidad de fractura o secundaria).

La porosidad de las fracturas ( $\phi_f$ ) se calcula en referencia al volumen total de roca y fracturas, como se muestra en la Ecuación 2.2.

$$\phi_f = \frac{\text{Volumen de la fractura}}{\text{Volumen Total}} \quad (2.2)$$

Por otra parte, es importante remarcar que la porosidad medida en laboratorio corresponde a la porosidad de la muestra (o porosidad total) y no de la matriz, pues el volumen respectivo a las fracturas no se puede discriminar directamente, y por ello habría de emplearse la Ecuación 2.3 donde  $\phi_m$  es la porosidad de la matriz.

$$\phi_m = \phi_{muestra} (1 - \phi_f) \quad (2.3)$$

Partiendo de la Ecuación 2.1 e introduciendo el término de la apertura de la fractura ( $a_f$ ), se puede calcular la porosidad de fracturas, teniendo valores usualmente inferiores a 0.1 %.

$$\phi_f = \frac{\sum_{i=1}^{n_f} a_{fi} A_{fi}}{V_r} = \frac{\sum_{i=1}^{n_f} a_{fi} h_{fi}}{Dh_r} \quad (2.4)$$

### 2.6.2. Permeabilidad de las Fracturas

Derivado de la Ecuación de Darcy, Aguilera (1995) presenta una expresión sencilla para calcular la permeabilidad de las fracturas abiertas sin deformación ni cementación, que depende de la apertura promedio de las mismas:

$$k_f = 8.35 \times 10^6 w_o^2 \quad (2.5)$$

donde  $k_f$  esta en *darcy* y  $w_o^2$  en centímetros. Una apertura de fractura de 0.2 milímetros tendría una permeabilidad de 3,340 *darcy*, siendo este un ejemplo con un valor usual de apertura. Esto es un ejemplo de las excelentes

cualidades de flujo que podrían presentar las fracturas abiertas, pudiendo así dar rentabilidad a formaciones que de otra manera no se explotarían.

De igual manera, Craft y Hawkins (1959) presentaron un modelo para obtener la permeabilidad de un sistema de matriz con vóculos, considerando que se emplean las dimensiones promedio de los poros de disolución dentro del volumen de muestreo, empleando el concepto analítico de diámetro interno ( $D_o$ ):

$$k_v = 3.175 \times 10^6 D_o^2 \quad (2.6)$$

La Ecuación 2.6 representa la permeabilidad de dichos canales en *darcy*, y el diámetro en centímetros.

Debido a la geometría de los vóculos y las características de flujo en ellos, su permeabilidad específica se puede incluir como parte de la permeabilidad relativa a la matriz, esto para facilitar la obtención y el manejo de la información.

$$k_{avg} = \frac{k_v N \pi r^2 + k_b (A - N \pi r^2)}{A} \quad (2.7)$$

En la expresión 2.7,  $k_{avg}$  es la permeabilidad promedio del sistema matriz-vóculos,  $N$  es el número de canales de disolución por sección,  $A$  es el área de la sección transversal en pulgadas cuadradas,  $k_b$  es la permeabilidad de la matriz en *darcy*, y  $r$  es el radio promedio de los canales de disolución en pulgadas.

Por otra parte, el modelo desarrollado por Parsons (1966) genera un valor de permeabilidad combinada del sistema matriz-fractura mediante la Ecuación 2.8 y se complementa con la Ecuación 2.9 para el flujo relativo únicamente a las fracturas.

$$k_{fr} = k_r + \frac{e^3 \cos^2 \alpha}{12D} \quad (2.8)$$

El término  $k_{fr}$  hace referencia a la permeabilidad del sistema roca-fracturas,  $e$  a la apertura de la fractura,  $k_r$  a la permeabilidad de la matriz de roca y  $\alpha$  al ángulo entre los planos de fractura y la dirección del eje de gradiente de presión, que usualmente es considerado completamente vertical.

$$k_f = \frac{e^2}{12} \cdot \frac{\rho g}{\mu} \quad (2.9)$$

En esta última Ecuación, se incluyen las propiedades del fluido (o la mezcla) que se encuentra en las fracturas, siendo  $\mu$  la viscosidad y  $\rho$  la densidad del mismo. El modelo de Parsons se basa en la suposición de que las fracturas

## CAPÍTULO 2. CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y PETROFÍSICA

---

actúan como un canal entre dos placas con rugosidad despreciable, cuyo flujo es laminar y la densidad de fracturas y sus aperturas son constantes en tiempo y distribución espacial.

Finalmente, Gilman y Kazemi (1983) presentan una relación con la porosidad de fractura mostrada en la Ecuación 2.10. Dicha Ecuación puede ser combinada con la Ecuación 2.5 para obtener la apertura de fractura promedio del sistema.

$$k_f = \frac{k_e}{\varphi_f} \quad (2.10)$$

$$w_f = \sqrt{\frac{k_e}{54 \times 10^9 \varphi_f}} \quad (2.11)$$

donde  $w_f$  es la apertura de las fracturas en pulgadas,  $k_e$  es la permeabilidad efectiva del sistema en *milidarcy*, obtenida de pruebas de presión y otros registros de datos de producción y  $\varphi_f$  es la porosidad relativa a las fracturas.

### 2.6.2.1. Modelo de van Golf-Racht (1982)

El autor presenta un esquema diverso introduciendo dos conceptos adicionales de permeabilidad en las fracturas:

1. Permeabilidad intrínseca
2. Permeabilidad convencional

La permeabilidad convencional ( $K_f$ ), mostrada en la Ecuación 2.12, se basa en la definición de Darcy, formando una unidad hidrodinámica entre las fracturas y la matriz asociada. Por otra parte, la permeabilidad intrínseca ( $K_{ff}$ ) mostrada en la Ecuación 2.13, es aquella relativa a las fracturas como canal o agrupación de canales de flujo independientes, excluyendo a la matriz circundante. En términos matemáticos, la diferencia radica en el área perpendicular al flujo que se toma en cuenta, pues para la permeabilidad intrínseca se toma en cuenta únicamente aquella que forma el espacio vacío de la fractura sobre el plano completo del bloque analizado, a diferencia de la permeabilidad convencional que considera el área transversal del bloque en su totalidad:

$$K_f = \frac{b^3}{12h} \quad (2.12)$$

$$K_{ff} = \frac{b^2}{12} \cos^2 \alpha \quad (2.13)$$

en las cuales  $h$  es el espesor del bloque de análisis,  $b$  es la apertura de las fracturas y  $\alpha$  es el ángulo que forman las fracturas respecto a la dirección preferencial de flujo.

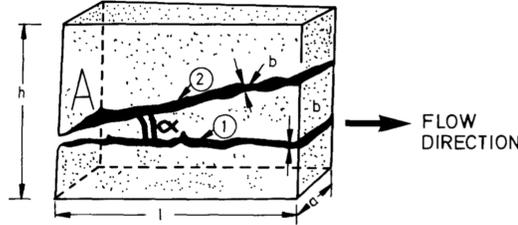


Figura 2.12: Representación de un bloque de roca con dos ejemplos de fracturas: i)  $\alpha = 0$ ; y 2)  $\alpha > 0$ . (van Golf-Racht, 1982)

De igual manera, el autor presenta las expresiones para expresar la permeabilidad intrínseca de un *set* de fracturas, con la Ecuación 2.14 para fracturas paralelas de diferentes aperturas y la Ecuación 2.15 para *sets* de fracturas con diferentes orientaciones y aperturas.

$$K_{ff} = \frac{\cos^2 \alpha}{12} \left( \sum_1^n b_i^2 \right) \quad (2.14)$$

$$K_{ff} = \frac{1}{12} \left( \cos^2 \alpha \sum_1^{n_\alpha} b_{\alpha i}^2 + \cos^2 \beta \sum_1^{n_\beta} b_{\beta i}^2 + \dots \right) \quad (2.15)$$

Si bien la permeabilidad es un parámetro que puede ser obtenido de mediciones de flujo en laboratorio o mediante pruebas de presión, la cual corresponde a la permeabilidad total del sistema matriz-fractura ( $K_t$ ), por lo que para poder discriminar la permeabilidad de las fracturas y así conocer su aporte al flujo, se toma en cuenta la Ecuación 2.16, donde  $K_m$  es la permeabilidad de la matriz de roca sin fracturas.

$$K_t = K_m + K_f \quad (2.16)$$

### 2.6.3. Compresibilidad de las Fracturas

A diferencia de un yacimiento convencional, los yacimientos altamente fracturados son propensos a grandes variaciones en su productividad debido a la compresión (o eventual expansión) del espacio entre las caras de la fractura.

## CAPÍTULO 2. CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y PETROFÍSICA

---

La compresibilidad de un yacimiento es función de la distribución de granos y su composición, pero en el presente caso, son de mayor importancia los constantes cambios en el estado de los esfuerzos locales y el agotamiento de la presión causado por la producción prolongada de fluidos. Ambos factores pueden disminuir drásticamente el espacio disponible al flujo y ello se traduce en caídas abruptas en la producción del yacimiento si las fracturas aportan la mayor proporción de permeabilidad en el sistema. Una manera práctica de evaluar tal característica es mediante el factor de compresibilidad para el conjunto de fracturas ( $c_f$ ) y la capacidad de almacenamiento ( $\omega$ ) para el sistema matriz-fractura [84].

$$C_f = \frac{\phi_{fi}}{\phi_f} \cdot \frac{d\left(\frac{\phi_f}{\phi_{fi}}\right)}{dP_{eff}} = \frac{0.4343}{P_{eff} \log \frac{P_{eff}}{P_h}} \quad (2.17)$$

Jones (1975) presenta la Ecuación 2.17 en la que se define a la compresibilidad de la fractura como la relación entre la tasa de variación de la porosidad de fractura respecto a la presión. La presión de confinamiento efectiva ( $P_{eff}$ ) es la diferencia entre el esfuerzo de sobrecarga de la formación y la presión de poro ( $\bar{\sigma} - P$ ). Además definimos a la presión de recuperación (*Healing Pressure*, o  $P_h$ ), que es la presión de poro a la cual las fracturas se cierran, identificadas experimentalmente cuando la porosidad de las fracturas es igual a cero, típicamente mediante una extrapolación de datos. Se define también a la compresibilidad ( $C$ ) y la porosidad ( $\phi$ ) de la matriz (subíndice  $m$ ), fracturas ( $f$ ) y vóculos ( $v$ ), correspondientemente. Dicha relación se emplea en la Ecuación 2.18, que es el modelo para describir la compresibilidad de la roca considerando la existencia de vóculos y cavernas, además de las fracturas.

$$C_r = C_m + \phi_c C_c + \phi_f C_f + \phi_v C_v \quad (2.18)$$

De manera empírica, van Golf-Racht (1982) determina que el valor de la compresibilidad de los vóculos ( $C_v$ ) se aproxima al triple de la compresibilidad de la matriz ( $C_m$ ).

$$C_T = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_p \quad (2.19)$$

$$C_p = \frac{1 - \phi}{\phi} \cdot C_r \quad (2.20)$$

Las Ecuaciones 2.19 y 2.20 representan a la compresibilidad total del sistema, dependiendo de las compresibilidades del aceite ( $C_o$ ), gas ( $C_g$ ) y agua ( $C_w$ ) en el espacio poroso y las saturaciones determinadas ( $S$ ).

## 2.7. Transferencia Matriz-Fractura de Fluidos

Una parte fundamental al caracterizar el flujo en la formación es conocer la interacción del sistema de fracturas con la matriz de la roca. Dicho mecanismo brinda información sobre la velocidad de avance de onda de las caídas de presión y especialmente sobre el radio de drene y la estimación inicial de la recuperación. La transferencia de fluidos entre los sistemas matriz-fracturas ocurre como consecuencia de la morfología de las fracturas y de la permeabilidad de la matriz, variando en grandes magnitudes según tal interfaz.

Existen múltiples modelos para representar dicho flujo cruzado que serán revisados en capítulos posteriores.

Nelson (2001) presenta una clasificación de transferencia de fluidos:

1. Transferencia no restrictiva
2. Transferencia restrictiva

En el primer caso, generalmente asociado a fracturas extensionales y con mínimo relleno diagenético, la transferencia es buena y el mecanismo obedece al gradiente de presión y al contraste de permeabilidades. Dicha transferencia es fácilmente cuantificable mediante modelos matemáticos y por ende, la simulación del flujo tiene un menor grado de incertidumbre respecto al segundo caso. Para la transferencia restrictiva, la cuantificación es más compleja, pues se debe evaluar a la interfaz en las direcciones de flujo. Las restricciones más comunes son la mineralización parcial y la deformación, discutidas previamente. Dependiendo de su grado de desarrollo pueden presentar un mecanismo pobre de transferencia o en el caso extremo, generar una barrera al flujo y por ende, la compartimentalización de la formación.

Las principales fuentes de información para la evaluación de la transferencia son el comportamiento de flujo visto en láminas delgadas y el análisis de pruebas de presión (Capítulo 5).

### 2.7.1. Saturación de Fluidos

La saturación ( $S$ ) es la fracción del volumen de un poro que es ocupada por un fluido específico, normalmente agua, aceite o gas. Dependiendo del ambiente de depósito, puede existir un gran volumen de agua atrapado entre

los sedimentos, que conforme aumenta la sobrecarga y por ende, la consolidación, pasa a ocupar la totalidad del espacio poroso. Durante la migración de hidrocarburos hacia dichas rocas, una porción del agua diagenética es desplazada y otra permanece adherida a la roca. Según las propiedades capilares de la formación, se puede alterar la mojabilidad en el poro y esa porción de agua adherida sería desplazada por otro fluido, el cual ahora sería la fase mojante del espacio poroso. La mayoría de los yacimientos son mojados por agua, sin embargo existen formaciones mojadas por aceite, especialmente en rocas carbonatadas [7].

La distribución de saturaciones en YNF's, depende de la homogeneidad de la formación así como de la segmentación de bloques de roca entre fracturas. Las fracturas muestran una saturación del 100 % relativa al fluido que satura en mayor proporción a cierta profundidad. También muestran la inexistencia de una zona de transición en el contacto agua-aceite, donde en su lugar existe un alto contraste inmediato en la saturación, observable mediante registros. Los vórgulos y fracturas, entre otros tipos de porosidad entre granos gruesos, presentan una menor saturación de agua ( $S_w$ ) respecto a la media, en contraste con una mayor saturación relativa a aceite.

La saturación de agua es un parámetro esencial en la caracterización estática, que se puede conocer con registros de resistividad en conjunto con la Ecuación de Archie. De manera general, se puede evaluar la saturación de los fluidos y la mojabilidad de la roca mediante estudios especializados en laboratorio.

El procedimiento conocido como *Special Core Analysis* (SCAL) se basa en la medición de diferentes parámetros que permitan conocer las permeabilidades relativas, alteraciones de mojabilidad, presiones capilares y de desplazamiento, así como otras características de flujo con diferentes fluidos en una muestra de roca.

### 2.7.2. Permeabilidad Relativa

De manera análoga a la saturación de fluidos, la permeabilidad relativa a cada fase ( $K_r$  o  $k_r$ ) dependerá del grado de homogeneidad de la formación. Diomampo (2001) menciona dos enfoques en el modelado de flujo multifásico en fracturas: i) el enfoque de Medios Porosos, en el cual se asume a las fracturas como medios porosos conectados de dos dimensiones y en los que por cada trayectoria de flujo puede fluir únicamente una fase, es decir, por cada poro, canal o fractura solo se desplazaría una fase saturante, y ii) el

enfoque de flujo monofásico homogéneo, en el que se considera al flujo en fracturas como análogo al flujo en tuberías, presentando velocidades de fase equivalentes y con efectos capilares despreciables, con diferentes patrones de flujo.

Siguiendo el enfoque de medios porosos, Braester (1972) presenta un modelo teórico para conocer la permeabilidad de cada fase en un sistema matriz-fractura, basándose en la suposición de flujo continuo entre los bloques de roca, presentado en las Ecuaciones 2.21 y 2.22:

$$K_{ro} = \left[ \frac{K_2}{K} + \left( 1 - \frac{K_2}{K} \right) \cdot (1 - S_{w_1}^2) \cdot (1 - S_{w_1})^2 \right] (1 - S_{w_2})^2 (1 - S_{w_2}^2) \quad (2.21)$$

$$K_{rw} = \left[ \frac{K_2}{K} + \left( 1 - \frac{K_2}{K} \right) S_{w_2}^4 \right] S_{w_2}^4 \quad (2.22)$$

donde  $K$  es la permeabilidad absoluta y los índices 1 y 2 hacen referencia a la matriz y las fracturas respectivamente.

Otro modelo importante, presentado por Du Prey (1973) y basado en un experimento con placas de *plexiglass*, toma en cuenta las propiedades del fluido además del gasto de inyección en dichas placas (flujo por unidad de tiempo), como se muestra en las siguientes Ecuaciones:

$$K_{ro} = \frac{12Q_o\mu_o L_f}{ab^3\Delta P_o} \quad (2.23)$$

$$K_{rw} = \frac{12Q_w\mu_w L_f}{ab^3\Delta P_w} \quad (2.24)$$

El modelo considera bloques cúbicos de roca equidistantes, donde  $a$  es la longitud de lado del bloque de roca y  $b$  es el espaciamiento entre ellos (o apertura de fractura) y  $L_f$  es la longitud de la fractura. Este modelo incluye también el término  $\Delta P_{fluido}$  que es la caída de presión relativa al flujo de una fase, medida como la diferencia entre las presiones de entrada y salida en el experimento.

La permeabilidad relativa en un sistema con fracturas puede ser modelada de igual manera mediante las ecuaciones de potencias de Corey, diseñadas originalmente para describir flujo en formaciones homogéneas. El modelo conocido como Modificado de Brooks y Corey (MBC) o ley de potencias se expresa como:

$$k_{ro} = k_{ro_{max}} \cdot \left[ \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or} - S_{gr}} \right]^{n_o} \quad (2.25)$$

CAPÍTULO 2. CONCEPTOS DE GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y PETROFÍSICA

---

$$k_{rw} = k_{rw_{max}} \cdot \left[ \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{or} - S_{gr}} \right]^{n_w} \quad (2.26)$$

$$k_{rg} = k_{rg_{max}} \cdot \left[ \frac{S_g - S_{gr}}{1 - S_{wr} - S_{or} - S_{gr}} \right]^{n_g} \quad (2.27)$$

Dicho modelo depende de experimentos en laboratorio, donde se mide la variación de saturaciones como función del gasto de inyección,  $k_{ro_{max}}$  y  $k_{rg_{max}}$  son los puntos máximos en las mediciones de laboratorio y los exponentes  $n_o$ ,  $n_w$  y  $n_g$ , que varían típicamente entre 1 y 6, son factores de ajuste, empleados también como parámetros de control en algoritmos de ajuste histórico [9].

El enfoque de flujo monofásico homogéneo (tipo tubería) se puede fundamentar en el análisis SCAL sobre un núcleo cilíndrico de roca obtenido en un pozo, del que se obtienen datos experimentales de permeabilidad relativa a los fluidos, teniendo en YNF's resultados anómalos como los mostrados en la Figura 2.13, debido al flujo de tipo pistón (en este hay poca dispersión de las fases, se mueven en baches) en las fracturas de mayor apertura. Ahí se observa que en las fracturas verticales (frecuentemente las más abundantes a cierta profundidad), el comportamiento de las permeabilidades relativas es completamente lineal, es decir, que las propiedades del fluido no tendrían influencia sobre  $K$ .

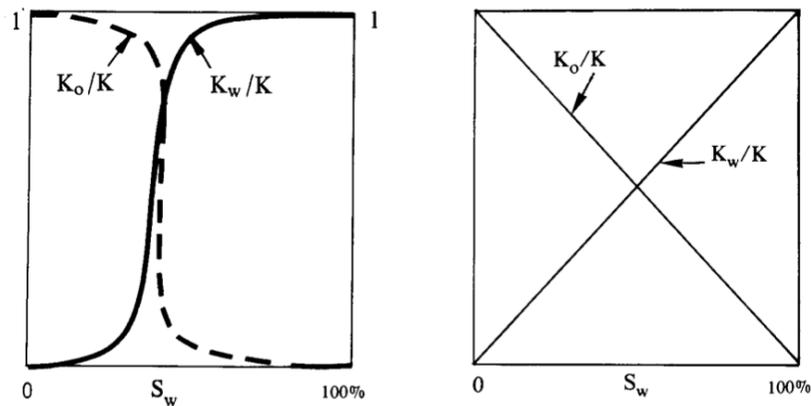


Figura 2.13: Curva anómala de permeabilidades relativas: izq.) Fracturas perpendiculares al eje del núcleo; y der.) Fracturas paralelas al eje. (van Golf-Racht, 1982)

Análogo a las tuberías, el flujo se puede modelar mediante:

$$(p_i - p_o) = \frac{\Pi f \rho_m V_m^2}{2A} \quad (2.28)$$

donde  $\Pi$  es el perímetro de la fractura,  $A$  es el área transversal a la dirección de flujo,  $\rho_m$  es la densidad promedio y  $V_m$  es la velocidad promedio de flujo, definidas por las siguientes dos Ecuaciones en las que  $Q$  hace referencia al gasto de gas (subíndice  $g$ ) y líquido (subíndice  $l$ ):

$$\rho_m = \frac{\rho_g Q_g + \rho_l Q_l}{Q_g + Q_l} \quad (2.29)$$

$$V_m = \frac{Q_g + Q_l}{A} \quad (2.30)$$

El factor de fricción ( $f$ ) se obtiene en función del número de Reynolds modificado, como se expresa en:

$$N_{Re} = \frac{2bV_m\rho_m}{\mu_m} \quad (2.31)$$

$$\mu_m = \frac{\mu_g Q_g + \mu_l Q_l}{Q_g + Q_l} \quad (2.32)$$

$$f = \frac{C}{N_{Re}^n} \quad (2.33)$$

donde  $\mu_m$  es la viscosidad promedio,  $b$  es la apertura de las fracturas y  $C$  y  $n$  son constantes obtenidas de datos experimentales. Se presenta la Ecuación 2.33, conocida como ecuación de Blasius, a pesar de que se puede calcular también mediante otros modelos.

Es importante remarcar que el modelo se debe ajustar a los datos reales y no en sentido contrario. Cada modelo fue generado para condiciones diferentes y la naturaleza altamente heterogénea de los YNF's vuelve imposible la tarea de realizar un modelo general que represente su comportamiento a la perfección.



# Capítulo 3

## Geomecánica en Sistemas Fracturados

### 3.1. Mecánica de Rocas

#### 3.1.1. Introducción

La geomecánica se define como el estudio mecánico de las rocas y suelos, así como de las alteraciones a sus propiedades mecánicas. Existen múltiples factores que influyen sobre el régimen de esfuerzos presentes en una formación, como son la litología, el ambiente de depósito, la tectónica regional, los episodios de erosión, perturbaciones sísmicas locales e inclusive la variación de mareas. La perforación de pozos es un disparador de alteraciones en el estado de esfuerzos, lo que puede generar deformaciones, alterando el volumen y geometría de las trampas y generando fracturas, lo cual podría modificar las trayectorias de flujo presentes en ella. Gracias a las técnicas de medición, modelado y monitoreo geomecánicas, es posible anticipar y mitigar los efectos de los cambios en esfuerzos y presión durante la vida productiva de los campos petroleros, especialmente durante la perforación.

Existe también una relación entre la permeabilidad efectiva y la presión, por lo que la geomecánica ofrece valiosas herramientas para predecir cambios en la conectividad y apertura de las fracturas. Su aplicación puede también prevenir problemas como la pérdida excesiva de fluidos de control, colapso de tuberías y producción de arena entre otros fenómenos.

### 3.1.2. Esfuerzos y Tensión

El esfuerzo se define como una fuerza que actúa sobre un área y se establecen tres tipos: esfuerzo compresivo (dirección normal al plano de referencia, en sentido hacia éste), esfuerzo tensional (sentido inverso al compresivo) y de cizalla (dirección paralela al plano de referencia). Un esfuerzo compresivo es aquel relacionado con deformaciones que disminuyen el volumen de la roca y acortan su longitud en una dirección. Por otra parte, un esfuerzo tensional tiende a elongar las rocas en una dirección. A grandes profundidades se observa que los esfuerzos *in situ* son siempre compresivos y no tensionales, por lo que en este trabajo se parte de la consideración de que los esfuerzos siempre tendrán un valor positivo en dirección normal al punto de referencia [92]. Matemáticamente, un esfuerzo ( $\sigma$  o  $S$ ) es un tensor que describe la densidad de fuerzas que actúan sobre todas las superficies a las que pertenezca un punto dado en cada dirección, mostrado en la ecuación 3.1.

$$S = \begin{bmatrix} s_{11} & s_{12} & s_{13} \\ s_{21} & s_{22} & s_{23} \\ s_{31} & s_{32} & s_{33} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Los esfuerzos en la tierra se distribuyen de dos maneras: uniformemente en todas las direcciones, que es el concepto de *presión de confinamiento*, y de manera no uniforme, siendo la definición de *esfuerzo diferencial*. La presión de confinamiento disminuye el espacio entre los granos de la matriz, dando lugar a rocas de mayor densidad, y en algunos casos, genera la recristalización del material, sin embargo no deforma los estratos. Por otra parte, el esfuerzo diferencial sí deforma las rocas, que se acortan en la dirección de la mayor presión y se alargan en la dirección perpendicular a dicha presión, como es el caso de los bordes de placas convergentes. A menor profundidad, donde la temperatura no es tan elevada, las rocas son frágiles y tienden a fracturarse al someterse a esfuerzos diferenciales.

### 3.1.3. Deformación y Elasticidad

La deformación de un cuerpo sólido hace referencia a todas las alteraciones en tamaño, forma, orientación o posición del mismo. Como se observa en la Figura 3.1, existen dos regiones de deformación: la *deformación elástica* que hace referencia a una alteración reversible donde al dejar de actuar la fuerza sobre el cuerpo, este regresará a su configuración inicial. Por otra parte, en

la *deformación plástica*, el cuerpo adquiere mayor energía potencial elástica que genera cambios irreversibles en su estructura.

La composición de las rocas es una parte importante para conocer el tipo de deformación que pueden presentar, siendo las rocas cristalinas con fuertes enlaces moleculares, así como rocas sedimentarias fuertemente cementadas más susceptibles al fracturamiento. Independientemente de la litología y una vez alcanzado el límite elástico, será según las condiciones de sobrecarga y temperatura que se exhibirá un comportamiento diferente. A bajas presiones y temperaturas, se observa mayor fracturamiento, característica de la *deformación frágil*. Por otra parte, a altas presiones y temperaturas, las rocas bajo esfuerzos diferenciales presentan plegamientos con mayor facilidad, cuyo comportamiento es conocido como *deformación dúctil*.

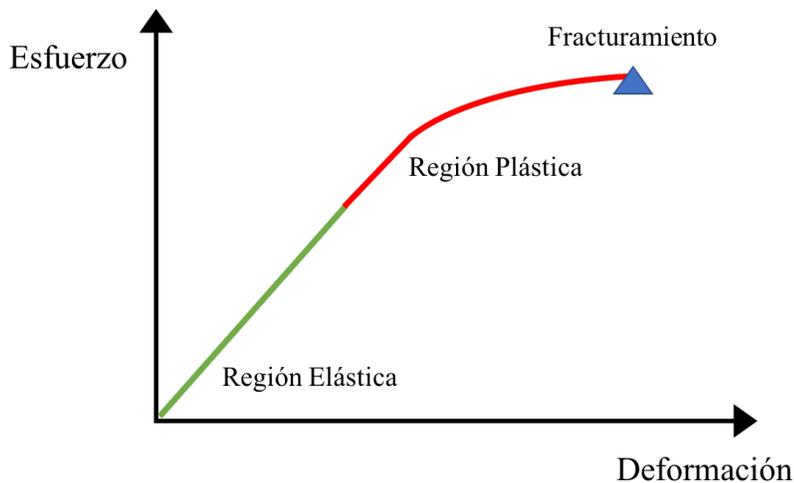


Figura 3.1: Esquema de deformación de un cuerpo sólido.

### 3.1.3.1. Propiedades Elásticas de las Rocas

Un modulo elástico es una constante elástica, es decir, un parámetro característico de los materiales que indica la relación existente entre los incrementos de tensión aplicada y el incremento de la deformación longitudinal unitaria producida. Dicho concepto se basa teóricamente en la ley de Hooke (Ecuación 3.2), que establece que para un material elástico sometido a una única fuerza en una dirección, la deformación ( $\varepsilon$ ) longitudinal unitaria en la misma dirección es proporcional al esfuerzo ( $\sigma$ , tensional o compresivo)

### CAPÍTULO 3. GEOMECAÍNICA EN SISTEMAS FRACTURADOS

---

aplicado resultante de dicha fuerza.

$$\sigma = E \cdot \varepsilon \quad (3.2)$$

$$E = \frac{d\sigma}{d\varepsilon} \quad (3.3)$$

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (3.4)$$

$$K = \frac{P}{\varepsilon_{vol}} \quad (3.5)$$

$$G = \frac{\tau}{\varepsilon_{xy}} \quad (3.6)$$

$$\alpha = 1 - \frac{C_{grano}}{C_{bulk}} = 1 - \frac{K_{bulk}}{K_{grano}} \quad (3.7)$$

El módulo de Young ( $E$ ), se define con la Ec. 3.3 y equivale a la pendiente de la zona elástica en un gráfico de esfuerzo contra deformación. Mientras mayor sea la magnitud del módulo, el material analizado presenta mayor rigidez.

Por otra parte, la relación de Poisson ( $\nu$ ) es una medida de la deformación lateral ( $\varepsilon_y$ ) respecto a la deformación longitudinal ( $\varepsilon_x$ , Ec. 3.4).

El módulo volumétrico ( $K$ ) es la proporción de la resistencia de un volumen a la compresión hidrostática, cuyo valor inverso se conoce como compresibilidad (Ec. 3.5).

El módulo de corte ( $G$ ) es la medida de la resistencia de un material a la deformación lateral (Ec. 3.6).

De manera práctica, también se obtiene el coeficiente de Biot ( $\alpha$ ) que es un parámetro que describe la relación entre la conformación de una roca y su compresibilidad ( $C$ ). En otras palabras, relaciona los cambios de volumen con la presión de poro de una roca (Ec. 3.7).

Conocer las propiedades elásticas de los materiales tiene varios propósitos, entre los que destacan: conocer la capacidad de deformación de los materiales para identificar los procesos de fracturamiento bajo diferentes condiciones, y por otra parte, evaluar otros efectos de los cambios en los esfuerzos, como la subsidencia.

### CAPÍTULO 3. GEOMECÁNICA EN SISTEMAS FRACTURADOS

Propiedad	E, $\nu$	K, G
Módulo de Young ( $E$ )		$\frac{9KG}{G+3K}$
Relación de Poisson ( $\nu$ )		$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$
Módulo de Volumen ( $K$ )	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	
Módulo de Corte ( $G$ )	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	

Tabla 3.1: Obtención de propiedades elásticas (Velázquez Cruz, 2019)

Otro concepto útil en la caracterización mecánica es la cohesión, es decir, la resistencia a la deformación por esfuerzos de corte, y la fricción interna, que es la resistencia al deslizamiento causada por la fricción entre las superficies de contacto de las partículas. El ángulo de fricción interna ( $\varphi$ ) es una medida de la habilidad de una unidad de roca para resistir un esfuerzo tangencial. De manera numérica, es el ángulo medido entre un esfuerzo normal y la fuerza resultante obtenida de un proceso de fallamiento por un esfuerzo tangencial o de corte. Por otra parte, el coeficiente de fricción interna ( $\mu_i$ ) es como se le conoce a la tangente del ángulo de fricción interna. Una manera de determinarlo de manera experimental es mediante pruebas destructivas, como se muestra en la Figura 3.2. La prueba consiste en aplicar diferentes combinaciones de esfuerzos normales y de corte hasta provocar el fracturamiento de la muestra de roca.

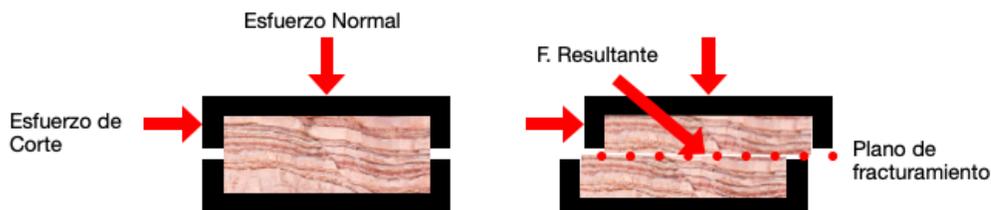


Figura 3.2: Esquema de prueba para evaluación del ángulo de fricción interna.

Para los casos en los que no se cuenta con el equipo necesario, es posible determinar el coeficiente de fricción interna mediante ensayos triaxiales con celdas tipo Hoek, mucho más comunes en la industria, empleando la Ecuación 4.5.

### 3.2. Esfuerzos en el Subsuelo

Para el caso de un cuerpo sólido homogéneo e isotrópico, un esfuerzo se describe como un tensor de segundo orden con nueve componentes. Debido a condiciones de equilibrio, se representa al estado de los esfuerzos con tres vectores, sus magnitudes y respectivos ángulos que definen la orientación de cada esfuerzo. Tales esfuerzos son los valores y vectores característicos del tensor, también conocidos como esfuerzos principales, representados como  $S_1$ ,  $S_2$  y  $S_3$ , donde  $S_1 > S_2 > S_3$ . Convencionalmente en el estudio de formaciones, se designa a los esfuerzos principales como esfuerzo vertical ( $S_v$ ), el mayor esfuerzo horizontal ( $S_{Hmax}$  o  $S_H$ ) y el menor esfuerzo horizontal ( $S_{Hmin}$  o  $S_h$ ). Considerando a los tres vectores como ortogonales y donde el plano formado por los vectores horizontales es paralelo a la superficie terrestre, la orientación es el azimut de  $S_{Hmax}$ . Tales suposiciones se hacen debido a que en todos los casos a profundidad considerable, la componente vertical del tensor de esfuerzos es de mayor magnitud respecto al resto.

Matemáticamente, dicha consideración se lleva a cabo mediante una transformación que permita rotar los ejes del mismo, lo que se ilustra en la Expresión 3.9, siendo  $S'$  el tensor de esfuerzos principales (Ec. 3.8),  $A$  el tensor de cosenos para cada dirección y  $S$  el tensor de esfuerzos original (Ec. 3.1).

$$S' = \begin{bmatrix} S_{H1} & 0 & 0 \\ 0 & S_v & 0 \\ 0 & 0 & S_{H2} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$S' = A^T S A \quad (3.9)$$

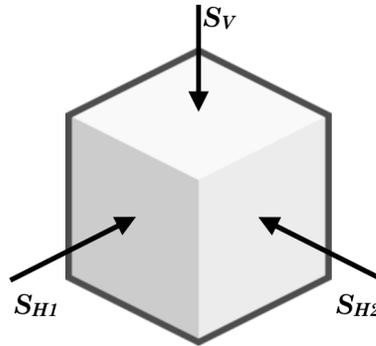


Figura 3.3: Modelo ortogonal de esfuerzos en el subsuelo (Zoback, 2007).

Los rangos de magnitud para los esfuerzos principales se establecen por la teoría de fallamiento de Anderson, así como de la suposición de que  $S_{Hmin}$  debe ser mayor a la presión hidrostática (pues de otra manera existiría fracturamiento hidráulico) y que la diferencia entre  $S_{Hmin}$  y  $S_{Hmax}$  no puede ser mayor a la resistencia de la corteza.

### 3.2.1. Estado Crítico de Esfuerzos

Existe evidencia suficiente para inferir que la corteza se encuentra en un estado crítico y permanente de estrés, donde se ha observado actividad sísmica y fracturamiento inducidos por efectos mínimos de la perforación y producción, aún en zonas intraplaca relativamente estables. Esto es explicado como efecto de las deformaciones en las regiones más profundas de la litosfera, donde las rocas se comportan únicamente como materiales dúctiles y por ende, los esfuerzos acumulados tienden a generar rupturas del material solo en las porciones más someras (hasta 16 kilómetros de profundidad).

La situación descrita sirve para ilustrar varias observaciones: en primer lugar, se hace evidente que cambios relativamente pequeños en los esfuerzos pueden alterar dramáticamente la estabilidad de las formaciones, y en segundo lugar, que en muchas ocasiones, las formaciones encontradas manifestarán algún grado de fracturamiento tectónico previo. Es difícil encontrar formaciones intactas, con la excepción de materiales cuyo comportamiento es completamente dúctil.

### 3.2.2. Regímenes de Fallamiento

El desplazamiento relativo de una falla permite tener un primer acercamiento al orden de magnitudes de los esfuerzos ahí presentes. Se identifican tres tipos de fallamiento: normal, inverso y lateral, cuyas magnitudes de esfuerzos se establecen en el siguiente orden:

Modo	Magnitudes Relativas de los Esfuerzos
Fallamiento Normal	$S_v \geq S_{Hmax} \geq S_{hmin}$
Fallamiento Inverso	$S_{Hmax} \geq S_{hmin} \geq S_v$
Fallamiento Lateral	$S_{Hmax} \geq S_v \geq S_{hmin}$

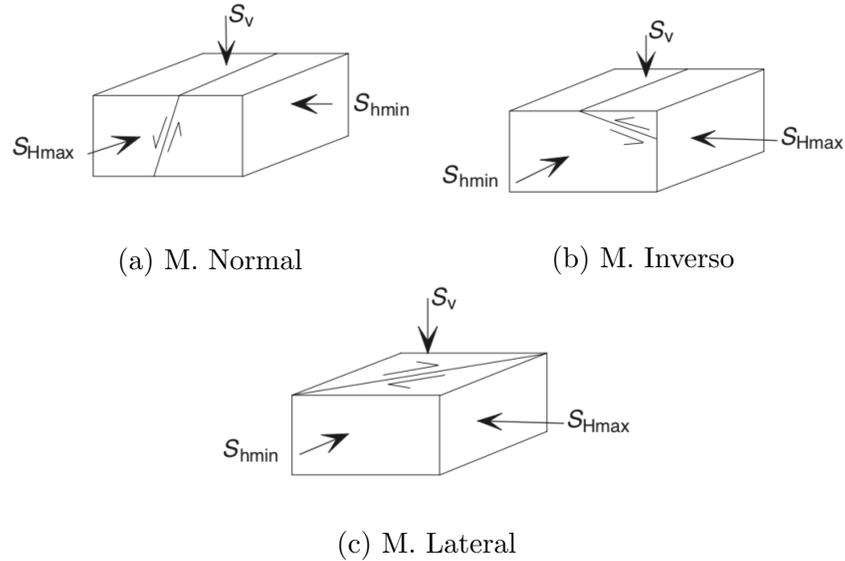


Figura 3.4: Esquemas de fallamiento con la direcci3n de sus respectivos esfuerzos principales (Zoback, 2007).

En una falla preexistente, basta 3nicamente conocer el desplazamiento relativo al plano, sin embargo, en regiones cr3ticamente estresadas donde no existe a3n desplazamiento, de igual manera se utilizar3n los modos de fallamiento para su caracterizaci3n mec3nica.

### 3.2.3. Esfuerzos Regionales

De igual manera, la evidencia sugiere que es posible discernir entre regiones por cuyas topograf3a y tect3nica se demuestran patrones de orientaci3n y magnitud de los esfuerzos. En tales casos, se observa homogeneidad en los datos de orientaci3n de esfuerzos, independientemente de la litolog3a y estructura geol3gica, adem3s de ser consistentes con la informaci3n obtenida de actividad s3smica, aun siendo a profundidades mayores.

La presencia de diapiros y domos salinos, as3 como de zonas sobrepresionadas, alteran el r3gimen regional de esfuerzos. Esto es principalmente mediante la desviaci3n de la orientaci3n de los esfuerzos m3ximo y m3nimo principales, siendo el menor esfuerzo principal paralelo a la superficie externa del cuerpo salino o de los estratos sobrepresionados. La sobrepresi3n existe debido a la r3pida sedimentaci3n y compactaci3n del material sumergido en

algún fluido, que tiende a disminuir el espacio poroso sin que el fluido pueda desplazarse. Mediante metodología de medición de esfuerzos principalmente indirecta (mediante registro de actividad sísmica), se han identificado regiones de muy grande extensión (a nivel continental para el caso de Sahul) en que existe un patrón claro de orientación preponderante.

### 3.3. Presión de Poro

La presión de poro es un indicador importante de los esfuerzos presentes en la formación. Sea predecida mediante modelos o posteriormente medida en el pozo, es un método directo para conocer la magnitud de los esfuerzos en profundidad. La presión de poro se define como el potencial hidráulico que actúa en un volumen de espacio poroso interconectado [17]. Se habla de presión de poro normal en referencia a un gradiente hidrostático ( $\frac{psi}{ft}$ ). Al ser diferente la magnitud, se habla de presión de poro anormal. Un factor relevante en la predicción de la presión de poro es el esfuerzo de sobrecarga, que es aquel ejercido por la densidad de las rocas suprayacentes. En el caso de Yacimientos Fracturados, la complejidad al predecirla es mayor pues la compartimentalización en diferentes unidades de flujo puede también generar variaciones laterales en la presión además de en la componente vertical.

Según Zoback (2007), es relativamente común que a profundidades someras, la presión de poro sea, en términos prácticos, similar a la hidrostática, asumiendo que existiera conectividad hidráulica desde la superficie hasta el punto en cuestión. Posteriormente se encuentra una sección en la cual la presión de poro incrementa a una tasa elevada, indicando que tal porción se encuentra aislada hidráulicamente de la sección anterior de la columna. Finalmente y a mayor profundidad, existe una zona en que la presión de poro es cercana a los valores de esfuerzo de sobrecarga, condición conocida como *sobrepresión*. El caso en que exista una zona cuya presión sea menor conforme aumenta la profundidad también existe y se denomina *subpresión*.

#### 3.3.1. Compartimentalización

Cualquier impedimento al flujo, sea en dirección vertical u horizontal, permite la compartimentalización del yacimiento en diversas unidades hidráulicas. Típicamente, tales unidades presentan grandes contrastes entre sus propiedades petrofísicas, sin embargo, fallas inactivas o intrusiones minerales pueden

### CAPÍTULO 3. GEOMECAÍNICA EN SISTEMAS FRACTURADOS

ser también causa de ello. La importancia económica de conocer este efecto reside en la determinación del volumen recuperable de hidrocarburos. Como ejemplo, un yacimiento con alta compartimentalización horizontal requerirá un plan de desarrollo que contemple la perforación de múltiples pozos, pues el radio de drene de cada uno puede ser reducido, ello dependiendo de la configuración mecánica del yacimiento.

La compartimentalización puede ser fácilmente identificada durante la perforación, observando cambios en la litología y drásticas variaciones en el gradiente de presión de poro, o inclusive en los propios valores de presión medida. La compartimentalización horizontal por su parte puede ser identificada mediante una prueba de presión diseñada para evaluar el radio de drene. En tal caso, los resultados suelen mostrar un radio menor al esperado, además de otros tipos de atributo geométrico, estudiado más a detalle en el Capítulo 5.

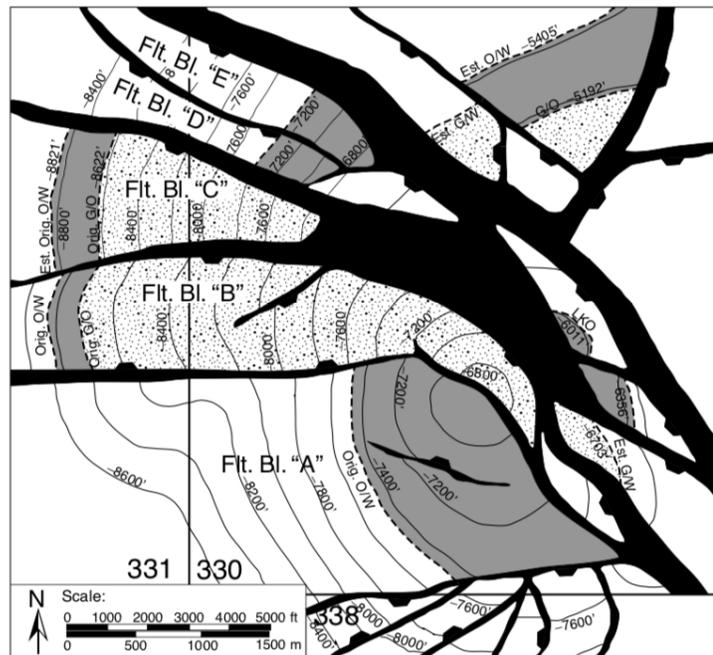


Figura 3.5: Mapa de contornos del yacimiento Saint Eugene Island 330 (270 km al Suroeste de Nueva Orleans, EE.UU.). (Zoback, 2007).

La Figura 3.5 muestra un ejemplo del concepto de compartimentalización a gran escala. Para dicho yacimiento, se realizó adquisición de sísmica

de reflexión, y de cuyos resultados se conoció la distribución de fallas y fracturas de grandes dimensiones, que permitieron trazar el mapa. Se dividió en diversos bloques de fallamiento estructural que afirman la suposición de compartimentalización al mostrar un comportamiento de unidad interconectada para los pozos en cada bloque.

Existen casos en que la producción y declinación de la presión obedecen al comportamiento de un yacimiento compartimentalizado, sin embargo no existen atributos de grande escala que lo prueben. Ello se explica mediante la presencia de fracturas a escala subsísmica, que de acuerdo con Sheriff y Sheriff (2002), no pueden ser identificadas con la resolución mínima generada por las ondículas del estudio de reflexión.

### 3.4. Mecánica de Pozos

Como se mencionó previamente, la corteza se encuentra en un estado permanente de estrés. Al perforar un pozo a través de dichas rocas, se remueven sólidos que estaban también en dicho estado de estrés. Debido a ello, el soporte que da estabilidad a la roca circundante sería la misma presión del fluido en el pozo. Como la presión que genera el fluido no iguala ni en magnitud, ni en dirección a los esfuerzos previamente presentes, se da una redistribución de los esfuerzos en el pozo, que pueden llevar a los materiales hacia la fatiga o el fracturamiento.

Se asume que existe interés en conocer las condiciones mecánicas de las paredes del pozo, por lo cual el sistema de referencia se cambia por convención a coordenadas polares. De esta manera, todas las transformaciones de los esfuerzos previamente mencionados ( $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$  y  $\sigma_v$  en coordenadas cartesianas) pasan a un sistema polar como los esfuerzos radial ( $\sigma_r$ ), circunferencial ( $\sigma_\theta$ ) y vertical ( $\sigma_r$ ). Cabe aclarar que dichos sistemas son equivalentes pero la magnitud de cada esfuerzo en el nuevo sistema difiere respecto al otro. Es importante conocer tales referencias para poder generar un modelo a partir de los datos medidos en los pozos. La principal utilidad de los modelos mecánicos de un pozo radica en encontrar los límites elásticos de las formaciones pudiendo hacer predicciones de fracturamientos.

Los esfuerzos en coordenadas polares se calculan mediante un modelo mecánico del pozo, empleado para conocer la distribución de los esfuerzos en la superficie de sus paredes, mediante las magnitudes y orientaciones de los esfuerzos principales. Se presentan algunos modelos en la sección 3.7.

### 3.4.1. Condiciones para el Fracturamiento

A pesar de que en la sección 3.1.2 se menciona que los esfuerzos a grandes profundidades tienden a ser únicamente compresivos, la perforación de un pozo altera las condiciones mecánicas en la cercanía del mismo, generando esfuerzos tensionales sobre la pared del pozo y un cambio en la presión de poro, que generarán fracturamiento si se rebasan los límites elásticos de la formación. Existen múltiples condiciones para las cuales puede fallar un pozo, dependiendo de las magnitudes relativas de los esfuerzos principales. Por ello, es necesario tomar en cuenta todos los posibles escenarios de jerarquía en las magnitudes de dichos esfuerzos, apoyados en los criterios de Mohr-Coulomb (Ecs. 3.10-3.12).

*Caso 1:* donde  $\sigma_\theta \geq \sigma_z \geq \sigma_r$

En este caso, la condición de fracturamiento está gobernada por la siguiente expresión:

$$p_w \leq p_f + \frac{2(\sigma_h - p_f) - C_0}{1 + \tan^2 \beta} \quad (3.10)$$

*Caso 2:* donde  $\sigma_z \geq \sigma_\theta \geq \sigma_r$

$$p_w \leq p_f + \frac{\sigma_v - p_f - C_0}{\tan^2 \beta} \quad (3.11)$$

*Caso 3:* donde  $\sigma_z \geq \sigma_r \geq \sigma_\theta$

$$p_w \geq p_f + 2(\sigma_h - p_f) - \frac{\sigma_v - p_f - C_0}{\tan^2 \beta} \quad (3.12)$$

En dichas expresiones,  $p_f$  es la presión de la columna de fluido, y el ángulo de fallamiento  $\beta$  representa aquel que existe entre la normal al plano de falla y la dirección del esfuerzo tangencial ( $\sigma_\theta$ ). Por otra parte,  $C_0$  es la resistencia a la compresión uniaxial y depende del material, por lo que es posible conocerla con pruebas triaxiales sobre muestras de roca.

Existen también los casos en que  $\sigma_z$  es el menor esfuerzo principal, sin embargo la ocurrencia natural de dicha condición es prácticamente nula y su estudio es de importancia en los ámbitos académico y de investigación.

Estas ecuaciones asumen un pozo vertical con presión de poro constante (debido a un enjarre totalmente formado en las paredes) así como una

distribución isotr3pica de los esfuerzos. Dichas suposiciones podrían no ser v3alidas, por lo que la soluci3n general para presi3n de poro variable parte del siguiente algoritmo presentado por Fjaer (2008):

1. Partiendo de las magnitudes de los esfuerzos en la formaci3n (mediante pozos an3logos), calcular los esfuerzos en el pozo (Ecs. 3.42a a 3.43c)
2. Calcular los esfuerzos en las paredes del pozo (Ecs. 3.47a a 3.48c)
3. Subdividir el intervalo  $0 < \theta < \pi$  en m3ltiples subintervalos (cuya magnitud depende de la precisi3n deseada)
4. Para cada subintervalo se deber3:
  - Diagonalizar el tensor de esfuerzos en las paredes del pozo para identificar los esfuerzos principales.
  - Encontrar la presi3n cr3tica del pozo usando los esfuerzos principales como criterios de fracturamiento.
5. La menor presi3n de fondo  $p_w$  es el mayor valor de presi3n cr3tica encontrada en la iteraci3n del paso 4.

Por otra parte, hasta este momento solo se han tomado en cuenta fracturas por efecto de cizalla, sin embargo tambi3n pueden ocurrir fracturas por esfuerzos tensionales, efecto tambi3n conocido como *fracturamiento hidr3ulico* y gobernado por la condici3n  $p_{w,max}^{frac} = 2\sigma_h - p_f + T_0$ , donde  $T_0$  es la resistencia tensional del material. Dicho valor es tal que con cualquier magnitud mayor a 3l, ocurrir3 fracturamiento en las paredes del pozo.

### 3.4.2. Ovalizaci3n

Para el caso de YNF, conocer la distribuci3n de los esfuerzos es importante y por ello el fracturamiento inducido por la perforaci3n se vuelve un indicador 3til. El tipo de fracturamiento observado m3s com3n es aquel conocido como *ovalizaci3n* (o *breakout*). La ovalizaci3n de un pozo consiste en la extensi3n de la secci3n de un pozo con una direcci3n preferencial. Existen 4 condiciones para la formaci3n de dicho fen3meno, mostradas en la Tabla 3.2 y las Figuras 3.6, 3.7 y 3.8.

CAPÍTULO 3. GEOMECAÍNICA EN SISTEMAS FRACTURADOS

Caso	Modo de Ruptura
Esfuerzo de Corte (a)	La fractura ocurre en superficies de corte que se intersectan, paralelas al esfuerzo axial
Esfuerzo de Corte (b)	La fractura se forma en fragmentos con forma de toroide
Esfuerzo de Corte (c)	La fractura se forma en superficies múltiples de corte que se intersectan, paralelas a d. radial
Esfuerzo Tensional	Fracturamiento hidráulico, fracturas aisladas paralelas al eje del pozo

Tabla 3.2: Clasificación de modos de ruptura en pozos (Fjaer, 2008)

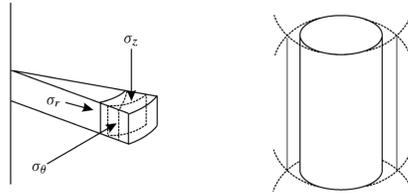


Figura 3.6: Modo de ruptura: Esfuerzo de Corte (a). (Fjaer, 2008).

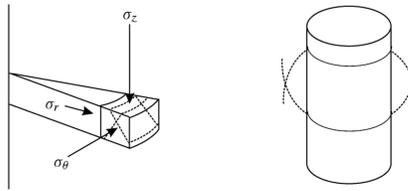


Figura 3.7: Modo de ruptura: Esfuerzo de Corte (b) (*idem*).

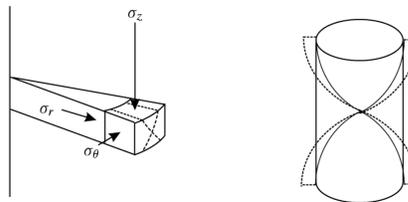


Figura 3.8: Modo de ruptura: Esfuerzo de Corte (c) (*idem*).

Se establecieron parámetros para conocer la formación de fracturas durante la perforación, sin embargo modelar el estado final de dichas fracturas es una tarea mucho más compleja, pues como hace evidente Zoback (2007), la ovalización genera desde su fase inicial la redistribución de los esfuerzos en las paredes del pozo además de alterar la simetría previa en su distribución espacial, situación mostrada con mayor detalle en la Sección 3.7.4.

La mejor manera de observar fracturas se encuentra en el uso de registros de imagen ultrasónicos, donde se observa el área interna del pozo o cilindro de manera extendida, es decir, como una superficie plana. En él, la ovalización de un pozo se observa como bandas oscuras de baja reflectancia en lados completamente opuestos del pozo. Se pueden también realizar cortes de sección del pozo con dicha información que facilitan la identificación de la orientación de la ovalización, así como del ángulo de apertura  $w_{BO}$  de la misma.

## 3.5. Mecánica de Yacimientos

El modelado mecánico de un yacimiento se realiza con los siguientes objetivos: evaluar la compactación de los yacimientos y el posterior efecto de subsidencia en superficie. Dichos efectos pueden ser producidos por efectos de la producción del yacimiento y la consecuente caída de presión, sin embargo, el detonante es en realidad cualquier evento que modifique la distribución y magnitud de los esfuerzos del yacimiento. Se recomienda leer a Wu (2016), Zoback (2007) y Najibi *et al.* (2017) para encontrar los modelos de subsidencia, que no son abordados en el presente trabajo.

### 3.5.1. Efectos de la Producción

Las fracturas no siempre tendrán injerencia sobre la transferencia de flujo hacia un pozo, por lo que es importante hacer tal distinción. Según múltiples autores, las fallas mecánicamente activas son las únicas que pueden conducir volúmenes considerables de fluidos, a pesar de que otros tipos de fractura también lo hacen en menor medida. Mediante el coeficiente de fricción interna (sección 3.6.1.2) se pueden discriminar las fracturas que son hidráulicamente conductoras de aquellas que no lo son, como en las Figuras 3.9a y 3.9b que ilustran tal condición. Esto es de gran utilidad para poder identificar zonas con mayor potencial hidráulico dentro de las formaciones productoras.

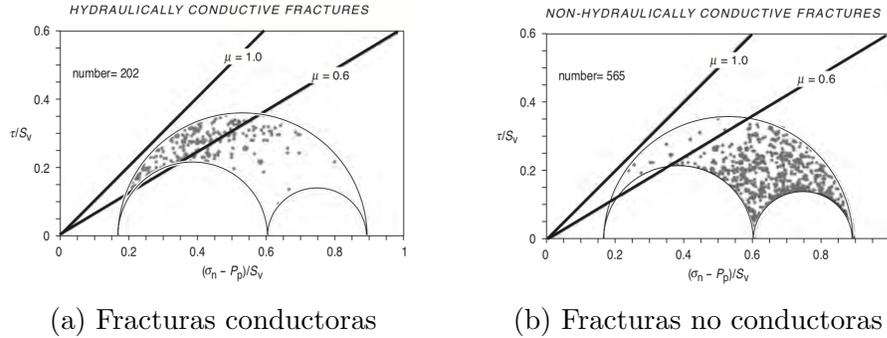


Figura 3.9: Estado de esfuerzos en fracturas de una formación (Zoback, 2007).

### 3.5.2. Depresionamiento del yacimiento

Todos los yacimientos productores alcanzan después de un tiempo la condición en la que para toda su extensión, la presión es menor respecto a la inicial, es decir, aquella presente antes de generar cualquier estímulo. Tal caída de presión por disminución en la masa presente en el espacio poroso genera todo tipo de efectos mecánicos. Por una parte, los efectos más conocidos de la compactación en pozos es la deformación de tuberías de revestimiento, especialmente en formaciones poco rígidas. En casos más extremos y donde el estado de los esfuerzos lo permita, el depresionamiento puede llevar a graves problemas de subsidencia en la superficie. A pesar de ello, el agotamiento tiene también efectos positivos, al favorecer la aplicación de metodologías de fracturamiento hidráulico, además de ser en litologías maleables un mecanismo de empuje altamente efectivo incrementando la recuperación final.

La producción de fluidos genera un abatimiento en la presión de confinamiento, sin embargo el esfuerzo de sobrecarga que actúa sobre él permanece constante. Esta situación altera el relativo equilibrio mecánico de la formación, por lo que se pueden alterar las propiedades petrofísicas de la roca, además de surgir la posibilidad de formación de nuevas zonas fracturadas en diversas regiones (altamente estresadas) del yacimiento. Para estimar el efecto de la producción sobre los esfuerzos, Brown, Bekins *et al.* (citado en Zoback (2007)) presentan una estimación válida para yacimientos (expresión 3.13) cuya extensión lateral sea al menos diez veces el espesor neto del yacimiento, introduciendo el valor  $A$ , que representa una razón de cambio. En dicha ecuación,  $\alpha$  es el coeficiente de Biot y  $\nu$  es el coeficiente de Poisson. Aquí pues, se trata con un modelo de comportamiento plástico y por lo tanto,

no se adecuará a cualquier comportamiento diverso a ello.

$$A = \alpha \frac{(1 - 2\nu)}{(1 - \nu)} = \frac{\Delta S_{Hor}}{\Delta P_P} \quad (3.13)$$

$$\Delta S_{Hor} \sim \frac{2}{3} \Delta P_p \quad (3.14)$$

De dicho análisis, se establece que la variación en los esfuerzos verticales es nula, aún en los casos de caídas de presión de poro aún más drásticas, y la caída observada se asemeja a la expresión 3.14. La ecuación 3.13 debe ser empleada únicamente para estimar variaciones en los esfuerzos locales y no para intentar medir la magnitud de los esfuerzos con la presión de poro y las constantes elásticas. Una caída en la presión puede también generar fallas en regiones de modo de fallamiento normal, empleando un valor específico de  $A$ , cuya evaluación se realiza mediante la expresión 3.15.

$$A^* = 1 - \frac{1}{\left(\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu\right)^2} \quad (3.15)$$

### 3.5.2.1. Efecto sobre la permeabilidad

A partir de diversos análisis triaxiales, van Golf-Racht (1982) presenta un modelo simplificado que representa el comportamiento de la permeabilidad. Se parte asumiendo que la permeabilidad total del sistema es igual a la suma de la permeabilidad relativa a las fracturas más la permeabilidad relativa a la matriz de roca.

$$P_e = \bar{\sigma} - p \quad (3.16)$$

$$\frac{k_f}{k_{fi}} = \left[ \frac{\log P_e - 4.602}{\log P_{ei} - 4.602} \right]^3 \quad (3.17)$$

$$\frac{k_f}{k_{fi}} = \left[ \frac{\phi_f}{\phi_{fi}} \right]^3 \quad (3.18)$$

En ellas el subíndice  $i$  refiere a condiciones iniciales,  $p$  es la presión de poro,  $\bar{\sigma}$  es el esfuerzo de sobrecarga y  $P_e$  es la presión efectiva del sistema (o esfuerzo neto de sobrecarga), calculada mediante la Expresión 3.16. Tal resultado deriva en parte de la relación de Kozeny-Carman que establece que la permeabilidad es aproximadamente igual a la porosidad elevada al cubo

(Expresión 3.18). Aquí se representa la reducción drástica en la permeabilidad de las fracturas a un aumento pequeño de la presión de confinamiento, equivalente al aumento en la presión efectiva [84].

Como ha sido propuesto por varios autores, se observa que la principal afectación a la permeabilidad de un yacimiento con litología altamente maleable se encuentra en la vecindad del pozo, siendo especialmente notoria en la región de comportamiento plástico. Zoback (2007) muestra que experimentalmente se observan cambios más drásticos en la permeabilidad de las muestras con alta porosidad en comparación con aquellas de baja porosidad. En casos extremos, una variación del 10 % en la porosidad del sistema podría disminuir en hasta 70 % la permeabilidad efectiva inicial del mismo.

Basado también en la relación Kozeny-Carman, un modelo modificado por Chan, Hagin *et al.* (ecuación 3.19) incluye el concepto de porosidad de percolación ( $\phi_c$ ), definida como la porosidad límite en la cual los poros existentes no están conectados y por ende no contribuyen al flujo. Este parámetro puede variar entre 0 y 0.05 %.

$$\frac{k}{k_i} = \left( \frac{\phi - \phi_c}{\phi_i - \phi_c} \right)^3 \left( \frac{1 + \phi_c - \phi_i}{1 + \phi_c - \phi} \right)^2 \quad (3.19)$$

Esta última expresión toma en cuenta el tamaño de grano como constante, sin embargo, una causa adicional de la reducción en la permeabilidad podría ser la trituración de los granos de la matriz durante la compactación. Para tomar en cuenta este efecto, Zoback (2007) introduce el término  $\Gamma$  donde  $d$  es el tamaño promedio de grano:

$$\Gamma = \frac{1 - d/d_i}{1 - \phi/\phi_i} \quad (3.20)$$

$$\frac{k}{k_i} = \left( \frac{\phi - \phi_c}{\phi_i - \phi_c} \right)^3 \left( \frac{1 + \phi_c - \phi_i}{1 + \phi_c - \phi} \right)^2 \left[ 1 - \Gamma \left( 1 - \frac{\phi}{\phi_i} \right) \right] \quad (3.21)$$

### 3.6. Medición de Esfuerzos

Los principios básicos en la medición de esfuerzos son:

1. Se asume que  $S_v$  es el esfuerzo de mayor magnitud y se conoce mediante el calculo del esfuerzo de sobrecarga (con información de los registros de densidad).

2. Se determina la orientación de los esfuerzos principales con visualizaciones del pozo, información sísmica y otros indicadores geológicos.
3. Se obtiene el esfuerzo horizontal de menor magnitud ( $S_{hmin}$ ) mediante pruebas *minifrac* y pruebas de goteo o admisión.
4. La presión de poro se mide directamente en el fondo del pozo o se estima de registros geofísicos e información sísmica.

### 3.6.1. Representaciones Esquemáticas

Para poder medir el estado de los esfuerzos es necesario conocer previamente las representaciones más empleadas del mismo para así seleccionar aquella que sea más adecuada hacia la finalidad de visualizar la información. En general, se parte de la suposición de un plano de falla que puede existir o no, la parte importante es que sobre esa superficie actúan infinidad de esfuerzos que serán simplificados mediante los esfuerzos principales previamente descritos.

#### 3.6.1.1. Ventana Operativa

Partiendo del análisis dimensional de un esfuerzo, se establece que tiene unidades equivalentes a aquellas de presión, por lo que pueden ser representados en un diagrama conocido como ventana operativa en el cual se obtienen diversos valores a cada profundidad.

En la Figura 3.10 se observan dos ejemplos para un plano en régimen de fallamiento normal, con la Figura 3.10a un sistema con presión normal y la Figura 3.10b un sistema sobrepresionado, notorio en los valores de presión de poro (línea punteada). En la mayoría de los casos, se observan regimenes similares a estos, siendo menos común encontrar el régimen inverso (donde  $S_v$  sea menor a los esfuerzos horizontales).

#### 3.6.1.2. Diagrama de Mohr

El diagrama de Mohr es más que una representación de los esfuerzos, pues este también permite calcular el esfuerzo normal y de cizalla que actúa en fallas tridimensionales. Se parte también de la suposición de un plano de falla, que puede ser una superficie estresada. En ella, se pueden evaluar los esfuerzos de cizalla y normal en términos de los esfuerzos principales aplicados ( $\sigma_3$  y

### CAPÍTULO 3. GEOMECAÍNICA EN SISTEMAS FRACTURADOS

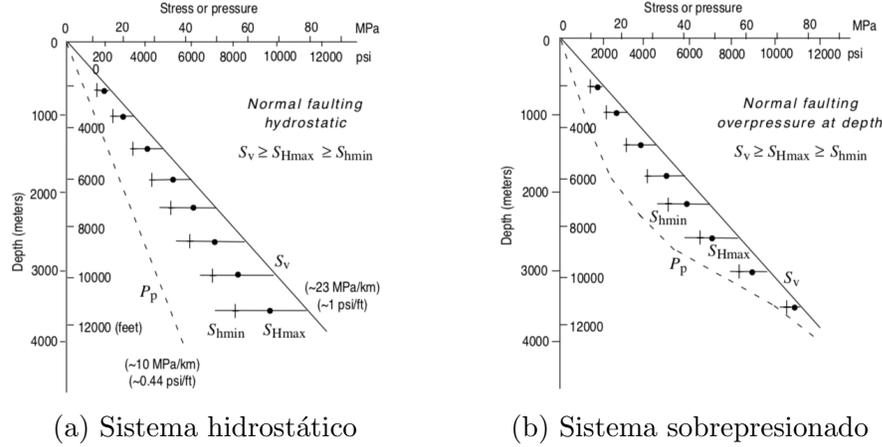


Figura 3.10: Representación en ventana operativa de un régimen de fallaamiento normal (Zoback, 2007).

$\sigma_1$ ) como mostrado en las ecuaciones 3.22 y 3.23 para las que  $\beta$  es el ángulo entre la normal del plano de falla y  $\sigma_1$ .

$$\tau_f = 0.5 (\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2\beta \quad (3.22)$$

$$\sigma_n = 0.5 (\sigma_1 + \sigma_3) \sin 2\beta + 0.5 (\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\beta \quad (3.23)$$

Al realizar diversos estudios triaxiales sobre una muestra de roca, se generan las envolventes empíricas de Mohr-Coulomb, las cuales describen el fallamiento de la roca a diferentes presiones de confinamiento [92]. Dicha envolvente tiene una pendiente que aumenta conforme la presión de confinamiento disminuye, como mostrado en la Figura 3.11a. Los círculos que se encuentran por debajo de dicha envolvente son estados permisibles de esfuerzos, en los cuales no existirá fallamiento. Por otra parte, aquellos que tocan a la envolvente se encuentran precisamente en un estado de fallamiento bajo ese régimen. Finalmente, las circunferencias que sobrepasen la envolvente representan regímenes bajo los cuales existe fracturamiento previo.

Para muchos casos, es posible simplificar la envolvente de Mohr-Coulomb generando una curva lineal de la resistencia (Figura 3.11b), definida por dos parámetros:  $\mu_i$  que es la pendiente de dicha línea de fallamiento definida como el coeficiente de fricción interna, y  $C_0$  que es la resistencia a la compresión sin confinamiento. Una manera sencilla de representar dicha curva es con su intersección en  $\sigma_3 = 0$  que es igual a  $S_0$  o cohesión, como mostrado en la

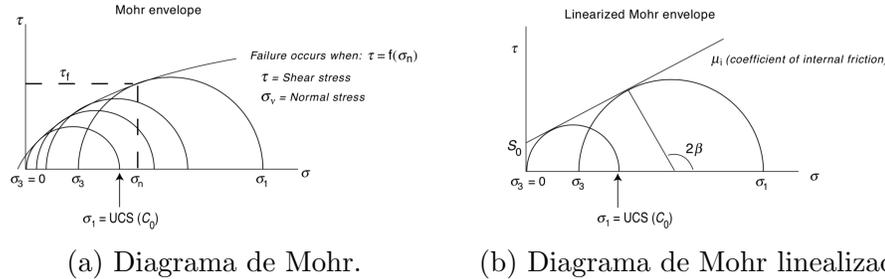


Figura 3.11: Representación Esquemática de resistencia a diversos esfuerzos (Zoback, 2007).

ecuación 3.24. De igual manera, la cohesión puede ser empleada para conocer la resistencia a la compresión y viceversa con la ecuación 3.25, siendo esta última fácilmente medible mediante la ecuación 4.5.

$$\tau = S_0 + \sigma_n \mu_i \quad (3.24)$$

$$C_0 = 2S_0 \left[ (\mu_i^2 + 1)^{1/2} + \mu_i \right] \quad (3.25)$$

### 3.6.1.3. Otras Representaciones

Como mencionado previamente, para caracterizar correctamente el estado de los esfuerzos en el subsuelo es necesario contar con las magnitudes en cada dirección así como una orientación relativa a un esfuerzo horizontal. A pesar de los avances en la medición remota, la única manera de conocer tales características es mediante la medición directa en las paredes y núcleos del pozo.

Se pueden interpretar también las orientaciones de un sistema de fallas mediante la representación conocida como de "renacuajo" (derivado del término en inglés, *tadpole plot*), mostrada más a detalle en el capítulo 4.

A pesar de no ser tan empleada en la industria petrolera, la representación conocida como "pelota de playa" es otra manera de representar un sistema de esfuerzos. Dicho esquema se basa en energía mecánica liberada a través de un sismo, el cual es detectado en diversos puntos de la superficie. El esquema 3.12a muestra una representación de el plano de falla y un plano perpendicular, así como la amplitud de las ondas generadas a partir del evento, estando ordenada la polaridad de la energía de ondas P (compresional o dilatante) según dichos cuadrantes. Teóricamente, es posible determinar la orientación

de dichas fallas mediante el análisis de los primeros arribos, y posteriormente, representar la falla mediante la proyección *stereonet* inferior, como mostrado en la Figura 3.12b, que muestra un caso de fallamiento normal, con los cuadrantes compresionales en tonalidad oscura. La interpretación de mecanismos focales es útil para determinar tanto el tipo de fallamiento como las direcciones aproximadas de los esfuerzos principales.

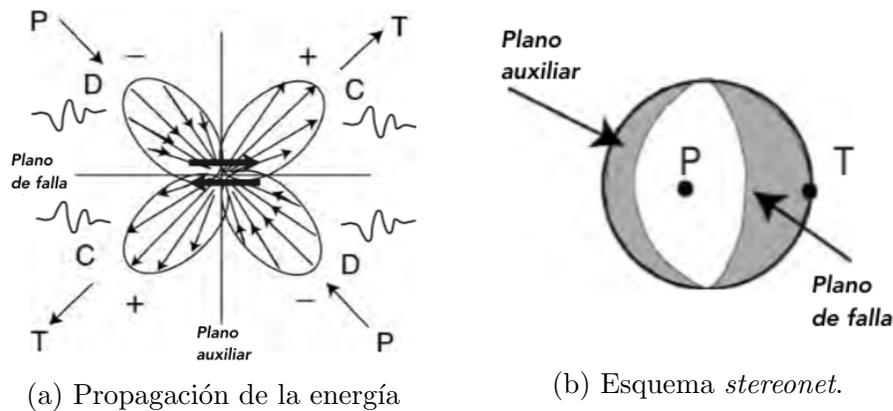


Figura 3.12: Representación de información sísmica derivada de la incidencia. (Zoback, 2007).

### 3.6.2. Medición de la Orientación de los Esfuerzos

Conocer la orientación de los esfuerzos respecto a la estructura de interés, resulta de igual o mayor relevancia que la magnitud absoluta de los esfuerzos, debido a que buena parte de los problemas de estabilidad en pozos, así como de deformación en tuberías de revestimiento, se podrían minimizar o eliminar mediante el diseño de trayectorias que tomen en cuenta tal distribución.

Es importante reconocer que en todos los casos, la principal fuente de información en un yacimiento son sus pozos, sin embargo su existencia desde las primeras fases de la perforación, altera en gran medida la distribución de los esfuerzos en la vecindad de cada uno, por lo que las mediciones directas de presión de poro (y su eventual correlación) no son la manera correcta de medir los esfuerzos. No obstante, algunas técnicas como el fracturamiento hidráulico sí aportan información valiosa sobre la distribución y magnitud de los esfuerzos locales, al poder interactuar con regiones más alejadas.

### 3.6.2.1. Ovalización Originada por Esfuerzos

La manera más sencilla de identificar la orientación de los esfuerzos en un pozo es mediante la identificación de la dirección de ovalización durante la perforación del pozo. Es importante tomar en cuenta que no todas las ovalizaciones son producto de un cambio en el régimen de esfuerzos, pues también pueden tener origen en el “lavado” de material deleznable o el asentamiento de herramienta y tubería que pudo haber dañado las paredes del pozo [92].

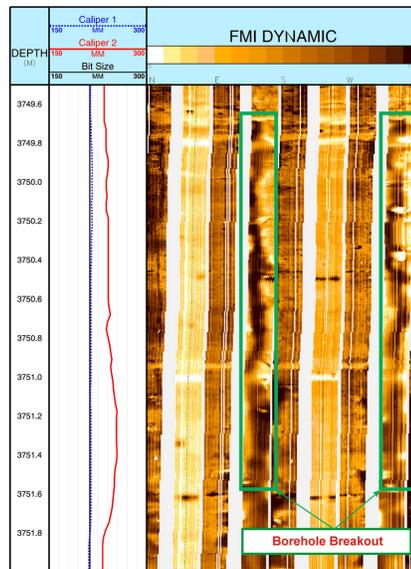


Figura 3.13: Ovalización de pozo en registro de imágenes y *caliper*. Extraído de Rajabi *et al.* (2010).

Los registros de imagen son la mejor fuente de información para identificar ovalización en un pozo así como su azimuth e inclusive su apertura. En estos registros se observa una proyección plana del cilindro del pozo cuyas principales componentes son la profundidad y el azimuth. Como se observa en la Figura 3.13, para una herramienta ultrasónica, se identifica al efecto de ovalización como bandas oscuras, esto debido a su baja reflectancia, en lados opuestos del pozo (con  $180^\circ$  de distancia entre ellas). Por otra parte, en herramientas microeléctricas, se observa como zonas desenfoadas en lados opuestos, esto debido al mal contacto entre las almohadillas del arreglo de electrodos y las paredes del pozo. La información también se puede presentar como secciones a una profundidad que hacen más sencilla la tarea de

### CAPÍTULO 3. GEOMECÁNICA EN SISTEMAS FRACTURADOS

identificar el azimut y la apertura ( $w_{BO}$ ) de éstas.

Además de ello, las herramientas con *caliper* arrojan información útil para identificar deformaciones en el diámetro perforado. La Figura 3.6.2.1 muestra algunas diferencias en la respuesta del *caliper* a cada efecto de ovalización en el pozo. El *caliper* es un registro del diámetro del agujero contra profundidad. Un diagrama típico de *caliper* tiene una curva por cada eje o carril de la herramienta que cubre el diámetro completo del pozo.

En el primer esquema se muestra la respuesta de un agujero descubierto normal, en el cual pueden existir pequeñas variaciones debido a la heterogeneidad de cualquier formación rocosa, además de la relativa imprecisión de las herramientas de perforación, con variaciones milimétricas. En la segunda imagen se observa la respuesta en un pozo con fracturamiento originado por esfuerzos, con una de las curvas que presenta una respuesta normal y la otra con un alargamiento de diámetro anormal. El tercer diagrama muestra un efecto de variación del diámetro debido al lavado del material en las paredes del pozo, que puede ser formado por la existencia de enjarre en las paredes con gran espesor o por las características de la litología presente a esa profundidad así como a pobre consolidación de un material. En el último diagrama, se identifica otra causa de alargamiento del diámetro del agujero, ahora siendo el asentamiento de la herramienta sobre una de las paredes del pozo, que provoca erosión del material de la pared en una sección de la misma. Es importante hacer notar que si bien la medición del *caliper* permite identificar secciones con ovalización causada por esfuerzos, para poder interpretar correctamente tal información es necesario también contar con el azimut de la herramienta durante la adquisición para evitar

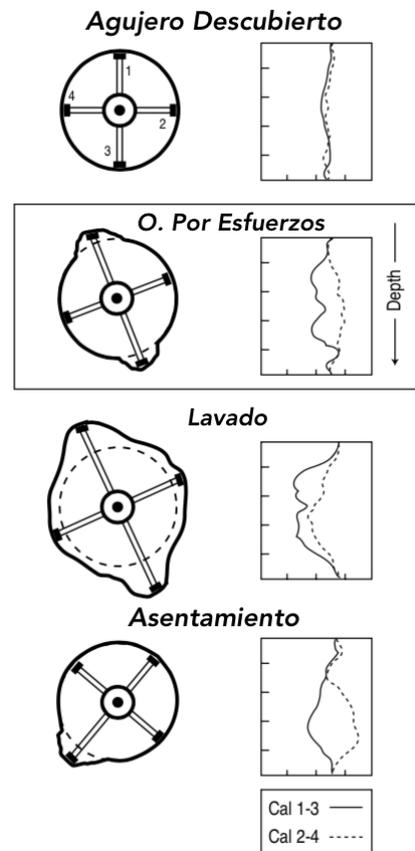


Figura 3.14: Respuesta de *caliper* (Modificada de Zoback (2007)).

malinterpretaciones, así como la desviación del pozo a esa profundidad.

Sea cualquiera de estas fuentes de información, la identificación de fracturas compresivas inducidas por la perforación da un indicio importante sobre la orientación de los esfuerzos, apoyado por la teoría plástica de un pozo, vista en este mismo capítulo. Según esta, las fracturas se pueden formar en regiones donde los esfuerzos sean mayores a la resistencia compresiva de la roca. Por otra parte, se puede generar simultáneamente fracturamiento por esfuerzos tensionales, el cual suele orientarse en dirección perpendicular a la dirección del esfuerzo horizontal mayor,  $S_{Hmax}$ . Es evidente que cualquier cambio en el azimut de la fractura de ovalización representaría también un cambio en la orientación de los esfuerzos.

### 3.6.2.2. Orientación de Fracturas Hidráulicas

La orientación observada en un proceso de fracturamiento hidráulico también arroja información importante sobre la orientación previa de los esfuerzos. Adicionalmente, las pruebas de goteo, y *mini-frac* entre otras, son fuentes confiables para obtener la magnitud de  $S_3$  que en estado de fallamiento normal o lateral, equivale a  $S_{hmin}$  y en fallamiento inverso a  $S_v$ .

Por otra parte, la presencia de fracturas tensionales (o diaclasas) en pozos verticales asociadas a efectos del regimen de esfuerzos implica que  $S_{hmin}$  es el menor esfuerzo principal y que existen grandes diferencias en la magnitud de los esfuerzos efectivos horizontales principales.

### 3.6.2.3. Anisotropía en la Velocidad de Ondas de Corte

Durante el análisis de propagación de ondas de cuerpo, existe también otra metodología empleada para identificar la orientación de los esfuerzos locales, mediante el análisis de anisotropía en ondas S. El análisis de anisotropía se basa en identificar la polarización de ondas de corte en componentes de alta y baja velocidad en un medio anisotrópico.

derivado de dichos estudios [92], se sabe que las ondas propagadas verticalmente se polarizan con un rayo de alta velocidad orientada de forma paralela a las diaclasas abiertas, o perpendicular a fracturas macroscópicas cerradas al flujo. De igual manera, para dicho caso, la dirección de alta velocidad es paralela a  $S_{Hmax}$ . Estas respuestas son efecto de la diferencia entre los tres esfuerzos principales. Por otra parte, se observan efectos de anisotropía estructural, en que se observa una polarización de alta velocidad paralela

al rumbo de la fábrica. Para poder conocer tales respuestas, se emplean los registros sónicos de dipolo cruzado (*cross dipole*) en pozos verticales.

### 3.6.3. Medición de la Magnitud de los Esfuerzos

Se ha intentado medir de manera directa la magnitud de los esfuerzos locales en un yacimiento, sin embargo, los experimentos realizados han probado que la manera más eficiente de realizarlo en grandes pruebas es mediante pruebas de goteo y otros tipo de prueba para evaluar las condiciones para fracturamiento hidráulico.

#### 3.6.3.1. Esfuerzo de Sobrecarga

Como descrito por Zoback (2007), se puede definir al esfuerzo principal vertical como la integral de la densidad de cada roca, desde la superficie hasta la profundidad de interés, como se muestra en las expresiones 3.26 y 3.27 (que es el caso para yacimientos costa afuera). Esto es importante debido a que la densidad se puede obtener mediante registros convencionales en las paredes.

$$S_v = \int_0^z \rho(z)gz dz \approx \bar{\rho}gz \approx \sum_{i=1}^n \rho_i g \Delta z \quad (3.26)$$

$$S_v = \rho_w g z_w + \int_{z_w}^z \rho(z)gz dz \approx \rho_w g z_w + \bar{\rho}g(z - z_w) \quad (3.27)$$

En las expresiones,  $\rho(z)$  es la densidad en función de la profundidad, obtenida de los registros,  $g$  es la aceleración gravitacional,  $\bar{\rho}$  es un gradiente de sobrecarga,  $\rho_w$  es la densidad del agua y  $z_w$  la columna de agua.

Por otra parte, algunos autores sostienen que no se deben emplear de manera directa las mediciones de densidad de los registros dado que estos son afectados por múltiples efectos de sobrepresión, compresibilidad del gas, variaciones del diámetro del agujero, filtrado profundo de lodos entre muchos otros factores. Se propone entonces que se debe emplear únicamente la densidad de la roca debido al efecto de compactación normal de los sedimentos. Se entiende por compactación normal al proceso de expulsión de fluidos de la roca, en la que la porosidad disminuye y la densidad de la roca aumenta con la profundidad [87]. Ello se puede realizar identificado la tendencia normal del gradiente de densidad (de los registros) a profundidades someras, y realizando una extrapolación hasta la profundidad desarrollada del pozo, mediante

la expresión 3.28, donde  $S_v$  está en *pascal*,  $\rho_o$  es la densidad de la roca superficial o fondo marino ( $1.96 < \rho_o < 2.1 \frac{g}{cm^3}$ ),  $g$  es la constante de aceleración gravitatoria ( $9.81 \frac{m}{s^2}$ ),  $m$  es una constante de compactación ( $0.3 < m < 0.6$ ),  $k$  es un parámetro de declinación (igual a 0.01) y  $Z$  es la profundidad a partir de la superficie (m).

$$S_v = \sum_{i=1}^n 1000 (\rho_o + kZ_i^m) \cdot g \cdot (Z_i - Z_{i-1}) \quad (3.28)$$

### 3.6.3.2. Fracturamiento Hidráulico y Pruebas de Admisión

Es posible emplear pruebas *micro-frac*, *mini-frac*, pruebas de admisión o goteo y pruebas de goteo extendidas.

Las pruebas *micro-frac* son aquellas pruebas de fracturamiento hidráulico realizadas en pequeña escala con el único objetivo de medir los esfuerzos a una profundidad en específico, mediante perforaciones en la tubería de revestimiento. Por otra parte, las pruebas *mini-frac* es otra técnica rápida realizada antes de una operación de fracturamiento hidráulico con el objetivo de estimular el flujo en una formación de baja permeabilidad. Finalmente, una prueba de goteo consiste en presurizar hasta el punto de fractura una sección abierta del pozo, perforada después de la última cementación de tubería de revestimiento.

Las fracturas hidráulicas siempre se propagan en la dirección del menor esfuerzo principal ( $S_3$ ). En la mayoría de los casos (modos normal y lateral),  $S_3$  es un esfuerzo horizontal, por lo que la propagación se dará en un plano vertical perpendicular a  $S_{hmin}$  y paralelo a  $S_{Hmax}$  (en pozos verticales). Es necesario también saber qué se podrían generar también fracturas tensionales, debido a la tensión circunferencial generada en las paredes del pozo.

Durante la prueba, se bombea fluido dentro del pozo a gasto constante hasta que el volumen se satura y comienza a presurizarse. Después de un tiempo en que aumenta la presión de manera lineal, se espera un cambio en dicho comportamiento en el que se presume ha sido creada la primer fractura hidráulica (conocido como punto de admisión, *leak-off*, o LOP).

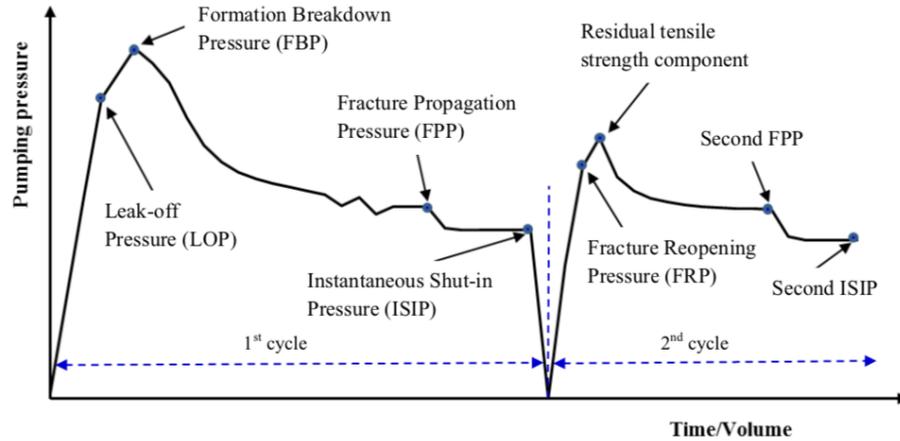


Figura 3.15: Prueba de goteo extendida o XLOP (Zhang *et al.*, 2017).

En la Figura 3.14 se muestra una prueba de goteo extendida, que se basa en dos o más ciclos de presurización. En ella se ubican los puntos más importantes sobre comportamiento mecánico de la formación. Las condiciones recomendables para una buena medición son gastos relativamente bajos (*e.g.* 1bbl/min) de un fluido de baja viscosidad como el agua, y monitoreo constante de la presión.

En los resultados, un punto LOP bien definido es equivalente al menor esfuerzo principal a dicha profundidad. Es necesario tomar en cuenta el efecto de la columna de fluido dentro del pozo en la medición de la presión. En ausencia de resistencia al flujo en las inmediaciones del pozo, se considera que el punto FPP (presión de propagación de fracturas) es un valor muy cercano al menor esfuerzo principal, por lo que en dichas condiciones, los puntos FPP y LOP son similares, sin embargo con fluidos de alta viscosidad FPP podría ser mayor debido a pérdidas por fricción. En dicho caso, FCP (presión de cierre de fracturas) es una mejor aproximación a  $S_{hmin}$ , empleando los gráficos especializados descritos por Zoback (2007). En muchos casos ideales, el punto ISIP (presión instantánea de cierre) también es equivalente al menor esfuerzo principal. Los puntos FPP e ISIP son las mejores estimaciones a  $S_{hmin}$  en casos en que existan fracturas hidráulicas previas. Es importante mencionar que la magnitud del menor esfuerzo principal es muy cercana al valor del esfuerzo vertical. Esto vuelve aún más difícil la estimación de los valores. Además de ello, es claro que en pruebas exitosas, las mediciones deben ser repetibles, por lo que en pozos cercanos se deberían observar los mismos

valores a una profundidad dada.

Una vez identificado  $S_{hmin}$ , es posible estimar el valor de  $S_{Hmax}$ . La expresión 3.29 se basa en técnicas empleadas en pozos relativamente poco profundos (hasta 2 km) en condiciones de temperatura baja y en formaciones bien consolidadas.

$$S_{Hmax} = 3S_{hmin} - P_b(T = 0) - P_p \quad (3.29)$$

En la expresión  $P_b$  es la presión de ruptura, que indica la presión después de que se crean las primeras fracturas en las paredes del pozo y se aproxima al valor de FBP. Cabe aclarar que el valor obtenido por esta metodología es una aproximación, por lo que se recomienda su medición mediante técnicas diversas al fracturamiento hidráulico, como.

Por otra parte, la técnica propuesta por Zhang *et al.* (2017) presenta una manera de disminuir la incertidumbre de dichas mediciones, generando un modelo neuronal bidimensional del sistema matriz-fractura empleado para analizar la deformación de la formación, la conductividad de las fracturas y su correlación con los esfuerzos principales.

### 3.6.3.3. Mediciones en Núcleos

Como fue expuesto por Pestman *et al.* (1998), es posible identificar la magnitud de los esfuerzos principales mediante un experimento basado teóricamente en el principio de identificación de memoria de esfuerzos mediante una emisión acústica, en el que se estudian de manera repetitiva diferentes escenarios de daño superficial creado por combinaciones de esfuerzos hasta encontrar los valores indicados.

### 3.6.3.4. Determinación de $S_{Hmax}$

Basándose en el estudio del efecto de los esfuerzos observado mediante ovalización de un pozo, Barton *et al.* (1988) presentaron un método para determinar el esfuerzo horizontal principal cuando se conoce la resistencia compresiva de la roca, empleando las mediciones de apertura de fractura en las porciones de ovalización ( $w_{bo}$ ), generadas mediante registros de imágenes (descritos a mayor detalle en el Capítulo 4).

$$S_{Hmax} = \frac{(C_0 + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta T}) - S_{hmin} (1 + 2 \cos 2\theta_b)}{1 - 2 \cos 2\theta_b} \quad (3.30)$$

$$2\theta_b \equiv \pi - w_{bo} \quad (3.31)$$

## 3.7. Modelado

### 3.7.1. Ecuaciones de Kirsch (1898)

El estudio de la distribución de esfuerzos en cualquier tipo de agujero cilíndrico comienza con el modelo de Kirsch, basado en una distribución sobre una placa infinita con tensión uniaxial. En este modelo, la creación de un canal cilíndrico hace que la dirección de los esfuerzos cambie su trayectoria de manera que sean únicamente paralelas o perpendiculares a las paredes del pozo, debido a que es una superficie libre que no soporta el efecto de cizalla, como ilustrado en la Figura 3.15.

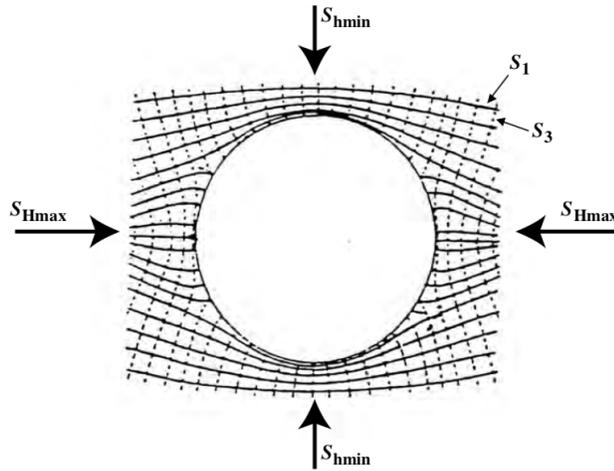


Figura 3.16: Principales direcciones de los esfuerzos en un pozo basado en las ecuaciones de Kirsch (Zoback, 2007).

En la Figura se observa que cuando las trayectorias de  $S_{Hmax}$  convergen, los esfuerzos son más compresivos (en el azimut de  $S_{hmin}$  para pozos verticales) y cuando las trayectorias divergen, los esfuerzos son menos compresivos (en el azimut de  $S_{Hmax}$ ). Matemáticamente, la distribución de los esfuerzos efectivos para un pozo vertical de radio  $R$  en coordenadas cilíndricas es:

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} = & \frac{1}{2} (S_{Hmax} + S_{hmin} - 2P_0) \left( 1 - \frac{R^2}{r^2} \right) + \frac{1}{2} (S_{Hmax} - S_{hmin}) \\ & \times \left( 1 - \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4} \right) \cos 2\theta + \frac{P_0 R^2}{r^2} \end{aligned} \quad (3.32)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{1}{2} (S_{Hmax} + S_{hmin} - 2P_0) \left( 1 + \frac{R^2}{r^2} \right) - \frac{1}{2} (S_{Hmax} - S_{hmin}) \times \left( 1 + \frac{3R^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \frac{P_0 R^2}{r^2} - \sigma^{\Delta T} \quad (3.33)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{1}{2} (S_{Hmax} - S_{hmin}) \left( 1 + \frac{2R^2}{r^2} - \frac{3R^4}{r^4} \right) \sin 2\theta \quad (3.34)$$

En éstas,  $\theta$  es el ángulo desde el azimut de  $S_{Hmax}$  y  $\Delta P$  es la diferencia entre la densidad del lodo en el pozo y la presión de poro  $P_0$ .

### 3.7.2. Modelo Radial de Esfuerzos

Para este modelo simplificado se parte de la suposición de que el comportamiento mecánico de un pozo es equivalente a aquel de un cilindro vacío como el mostrado en la Figura 3.16, sobre el cual actúan tres esfuerzos principales: un esfuerzo axial ( $\sigma_v$ ) así como una presión interna ( $p_w$ ) y un esfuerzo externo radial ( $\sigma_{ro}$  o  $\sigma_h$  para pozos verticales).

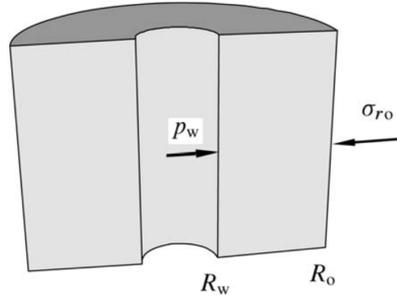


Figura 3.17: Modelo del cilindro vacío (Fjaer, 2008)

Se considera que el pozo se encuentra sometido a esfuerzos previo a la perforación del mismo, así como que produce fluidos a gasto constante (y por ende, a presión variable). De igual manera, este modelo considera un comportamiento dinámico de yacimiento infinito, representado en las Expresiones 3.35, 3.36 y 3.37 por los términos  $R_e$  y  $P_{fo}$ .

$$\sigma_r = \sigma_h - (\sigma_h - p_w) \left( \frac{R_w}{r} \right)^2 + (p_{fo} - p_w) \eta \left[ \left( \frac{R_w}{r} \right)^2 - \frac{\ln \left( \frac{R_e}{r} \right)}{\ln \left( \frac{R_e}{R_w} \right)} \right] \quad (3.35)$$

$$\sigma_{\theta} = \sigma_h + (\sigma_h - p_w) \left( \frac{R_w}{r} \right)^2 - (p_{fo} - p_w) \eta \left[ \left( \frac{R_w}{r} \right)^2 + \frac{\ln \left( \frac{R_e}{r} \right)}{\ln \left( \frac{R_e}{R_w} \right)} \right] \quad (3.36)$$

$$\sigma_z = \sigma_v - (p_{fo} - p_w) \eta \frac{2 \ln \left( \frac{R_e}{r} \right) - \nu_{fr}}{\ln \left( \frac{R_e}{R_w} \right)} \quad (3.37)$$

En dichas expresiones se introduce el coeficiente de esfuerzo poroelástico ( $\eta$ ), definido como:

$$\eta = \frac{1 - 2\nu_{fr}}{2(1 - \nu_{fr})} \alpha \quad (3.38)$$

Donde  $\alpha$  es la constante poroelástica de esfuerzo efectivo de Biot y  $\nu_{fr}$  es el coeficiente de Poisson drenado [33].

### 3.7.3. Solución General

Presentada por Hiramatsu y Oka (1968), la solución para el modelo elástico de un pozo incorpora la desviación del mismo respecto al sistema cartesiano (Figura 3.17) y donde los esfuerzos horizontales son anisotrópicos. Debido al cambio de sistema de referencia, es necesario realizar una transformación, mostrada en las expresiones 3.39, 3.40 y 3.41.

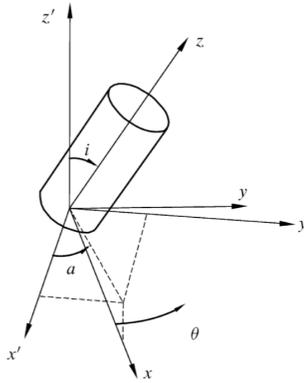


Figura 3.18: Geometría de la transformación (*idem*).

$$l_{xx'} = \cos a \cos i \quad l_{xy'} = \sin a \cos i \quad l_{xz'} = -\sin i \quad (3.39)$$

$$l_{yx'} = -\sin a \quad l_{yy'} = \cos a \quad l_{yz'} = 0 \quad (3.40)$$

$$l_{zx'} = \cos a \sin i \quad l_{zy'} = \sin a \sin i \quad l_{zz'} = \cos i \quad (3.41)$$

$$\sigma_x^o = l_{xx'}^2 \sigma_H + l_{xy'}^2 \sigma_h + l_{xz'}^2 \sigma_v \quad (3.42a)$$

$$\sigma_y^o = l_{yx'}^2 \sigma_H + l_{yy'}^2 \sigma_h + l_{yz'}^2 \sigma_v \quad (3.42b)$$

$$\sigma_z^o = l_{zx'}^2 \sigma_H + l_{zy'}^2 \sigma_h + l_{zz'}^2 \sigma_v \quad (3.42c)$$

$$\tau_{xy}^o = l_{xx'} l_{yx'} \sigma_H + l_{xy'} l_{yy'} \sigma_h + l_{xz'} l_{yz'} \sigma_v \quad (3.43a)$$

$$\tau_{yz}^o = l_{yx'} l_{zx'} \sigma_H + l_{yy'} l_{zy'} \sigma_h + l_{yz'} l_{zz'} \sigma_v \quad (3.43b)$$

$$\tau_{zx}^o = l_{zx'} l_{xx'} \sigma_H + l_{zy'} l_{xy'} \sigma_h + l_{zz'} l_{xz'} \sigma_v \quad (3.43c)$$

Las ecuaciones anteriores se expresan en coordenadas cartesianas y el superíndice  $o$  se refiere a la la formación sin alterar.

Incorporando la estructura del pozo, el modelo matemático que simula el comportamiento elástico de éste se representa mediante las ecuaciones 3.44, 3.45 y 3.46.

$$\begin{aligned} \sigma_r = & \frac{\sigma_x^o + \sigma_y^o}{2} \left( 1 - \frac{R_w^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_x^o - \sigma_y^o}{2} \left( 1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} - 4 \frac{R_w^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \\ & + \tau_{xy}^o \left( 1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} - 4 \frac{R_w^2}{r^2} \right) \sin 2\theta + p_w \frac{R_w^2}{r^2} \end{aligned} \quad (3.44)$$

$$\begin{aligned} \sigma_\theta = & \frac{\sigma_x^o + \sigma_y^o}{2} \left( 1 + \frac{R_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_x^o - \sigma_y^o}{2} \left( 1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} \right) \cos 2\theta \\ & - \tau_{xy}^o \left( 1 + 3 \frac{R_w^4}{r^4} \right) \sin 2\theta - p_w \frac{R_w^2}{r^2} \end{aligned} \quad (3.45)$$

$$\sigma_z = \sigma_z^o - \nu_{fr} \left[ 2 (\sigma_x^o - \sigma_y^o) \frac{R_w^2}{r^2} \cos 2\theta + 4 \tau_{xy}^o \frac{R_w^2}{r^2} \sin 2\theta \right] \quad (3.46)$$

Este modelo depende del ángulo  $\theta$ , por lo cual se asume que los esfuerzos varían según la azimutal del pozo. Dicho modelo también varía según el

### CAPÍTULO 3. GEOMECAÍNICA EN SISTEMAS FRACTURADOS

---

radio de investigación, por lo que para la evaluación en la pared del pozo se emplean las expresiones 3.47a - 3.48c.

$$\sigma_r = p_w \quad (3.47a)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_x^o + \sigma_y^o - 2(\sigma_x^o - \sigma_y^o) \cos 2\theta - 4\tau_{xy}^o \sin 2\theta - p_w \quad (3.47b)$$

$$\sigma_z = \sigma_z^o - \nu_{fr} [2(\sigma_x^o - \sigma_y^o) \cos 2\theta + 4\tau_{xy}^o \sin 2\theta] \quad (3.47c)$$

$$\tau_{r\theta} = 0 \quad (3.48a)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz}^o \sin \theta + \tau_{yz}^o \cos \theta) \quad (3.48b)$$

$$\tau_{rz} = 0 \quad (3.48c)$$

#### 3.7.4. Modelado de Ovalización en Pozos

Una vez demostrado mediante alguno de los parámetros que indican la presencia de fracturamiento inducido por perforación (Ecuaciones 3.10 - 3.12), se deberá modelar la extensión de las mismas mediante diversos criterios que emulan el resultado final en la redistribución de esfuerzos en las paredes del pozo.

La mayoría de dichos criterios realizan múltiples simplificaciones para generar un modelo de plasticidad fácil de emplear. En él, se asume que la roca se comporta de acuerdo a un modelo lineal (ideal) elástico. El fracturamiento se asocia con la transición entre un comportamiento elástico y uno plástico. Tal transición no debe asociarse con la generación de planos de fractura, pues así se garantiza la conservación del estado de los esfuerzos después del fracturamiento. Dichos modelos entonces, no modelan fracturamiento como tal, si no el volumen en el cuál existe un comportamiento mecánico diverso de aquel de la formación virgen. Esto asegura estabilidad (comportamiento elástico) en radios mayores al descrito.



$$\sigma_r = \sigma_h + \frac{1}{2}C_0 \left( \frac{R_p}{r} \right)^2 \quad (3.52)$$

Finalmente, se define el radio de la zona plástica como:

$$R_p = R_w * e^{\frac{\sigma_h - p_w}{C_0} - 0.5} \quad (3.53)$$

En esta expresión, se busca el radio de la región plástica ( $R_p$ ) que es en otras palabras, el radio máximo de la región más inestable y por ende, propensa al fracturamiento. Esta solución sin embargo, arroja datos con alto error en materiales bajo condiciones de alta fricción interna por lo que no se recomienda su uso en dichos casos.

### 3.7.4.2. Criterio de Mohr-Coulomb

El criterio de Mohr-Coulomb modela el fracturamiento de un sólido basado en la teoría de los círculos de Mohr (1882), utilizados para representar gráficamente un tensor lineal. Tal criterio se aplica de manera independiente a las regiones plástica y elástica.

Para la región plástica:

$$\sigma_r = \left( p_w + \frac{C'_0}{k' - 1} \right) \left( \frac{r}{R_w} \right)^{k'-1} - \frac{C'_0}{k' - 1} \quad (3.54)$$

$$\sigma_\theta = C'_0 + k' \sigma_r = k' \left( p_w + \frac{C'_0}{k' - 1} \right) \left( \frac{r}{R_w} \right)^{k'-1} - \frac{C'_0}{k' - 1} \quad (3.55)$$

Para la región elástica:

$$\sigma_r = \sigma_h + C'_2 \frac{1}{r^2} \quad (3.56)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_h - C'_2 \frac{1}{r^2} \quad (3.57)$$

$$C'_2 = R_p^2 (\sigma_h - \sigma_r (R_p)) \quad (3.58)$$

Y para discriminar ambos modelos, se establece que  $R_p$  es:

$$\frac{R_p}{R_w} = \left[ \frac{2(\sigma_h + A)}{(p_w + A)(k + 1)} \right]^{\frac{1}{k'-1}} \quad (3.59)$$

$$A = \frac{C_0}{(k - 1)} \quad (3.60)$$

$$k = \tan^2 \beta \quad (3.61)$$

Donde la comilla indica las propiedades modificadas de la región plástica y  $\beta$  es el ángulo de fallamiento, relacionado con el coeficiente de fricción interna e ilustrado en la Figura 3.18.

Los criterios presentados se fundamentan bajo la condición de isotropía simétrica y son solo una pequeña porción de aquellos disponibles. Su selección se realiza con base en los resultados observados en análisis triaxiales destructivos de muestras.

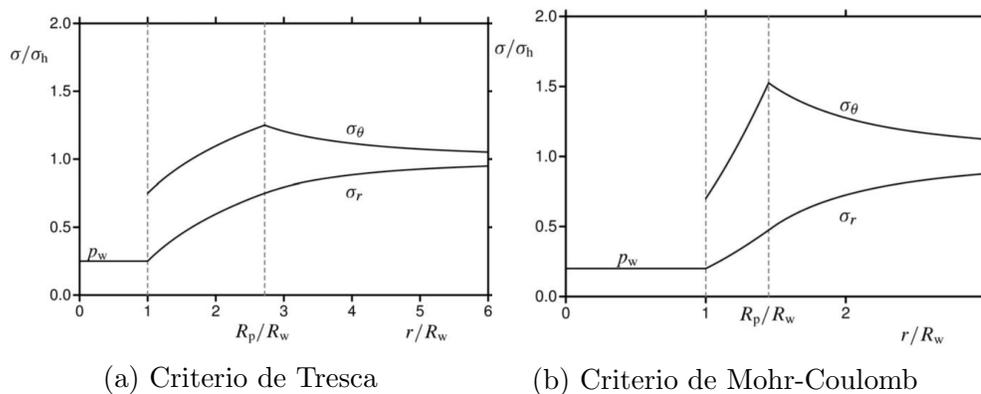


Figura 3.20: Comparativo de esfuerzos en un pozo según diferentes criterios de fracturamiento (Fjaer, 2008).

### 3.7.5. Criterios para Regiones Propensas al Fracturamiento

Para el caso de modelado geomecánico de yacimientos isotrópicos, como es el caso de muchos fracturados, se puede asumir que existen regiones del yacimiento que presentan una menor resistencia a los esfuerzos en comparación con la misma roca sin alterar. En tales casos, existirían dos criterios de fallamiento, uno que depende de la litología y el otro que depende de la orientación de los esfuerzos respecto a aquella de dichas regiones con menor resistencia, como se muestra en la Figura 3.20. El criterio de fallamiento para los planos

### CAPÍTULO 3. GEOMECÁNICA EN SISTEMAS FRACTURADOS

débiles depende de la cohesión y el ángulo de fricción ( $\varphi_w$ ), y el ángulo de fallamiento se determina mediante la ecuación 3.62.

$$\beta_w = \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi_w}{2} \quad (3.62)$$

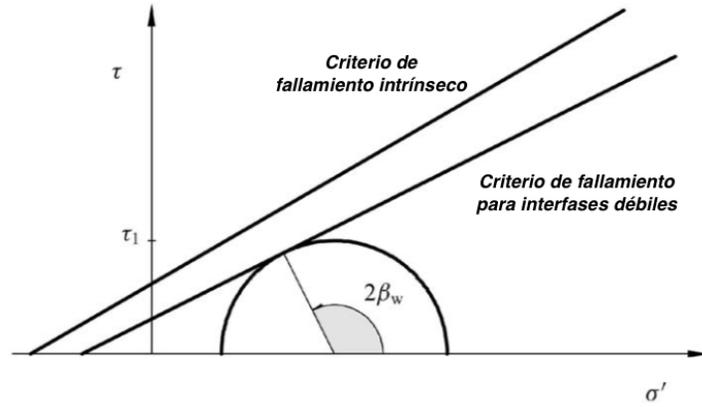


Figura 3.21: Diagrama de Mohr para caso con un plano débil. (Fjaer, 2008).

Derivado del trabajo empírico de Hoek y Brown (1994), se conoce un criterio de fallamiento específico para yacimientos fracturados, mostrado en las expresiones 3.63 y 3.64, siendo la última una ecuación general para rocas altamente fracturadas.

$$\sigma'_1 = \sigma'_3 + \sqrt{m_b C_0 \sigma'_3 + s C_0^2} \quad (3.63)$$

$$\sigma'_1 = C_0 \left( m_b \frac{\sigma'_3}{C_0} + s \right)^a \quad (3.64)$$

En dichas expresiones,  $\sigma'_1$  es el mayor esfuerzo efectivo principal,  $C_0$  es la resistencia a esfuerzos compresivos uniaxiales y tanto  $m_b$  como  $s$  son constantes del sistema. La relación de  $m_b$  se muestra en la expresión 3.66 donde se define en función de  $s$  y que a su vez se puede obtener de análisis triaxiales con la siguiente relación:

$$C_{0frac} = \sqrt{s C_0^2} \quad (3.65)$$

$$m_b \approx m_i s^{0.321} \quad (3.66)$$

### 3.7.6. Introducción al Monitoreo

Según Bond *et al.* (2013), es posible deducir empíricamente que las fracturas alineadas favorablemente con el tensor de esfuerzos principales serán más conductivas que aquellas en estado de compresión. Es posible inferir cuales son dichas fracturas altamente conductivas mediante un acoplamiento entre un modelo discreto y la información de pruebas de manipulación de presión y producción en pozo, junto con las mediciones existentes de los esfuerzos locales.

De manera adicional, es posible monitorear los efectos de los esfuerzos en la vecindad de los pozos debido a periodos de producción alargada mediante un indicador conocido como tendencia de dilatación ( $T_d$ ), que es la relación de la diferencia entre el mayor esfuerzo horizontal y el esfuerzo normal en el plano, probado en estudios para monitoreo de proyectos de almacenamiento de  $CO_2$ .

$$T_d = (\sigma_1 - \sigma_n)(\sigma_3 - \sigma_n) \quad (3.67)$$

dónde  $\sigma_n$  es el esfuerzo normal al plano de fracturamiento. Cuando la tendencia de dilatación presenta valores mayores a 0.8 se les considera como planos conductores de fluidos. Con dicho factor en mente, es posible monitorear los cambios en los esfuerzos regionales y analizar cuantitativamente los cambios en el aporte a través de fallas.



# Capítulo 4

## Caracterización Estática

### 4.1. Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados

Existen diferentes clasificaciones basadas en diferentes atributos de los yacimientos. Para el caso de naturalmente fracturados, algunas clasificaciones existentes se basan en la proporción de las propiedades petrofísicas atribuidas a las fracturas como sistema independiente de la litología. Esto hace posible comparar diferentes yacimientos no obstante las diferencias originales entre las formaciones.

#### 4.1.1. Clasificación de Nelson (2001)

La clasificación es una modificación del trabajo presentado por Hubbert y Willis (1955) y se basa en el efecto que tiene el sistema de fracturas sobre la porosidad y permeabilidad, o de manera más general sobre las condiciones de almacenamiento y flujo del medio.

*Tipo 1:* Las fracturas proveen la porosidad y permeabilidad esenciales del yacimiento. En estos yacimientos suelen haber grandes radios de drene, por lo que puede producir a gasto alto con pocos pozos. Dichos pozos suelen tener comúnmente un alto Índice de Productividad y pueden producir desde litologías atípicas. Los problemas más típicos son la invasión de agua y la rápida declinación de la producción.

*Tipo 2:* Las fracturas proveen la permeabilidad esencial del yacimiento. De

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

esta manera se puede producir en formaciones de baja permeabilidad, pero con grandes volúmenes entrampados.

*Tipo 3:* Las fracturas favorecen la permeabilidad de un yacimiento con buenas condiciones previas de flujo. Suelen dominar las propiedades de la matriz y hay mayor heterogeneidad, por lo que podría ser más sencilla su caracterización. La declinación de la producción es más paulatina.

*Tipo 4:* Las fracturas no proveen ni porosidad ni permeabilidad adicionales, crean anisotropía significativa (como barreras al flujo).

La Figura 4.1 es una representación esquemática de la misma clasificación, en la que los primeros tres tipos representan mejoras a las condiciones de flujo, contrario al Tipo 4, donde el aporte de las fracturas al flujo es negativo, creando barreras al flujo mediante la compartimentalización del mismo.

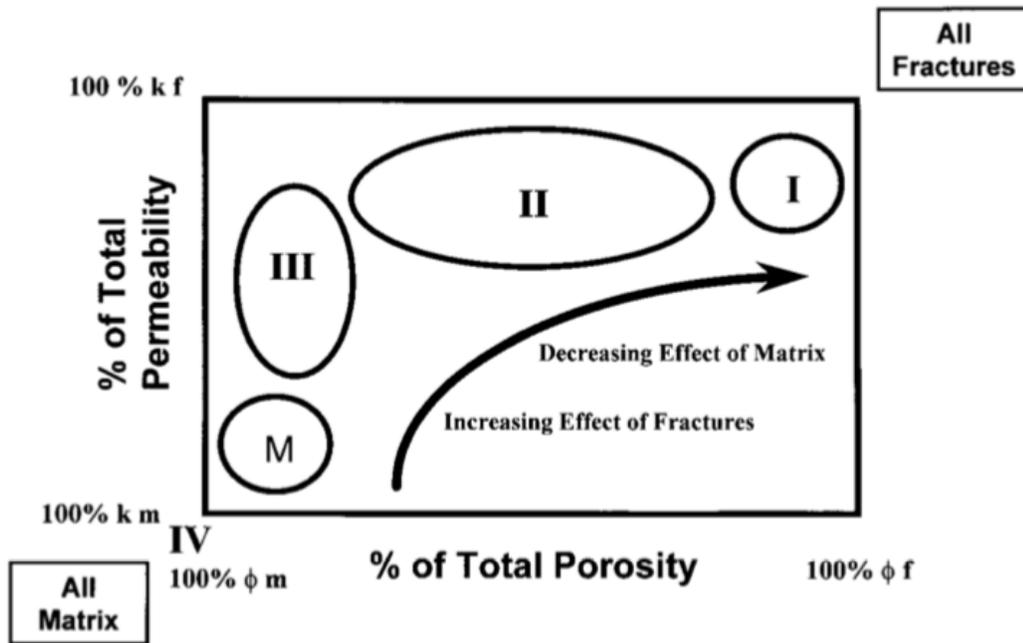


Figura 4.1: Clasificación de YNF (Nelson, 2001)

Un ejemplo de yacimientos Tipo 1 son aquellos pertenecientes al complejo Caparroso-Escuintle-Pijije, en Tabasco, México; cuyo volumen original de aceite ronda los 90 millones de barriles. La identificación por tipo de yacimiento realizada por Herrera y Ochoa (2013) se hizo mediante un análisis

estadístico de homogeneidad de la producción basado en curvas de distribución presentadas por Lorenz (1905) y empleadas para su uso en yacimientos fracturados por Nelson (2001). El desarrollo del campo involucraba para 2013 una producción diaria promedio de 26,000 bpd, producto de 13 pozos productores.

Se identifican mediante ésta y otras investigaciones similares algunas características comunes de los yacimientos Tipo 1:

1. Rápida declinación de la producción
2. Invasión temprana de agua
3. Alteración rápida de las condiciones mecánicas de las fracturas
4. Factor de recuperación altamente variable
5. Alta heterogeneidad

A escala global, se identifican al campo Amal en Libia (1,700 millones de barriles) y el campo Ellenburger en Texas, EE.UU. Estos yacimientos presentan volúmenes bajos de hidrocarburos, pues la porosidad de matriz es despreciable. La excepción de Amal se debe a las enormes extensiones areales y de espesor que caracterizan a dicho campo.

Una muestra de comportamiento típico de yacimientos Tipo 2 se encuentra en el campo Coapechaca, perteneciente al Paleocanal de Chicotepec. Los yacimientos Tipo 3 se ejemplifican por una buena parte de los yacimientos carbonatados de Cuencas del Sureste, como aquellos producidos en las formaciones KM (Cretácico Medio), KS (Cretácico Superior) y la Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior [18] [59]. El yacimiento Akal produce principalmente de brechas calcáreas dolomitizadas con un alto grado de fracturamiento, mostrando diferentes tipos de comportamiento relativo a más de un tipo de yacimiento fracturado.

### 4.1.2. Clasificación de Gilman *et al.* (2011)

Existen algunas clasificaciones adicionales a la de Nelson, sin embargo casi todas están fundadas en ésta última con ligeras modificaciones. Una de las clasificaciones más recientes es la de Gilman *et al.* (2011), que se fundamenta en la discriminación de los yacimientos basada en la tasa de transferencia

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

---

matriz-fracturas de los fluidos, además de las cualidades presentadas por Nelson.

La utilidad de ésta radica en la identificación de zonas con mayor potencial dentro de un campo mediante el término  $\lambda_A$  (Ec. 4.3) que representa la contribución de flujo por transferencia de la matriz a las fracturas en comparación con la capacidad propia de transporte de las fracturas hacia el pozo.

Al igual que la clasificación de Nelson, el eje ordenado representa la proporción de la permeabilidad relativa a las fracturas, siendo los valores más cercanos a cero un comportamiento influenciado mayormente por la matriz de roca y viceversa, ello representado numéricamente por el concepto de porosidad excedente ( $k_{err}$ ), mostrado en la Expresión 4.2. Por otra parte, el eje de abscisas muestra la influencia de la porosidad de las fracturas sobre la porosidad total del sistema, representada por el concepto de capacidad de almacenamiento ( $\omega$ ) introducido por Warren y Root (1963) y mostrado en la ecuación 4.1. Tanto  $\lambda_A$  como  $\omega$  son conceptos que serán retomados con mayor detalle en el Capítulo 5.

$$\omega_\phi = \frac{\phi_f}{\phi_f + \phi_m} \quad (4.1)$$

$$k_{err} = \frac{k_{fe}}{k_m} \quad (4.2)$$

$$\lambda_A = \frac{\sigma k_m A}{k_{fe}} \quad (4.3)$$

El resultado de tal adición es un gráfico que puede ser interpretado con menor esfuerzo, pues muestra información adicional que puede ayudar en la toma de decisiones rápidas. Se muestra un ejemplo en la Figura 4.2 donde la clasificación por colores (indicada en la tabla del lado derecho) muestra rangos del coeficiente de flujo interporoso. El autor indica que partiendo de un análisis empírico, se establece que para valores de  $\lambda_A > 50$ , la transferencia matriz-fracturas es suficientemente veloz para mantener el ritmo de agotamiento de presión en las fracturas en la extensión del área de drene. Naturalmente, esto indica que mientras dicho coeficiente sea mayor, mejores son las condiciones de transferencia y por ende, mayor potencial de producción a largos periodos.

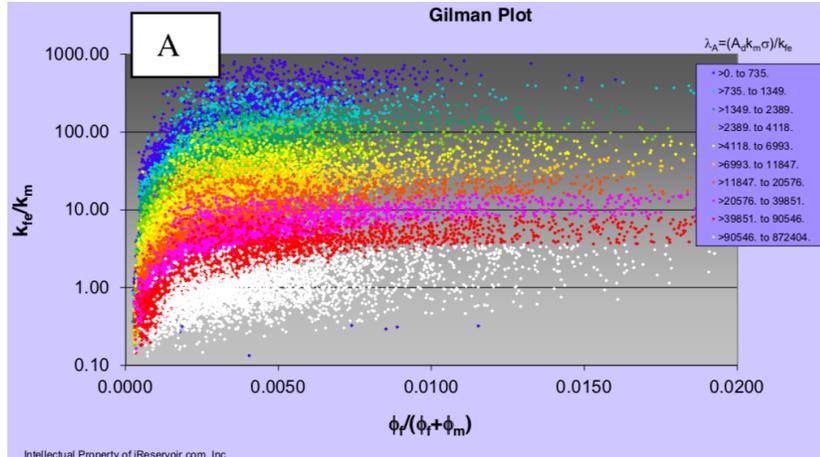


Figura 4.2: Gráfico de Gilman, ejemplificada una formación carbonatada, aceite ligero, agotamiento de presión por producción en pozos horizontales y verticales con corte de agua moderado. (Gilman *et al.*, 2011).

## 4.2. Detección de Fracturas

Las fracturas pueden ser detectadas de diversas maneras, según su extensión y apertura. Las grandes fallas regionales son usualmente las más sencillas de identificar mediante geología estructural, levantamientos sísmicos e inclusive prospección remota en superficie. Por otra parte, las fracturas de menores dimensiones solo podrían ser detectadas mediante mediciones en un pozo, sean registros en la pared o muestreo de núcleos de roca. La existencia de fracturas puede ser también inferido desde la anomalía en la producción esperada de un pozo.

### 4.2.1. Geología Regional

Antes de cualquier actividad de exploración en un yacimiento, es posible predecir la presencia de fracturas en él, basándose únicamente en el conocimiento previamente adquirido de la región. Yacimientos análogos permiten una descripción certera de la columna estratigráfica, siendo las diferentes facies y su posición relativa, que fueron perforadas hasta la formación de interés. Como se mencionó en el capítulo 2, las fracturas de origen diagénético están estrictamente ligadas a las condiciones de depósito así como al sedimento

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

---

presente, por lo que un análisis geológico completo podría mostrar si existen las condiciones necesarias para haberse formado ahí.

Por otra parte, la geología estructural juega un papel importante en la exploración, pues se parte de la premisa en que los pliegues y fallas tienen patrones específicos de fracturas asociadas correspondientes a determinada geometría. Es conocido que en muchos casos, las fracturas asociadas a fallas son paralelas al plano de fracturamiento y que existe una mayor densidad de fracturas en la pared colgante de una falla normal.

### 4.2.2. Métodos Geofísicos

Antes de perforar, un área prospectiva puede ser estudiada con mayor detalle mediante diversos métodos geofísicos, cada uno orientado hacia el análisis de propiedades diversas, como mostrado en la tabla 4.1.

Método	Parámetro medido	Propiedad física que emplea
Sísmica	Tiempo de viaje de las ondas sísmicas de reflexión/refracción.	Densidad y módulos elásticos, que determinan la velocidad de propagación de las ondas
Gravitimetría	Variaciones espaciales en la fuerza del campo gravitacional de la tierra	Densidad
Magnetimetría	Variaciones espaciales en la fuerza del campo geomagnético	Susceptibilidad y remanencia magnéticas

Tabla 4.1: Métodos de prospección geofísica empleados en la exploración petrolera (Modificada de Kearey *et al.* (2002)).

Las técnicas de geofísica tienen objetivos y límites precisos, que para la búsqueda de petróleo y gas muestran como útiles únicamente a las prospecciones magnética, electromagnética, gravimétrica, y sísmica, siendo esta última la más empleada en la caracterización de cuencas sedimentarias con importantes estructuras geológicas para la explotación de hidrocarburos.

#### 4.2.2.1. Prospección Gravimétrica

La medición de las variaciones en densidad de una región son útiles en la exploración de hidrocarburos costa afuera. Esta prospección es empleada en primer instancia para la identificación de domos y diapiros salinos, que generan grandes contrastes con las arenas y lutitas en que es más frecuente encontrarlos. Sin embargo, su uso no provee información relevante en formaciones carbonatadas y menos aporta a la caracterización de sistemas de fracturas.

#### 4.2.2.2. Reflexión Sísmica

Los métodos de reflexión sísmica son muy empleados en la exploración petrolera, tanto en las primeras fases como en la delimitación de unidades de flujo, gracias a la capacidad de modelado 3D de la formación usando diferentes geometrías en las adquisiciones. Las características que pueden obtenerse mediante esta fuente de información son grandes contrastes de porosidad, regiones de intensidad de fracturamiento alta así como otros grandes contrastes en la densidad de los fluidos.

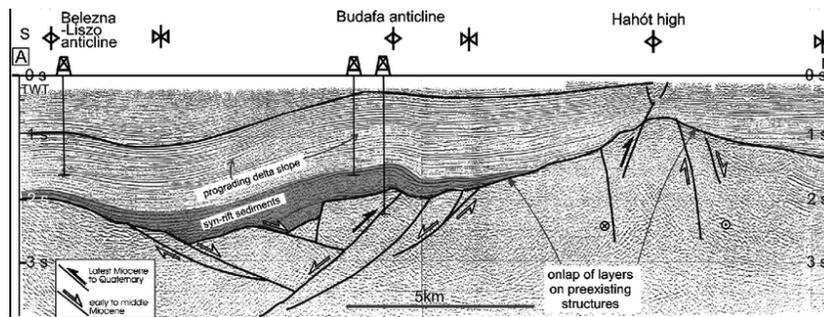


Figura 4.3: Perfil de reflexión sísmica N-S en la llanura Panónica con principales estructuras geológicas (Fodor *et al.*, 2005).

De manera general, un análisis de atributos sísmicos ayuda en la identificación de anomalías estructurales que generalmente sean de espesor mayor a una cuarta parte de la longitud de onda seleccionada y que generen un contraste de impedancia suficiente para alterar los tiempos de tránsito de la onda. Además de las grandes estructuras, también las fracturas de menores dimensiones podrían ser caracterizadas mediante el análisis de ondas AVO (*amplitud versus offset*) [7].

### 4.3. Evaluación de Fracturas

Existen algunos parámetros básicos que deben ser conocidos para elaborar un modelo de fracturamiento a cualquier escala, entre los cuales se encuentran todos aquellos relacionados con a geometría básica de las fracturas como abertura, extensión y tipo, conocidos como parámetros intrínsecos. Por otra parte, los parámetros de una red de fracturas se refieren a la geometría del arreglo y cuyos principales componentes son la orientación, distribución y densidad de fracturas por unidad volumétrica. Todos estos parámetros pueden ser obtenidos desde diversas fuentes como serían los registros en pozo o análisis de núcleos, sean cualitativos o mecánicos y de flujo.

#### 4.3.1. Representación de Fracturas

Derivado de lo visto en el Capítulo 3, se sabe que una fractura (o un modo potencial de fracturamiento) se puede identificar mediante el diagrama de Mohr. Éste puede ser construido en orden inverso, es decir, si se conocen las características de la falla además de las propiedades mecánicas de la formación, es posible conocer la magnitud relativa de los esfuerzos principales presentes. La relación entre las características de la falla y los esfuerzos se muestran en la Figura 4.4.

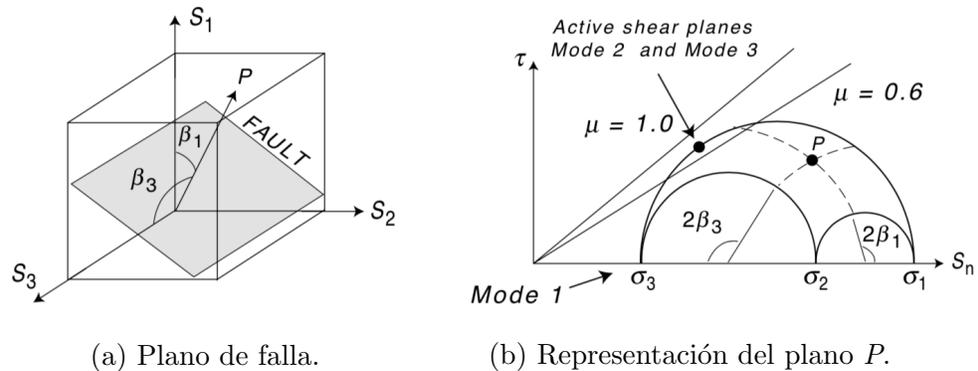


Figura 4.4: Representación Esquemática de una falla en Diagrama de Mohr (Zoback, 2007).

Todas las estructuras planas pueden ser representadas por un punto P, localizado en el espacio entre el círculo más grande y los dos menores del

diagrama. La posición de dicho punto representa los esfuerzos de cizalla y normal en el plano. Para ubicar ese punto, se emplean los ángulos  $\beta_1$  y  $\beta_3$  del plano respecto a un sistema ortonormal dictado por la dirección de los esfuerzos principales. Al encontrar los ángulos, se trazan arcos desde el centro del otro círculo que pasen por el punto de intersección. La intersección de ambos arcos es la representación del plano (punto P).

La representación de un plano de fractura por el diagrama de Mohr tiene algunas ventajas, sobre todo en la caracterización mecánica más simple, pues como se muestra en la sección 3.5.1, es posible discriminar las condiciones conductoras del plano según el régimen de estrés presente.

#### 4.3.1.1. Espaciamiento y Frecuencia

En un estudio que no se enfoca a estructuras particulares, resulta de poco interés generar un análisis detallado a cada integrante de un extenso conjunto de fracturas. En combinación con la sección 4.3.2, puede generarse un registro que represente las fracturas intersectadas por el pozo en profundidad, así como su buzamiento relativo a este. A dicho registro se le conoce como *tadpole* o de "renacuajos". Como se estableció en la sección 2.5.1, el gráfico de renacuajos permite identificar visualmente las regiones con mayor densidad de fracturamiento, para así particionar el volumen de datos y seleccionar aquellos intervalos de mayor interés.

El gráfico *tadpole* tiene dos ejes, el vertical representa la profundidad y el horizontal representa el azimut respecto a una referencia, usualmente el norte magnético, en una escala de 0 a 90°. Cada fractura se representa como un punto y una línea unidos, que asemejan a la morfología de un renacuajo, de ahí el nombre. El punto se ubica horizontalmente según sea el rumbo del plano de fracturamiento y la línea se desplaza en sentido antihorario para representar el echado del plano.

#### 4.3.2. Registros de Pozo

Para el caso de adquisición de registros en las paredes del pozo, la medición es sensible a la presencia de un área de alta permeabilidad en un medio de baja permeabilidad. Dicha sensibilidad no permite discretizar entre fracturas, diaclasas, vórgulos, cavernas u otras estructuras que presenten un comportamiento similar, incluidas las fracturas inducidas. Lo anterior se complementa con la baja resolución vertical que ofrece la mayoría de los registros, que con

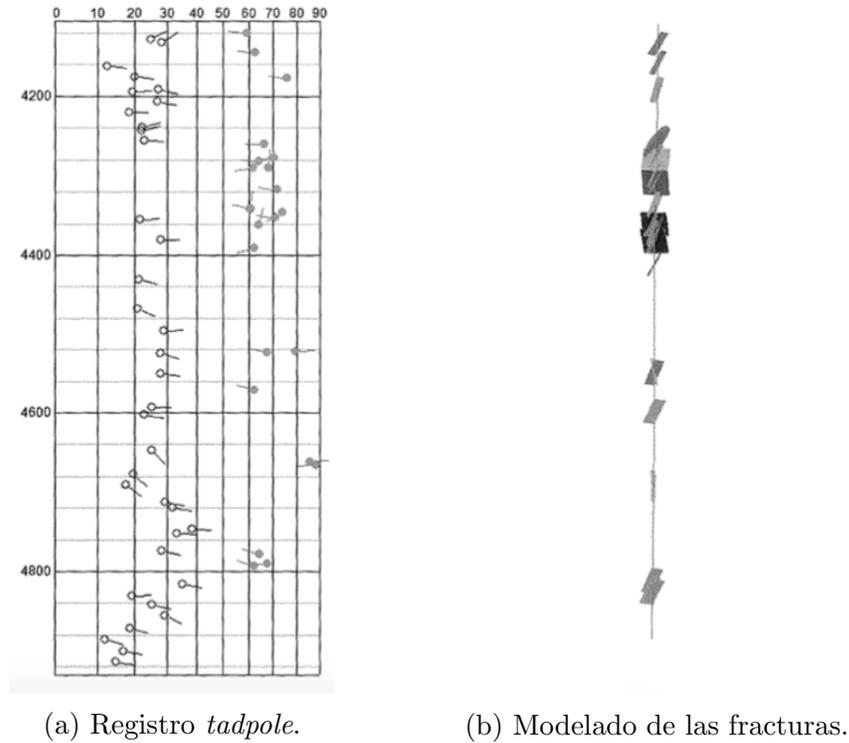


Figura 4.5: Representación Esquemática de fracturas que intersectan un pozo (Narr *et al.*, 2006).

la excepción de los registros de imágenes, suele ser mayor a 30cm. Por ello, cualquier otro registro no identifica elementos de menores dimensiones, lo que hace más complicado el estudio indirecto de sistemas fracturados.

Es importante considerar además que los registros son afectados por otros efectos ambientales como lo son la composición de los lodos de perforación que afecta registros de presión, temperatura y densidad, además del diámetro y rugosidad en las paredes para el caso en que exista un enjarre. Por otra parte, la profundidad de investigación puede llegar a presentar retos adicionales en sistemas fracturados para los casos en que la formación sea de sedimento poco consolidado o existan grandes fracturas inducidas.

#### 4.3.2.1. Registro Sónico

Dichos registro se basa en la emisión de un estímulo sónico dentro del pozo para posteriormente medir el tiempo de tránsito de las ondas superficiales de respuesta. Éstas ondas se propagan a través de las interfaces sólido-fluido así como en superficies sólidas, por lo que es de gran utilidad en cualquier etapa de la vida de un yacimiento. El principio físico en que se basa, brinda la posibilidad de establecer una predicción de las trayectorias de una onda, lo que sugiere que puede ser empleado en la identificación de fracturas si éstas generasen un estímulo suficientemente notorio.

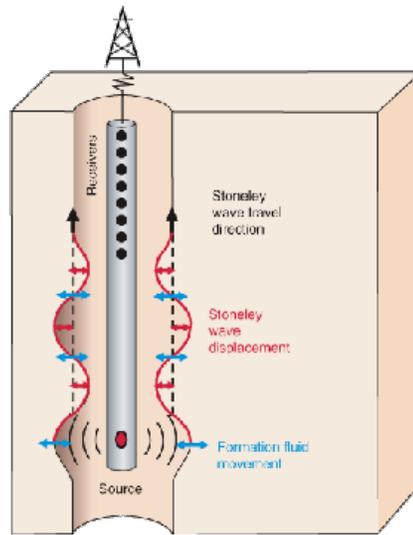


Figura 4.6: Esquematización de la adquisición de registros sónicos dentro de un pozo (*s.f.*, *Wikimedia*).

El registro sónico de porosidad evalúa las propiedades de la matriz únicamente, pues se sabe que el pulso empleado recorre siempre la menor distancia posible antes de ser leído por el sensor y por ende, la primer respuesta adquirida no sería aquella que viaja por las fracturas. Partiendo de tal suposición, una técnica de alta eficacia en la identificación de fracturas se basa en la comparación de la porosidad del registro sónico con otros tipos de medición de porosidad total, para así discriminar zonas con alta porosidad de fracturas.

Múltiples estudios indican una relación directa entre la atenuación de ondas tubulares con la permeabilidad, tanto en rocas sedimentarias con buena porosidad como en rocas cristalinas fracturadas. Mediciones de alta calidad

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

de dichas ondas pueden permitir la estimación de la permeabilidad *in situ*. La onda Stoneley (o tubular) se genera análogamente a un pulso de presión que se mueve en el pozo. Cuando dicho pulso encuentra una fractura abierta, una onda Stoneley reflejada adicional es emitida con una cantidad de energía relacionada estrechamente a la atenuación del pulso. Las ondas tubulares experimentan bajas pérdidas de energía y suelen mantener altas amplitudes que interfieren con los arribos reflejados producidos posteriormente. Al poder transmitirse a lo largo de la formación, algunas perturbaciones en ella generan modificaciones en las características de las ondas. De esta manera, se vuelve evidente que tal técnica solo permite identificar fracturas abiertas, sin embargo debido a la posibilidad de medir la atenuación de cada fractura, es posible conocer su capacidad de conducción de fluidos. No obstante la simplicidad de tal concepto, presenta algunos problemas, pues dichos efectos pueden ser creados también por zonas de derrumbe, sedimento poco consolidado o en los límites de algunas formaciones.

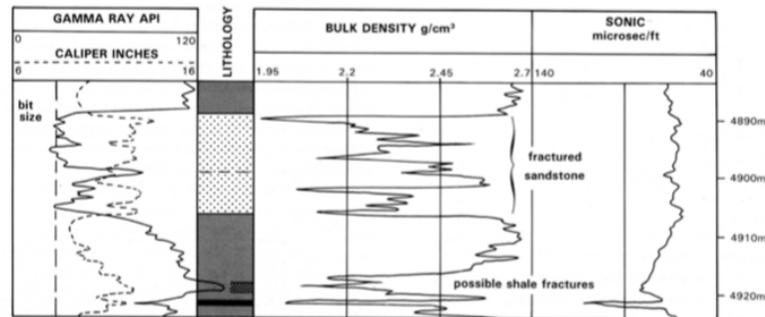


Figura 4.7: Registros sísmico y de densidad (Rider, 2006).

El método más empleado que involucra registros sísmicos es aquel basado en la comparación entre los valores de porosidad medida por el registro de densidad y aquella obtenida del registro sísmico, mostrado en la Figura 4.7. La herramienta de densidad mide valores relativos a la densidad de la formación *en bruto*, es decir, que el valor de porosidad asociado incluye la porosidad intergranular, así como la relativa a fracturas, vóculos o cavernas. En contraste, para la medición de la herramienta acústica se tiene el conocimiento de que las ondas de respuesta empleadas son aquellas que transitan a lo largo de la menor distancia existente entre el emisor y el receptor. Tal recorrido suele evitar las fracturas pues dicha onda transita a mayor velocidad en medios sólidos, y por ende, tal medición proporcionaría únicamente valores de

porosidad intergranular. Al comparar dichos valores, se puede observar un gran contraste, siempre tendiendo a ser mayor la porosidad del registro de densidad. En dichos casos, la diferencia es atribuida a la porosidad de fracturas abiertas. En términos prácticos, los registros deberán ser normalizados para permitir la comparación.

#### 4.3.2.2. Registro de Imágenes

Los registros de imagen son los más empleados en la identificación de fracturas a múltiples escalas así como de la presencia del efecto de ovalización. Son empleados en general para análisis estructurales, sedimentológicos y de heterogeneidades en el pozo. Un registro de imágenes es una fotografía orientada de la pared del pozo en alta resolución y son obtenidos mediante la medición continua de las propiedades conductivas o acústicas de la roca. Estos registros proveen información importante acerca de la estructura y textura de las formaciones atravesadas por el pozo.

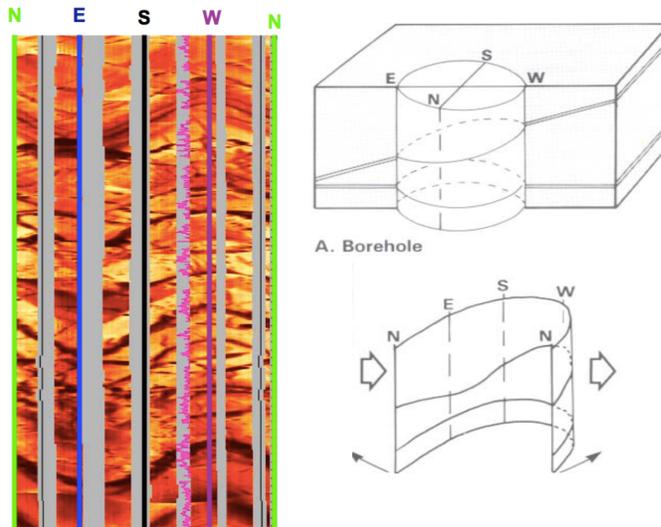


Figura 4.8: Registro típico de imágenes y representación esquemática (*s.f.*, Schlumberger).

Como se muestra en la Figura 4.8, suele ser presentado como una proyección bidimensional de las paredes del pozo con marcas angulares cada  $90^\circ$  y con indicaciones de la orientación respecto al polo magnético de la

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

---

tierra. Según el tipo de herramienta empleada, se observarán diferentes tipos de contraste y coloración en las imágenes. Los principales objetivos de estos registros son composicionales, tales como la identificación de la litología, de textura y finalmente estructurales, en los que destaca la identificación de fracturas y vórgulos, así como otras deformaciones posdeposicionales.

Existen tres diferentes tipos de herramientas para adquisición de imágenes, que por su principio físico se pueden comparar con la tabla 4.2:

1. Imágenes microeléctricas en lodos base agua (FMI/FMS)
2. Imágenes microeléctricas en lodos base aceite (OBMI)
3. Imágenes ultrasónicas (UBI)

### Comparativo entre Registros de Imagen

Microeléctricos	Acústicos
Datos medidos desde almohadillas mecánicas	Imagen completa del pozo (360°)
Mayor resolución y rango dinámico, más sensible a variaciones de litología sutiles	La sensibilidad varía según las propiedades acústicas del medio
Se puede emplear para cálculo de aberturas	Excelente para detallar la geometría de las paredes del pozo

Tabla 4.2: Extraída de Narr *et al.* (2006)

Como se observa en la Figura 4.14, los registros eléctricos proveen información únicamente del área que entra en contacto con los cojinetes, por lo que en su presentación se observan espacios blancos sin información. Por otra parte, los sónicos muestran la panorámica de las paredes del pozo, sin embargo en ocasiones puede encontrarse distorsionada debido a que la herramienta se encuentre descentralizada o el pozo sea altamente irregular, esto porque no está en contacto con las paredes.

Los registros eléctricos basan su interpretación en el modelo de una respuesta artificial de la herramienta para identificar fracturas abiertas de una abertura dada e invadidas por lodo conductivo. Tal modelo toma en cuenta las características esperadas de la formación así como la composición del

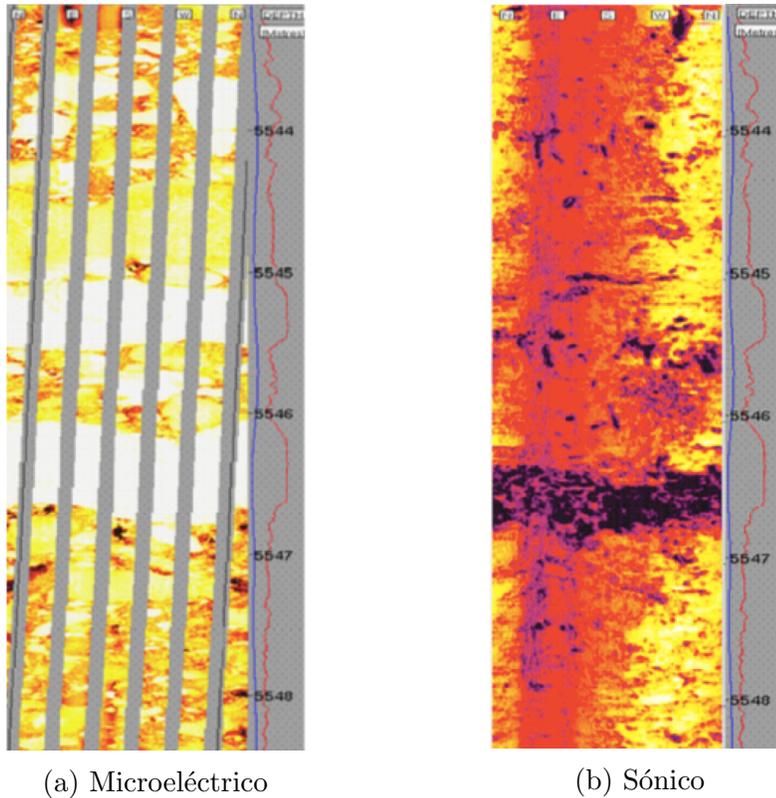


Figura 4.9: Diferencia entre registros de imágenes (*s.f.*, Schlumberger).

lodo. Posteriormente, de la respuesta real son extraídas las anomalías conductivas del medio a través de métodos estadísticos y finalmente son comparadas con el modelo para obtener la abertura real de las fracturas en un análisis iterativo. Los resultados suelen ser presentados en un gráfico acimutal que presenta contraste de color para representar las aberturas, los valores mínimo y máximo, además de la porosidad de fracturas.

Por otra parte, los registros acústicos permiten obtener además de la medición volumétrica de la fractura, su permeabilidad asociada. En pruebas controladas, ha sido posible detectar mediante éste método fracturas tan angostas como de  $0.025\text{mm}$ . En la mayoría de casos reales, la detección de fracturas ocupa un rango promedio de entre  $0.5\text{mm}$  y  $1\text{mm}$ , con una distancia mínima entre ellas de  $8\text{mm}$ . Un registro acústico identifica en promedio el 25% del total de fracturas, sin embargo dicho número incluye el 50% de las fracturas más importantes para el flujo de fluidos [71].

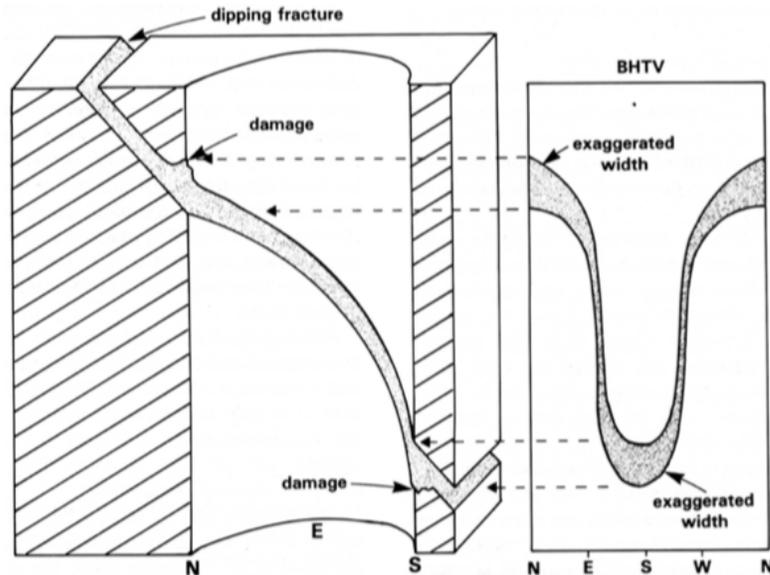


Figura 4.10: Representación de una fractura en registro de imagen que presenta daño causado por la perforación (Rider, 2006).

Es importante remarcar la importancia del daño a la formación así como de las fracturas inducidas en la interpretación de los registros de imágenes, pues estos efectos son muy comunes y pueden causar sobrestimaciones del sistema de fracturas. Como se observa en la Figura 4.10, una expansión de la abertura de las fracturas en las paredes del pozo generan una imagen exagerada de las dimensiones de una fractura. Es necesario conocer las condiciones mecánicas del intervalo para confirmar si efectivamente pudo existir daño o un efecto de ovalización que alteró la condición de la fractura al ser intersectada por el pozo. Algunas superficies con alto buzamiento suelen ser erosionadas en los puntos de cruce más alto y bajo con el pozo. Además de que algún material apuntalante en las fracturas se remueve rápidamente durante la perforación en la vecindad del pozo, por lo que las fracturas pierden rigidez y se amplía su abertura.

Así, se vuelve fundamental diferenciar las fracturas naturales de aquellas inducidas. En muestras de roca se puede diferenciar mediante la identificación de características específicas en los planos de fracturamiento en combinación con un análisis triaxial. Por otra parte, en el subsuelo se emplea el arreglo geométrico con la orientación respecto al pozo de las fracturas. En algunos casos, las fracturas inducidas se forman en dirección paralela a la dirección del

mayor esfuerzo horizontal  $S_{Hmax}$ . Las fracturas inducidas destacan también por no presentar mineralización de algún tipo, además de no ser causa de desplazamiento relativo de los estratos. Como ya se ha mencionado, una comparación entre imágenes de amplitud de onda y tiempo de tránsito puede sugerir si una fractura se encuentra abierta o ha sufrido de mineralización o algún otro efecto mecánico.

**Resumen de interpretación de registros de imágenes**

Características de la superficie	Características de la imagen
Superficie bien definida, con buzamiento respecto a la estratificación	Imágenes diferentes en cada lado de la superficie, cambio visible del depósito a lo largo de la superficie
Superficie irregular y discontinua, con buzamiento respecto a la estratificación	Imágenes continuas o ligeramente desplazadas a lo largo de la superficie
Superficie paralela a la estratificación	Imágenes diferentes en cada lado de la superficie (sea un cambio estructural o sedimentario)
<b>Fracturas Naturales</b>	<b>Fracturas Inducidas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Cementación evidente</li> <li>■ Cambio en estratificación</li> <li>■ Misma geometría en la imagen y el núcleo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Paralelas al eje del pozo</li> <li>■ Únicamente de un lado del pozo</li> <li>■ Rumbo normal a la ovalización <math>S_{hmin}</math>, paralelo a <math>S_{Hmax}</math></li> </ul>

Tabla 4.3: Modificada de Rider (2006)

**4.3.2.3. Dipmeter y Fracture Identification Log (FIL)**

La herramienta conocida como *fracture identification log* (FIL) es un medidor de buzamiento o *dipmeter* de alta resolución. De manera general, esta herramienta identifica el ángulo de buzamiento y dirección de una superficie plana mediante la medición de parámetros de la formación (usualmente

contraste microresistivo) en al menos 3 puntos diferentes del radio del pozo. Según sea dicho ángulo, tales contrastes se miden a diferentes profundidades para cada punto del radio. El desplazamiento relativo de la posición de cada sensor en dirección acimutal y radial son tomadas en cuenta para calcular el buzamiento. Para brindar mediciones absolutas, es necesario que la herramienta se posicione geográficamente de manera precisa, y esto se hace mediante mediciones continuas desde un arreglo de electrodos orientado al norte, que permite conocer la rotación relativa dentro del pozo y la inclinación de la herramienta mediante tres magnetómetros y acelerómetros en arreglo ortogonal incorporados en ella.

### 4.3.2.4. Otros Registros Auxiliares

*Registro sónico dipolar:* Es una herramienta sónica con un arreglo que opone los dipolos a los monopolos simétricos radialmente. Esto hace que el registro utilice de manera efectiva tanto ondas P como S. Se asume que las fracturas de la formación no transmiten la onda P, mientras que éstas retrasan el tiempo de arribo de la onda S. Esto permite determinar la orientación predominante de las fracturas en el pozo mediante el análisis de la anisotropía acústica.

*Registro de Inducción:* Hace referencia a la medición de la resistividad de una formación mediante herramientas basadas en el principio de inducción de corriente alterna y su medición en la misma herramienta. Se asume que la presencia de fracturas genera anomalías en las mediciones. Tal premisa dependería de la invasión en fracturas verticales de un fluido no conductivo.

*Microlateroperfil:* Dicho registro (también conocido como *microlaterolog*) emplea un dispositivo de electrodos a corta distancia entre éstos, y por el cual se hace pasar una corriente de la que se mide una respuesta. Debido a su configuración, se mide la resistividad de la zona lavada con baja influencia de la zona virgen. Es afectado por cambios en la resistividad vertical a diferencia del registro de inducción, con el que se compara para indicar fracturas verticales y horizontales.

*Curva de compensación de densidad:* Es una metodología de corrección para el efecto del lodo de perforación y enjarre mediante el uso de dos o más sensores a diferentes longitudes desde la fuente. Se asume que en

una litología constante en profundidad, los cambios en la rugosidad de las paredes del pozo depende de la presencia de fracturas. La curva de compensación se representa como un *caliper* de alta sensibilidad a cambios de rugosidad.

*Gravímetro de pozo:* Es una herramienta que mide la gravedad relativa en diferentes profundidades del pozo. La dificultad para hacer mediciones de alta precisión hacen poco empleado a este método, sin embargo de contar con información confiable, la determinación de la densidad 'En bruto' de la formación puede ser complementada con la información de porosidad de la matriz y la distribución de fluidos en ella para conocer la porosidad de fractura y su distribución vertical.

### 4.3.3. Análisis de Núcleos

El análisis de muestras o núcleos de roca brinda información valiosa sobre el comportamiento mecánico de la formación así como en algunos casos específicos, la densidad de fracturas y su apertura promedio. De manera usual, se emplean técnicas de laboratorio para conocer la permeabilidad y conductividad hidráulica de la muestra, además de un estudio visual de la geometría de las fracturas.

Una parte fundamental del muestreo de núcleos consiste en la identificación de los intervalos de interés a recuperar, pues si se comienza la recolección antes de tales intervalos, se empleará tiempo y recursos innecesarios, y por el contrario, si se obtienen muestras posteriores al intervalo de interés se perderá información valiosa solo recuperable en la perforación de un nuevo pozo. Por ello, se emplean múltiples registros, como el *rayos gamma* o *potencial espontáneo*, para realizar la correlación y así seleccionar los segmentos idóneos.

Existen dos tipos de núcleo: *núcleos convencionales* y *núcleos de pared*. La toma convencional consiste en emplear una sarta de perforación con una barrena nucleadora, la cual permite el corte de material con un cilindro de roca intacto en el centro. Además existe un contenedor llamado barril, que almacena dicho cilindro y se cierra para mantener la presión de yacimiento. Los núcleos convencionales suelen tener un diámetro de entre 4.45 y 13.34 *cm* cortados en segmentos verticales de 9 *m*. [85]

Por otra parte, los núcleos de pared son aquellos que se extraen de la pared de un pozo previamente perforado con una barrena convencional. El muestreo

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

se realiza mediante la introducción de una herramienta por cable que permite la recolección de múltiples muestras de entre 2.86 y 4.45 *cm* de longitud, y de 1.75 a 2.54 *cm* de diámetro.

Al hablar de sistemas fracturados, existe una mayor confiabilidad en la información obtenida de núcleos provenientes de pozos desviados, debido a la cantidad de material que atraviesan de una formación de interés. Como se muestra en la Figura 4.11, los pozos verticales suelen ser paralelos a las fracturas verticales, presentes en casi todos los yacimientos fracturados, por lo que se obtiene poca información valiosa sobre éstas.

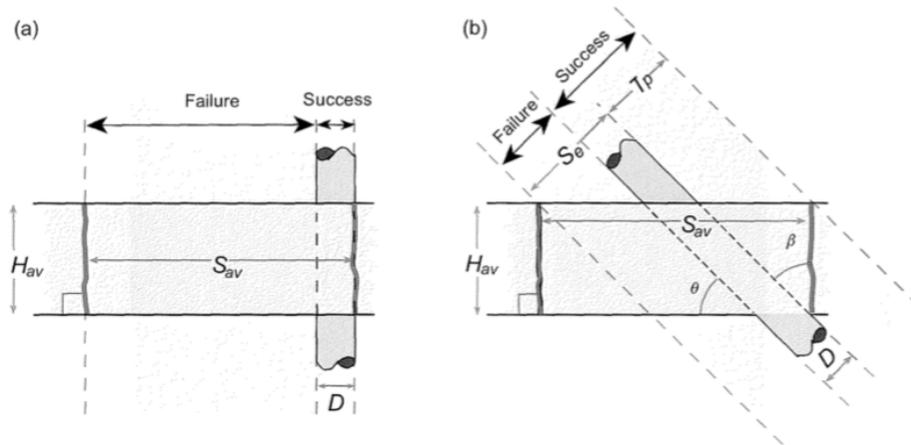


Figura 4.11: Diagrama de éxito de intersección de fracturas verticales para una formación de espesor  $H_{av}$  (Narr *et al.*, 2006).

### 4.3.3.1. Descripción de las Muestras

Ya en superficie, algunas recomendaciones para la identificación de fracturas conductoras de fluidos son [58]:

- Coloración oscura, manchas o “escurrimiento” de aceite desde planos de fractura a simple vista en núcleos.
- Bajos valores de permeabilidad en núcleos en contraste con alta permeabilidad derivada de pruebas de variación de presión en los pozos.
- Alto valor de permeabilidad en dirección paralela a los planos de fractura en un núcleo.

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

Un indicador adicional se encuentra en los gráficos de permeabilidades vertical contra horizontal, pues en un yacimiento convencional la dirección preferencial de flujo es casi siempre paralela a los estratos, y por ende, la mayoría de las mediciones se encontrarían por debajo de la línea de isotropía (o permeabilidades iguales). En estos gráficos, los yacimientos fracturados mostrarían variación inclusive sobre de dicha línea, mostrando implícitamente la presencia de flujo dominado por fracturas mediante anisotropía. Además de ello, los núcleos brindan información sobre los cambios químicos que ha sufrido la formación y si las fracturas tienen su origen en ellos.

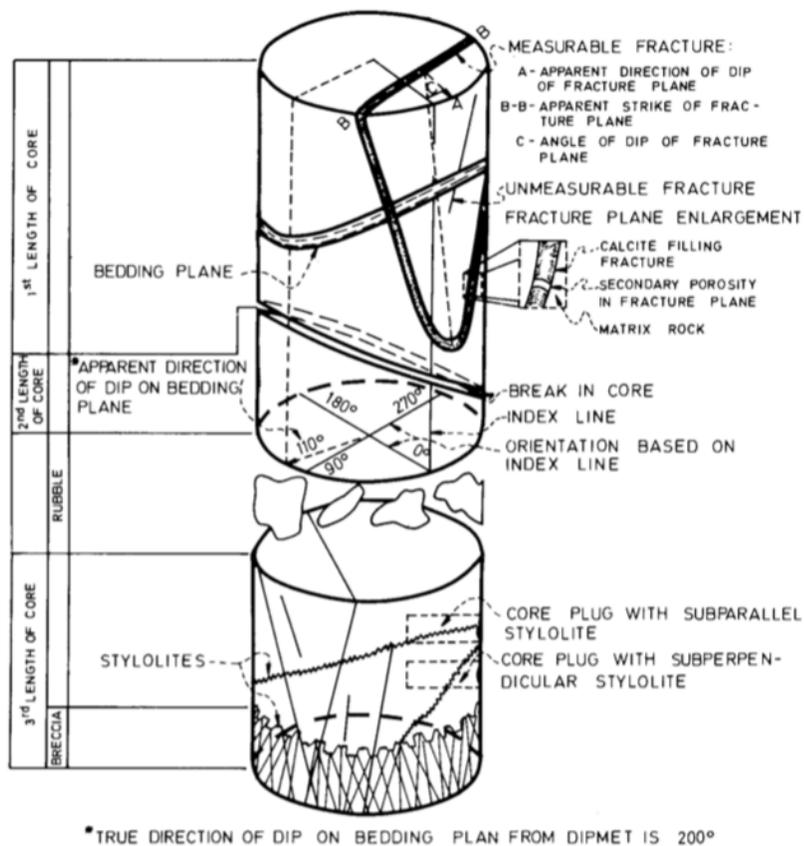


Figura 4.12: Esquema de un núcleo en un yacimiento fracturado (van Golf-Racht, 1982)

Como se observa en la Figura 4.12, se parte de realizar la referencia espacial del núcleo, es decir, en qué orientación se encontraba dentro del yaci-

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

---

miento, y por lo tanto, en qué dirección relativa se encuentran los elementos a describir. Posteriormente, se evalúan las fracturas en él presentes, pudiendo existir confusión entre éstas y los planos de estratificación. De igual manera se observa la presencia de estilolitas, que son estructuras geológicas formadas por disolución bajo presión en rocas carbonatadas y ricas en cuarzo. Estas son irrelevantes en el flujo de fluidos sin embargo su presencia y orientación son un indicador interesante, pues la evidencia sugiere que las estilolitas paralelas al plano de estratificación son señales de áreas de alta porosidad, y por otra parte, las estilolitas formadas de manera perpendicular indicarían presencia de fracturas preexistentes [55].

El concepto de abertura de fracturas se establece como la distancia entre los planos de fracturamiento en éstas. Tal parámetro depende de la porosidad y la presión de poro, así como de la litología, cómo fue visto en secciones anteriores. De manera práctica, se sabe que las aberturas varían entre 10 y 200 micrómetros, siendo más común el rango entre 10 y 40[84]. por otra parte, se puede inferir que dichas aberturas dependen del tamaño del grano promedio. Debido a tales magnitudes tan reducidas, no hay posibilidad de realizar tal medición mediante registros en pozo, siendo la única opción viable la examinación en laboratorios de láminas delgadas extraídas de núcleos de roca.

Tabla 4.4: Orden de magnitud relativa a aberturas de fractura experimentales a 3,000 m (profundidad simulada)

Arenisca de grano medio a grueso	$10^{-2} cm$
Arenisca de grano fino a medio y carbonatos cristalizados	$10^{-1} cm$
Limolita	$10^{-4} cm$
Esquisto Arcilloso (en términos de textura)	$10^{-5} cm$
Creta (en términos de textura y composición)	$10^{-1}$ a $10^{-6} cm$

---

Glosario general de fracturas (Nelson, 2001)

Nelson (2001) presenta una aproximación del orden de magnitud de aberturas, relativo a diferentes litologías, medidas en laboratorios (tabla 4.4).

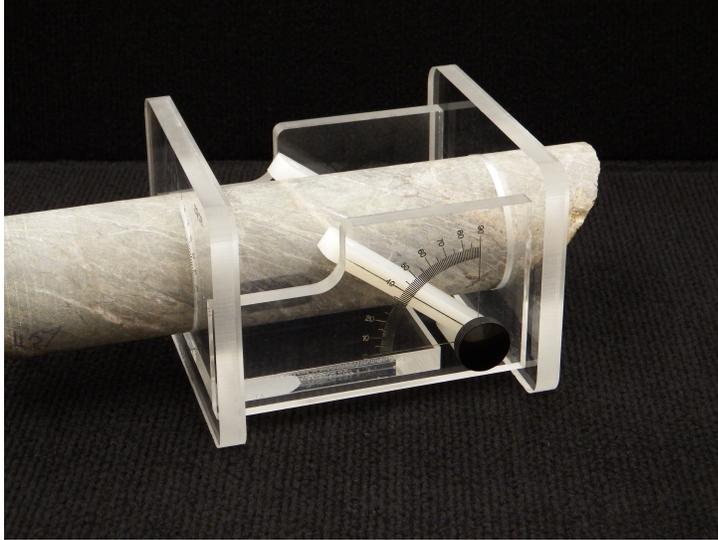


Figura 4.13: Medición del ángulo de fracturamiento con un goniómetro en núcleo (Extraída de *wikimedia.org*)

Otra característica importante de las fracturas que puede ser determinada en muestras es la rugosidad. Dicho concepto representa la medida del conjunto de irregularidades superficiales en los planos de ésta, y es obtenido mediante múltiples técnicas, entre las que destacan el *análisis de perfilometría superficial* y el *análisis óptico*. La rugosidad es un factor importante de la velocidad en el flujo dentro de las fracturas, por lo que el conocimiento de ella es de gran importancia. Por convención, en los estudios de laboratorio se calcula la rugosidad aritmética en *micras*, también conocida como  $R_a$  (ecuación 4.4), donde  $Z$  es la elevación de cada punto desde un nivel medio.

$$R_a = \frac{1}{L} \int_0^L |Z(x)| dx \cong \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |Z_i| \quad (4.4)$$

El análisis de perfil consiste en el desplazamiento de un dispositivo punteado sobre la superficie de la fractura, para así registrar las variaciones de elevación de dicha superficie. La rugosidad es obtenida mediante un promedio aritmético de los múltiples perfiles medidos en las muestras. Por otra parte, el método óptico consiste en la captura de imágenes mediante un microscopio electrónico de barrido, de áreas atravesadas por las fracturas de interés. Dichas imágenes permiten conocer las elevaciones de las asperezas superficiales, y por ende, la rugosidad absoluta de la muestra.

#### 4.3.3.2. Experimentos Mecánicos

Típicamente se realizan dos tipos de experimento mecánico: pruebas de edómetro y análisis axiales, donde las primeras están más enfocadas al estudio de suelos y su resistencia a diferentes combinaciones de cargas así como la consolidación del material. Por otra parte, se realizan las pruebas de esfuerzos para obtener la resistencia a la compresión de la formación para diferentes distribuciones. En adición a otras mediciones *in situ*, estas herramientas proveen información suficiente para modelar mecánicamente el yacimiento.

Una de las pruebas más útiles en la caracterización mecánica de formaciones es el ensayo triaxial, donde una muestra se somete a una presión de confinación isotrópica para posteriormente incrementar la carga axial hasta alcanzar el punto de quiebre o fracturamiento del material. El diseño más empleado en celdas es aquel de Hoek y Franklin (1968), y que consiste en un cilindro metálico con sellos plásticos, capaz de alcanzar presiones de confinamiento de 10,000 libras por pie cuadrado. La simplicidad de tal diseño permite fabricarlo a bajo costo manteniendo la capacidad de reproducir los resultados. De dichas pruebas es posible obtener la carga o esfuerzo axial, las deformaciones axial y transversal de la muestra, el azimut del plano de fracturamiento, así como el ángulo que forman los planos de anisotropía con respecto a la carga axial.

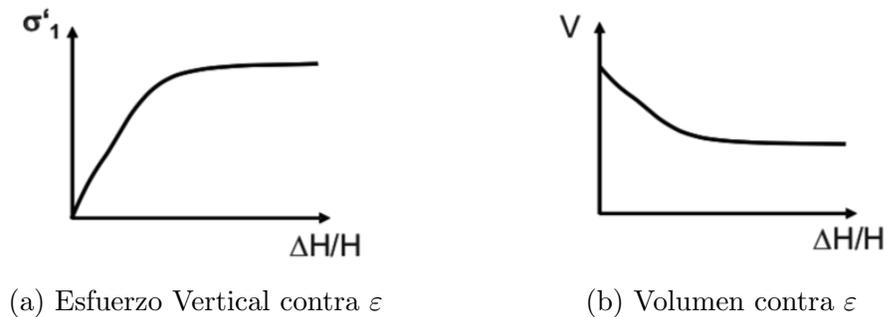


Figura 4.14: Ejemplo de curvas obtenidas en una prueba triaxial (Puzrin, 2012).

Existen dos tipos de ensayo triaxial, la prueba drenada es aquella en que se monitorean los cambios de volumen respecto a los esfuerzos. En contraste, para la prueba no drenada el volumen se mantiene constante y en su lugar se monitorea la presión de poro. La aplicación de varias pruebas dependerá

del número de muestras disponibles para realizar pruebas destructivas.

Como se explica en la sección 3.6.1.2, el diagrama de Mohr es una representación gráfica del comportamiento mecánico de las rocas, y pueden ser generados desde una prueba triaxial. En primer lugar, se parte de una prueba sin presión de confinamiento

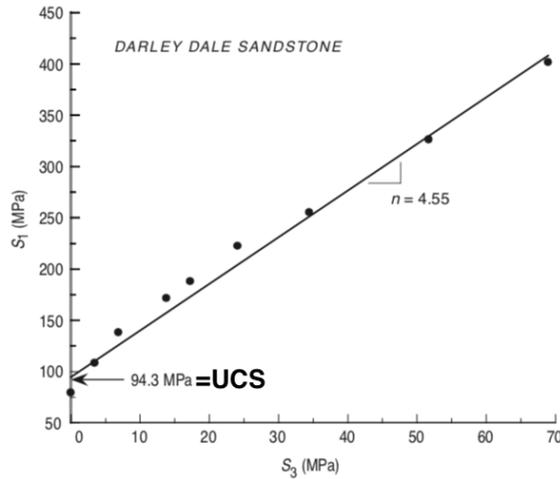


Figura 4.15: Información de prueba triaxial para extrapolar  $C_0$  (Zoback, 2007).

Para conocer la resistencia a la compresión uniaxial ( $C_0$  o  $UCS$ ), se parte de los resultados de las pruebas triaxiales efectuadas (Figura 4.15), y empleando la expresión 4.5 se calculará el coeficiente de fricción interna, donde  $n$  es la pendiente de la línea de tendencia presente en tal información. Finalmente, se emplean las expresiones 3.24 y 3.25.

$$\mu_i = \frac{n - 1}{2\sqrt{n}} \quad (4.5)$$

La manera más sencilla de obtener  $C_0$  es a partir de pruebas uniaxiales (sin esfuerzos horizontales), pero se desaconseja su uso debido a la posible presencia de fracturas previas en las muestras.

#### 4.3.3.3. Experimentos Respectivos a la Geometría

La respuesta esperada al flujo de una roca fracturada dependerá siempre del tamaño de las fracturas, su conectividad y la rugosidad de las paredes.

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

---

Con tales conceptos en mente, se emplean dos técnicas para realizar una descripción precisa de la distribución de las fracturas en la muestra: *Moldeo con resinas y resonancia magnética*.

### *Moldeo con Resinas*

La metodología que emplea resinas poliméricas se basa en la impregnación de diversos trazadores (fluoresceína, azul de metileno entre otros) que permiten la identificación visual de fracturas independientes. La muestra se realiza en núcleos de de entre *1 y 10 cm* de espesor, sometidos a esfuerzos normales en una cámara cerrada, para así minimizar la alteración de la abertura de las fracturas al ser introducida la resina. El tiempo de impregnación necesario varía entre *1 y 5 horas*, siendo fundamental el equipo y técnicas empleadas. En algunos de los equipos más modernos, la resina se inyecta por la cara superior de la muestra mediante aire a presión, mientras al mismo tiempo se opera una bomba de vacío en la cara inferior de ésta. Es necesario emplear la misma resina y trazadores en un experimento simultáneo para efectos de calibración, vertiendo el fluido entre dos placas paralelas de abertura fija. Finalmente, se expulsa el exceso de resina mediante la aplicación de presión en dirección normal al plano de las fracturas. Posterior al tiempo de impregnación, se realiza el corte de láminas delgadas (*5 mm* aproximadamente) y se observa a microscopio la coloración de la resina en las fracturas abiertas. Dichas imágenes permitirán no solo conocer la abertura de las fracturas (identificable en el microscopio), si no también la construcción de un mapa 3D representativo de las fracturas del núcleo.

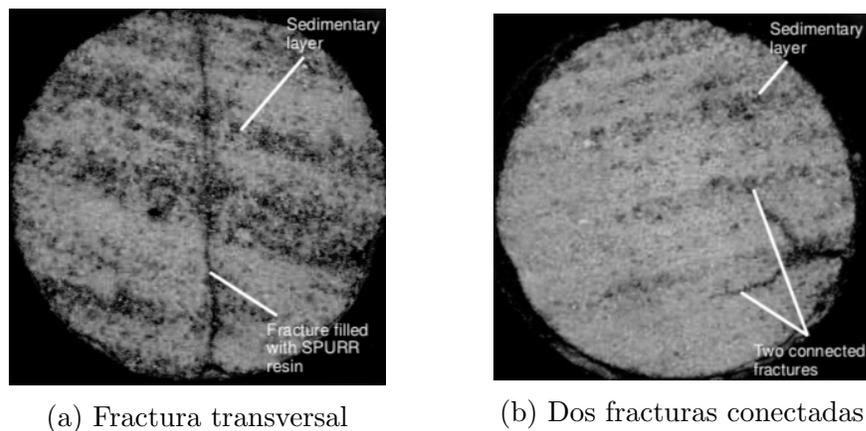


Figura 4.16: Láminas delgadas con impregnación de resinas en fracturas abiertas (Dietrich, 2005).

*Resonancia Magnética*

Es una metodología espectrométrica que permite identificar regiones con alto contenido de hidrógeno, debido a la alteración específica del campo magnético que las caracteriza. Tales experimentos se realizan en muestras sometidas al flujo, y son medidas a diferentes tiempos para conocer las trayectorias de flujo. Ésta metodología permite visualizar el desplazamiento de las fases móviles dentro de la muestra y la interacción de éstas con la superficie de los poros. Tal cualidad permite también conocer la distribución de porosidad así como la saturación de fluidos en las formaciones.

Finalmente, al obtener las características de las fracturas de manera independiente en una muestra, es posible calcular la porosidad y permeabilidad de la muestra empleando las ecuaciones 4.6 y 4.7, donde  $e$  es la abertura promedio del sistema y  $D$  el espaciamiento promedio entre fracturas en planos paralelos al gradiente de presión en flujo.

$$\varphi_f = \left( \frac{e}{D + e} \right) * 100 \quad (4.6)$$

$$k_f = \left( \frac{e^3}{12D} \right) \quad (4.7)$$

**4.3.3.4. Experimentos Hidráulicos y Neumáticos**

Para corroborar que las propiedades de flujo calculadas son correctas, es posible emplear mediciones en laboratorio a muestras. Esta práctica no es imprescindible pero su realización permite la revisión y eventual corrección de los modelos empleados en las pruebas de presión. Las pruebas de flujo en laboratorio se pueden realizar con múltiples fluidos y trazadores, sin embargo, por rapidez se consideran más útiles las pruebas con gas.

*Pruebas Hidráulicas*

En estas pruebas, la muestra es sellada en una membrana de látex y posteriormente se introduce un volumen medido de agua a presión (entre  $2 \times 10^5$  y  $5 \times 10^5$  Pascal) hasta saturarla. Se debe asegurar que el gasto permita un régimen de flujo laminar. Posteriormente se mide el volumen de fluido que salió de la muestra, los diferenciales de presión, y se emplea las expresiones 4.8 y 4.9 para conocer la permeabilidad de la muestra, empleando el sistema de unidades contempladas en la ecuación de *Darcy*.

$$k_{hidráulico} = \frac{q\eta_w L}{A\Delta p} \quad (4.8)$$

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA

---

$$\eta_w = 0.001002 \cdot 10^{\frac{1.3272(20-T) - 0.001053(T-20)^2}{T+105}} \quad (4.9)$$

### *Pruebas Neumáticas*

Al emplear un gas como fluido de prueba, es necesario tomar en cuenta tres factores importantes: la compresibilidad del fluido empleado, el flujo en régimen turbulento y el efecto *Klinkenberg*. Con tales condiciones en mente, Dietrich (2005) presenta una definición para la cual la permeabilidad obtenida de una prueba neumática es igual a:

$$k^*_{pneu} = \frac{2Q\eta_a L p_2}{A(p_1^2 - p_2^2) \left(1 + \frac{8\lambda}{d_p}\right)} \quad (4.10)$$

donde  $Q$  es el gasto observado,  $\eta_a$  es la viscosidad dinámica del fluido,  $p_1$  y  $p_2$  son la presión en la entrada y salida respectivamente,  $L$  y  $A$  son las dimensiones de la muestra,  $\lambda$  es la longitud de relajación de las moléculas de gas a una presión  $\bar{p} = (p_1 + p_2)/2$  y  $d_p$  es el diámetro de poro efectivo.

Tabla 4.5: Resumen de detección de fracturas naturales (Tiab y Donaldson, 2004)

	Núcleo	Imágenes (eléctrico)	Imágenes (sónico)	Litodensidad	Onda Stoneley	Pérdida de lodo
Característica detectada	Porosidad de fractura	Invasión de lodo	Contraste de propiedades acústicas	Densidad de sólidos en fracturas	Onda reflejada por fracturas	Flujo de lodo hacia fracturas
Abertura mínima detectada	Orden de micras	Orden de micras	1mm	5mm	1mm	0.2mm
Conceptos no diferenciables	Fracturas inducidas y daño por perforación	F. inducidas y daño por perforación	F. inducidas, estratos con alta impedancia	Daño por perforación y mineralización	Límites entre capas progresivos	Ninguno
Radio de investigación	Diámetro del núcleo	10mm	3mm	100mm	< 1.8m	> 1m
Rumbo y echado	Sí	Sí	Sí	No	No	No
Limitaciones por lodo	No	Sólo lodos base agua	$\rho_{lodo} < 14 \frac{lb}{gal}$	$\rho_{lodo} > 10 \frac{lb}{gal}$	No	No
Otros comentarios	Zonas con derrumbes no se recuperan	No distingue entre alta y baja permeabilidad	No distingue entre alta y baja permeabilidad	No se detectan fracturas obstruidas por sólidos del lodo	No se detectan fracturas obstruidas por sólidos del lodo	Brinda pseudofactor de daño a la formación de lodo



# Capítulo 5

## Caracterización Dinámica

### 5.1. Introducción al Modelado Dinámico

La caracterización dinámica hace referencia al proceso de identificación y evaluación de las propiedades que afectan la interacción dinámica del sistema roca-fluidos, tratando así de representar correctamente el desplazamiento de los fluidos en un medio poroso. La importancia del análisis de datos dinámicos en Yacimientos Naturalmente Fracturados radica en la discretización a grande escala de los fenómenos de flujo ocurridos en los sistemas de fracturas. Adicional a ello, los modelos dinámicos también funcionan como una representación del flujo que servirá, en combinación con el modelo geocelular, para integrar un simulador integral del yacimiento. El modelado dinámico reside en conceptualizaciones matemáticas que mediante asunciones y simplificaciones tratan de representar el flujo en el sistema matriz-fracturas de la manera más acertada posible. Es importante notar que los modelos dinámicos se basan en replicar el comportamiento de flujo de los fluidos y no en representar la geometría de los sistemas de fracturas, por lo que sería tan erróneo ignorar la información estática como subestimar la respuesta del medio en métodos de adquisición de información de flujo. Ambos modelos son complementarios y deberán ser empleados en un modelo integral del yacimiento.

#### 5.1.1. Fuentes de Información

El modelado dinámico de un yacimiento puede realizarse a múltiples escalas, dependiendo de las fuentes de información disponibles. Al ser datos asociados a los cambios de presión en el yacimiento, su comportamiento raramente es el

mismo durante la duración del proyecto de explotación de un yacimiento, por lo que se es necesario realizar actualizaciones y correcciones de manera periódica al modelo. Las herramientas o fuentes de información más empleadas para datos dinámicos en un yacimiento son:

1. *Historial de Producción.* Se analiza la información de producción histórica (presión y gasto entre otros parámetros) de fluidos total o por tipo de fluido (gas, aceite o agua) usualmente registrado con mediciones en superficie.
2. *Registros de Presión en Fondo.* Se refiere a la medición periódica o constante de presión en el fondo del pozo, mediante sensores de fondo.
3. *Registros con herramienta PLT.* Se refiere a la medición puntual de presión, temperatura y gasto entre otros parámetros en el pozo mediante una herramienta PLT (*Production Logging Tool*).
4. *Pruebas de Trazadores.* Se refiere a la información adquirida en la operación de inyección y monitoreo de trazadores, que pueden ser pasivos o activos, a través de una unidad conectada hidráulicamente. Estas pruebas sirven para identificar eficiencia de barrido, direcciones preferentes al flujo, barreras a este y velocidades relativas a cada fluido entre otros parámetros.

Al manipular la producción y medir la respuesta de presión en uno o varios pozos se puede obtener información útil del yacimiento. A dicho proceso se le llama prueba de variación de presión o prueba de presión y dependiendo de las características del objetivo particular que se buscado, se define el procedimiento específico y por ende, el tipo de prueba.

Para poder comprender la respuesta de presión que se recibe de las pruebas de presión, es necesario involucrar algunos modelos matemáticos que representen el flujo de fluidos en medios porosos.

### 5.2. Flujo de Fluidos en Medios Porosos

Simular el flujo de fluidos a través de rocas en el subsuelo es una tarea difícil debido a las características del espacio disponible propiamente para el flujo. Dicho espacio no es uniforme ni homogéneo como lo serían una tubería, un ducto o un canal. El flujo en Medios Porosos es un fenómeno complejo de

transporte que ha sido estudiado desde dos perspectivas generales: analítica y experimental. Muchos de los modelos empleados para describir el flujo han surgido como correlaciones o leyes derivadas de dicha observación experimental y dependen de las características petrofísicas del sistema roca-fluido como serían:

1. Tipos de Fluidos
2. Regímenes de Flujo
3. Geometría del Yacimiento
4. Geometría de Flujo
5. Fases Móviles Presentes

### 5.2.1. Tipos de Fluido

Para el análisis de flujo, un factor clave de los fluidos es el coeficiente de compresibilidad. Según el tipo de fluido presente, el comportamiento de la compresibilidad del fluido será diferente. Los tipos de fluidos que se consideran son:

1. Fluidos Incompresibles. Se define así a los fluidos cuyo volumen (o densidad) no cambia respecto a la presión. Los fluidos incompresibles no existen, sin embargo es una simplificación que se puede asumir para simplificar el modelado.

$$\frac{\partial \rho}{\partial p} = 0 \quad (5.1)$$

2. Fluidos Ligeramente Compresibles. Se les define así a los fluidos que presentan pequeños cambios de volumen o densidad respecto a la presión. Puede modelarse conociendo el volumen a una presión de referencia dada.

$$\rho = \rho_{ref} [1 - c(p_{ref} - p)] \quad (5.2)$$

3. Fluidos Compresibles. Son fluidos que experimentan cambios grandes en el volumen del mismo respecto a la presión. Todos los gases se consideran fluidos compresibles.

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left( \frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (5.3)$$

### 5.2.2. Regímenes de Flujo

Se le conoce así al comportamiento de la presión respecto al tiempo en la presencia de un estímulo. Dicho estímulo podría ser la producción de uno o varios pozos. El tipo de régimen presente depende de algunas características del yacimiento como su extensión areal, el tiempo transcurrido desde el estímulo de presión y el tipo de frontera externa que posea.

Existen tres regímenes de Flujo:

1. Flujo Transitorio
2. Flujo Pseudoestacionario
3. Flujo Estacionario

#### 5.2.2.1. Flujo Transitorio

Cuando el yacimiento no ha presentado estímulos de presión por un largo tiempo, se asume que la presión se encuentra en equilibrio en el yacimiento, es decir, tiene la misma magnitud en toda su extensión. Al generarse una caída de presión, el estímulo avanzará hacia las fronteras del yacimiento en un régimen de flujo transitorio. Matemáticamente, dicho periodo se representa con la ecuación 5.4, en la que se observa que es una función que depende del tiempo y de la posición a evaluar.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) = f(t, i) \quad (5.4)$$

Cuando el avance de la caída de presión ha alcanzado alguna frontera del yacimiento, inicia un periodo llamado de transición tardío durante el cual el estímulo no presenta un comportamiento claro, y este dura hasta alcanzar todas las fronteras del yacimiento. Posteriormente, el régimen de flujo que representa el comportamiento de la caída de presión será definido por el tipo de frontera externa del yacimiento.

#### 5.2.2.2. Flujo Pseudoestacionario

En este régimen de flujo, el estímulo de presión ha alcanzado todas las fronteras del yacimiento que lo aíslan dinámicamente, y a partir de ese momento, la caída de presión será estable y podrá representarse mediante la

expresión 5.5.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante} \quad (5.5)$$

### 5.2.2.3. Flujo Estacionario

En este régimen de flujo, el estímulo de presión ha alcanzado todas las fronteras del yacimiento pero a diferencia del flujo pseudoestacionario, las fronteras no aíslan dinámicamente al yacimiento, y en ellas existe un mantenimiento de presión por fuentes externas, usualmente identificados como acuíferos asociados de extensión areal considerable. Esto se representa matemáticamente con la ecuación 5.6.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0 \quad (5.6)$$

De manera esquemática, la Figura 5.1 representa el perfil de presión de fondo al flujo ( $p_{wf}$ ) respecto al tiempo para los tres regímenes identificables.

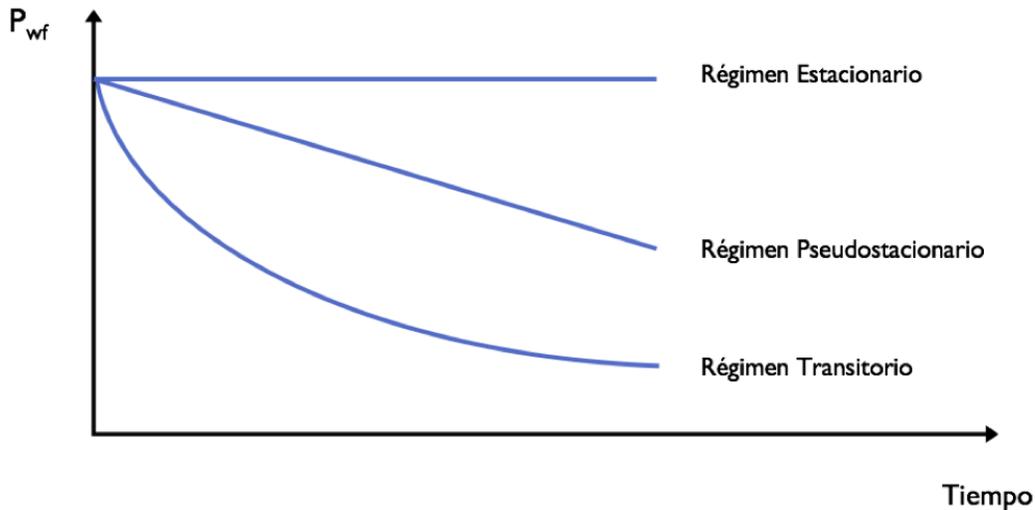


Figura 5.1: Idealización de los Regímenes de Flujo presentes en un yacimiento.

Dichos regímenes no se presentan todos como una secuencia; a pesar de que siempre existirá un periodo de transición tardío posterior al régimen de

flujo transitorio, dependerá de las características de las fronteras del yacimiento si se presenta un comportamiento de tipo estacionario o pseudoestacionario.

### 5.2.3. Geometría de Flujo

Es conocida la naturaleza heterogénea en la geometría de los yacimientos, sin embargo en la simplificación para el análisis se puede definir la geometría de flujo, que conceptualiza la geometría y la distribución espacial de las caídas de presión respecto a la fuente del estímulo. Se identifican tres geometrías de flujo básicas: flujo lineal, flujo radial y flujo esférico.

#### 5.2.3.1. Flujo Lineal

El flujo lineal ocurre cuando las trayectorias de flujo son paralelas y los fluidos fluyen una única dirección. Se asume también que el área transversal de flujo es constante. Una aplicación importante de esta consideración radica en el modelado de flujo dentro de fracturas hidráulicas verticales, como ilustrado en la Figura 5.2. Este comportamiento también se observa en yacimientos de geometría alargada, como canales así como el flujo hacia una fractura, la cual se desempeña como principal canal de flujo al pozo.

El producto  $kh$  determinado mediante pruebas de presión puede ser empleado para calcular la apertura del área de flujo, y ello daría la longitud de las fracturas en un pozo localizado en fracturas verticales o la extensión de una formación alargada [6] [74]. La combinación de información de geometría lineal con geometría radial puede brindar información tan importante como las magnitudes de la permeabilidad en dos direcciones ( $k_x$ ,  $k_v$ ) del plano de estratificación.

#### 5.2.3.2. Flujo Bilineal

Los pozos fracturados hidráulicamente pueden presentar una geometría de flujo particular, llamada bilineal. Esta ocurre debido a una caída de presión en la fractura que resulta en líneas de flujo paralelas en ella así como una convergencia también lineal hacia la fractura.

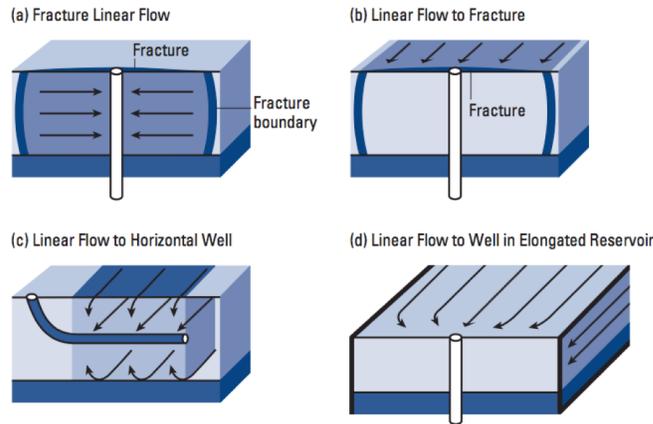


Figura 5.2: Casos más comunes de geometría de flujo lineal. (Schlumberger, 2002)

### 5.2.3.3. Flujo Radial

En un yacimiento sin grandes heterogeneidades, se observa una convergencia del fluidos hacia el pozo (o en sentido contrario para pozos inyectores) que obedece a una geometría radial. En dichos sistemas, las líneas de isopotencial son círculos concéntricos con el pozo al centro. Cuando se realiza una operación de estimulación o se realiza la terminación de forma horizontal, el radio efectivo en el que existe dicha geometría es de mayor magnitud. Si el pozo se localiza cerca de alguna barrera al flujo como podría ser una falla o fracturas cementadas, la respuesta en la onda de transiente de presión puede mostrar comportamiento de flujo radial hacia el pozo, seguido de otro periodo igual más el del pozo imagen, como mostrado en la subFigura 5.3(f).

### 5.2.3.4. Flujo esférico

Según la terminación seleccionada en un pozo, puede presentarse flujo esférico sin importar el fluido presente. El flujo esférico ocurre cuando las líneas de flujo convergen a un único punto, usualmente donde se encuentra concentrado el único (o mayor) gradiente de presión en dicha zona. Un pozo parcialmente penetrante en una formación así como disparos parciales en formaciones con permeabilidad vertical mayor al nulo generarán está geometría en la cercanía del pozo. Al observar esta geometría, es posible también conocer la magnitud de la permeabilidad vertical contando con la permeabilidad horizontal

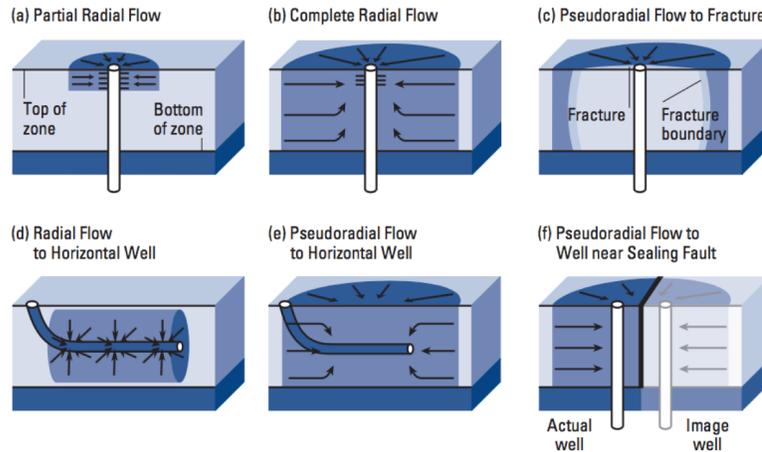


Figura 5.3: Casos más comunes de geometría de flujo radial. (Schlumberger, 2002)

promedio. También puede brindar información acerca de los pseudofactores de daño, pudiendo discretizar el efecto sobre el flujo de la terminación del pozo u otras causas, y si es posible, realizar intervenciones al mismo para incrementar la producción.

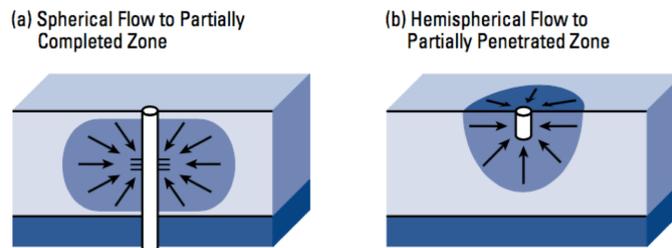


Figura 5.4: Casos más comunes de geometría de flujo esférico. (Schlumberger, 2002)

#### 5.2.4. Condición Inicial y de Frontera

Para introducir al estudio de modelos dinámicos y su simulación, es necesario estudiar el concepto de frontera. Al ser las ecuaciones de transporte ecuaciones diferenciales, es necesario contar con condiciones de frontera para obtener

la solución particular del sistema. Dichas condiciones son caracterizadas en el estudio de unidades litoestratigráficas por tres conceptos: frontera interna, frontera externa y condición inicial.

La condición inicial representa el estado inicial de la simulación, por lo que esta deberá ser establecida según los criterios deseados del modelo. Por otra parte, las condiciones de frontera pueden ser establecidas de maneras muy diversas.

La frontera interna es una conceptualización de un pozo, cuyo estado es dictado por una de dos posibles condiciones:

1. Producción a gasto constante ( $p_{wf} = var.$ )
2. Producción a presión de fondo constante ( $q_o(r = r_w) = var.$ )

Por otra parte, la frontera externa es aquel comportamiento esperado en la región más distante del pozo en el cual se podría considerar que aún se trata de la misma unidad hidráulica. En dicha frontera, el comportamiento puede ser de diferentes tipos, aunque los más empleados son:

1. Frontera cerrada o impermeable ( $q_o(r = r_e) = 0$ )  
Esta implica que no hay transferencia de fluido por lo tanto, una vez que la onda del transiente de presión alcance dicho punto, la presión declinará en un regimen pseudoestacionario (comportamiento de yacimiento cerrado).
2. Frontera a presión constante o permeable ( $p_e = p_i$ )  
Esto implica que existe una transferencia de energía en forma de presión en dicha frontera, usualmente en la forma de un acuífero asociado o un pozo inyector.

### 5.3. Pruebas de Presión

La fuente de información más útil en la caracterización dinámica son las pruebas de presión. Una prueba de variación de presión es una manipulación de la producción en uno o varios pozos con la finalidad de observar cambios en la presión. Son afectadas por la configuración del pozo, así como por elementos cercanos al mismo (por ejemplo, daño a la formación). De una prueba de presión en un pozo se pueden obtener múltiples parámetros como el producto  $kh$ , la geometría de flujo y para efectos de este trabajo, la presencia

características del sistema de doble porosidad. Por otra parte, una prueba de presión realizada en conjunto para varios pozos puede indicar si existe anisotropía de flujo *in situ* (como barreras al flujo o fracturas altamente conductoras) o simplemente mostrar conectividad hidráulica y su magnitud (mediante la obtención de  $k$ ).

Las pruebas de presión tienen como objeto de análisis el avance de una onda de transiente de presión hasta las fronteras del yacimiento y su regreso al pozo, a través del registro de presión contra tiempo en él, usualmente con la ayuda de un gráfico semilogarítmico de dichas variables, ejemplificado en la Figura 5.5. De igual manera pueden de ellas inferirse otras características del sistema como el factor de daño ( $S$ ), el índice de permeabilidad efectiva ( $k_e$ ), el volumen de drene y otras heterogeneidades además de la presencia o confirmación de cambio de facies, la confirmación de interpretación geológica y los límites del yacimiento.

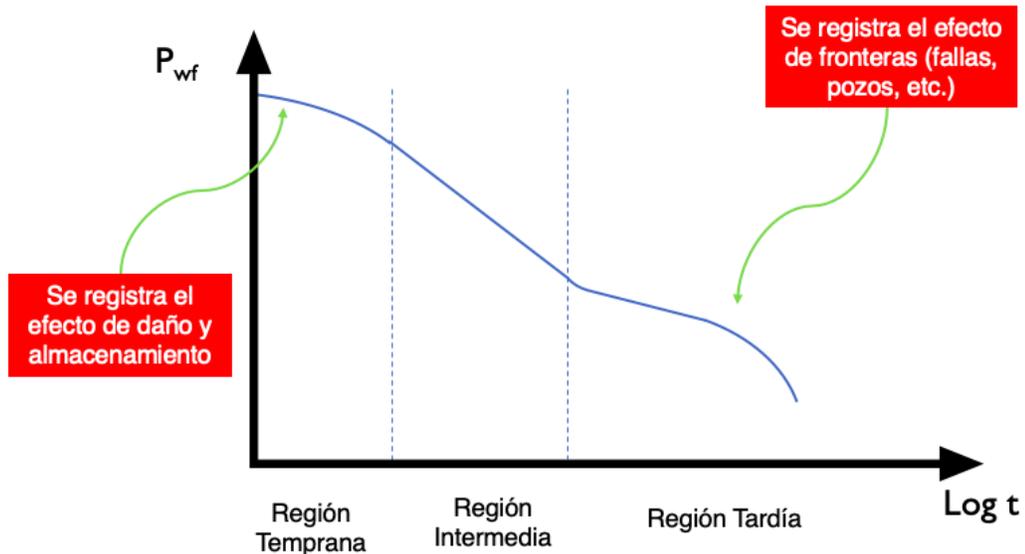


Figura 5.5: Ejemplo de resultados obtenidos de una prueba de decremento de presión en su configuración típica.

### 5.3.1. Tipos de Pruebas de Presión

Existen múltiples tipos de pruebas diseñadas con finalidades específicas, sin embargo, los métodos de análisis se basan a grande escala en tres tipos:

pruebas de incremento de presión, de decremento y pruebas de interferencia.

### 5.3.1.1. Pruebas de Incremento de Presión

La técnica se basa en el incremento y estabilización de la presión en un pozo a partir de su cierre ( $q(t \geq t_p) = 0$ ). Se suelen realizar durante reparaciones al pozo pues implica el cierre de la producción por un periodo largo. Para su análisis, es de utilidad conocer el tiempo de producción previo ( $t_p$ ) y los gastos, sin embargo, al ser difícil encontrar registros sobre ello, existen metodologías que permiten aún así obtener buenos resultados. Los objetivos específicos de esta prueba son estimar el factor de daño del pozo y determinar la presión media del área de drene.

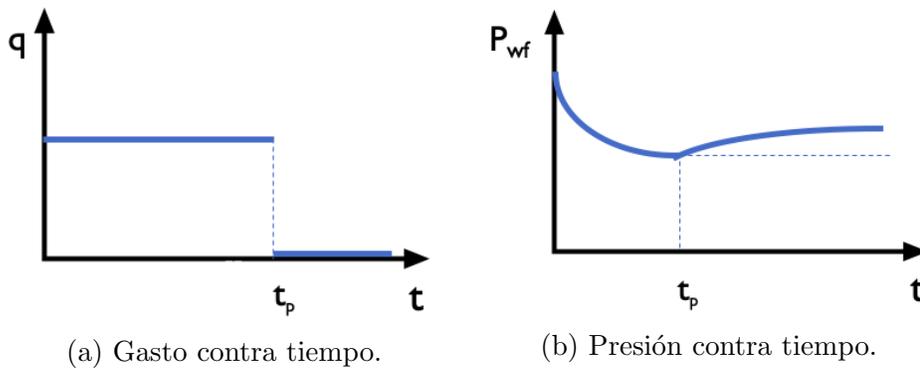


Figura 5.6: Esquema teórico de una prueba de incremento de presión.

### 5.3.1.2. Pruebas de Decremento de Presión

Teóricamente se basan en la medición de la presión (en abatimiento) en un pozo a partir de su apertura ( $q \neq 0$  y constante). Usualmente el pozo debe encontrarse cerrado antes de comenzar a producir a ese gasto, y el tiempo que debió estar sin producir tendría que ser tal para que la presión estática se establezca en todo el yacimiento. Los objetivos particulares de este tipo de prueba son obtener la permeabilidad promedio de la formación dentro del área de drene del poro, así como dar información de la magnitud del factor de daño, además de determinar el volumen poroso drenado y otras heterogeneidades dentro del área de drene del pozo.

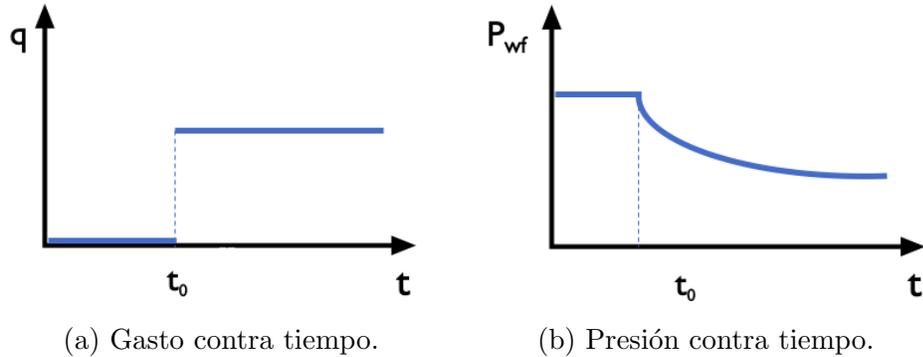


Figura 5.7: Esquema teórico de una prueba de decremento de presión.

### 5.3.1.3. Pruebas a Gasto Variable

En muchas ocasiones no es posible estabilizar el gasto de un pozo a valores específicos, por lo que surge la necesidad de analizar registros de producción con variaciones considerables. La prueba a gasto variable es una variación del análisis para una prueba registrada a gastos variables respecto al tiempo, a través del principio de superposición en tiempo. Este principio establece una aproximación a tal variación mediante una función escalón.

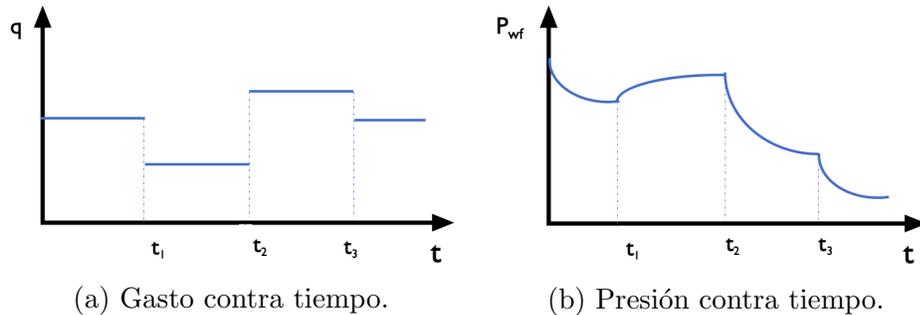


Figura 5.8: Esquema teórico de una prueba a gasto variable

### 5.3.1.4. Pruebas de Interferencia

Es un arreglo de pozos terminados en un campo con la finalidad de comprobar la comunicación hidráulica entre ellos. Un pozo productor ( $q \neq 0$  y constante) genera un disturbio que se registra en la presión del pozo de observación ( $q = 0$ ). Permite caracterizar la porción del yacimiento entre dichos pozos.

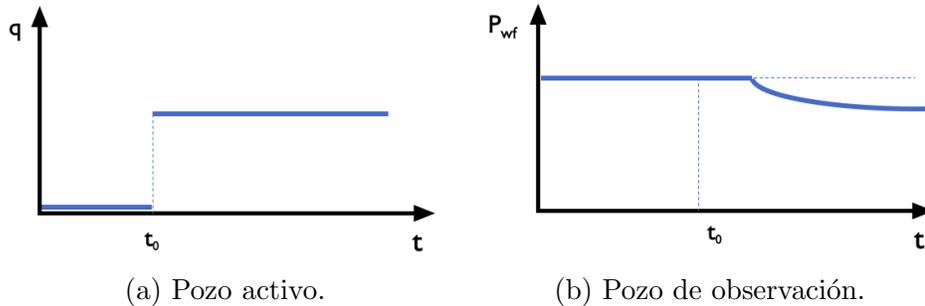


Figura 5.9: Esquema teórico de una prueba de interferencia.

### 5.3.1.5. Pruebas Especializadas

Existen infinidad de pruebas pero entre las más realizadas en la industria se encuentran:

1. *Prueba de pulso*. Esta prueba de presión es una variante de una prueba de interferencia en la cual el pozo activo genera estímulos y cierres a una frecuencia dada. La principal ventaja sobre una prueba estándar radica en la duración de ésta, pues la de pulso puede ser mucho más corta.
2. *Prueba DST (Drill stem test)*. Una prueba DST es una prueba de presión realizada durante la perforación del pozo, introduciendo una sarta con accesorios especializados para esto. Se realizan para identificar el potencial de diversos horizontes productores.
3. *Prueba de Inyectividad*. Es esta prueba de presión se busca confirmar el potencial de inyección de un pozo. Su análisis se puede realizar de manera análoga a una prueba de decremento o incremento (según la etapa) siempre y cuando se cumpla la condición ilustrada en la Expresión 5.7, donde la relación de movilidad debe ser cercana a la unidad [27].

$$M = \frac{M_{iny}}{M_f} = \frac{k_{iny}}{k_f} \frac{\mu_f}{\mu_{iny}} \cong 1 \quad (5.7)$$

4. *Prueba fall-off*. Se le llama así al proceso en una prueba de inyectividad después de cerrar el flujo en el pozo, siendo análoga a una prueba de incremento de presión en pozos productores.

## CAPÍTULO 5. CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

Tipo de prueba	Ventajas	Desventajas
De decremento	Se estima fácilmente la capacidad productora del pozo. No requiere cerrar la producción.	Se debe mantener constante la producción del pozo para correcto análisis.
De incremento	Mayor facilidad en las mediciones de la presión debido a aumentos suaves. Permite estimar el factor de daño.	Se debe cerrar la producción del pozo en su totalidad por periodos largos en ocasiones.
A gasto variable	Mayor aplicabilidad de análisis a pruebas reales. Menor incertidumbre.	Mayor complejidad de análisis.
De interferencia	Se evalúan secciones largas del yacimiento. Se obtienen direcciones preferenciales de flujo y presencia de heterogeneidades locales.	Estímulo de presión difícil de diferenciar en ocasiones. Necesidad de un pozo sin producción.

Tabla 5.1: Comparativo por tipo de prueba de variación de presión.

### 5.3.2. Conceptos para Análisis de Pruebas de Presión

El análisis de cualquier prueba de presión sigue una secuencia general de escrutinio que permite obtener información útil de ellas. La Figura 5.3.2 muestra una secuencia de actividades que se recomienda seguir para el correcto análisis de información dinámica.

En primer lugar, es necesario confirmar la correcta adquisición de datos, pues de haber existido errores en tal proceso, cualquier resultado será incorrecto. La manera más sencilla para identificar la consistencia radica en comparar tendencias coherentes entre los datos de presión y gasto a un tiempo dado.

Posterior a la verificación, es necesario eliminar ruido generado por la herramienta o lecturas de inestabilidad que no aportan material valioso. Para esta parte, puede ser empleado cualquier filtro numérico seleccionado en virtud del volumen y calidad de los datos. La normalización hace referencia a la estimación de una respuesta a un gasto constante teórico.

Debido a que las pruebas de presión en práctica son realizados a gasto variable, una opción para analizar tales datos consiste en generar dicha respuesta sintética mediante técnicas de deconvolución y convolución numérica.

Posterior al tratamiento numérico de los datos, se comienza el análisis mediante el diagnóstico de flujo, identificando regímenes y geometría de flujo. La mejor manera de realizar esto es mediante la función derivada que es propiamente una derivada de la presión, empleada en conjunto con los gráficos de diagnóstico.

La conformación del modelo implica utilizar información de fuentes alternas para la selección de un modelo dinámico. Estas fuentes pueden ser modelos geológicos, correlaciones de registros en pozos, adquisición sísmica, yacimientos análogos o cualquier otro indicio que pueda favorecer la selección de un modelo preciso así como de algunos de los parámetros requeridos para su uso.

Un método de análisis muy popular fue presentado por Abbaszadeh y Kamal (1988) y es conocido como técnica *Match Point*. Consiste en generar una serie de posibles soluciones tales que una determinada combinación de parámetros se acople al comportamiento de presión observado en la prueba. Mediante algoritmos de convergencia, es posible determinar el comportamiento más cercano a aquel de los datos.

### 5.3.2.1. Adquisición

Una prueba de presión puede ser realizada en diversos momentos de la vida útil de un pozo, sea durante la perforación (mediante la técnica DST), al concluir la terminación o en plena fase de producción. Usualmente, las pruebas en periodo de producción se realizan de manera paralela a operaciones de mantenimiento por la dificultad logística que representa cerrar la producción. La Figura 5.10 muestra la secuencia típica de una prueba de incremento de presión. Se comienza mediante un periodo de flujo ininterrumpido, para evitar la presencia de fluidos de estimulación u otro tipo.

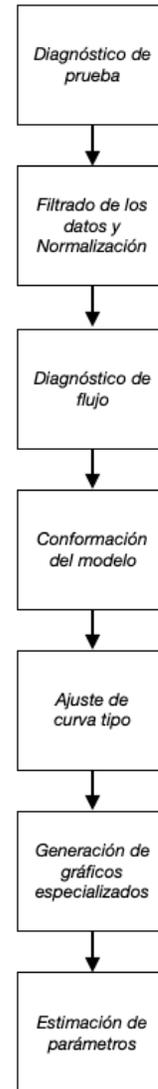


Figura 5.10: Secuencia de análisis.

## CAPÍTULO 5. CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

Posteriormente se cierra la producción para introducir las herramientas de medición de presión. Se vuelve a abrir hasta estabilizar las condiciones de flujo. Finalmente se deja producir un tiempo a gasto constante para finalmente cerrar la producción y medir los cambios de presión.

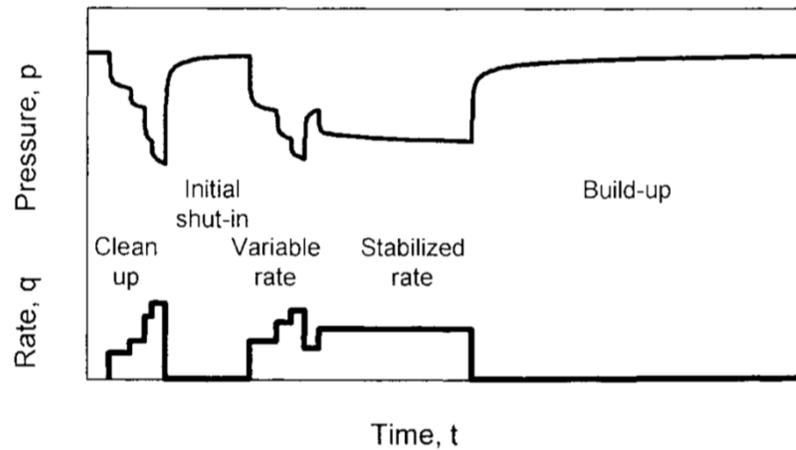


Figura 5.11: Secuencia ideal de resultados para una prueba de incremento de presión. (Bourdet, 2002)

Los datos obtenidos pueden tener mucho ruido debido a diversos efectos, por lo que es necesario emplear métodos de filtrado. Dicho ruido podría incluso ser inherente a la herramienta o la configuración del pozo, por lo que se debe extraer la tendencia de los datos para poder obtener resultados precisos. Existen múltiples maneras de filtrar los datos, sin embargo no cualquiera es recomendado. Se deben evitar métodos de sondeo aleatorio, pues las muestras seleccionadas podrían no ser representativas. Es recomendable estudiar los mejores métodos de la actualidad, entre los que destaca el método de ondículas (*wavelet*), como presentado por Pico *et al.* (2009).

Una vez realizado el filtrado, los resultados serán similares a la Figura 5.11 en un gráfico semi-logarítmico de presión contra tiempo. Ahí, se observan tres curvas, que representan los datos de una prueba que ilustra dos efectos importantes: almacenamiento y daño. El efecto de almacenamiento modifica los datos a tiempos cortos y el daño genera una caída adicional de presión presente a lo largo de toda la prueba. Una respuesta ideal no incluiría ambos efectos, sin embargo ello no es posible, por lo que diversos métodos han sido desarrollados para el análisis de dichos datos.

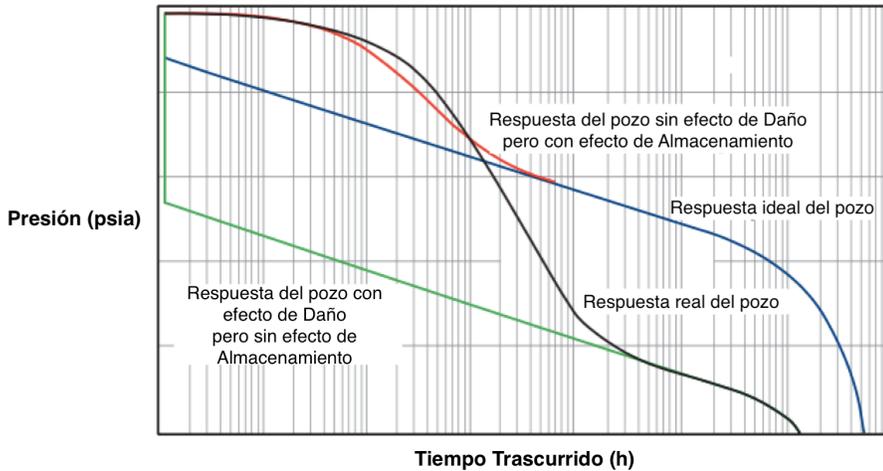


Figura 5.12: Resultados idealizados de la prueba (Schlumberger, 2002).

### 5.3.2.2. Efecto de Almacenamiento en Pozo

El efecto de almacenamiento es la porción de la producción referente a la expansión y flujo de fluidos contenidos en el pozo al comenzar la producción, contrario a la contribución directa de fluidos del yacimiento. Esto significa que los datos a tiempos cortos del estímulo de presión no son indicativos de los mecanismos de flujo del yacimiento y por ende, no son evidentes los efectos de la formación en tal periodo. Este efecto puede durar desde un par de segundos a varios minutos. Por definición, el coeficiente de almacenamiento se define como un cambio de volumen respecto a la presión (expresión 5.8 para flujo monofásico).

$$C = V_{\text{pozo}} * C_{\text{fluido}} \quad (5.8)$$

### 5.3.2.3. Efecto de Daño

Se le conoce como daño (S) a una alteración al flujo en la vecindad del pozo. Físicamente el daño se puede definir como un incremento o caída de presión adicional y se debe a varios factores que varían para cada pozo.

Cuando  $k_S < k$  se dice que el pozo se encuentra dañado. Por otra parte, cuando  $k_S > k$  se dice que el pozo se encuentra estimulado.

El daño total presente se puede discretizar como la suma del factor de daño a la formación ( $S_d$ ) y los pseudo factores de daño, enlistados como:

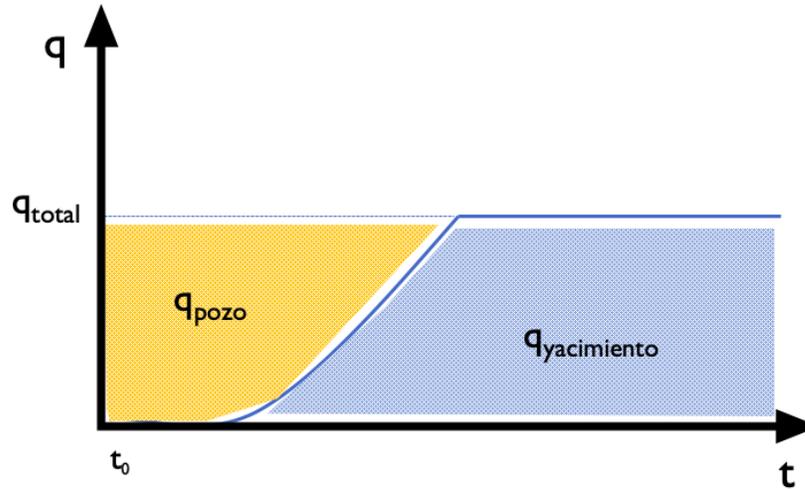


Figura 5.13: Esquemmatización del efecto de almacenamiento.

- Penetración Parcial
- Material sólido adherido a la pared
- Formación de condensados
- Presencia de *liner*
- Flujo a través de disparos
- Inclinación del pozo
- Empacamientos de arena
- Fracturas Hidráulicas

Pucknell y Clifford (1991) propusieron una metodología general para el cálculo del daño total, tomando en cuenta múltiples factores y mostrado en las ecuaciones 5.9, 5.10 y 5.11.

$$S = S_{mi} \frac{h}{h_m} + F (S_a + S_m) \frac{h}{h_m} + S_c \quad (5.9)$$

$$F = \sqrt{\cos^2 \theta + \left( \frac{k_v}{k_h} \right) \sin^2 \theta} \quad (5.10)$$

$$S_a = \ln \left[ \frac{2}{1 + F} \right] \quad (5.11)$$

Donde  $h$  es la longitud vertical de la formación,  $h_m$  es la longitud del intervalo terminado de la formación,  $S_m$  es el daño mecánico,  $S_{mi}$  el daño mecánico por

sólidos,  $S_a$  es el factor de daño por anisotropía,  $S_c$  es el factor de daño por geometría de la terminación y  $\theta$  el ángulo de desviación vertical del pozo, siendo todos valores conocidos o calculables mediante pruebas a la formación y análisis en laboratorio.

Por otra parte, Mavor y Cinco-Ley (1979) observan que un gráfico  $1/q$  contra el logaritmo de tiempo resulta en una línea recta de pendiente  $m'$  para el cual se calcula el factor de daño mediante la siguiente expresión:

$$S = 1.151 \left[ \frac{(1/q)_1}{m'} \frac{hr}{\phi \mu c_t r_w^2} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.2274 \right] \quad (5.12)$$

#### 5.3.2.4. Capacidad de Almacenamiento ( $\omega$ ) para YNF's

Tanto  $\omega$  como  $\lambda$  son parámetros introducidos por Warren y Root (1963) para representar las características específicas de los yacimientos fracturados. La capacidad de almacenamiento representa una facultad intrínseca de las fracturas para almacenar fluidos y se define matemáticamente como lo expresado en la expresión 5.13.

$$\omega = \frac{(\varphi c_t)_f}{(\varphi c_t)_m + (\varphi c_t)_f} \quad (5.13)$$

El parámetro  $\omega$  varía entre 0 y 1, siendo  $\omega = 0$  señal de un sistema convencional y  $\omega = 1$  un sistema cuya porosidad radica únicamente en las fracturas.

#### 5.3.2.5. Coeficiente de Flujo Interporoso ( $\lambda$ ) para YNF's

El coeficiente de flujo interporoso representa la proporción entre los valores de permeabilidad, o en otras palabras, la escala de heterogeneidad al flujo del sistema. Se representa matemáticamente mediante la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{\alpha k_m r_w^2}{\sqrt{k_{fx} k_{fy}}} \quad (5.14)$$

Donde  $\alpha$  es el factor geométrico de la porción heterogénea del volumen de control ( $\frac{1}{L^2}$ ). En sistemas fracturados, el coeficiente de flujo interporoso toma valores de entre  $10^{-3}$  y  $10^{-10}$ . Para casos en los que valor de  $\lambda$  sea mayor a dicho intervalo, se dice que la magnitud de la heterogeneidad es insuficiente para modelar un sistema de doble porosidad, por lo que se recomienda tratar a dicho caso como un yacimiento homogéneo.

5.3.2.6. Gráfico Diagnóstico y Curvas Tipo

Un gráfico de diagnóstico o auxiliar, es un gráfico bidimensional con un arreglo de diferentes variables para las cuales existe una geometría específica, según sea el comportamiento particular del yacimiento estudiado. A pesar de que existen múltiples configuraciones empleadas, la escala doble logarítmica es preferida para realizar un diagnóstico completo del comportamiento de flujo en múltiples etapas. Dichos gráficos se complementan con el uso de variables adimensionales, que son un agrupamiento de las variables reales del modelo matemático para simplificar su uso. Las variables adimensionales son proporcionales a las variables físicas, y dependen de diferentes factores, según sea el modelo matemático en que se basen (expresiones 5.15 - 5.16).

$$p_D = A\Delta p ; A = f(kh, \dots) \tag{5.15}$$

$$t_D = B\Delta t ; B = g(k, C, S \dots) \tag{5.16}$$

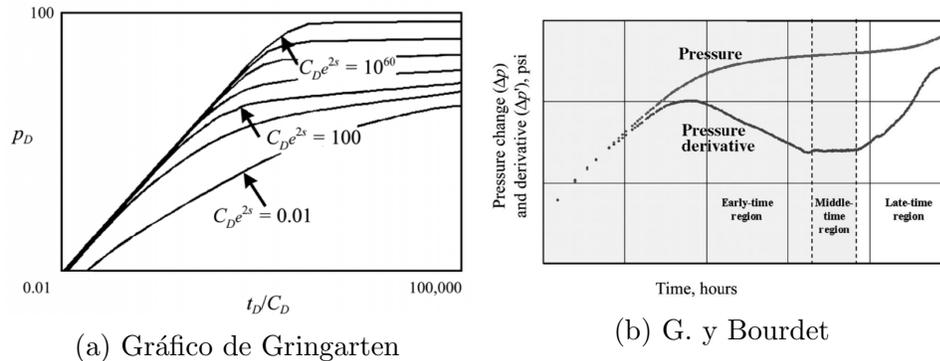


Figura 5.14: Gráficos de Gringarten y Bourdet (*Extraído de PetroWiki.org*).

Por otra parte, las curvas tipo son soluciones particulares de los modelos de flujo, empleando características particulares del yacimiento y con condiciones iniciales y de frontera definidas, graficadas en la misma escala logarítmica. Son empleadas para comparar los datos adquiridos y así conocer cual entre dichas soluciones se asemeja más al comportamiento del yacimiento real.

Uno de los gráficos más empleados es la curva tipo de Gringarten *et al.* (1979), que se basa en una solución de la ecuación de difusividad radial. Esta asume que se trata de un pozo vertical a condiciones de gasto constante, con comportamiento de yacimiento infinito homogéneo, flujo monofásico ligeramente compresible así como de un factor de daño infinitesimal y coeficiente

de almacenamiento constante. Como se muestra en la Figura 5.13, se grafica la variable adimensional  $p_D$  (presión adimensional) contra  $t_D/C_D$  (tiempo adimensional sobre el coeficiente de almacenamiento adimensional) y se varía el factor  $C_D e^{2s}$ .

$$\log p_D = \log A + \log \Delta p \quad (5.17)$$

$$\log \left( \frac{t_D}{C_D} \right) = (\log B + \log \Delta t) - \log C_D \quad (5.18)$$

### 5.3.2.7. Función Derivada

La función derivada hace referencia a un tipo de gráfico empleado en el análisis de pruebas de presión cuyos valores son resultado de la derivada numérica de la presión (o  $\Delta P$ ) respecto al tiempo ( $t$ ). Fue introducido por Bourdet (2002) con la finalidad de identificar un patrón de cambio en el comportamiento de la curva de presión para cada régimen de flujo. Los algoritmos para realizar dicha derivada pueden variar y con ello, los resultados podrían diferir.

$$\Delta p' = \frac{dp}{d \ln \Delta t} = \Delta t \frac{dp}{dt} \quad (5.19)$$

En las curvas tipo de la función derivada (también conocido como gráfico de Bourdet en sistema coordinado doble logarítmico), para un pozo en un yacimiento de comportamiento infinito, con daño y efecto de almacenamiento, se identifican dos características: i) a tiempos cortos, las curvas se sobreponen en una línea recta de pendiente unitaria; ii) durante la sección de flujo radial, el valor de la derivada se estabiliza en 0.5 (pendiente nula). En presencia de flujo con diferentes geometrías, la presión cambia a una tasa de tiempo a la potencia  $1/n$ .

### 5.3.2.8. Influencia del Régimen de Flujo en YNF's

Muchas de las soluciones más empleadas se basan en el modelo de Warren y Root (1963), por lo que de manera implícita se supone un régimen de flujo pseudoestacionario. Dicha suposición funciona en gran variedad de casos, sin embargo en algunos otros casos la duración del periodo de transición es mucho mayor a lo anticipado o presenta caídas de presión muy sutiles. Esto se debe a que en sistemas de baja permeabilidad de matriz, el estímulo de presión hace efecto de manera paulatina en las porciones más alejadas de una fractura conductora.

La primera solución descrita por Barenblatt et al. (1960) asume que el flujo de bloques a fisuras ocurre bajo condiciones de regimen pseudoestacionario, donde Cinco-Ley et al (1985) demostraron que existe una condición de flujo interporoso restringida, en la que se puede considerar despreciable al gradiente de presión en los bloques de matriz. Por otra parte, Kazemi (1969) considera que en los bloques de la matriz existe flujo transitorio, es decir, que no hay restricciones al flujo en la interfaz matriz-fracturas, y que por lo tanto, la respuesta de la matriz es casi simultánea a la del sistema de fracturas interconectadas.

### 5.3.2.9. Curvas Tipo en YNF's

La respuesta de las pruebas de presión en yacimientos fracturados o altamente laminados, y por lo tanto, las curvas tipo empleadas para YNF's, basadas en el modelo de Warren y Root (1963), tienen una apariencia similar a la mostrada en las figuras 5.14a y 5.14b.

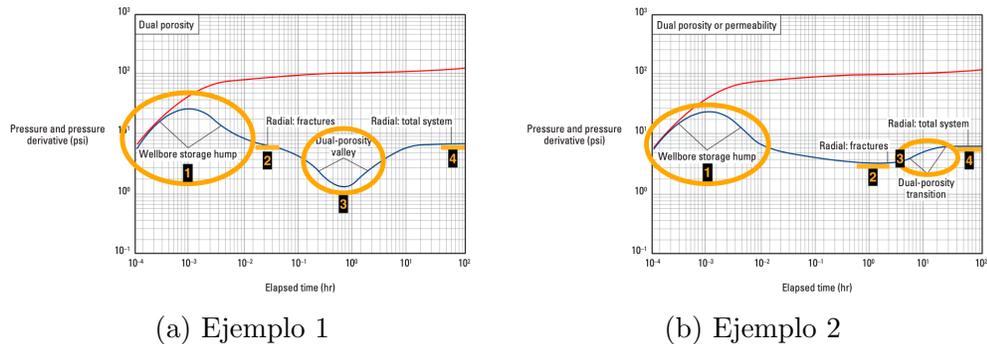


Figura 5.15: Curvas Tipo basadas en un modelo de doble porosidad (Schlumberger, 2002)

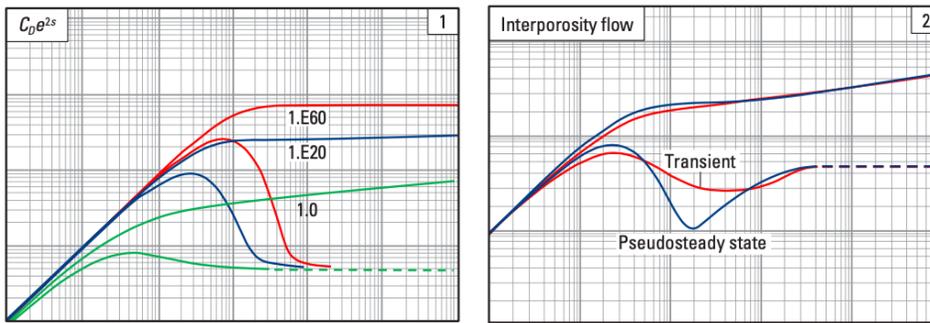
En los casos representados mediante modelos de múltiple porosidad, se identifican las siguientes características:

1. El efecto de almacenamiento en pozo, identificado por un recta de pendiente unitaria al inicio,
2. Efecto de la geometría de flujo en las fracturas (radial o lineal, típicamente),
3. Zona de transición desde el sistema de fracturas hacia matriz,

4. Efecto de la geometría del sistema matriz-fracturas.

Dicha distribución se explica tomando en cuenta el comportamiento de los YNF's: cuando un pozo comienza a producir, una respuesta rápida ocurre desde la red de fracturas conductivas, debido a su alta transmisibilidad. Posteriormente, se genera un gradiente de presión en los contactos entre fracturas y matriz de roca, suficiente para que exista flujo desde la matriz. La presión de los bloques de matriz disminuye hasta igualar la presión de las fracturas.

En las siguientes figuras se ilustran algunos ejemplos de curvas tipo, basadas en modelos de doble porosidad:



(a) Yacimiento homogéneo

(b) Doble porosidad

Figura 5.16: Yacimiento de comportamiento infinito, flujo radial (Schlumberger, 2002)

En las figuras 5.15a y 5.15a se hace evidente la diferencia entre una curva típica de un yacimiento homogéneo y un YNF. Esta diferencia reside en la presencia de un "valle" después de la región de efecto de almacenamiento. Haciendo énfasis en el valle de la figura 5.15a, se observa una diferencia en las tendencias entre comportamiento bajo flujo transitorio y pseudoestacionario, por los mismos motivos previamente descritos.

La figura 5.16a muestra tres diferentes curvas, cada una con diferentes valores de  $\omega$ , recordando que este parámetro representa la capacidad de las fracturas para almacenar fluidos, y que mientras más cercano sea a la unidad, se presume que el flujo proviene mayormente del sistema de fracturas. Un valor de  $\omega$  más cercano a cero indica que la mayor parte del flujo proviene de la de matriz de roca.

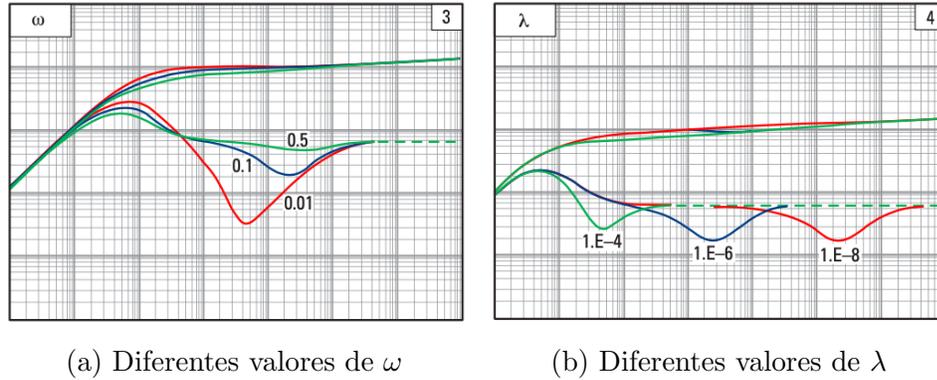


Figura 5.17: Modelo de doble porosidad, regimen pseudoestacionario (Schlumberger, 2002)

La figura 5.16b muestra tres diferentes curvas, cada una con diferentes valores de  $\lambda$ , recordando que este parámetro representa la proporción entre permeabilidad de la matriz y la de fracturas, y que mientras más cercano sea a la unidad, se presume que el flujo proviene mayormente del sistema de fracturas. Un valor de  $\lambda$  mayor a  $10^{-3}$  indica poca heterogeneidad.

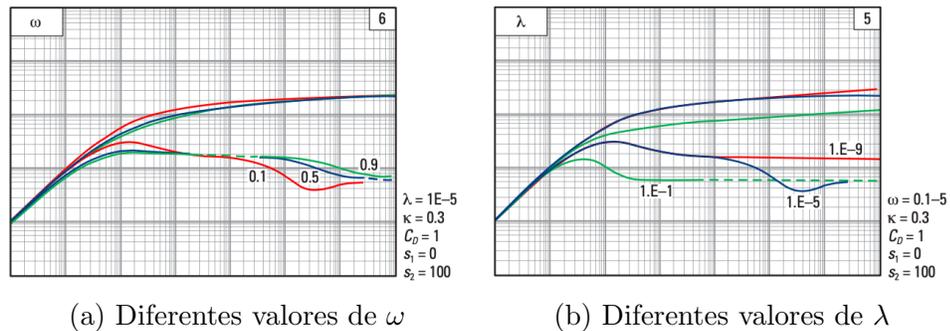
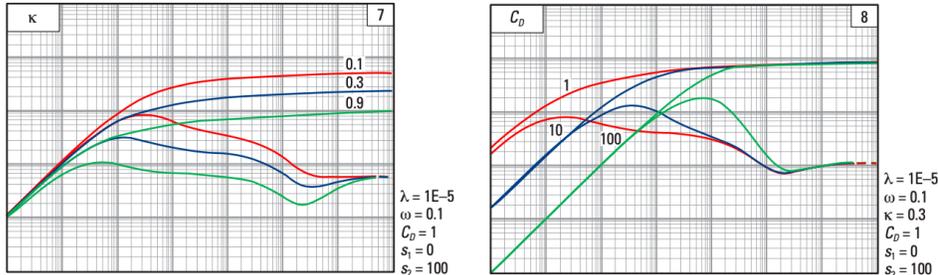


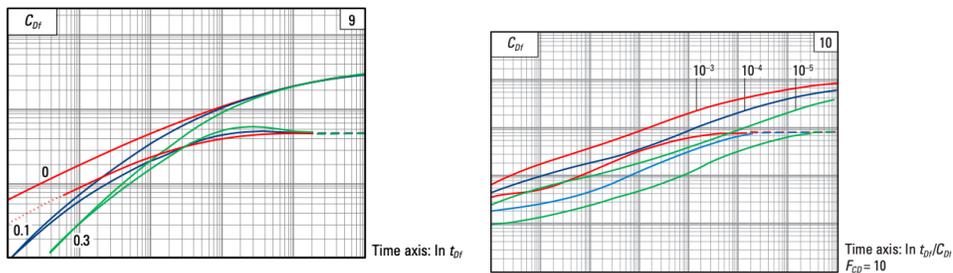
Figura 5.18: Comportamiento infinito, doble porosidad y doble permeabilidad (Schlumberger, 2002)

De la misma manera, las figuras 5.17 y 5.18 muestran varias curvas con diferentes valores de  $\omega$ ,  $\lambda$ , porosidad secundaria ( $K$ ) y coeficiente de almacenamiento ( $C_D$ ), para un yacimiento de comportamiento infinito en un modelo de doble porosidad y permeabilidad, que describe grandes contrastes de permeabilidad, por heterogeneidad en la composición o estructura de las formaciones.



(a) Diferentes valores de permeabilidad secundaria ( $K$ ) (b) Diferentes valores de almacenamiento adimensional ( $C_D$ )

Figura 5.19: Comportamiento infinito, doble porosidad y doble permeabilidad (Schlumberger, 2002)



(a) Fractura vertical de conductividad infinita en yacimiento homogéneo (b) Fractura vertical de conductividad finita en yacimiento homogéneo

Figura 5.20: Variación de los valores de almacenamiento adimensional en la fractura (Schlumberger, 2002)

En las figuras 5.19a y 5.19b se identifican dos casos particulares de fracturas verticales, intersectadas por un pozo: i) Conductividad infinita, es decir, la capacidad de la fractura para transmitir fluidos es elevada y ii) Conductividad finita, que tiene una menor capacidad.

La capacidad de fractura se evalúa mediante la conductividad de la fractura ( $F_{CD}$ ), calculada mediante:

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k_t x_f} \quad (5.20)$$

donde  $k_f$  es la permeabilidad de la fractura,  $w_f$  es el ancho de ésta,  $k_t$  es la permeabilidad del sistema y  $x_f$  es la media-longitud de la fractura ( $x_f$ ),

definida como la distancia desde el pozo hasta la punta de la fractura en una dirección, equivalente a la misma en dirección opuesta. Una fractura se considera de conductividad finita cuando:  $F_{CD} < 300$ , y se considera de conductividad infinita cuando:  $F_{CD} > 500$ .

### 5.3.3. Análisis de Pruebas de Presión

Se describen los métodos de análisis de pruebas de presión, según la clasificación de Bourdet (2002), empleando las siguientes herramientas:

- Mediante análisis de la curva de presión-producción
- Mediante gráficos logarítmicos y doble logarítmicos
- Mediante análisis de la función derivada

#### 5.3.3.1. Control de Calidad en los Datos

Inmediatamente después de realizar una prueba de presión, es importante verificar la coherencia de los datos para asegurar la correcta adquisición de información. Dicha comprobación se realiza para descartar cualquier problema con la herramienta o la técnica de adquisición que pueda volver inservible al set de datos.

La principal herramienta para verificar la información es el gráfico auxiliar doble logarítmico de caída de presión (y su función derivada) contra tiempo. En primer lugar, se analiza la coherencia entre los cambios de gasto y presión, que deberán ser proporcionales e inversos, es decir, que al existir un aumento en el gasto, se deberá observar una caída en la presión poco tiempo después. Posteriormente, se analiza el tipo de información adquirida, pues en muchos casos la duración de la prueba no es suficiente para observar el efecto de las fronteras en la onda de presión.

#### 5.3.3.2. Análisis de la función Derivada

En las técnicas presentadas por Bourdet (2002), se establece que la pendiente observada en el gráfico doble logarítmico de la función derivada representa condiciones de flujo específicas. Dicho método se basa en soluciones con diversas geometrías de flujo y para los cuales se observó homogeneidad en los resultados. La ecuación 5.21 corresponde a la ecuación de la línea de tendencia, cuyas pendientes en la escala doble logarítmica ( $1/n$ ) serán características

## CAPÍTULO 5. CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

---

como mostrado en la tabla 5.2. Se observa también que para cualquier set de datos, en los primeros valores de tiempo se observa una pendiente igual a uno.

$$\Delta p = A(\Delta t)^{1/n} + b \quad (5.21)$$

$$\Delta p' = \frac{dp}{d \ln \Delta t} = \frac{A}{n} (\Delta t)^{1/n} \quad (5.22)$$

1/n	Interpretación
0	Flujo Radial.
1	Efecto de almacenamiento en pozo y regimen pseudoes-tacionario.
1/2	Flujo Lineal
1/4	Flujo Bilineal
-1/2	Flujo Esférico

Tabla 5.2: Comparativo por tipo de prueba de variación de presión.

Para calcular la derivada de forma numérica en un modelo computacional, el cambio en la presión deberá ser normalizado primero como la expresión 5.23 para las pruebas de caída de presión, y como la expresión 5.24 para las de incremento. Posteriormente, el cálculo de la derivada se realiza sobre la variable de la presión respecto al logaritmo natural del incremento de tiempo.

$$\Delta p = p_i - p_{wf}(\Delta t) \quad (5.23)$$

$$\Delta p = p_{ws}(\Delta t) - p_{wf}(t_p) \quad (5.24)$$

Para las pruebas de decremento se emplea la siguiente expresión, donde  $t_i = t_i - t_0$ .

$$\frac{d\Delta p}{d \ln(\Delta t)} = \frac{p(t_{i+1}) - p(t_{i-1})}{\ln(t_{i+1}) - \ln(t_{i-1})} \quad (5.25)$$

De manera análoga, para pruebas de incremento de presión se emplea el siguiente algoritmo:

$$\frac{d\Delta p}{d\tau} = \frac{p(t_{i+1}) - p(t_{i-1})}{\tau_{i+1} - \tau_{i-1}} \quad (5.26)$$

$$\tau_i = \ln \frac{t_p + \Delta t_i}{\Delta t_i} \quad (5.27)$$

El regimen de flujo bajo compresión o expansión ocurre cuando el volumen que contiene al disturbio de presión no cambia con el tiempo, y la presión dentro de éste cambia de la misma manera homogéneamente. Dicho volumen puede ser el pozo o una sección de él o un área de drene delimitada. Si las paredes del pozo son dicho límite, se le conoce a éste efecto como almacenamiento. De manera equivalente, cuando este efecto se observa en un área más grande, se le conoce como regimen pseudoestacionario. En un gráfico de Bourdet, se identifica como una pendiente unitaria. Si dicha pendiente antecede flujo estable radial, se puede asegurar que representa al efecto de almacenamiento, por lo que dicha porción de los datos no proporcionan información útil sobre el yacimiento. Es posible reducir su efecto mediante cierres a la producción con válvulas de fondo, preferentemente cerca de los intervalos estudiados.

Otro efecto observado en la curva derivada es el regimen de flujo estacionario. Este implica que la presión en el área de drene no cambia a lo largo del tiempo y que el gradiente de presión entre dos puntos cualesquiera del yacimiento es constante. Dicha condición puede ocurrir en pozos bajo un esquema de producción con inyección. En la curva se puede visualizar como una caída regular de la pendiente.

Finalmente, es posible observar un comportamiento representativo de sistemas de doble porosidad y/o permeabilidad, en los que se establece que existen heterogeneidades internas con grandes contrastes en condiciones de flujo. Entre los casos que engloba tal definición se encuentran formaciones altamente laminadas y yacimientos naturalmente fracturados. La curva derivada para dicho caso puede lucir como un valle (Figura 5.20a) o un cambio en la tendencia (Figura 5.20b). Para esta última Figura es necesario aclarar que dicho comportamiento es también característico de fallas aislantes o alguna otra heterogeneidad que cause grandes contrastes en la permeabilidad.

### 5.3.3.3. Gráfico de Horner (1951)

Cabe destacar que a pesar de las ventajas antes descritas, es recomendable la realización de pruebas de incremento de presión sobre las de decremento, debido a la mayor facilidad de análisis, pues la única condición de flujo en la que se puede asegurar estabilidad es la nula ( $q = 0$ ). A pesar de la dificultad técnica para asegurar estabilidad, se han desarrollado técnicas que permiten

## CAPÍTULO 5. CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

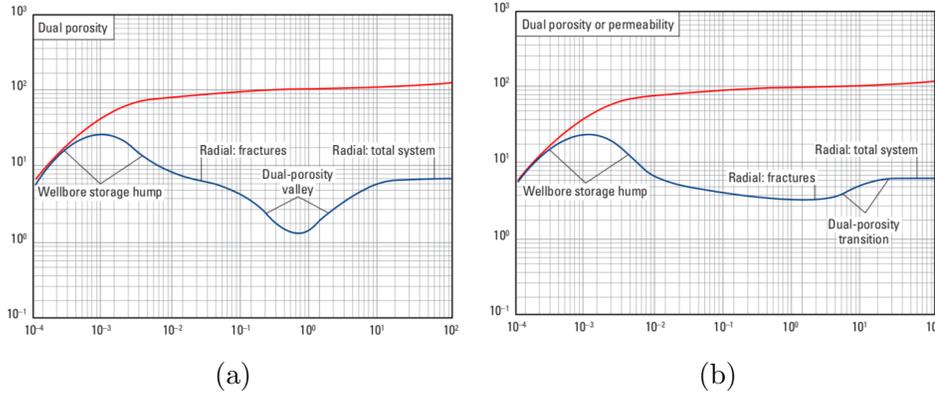


Figura 5.21: Gráficos de Gringarten y Bourdet para YNF (Schlumberger, 2002)

el análisis de pruebas con gasto variable (o en otras palabras, flujo poco estable). El método establecido por Horner permite analizar una prueba sin que sea necesario conocer el gasto de cada periodo de producción.

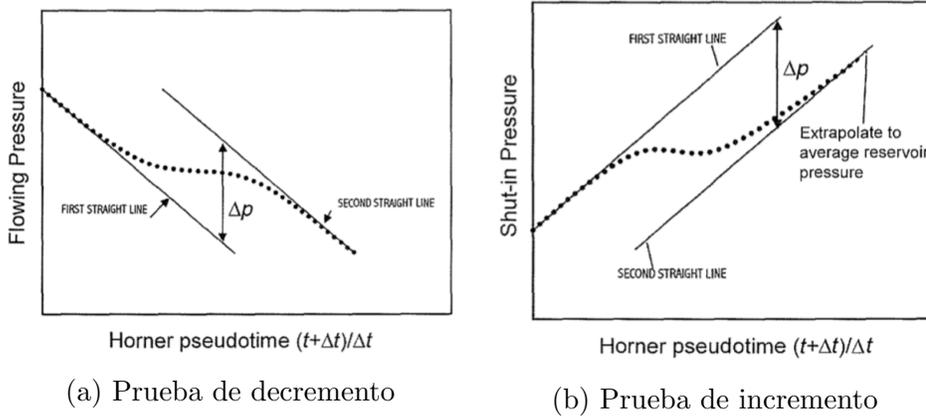


Figura 5.22: Gráfico de Horner para YNF (Narr *et al.*, 2006)

El método de Horner emplea una simplificación mediante el principio de superposición en tiempo en el que se ignora el tiempo de producción, y la presión de cierre se muestra como una función de un término dependiente del tiempo, conocido también como tiempo de Horner.

$$t_{Horner} = \log \left[ \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (5.28)$$

Warren y Root (1963) demostraron que las respuestas en una prueba de presión en yacimientos fracturados muestran a grandes rasgos dos tendencias en un gráfico semilogarítmico de  $\Delta P$  contra tiempo de Horner, donde la primer recta correspondería al flujo transitorio relativo a las fracturas, y la segunda tendencia se asociaría a al flujo transitorio del sistema en su totalidad (matriz y fracturas). La pendiente de dichas líneas se relaciona con la capacidad de flujo de la formación, y la separación vertical de ambas líneas se asocia a la capacidad de almacenamiento del sistema ( $\omega$ ). Como se muestra en las Figuras 5.21, una prueba idealizada presenta dos líneas rectas de pendientes similares. La primer línea representa al sistema de fracturas. Es usualmente de duración muy corta y difícil de identificar en la práctica por el efecto de almacenamiento. La segunda línea representa el comportamiento del sistema en su totalidad. La localización del periodo de transición entre las dos líneas relativa al tiempo se asocia con el flujo interporoso, que es la transferencia de fluidos entre la matriz y las fracturas, y es cuantificado por el coeficiente de flujo interporoso ( $\lambda$ ).

De manera práctica, se puede emplear dicho gráfico para obtener una estimación de algunos de los parámetros más importantes del sistema empleando las ecuaciones del método de Horner y haciendo énfasis en el significado físico de las dos líneas. La presión media del yacimiento se obtiene mediante la extrapolación de la segunda línea recta hasta que se cumpla la condición de  $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$ . Mavor y Cinco-Ley (1979) observaron que para los periodos de producción en que el almacenamiento efectivo ( $\phi * c_t$ ) sea menor al almacenamiento total del sistema ( $[(\phi c)_m + (\phi c)_f]$ ), dicha tendencia de dos líneas rectas no existe. También observaron que en una prueba de incremento, el coeficiente de almacenamiento ( $C_d$ ) tiene una gran influencia sobre la calidad de los datos. Teniendo valores altos, no solo se oculta la tendencia de la primer línea recta, si no también el periodo de transición. Finalmente establecieron la condición 5.29 que debe cumplirse en un ciclo logarítmico para poder calcular los parámetros de las fracturas a partir de datos de campo.

$$C_D \leq \frac{\omega(1 - \omega)}{36\lambda(60 + 3.5S)} \quad (5.29)$$

En dichos gráficos semilogarítmicos, se emplean las expresiones 5.30 a 5.33, en las que  $m$  es la pendiente de la línea recta antes descrita y  $\Delta p$  es la distancia entre las dos líneas rectas, en unidades de presión.

$$(kh)_f = \frac{162.6 * qB\mu}{m} \quad (5.30)$$

$$\omega = 10^{-\frac{\Delta p}{m}} = \frac{t_2}{t_1} \quad (5.31)$$

En el cálculo del coeficiente de flujo interporoso  $\lambda$ , se emplea la siguiente expresión para pruebas de decremento de presión:

$$\begin{aligned} \lambda &= \left( \frac{\omega}{1 - \omega} \right) \left( \frac{(\phi h c_t)_m \mu r_w^2}{1.781 * k_f t_1} \right) \\ &= \left( \frac{1}{1 - \omega} \right) \left( \frac{(\phi h c_t)_m \mu r_w^2}{1.781 * k_f t_2} \right) \end{aligned} \quad (5.32)$$

Y para pruebas de incremento de presión:

$$\begin{aligned} \lambda &= \left( \frac{\omega}{1 - \omega} \right) \left( \frac{(\phi h c_t)_m \mu r_w^2}{1.781 * k_f t_p} \right) \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_1 \\ &= \left( \frac{1}{1 - \omega} \right) \left( \frac{(\phi h c_t)_m \mu r_w^2}{1.781 * k_f t_p} \right) \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_2 \end{aligned} \quad (5.33)$$

Donde  $t_1$  y  $t_2$  son dos puntos de intersección que se obtienen generando una línea horizontal en la región de transición. La intersección entre dicha línea con ambas rectas obtenidas de la prueba serán sus valores en unidades de tiempo y orden ascendente.

### 5.3.3.4. Ajuste a Curvas Tipo

El avance en modelado teórico mostró un gran aporte al análisis práctico de datos mediante una técnica conocida como ajuste de curvas tipo o de *match point*. Esta técnica iterativa se basa en la generación de curvas tipo a partir de un modelo preseleccionados y una propuesta de propiedades de la formación y las fracturas. Las limitaciones de dicho método son las mismas del modelo seleccionado y requieren de información suficiente para validarlo.

En un principio, el método de ajuste se realizaba a mano y en papel, pero en la actualidad se emplean algoritmos altamente eficientes para encontrar el efecto de convergencia necesario para validar los datos [2].

Su ejecución parte de la construcción de gráficos doble logarítmicos ( $\Delta P$  y su derivada numérica respecto al tiempo). Dichos gráficos permitirán identificar algunos patrones de flujo. Posteriormente se selecciona el modelo adecuado, tomando en cuenta toda la información posible. Consecuentemente se realiza la normalización de los datos de la prueba, para acoplarse al modelo

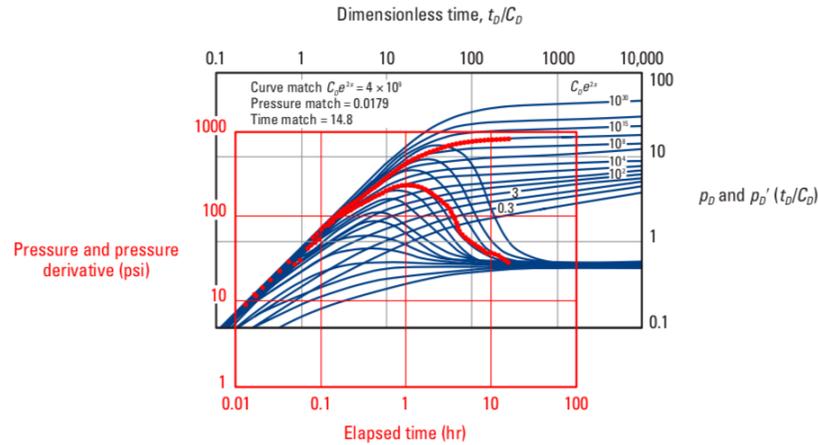


Figura 5.23: Esquemmatización del ajuste a curva tipo (Schlumberger, 2002).

seleccionado. En otras palabras, las variables dependiente e independiente deben ser las mismas del modelo. Para el caso de yacimientos fracturados, se pueden estimar las propiedades de la fractura según lo visto en la sección 5.3.3.3. Con dichos valores iniciales es posible generar una curva tipo inicial. Posteriormente se deberá emplear algún algoritmo de iteración para lograr el ajuste entre los parámetros del modelo y el comportamiento de presión real. El proceso de ajuste se puede dividir en tres componentes según la metodología propuesta por Abbaszadeh y Kamal (1988): la regresión por mínimos cuadrados o estimación de parámetros, el cálculo de presión y gradiente de presión, y finalmente el escrutinio de los datos.

La estimación de parámetros mediante mínimos cuadrados se puede representar mediante la siguiente función objetivo:

$$\Phi(\vec{x}) = \sum_{i=1}^n F_{w_i}^2 [p_i(\vec{x}) - p^*_{i}]^2 \quad (5.34)$$

donde  $p$  es la presión calculada,  $p^*$  es la presión medida (de la prueba) y el vector  $\vec{x}$  contiene los parámetros a estimar. Dichos parámetros se contienen mediante límites superior e inferior,  $\vec{u}$  y  $\vec{v}$ , respectivamente. La imposición de dichos límites mejora convergencia en problemas de regresión. Por otra parte, dichas restricciones pueden generar problemas, por lo que pueden convertirse mediante funciones que amplían los límites de la función principal

cuando los parámetros se acercan a los valores de las restricciones.

$$\Omega(\vec{x}) = \Phi(\vec{x}) + R \sum_{j=1}^{N_{rp}} \left( \frac{r_{1j}}{x_j - u_j} + \frac{r_{2j}}{v_j - x_j} \right) \quad (5.35)$$

En la ecuación 5.35,  $\vec{r}_2$ ,  $\vec{r}_1$  y  $R$  son constantes positivos que controlan la proporción en que contribuyen dichas funciones de ampliación. El proceso iterativo se reduce a un sistema de ecuaciones lineales en cada iteración, que se resuelven mediante la técnica de Levenberg y Marquardt. Debido a que el objetivo es reducir la diferencia entre los valores de presión (función auxiliar  $\Phi(\vec{x})$ ) y no la expresión en 5.35, el valor de  $R$  deberá disminuir para cada iteración, mediante la siguiente regla:

$$R_e = \epsilon \cdot \Phi(\vec{x}_e) \quad (5.36)$$

donde  $\epsilon$  es una constante que se recomienda aproxime a  $10^{-4}$ . Los valores de los vectores  $\vec{r}_2$ ,  $\vec{r}_1$  se calculan al inicio del cómputo mediante las expresiones 5.37 y 5.40.

$$r_{1j} = x_{oj} - u_j \quad (5.37)$$

$$r_{2j} = v_j - x_{oj} \quad (5.38)$$

dónde  $x_{oj}$  es el valor estimado inicial del parámetro  $j$ .

$F_w$  es un factor de peso, cuya selección es arbitraria pues su uso radica en crear énfasis a porciones específicas de los datos. Cuando equivale a cero, se excluiría dicha sección de los datos del análisis, particularmente útil para problemas de convergencia en presencia de distorsión por efecto de almacenamiento.

En un yacimiento que produce a gasto variable, la presión puede ser calculada para cualquier tiempo mediante la función de superposición ilustrada en 5.39.

$$p(t) = p_0 - \frac{141.2B\mu}{kh} \sum_{k=1}^n (q_k - q_{k-1}) p_D(t - t_{k-1})_D \quad (5.39)$$

que corresponde al caso de flujo monofásico ligeramente compresible y donde  $p_D$  es la presión adimensional obtenida de los modelos analíticos de su preferencia en el caso de pruebas de decremento de presión.

Cuando la diferencia de la ecuación 5.34 no cambie dramáticamente en cada iteración, se presume que existe convergencia hacia un valor. Se establece

entonces el siguiente criterio de convergencia:

$$|\overrightarrow{x_{e+1}} - \overrightarrow{x_e}| = \overrightarrow{\tau} \left| \overrightarrow{x_e + \xi} \right| \quad (5.40)$$

donde  $\overrightarrow{\tau}$  es un vector de tolerancia relativa para los diferentes parámetros, preferentemente con valores entre  $10^{-2}$  y  $10^{-4}$ . Dicho valor dependerá del número de iteraciones propuesto.  $\xi$  es un número pequeño (del orden de  $10^{-3}$ ) para evitar errores en el caso de que algún parámetro se acerque a cero.

Los parámetros del yacimiento que se pueden obtener de manera individual mediante éste análisis incluyen la presión inicial, el índice de permeabilidad, el coeficiente de almacenamiento ( $C$ ), el factor de daño total, radio de drene, parámetros de doble porosidad ( $\omega$  y  $\lambda$ ), entre otros parámetros compuestos como la relación de movilidad ( $M$ ), la relación de difusividad ( $F_\eta$ ), la localización de discontinuidades y la distancia a una falla no conductora. Se pueden también emplear otras variables adimensionales además de  $m'$ , que es una pendiente de superposición en los datos de la función derivada.

### 5.3.3.5. Técnica de Síntesis Directa

Para la metodología conocida como de síntesis directa presentado por Engler y Tiab (1996), no es necesario realizar una comparación directa entre un modelo y los datos, pues se basa en la interpretación de los puntos de intersección característicos así como de las pendientes de líneas rectas en gráficos doble logarítmicos. Tales valores son entonces vinculados con las soluciones analíticas para obtener los parámetros requeridos.

Este método presenta dos casos en el estudio de YNF: Con y sin influencia de efecto de almacenamiento, para los cuales cambian las ecuaciones propuestas. Para efectos del presente trabajo, se presenta únicamente la secuencia a seguir para el caso de estudio con datos sin efecto de almacenamiento.

1. Construir un gráfico doble logarítmico de  $\Delta p$  contra  $t * \Delta P'$  e identificar los puntos y líneas característicos (Figura 5.23).
2. Identificar la línea de flujo radial en comportamiento infinito, a cualquier tiempo. Calcular la permeabilidad de las fracturas con la ecuación 5.41 donde  $(t * \Delta p')_r$  es la derivada de la presión a un tiempo  $t$ .

$$k_2 = \frac{70.6qB_o}{h(t * \Delta p')_r} \quad (5.41)$$

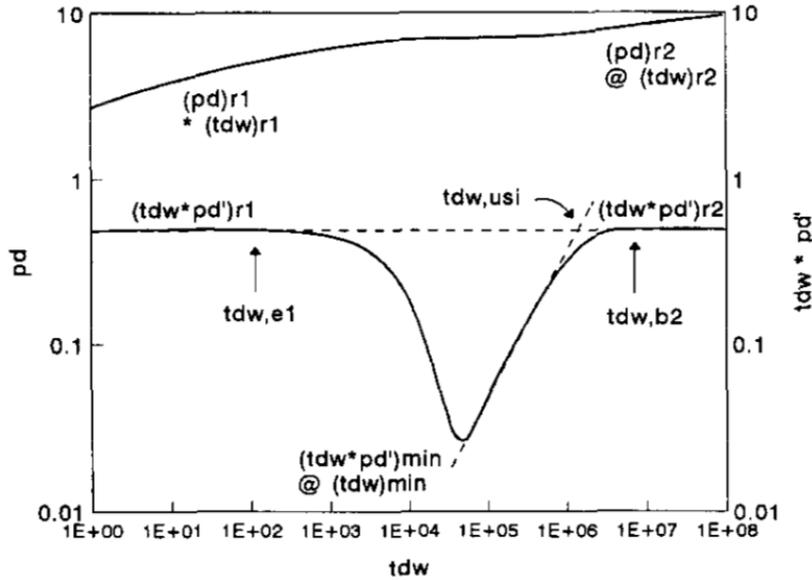


Figura 5.24: Puntos y líneas característicos en YNF (Engler y Tiab, 1996).

3. Trazar la recta de pendiente unitaria a tiempos cortos y seleccionar un punto conveniente para obtener  $C$  mediante la ecuación 5.42. Identificar la intersección entre dicha línea y la de flujo radial (punto  $t_i$ ) para obtener (o comprobar) con la ecuación 5.43 los valores de  $k$  o  $C$ , previamente obtenidos.

$$C = \left( \frac{qB_o}{24} \right) \frac{t}{\Delta p} = \left( \frac{qB_o}{24} \right) \frac{t}{t * \Delta p'} \quad (5.42)$$

$$C = \frac{k_2 h t_i}{1695 \mu} \quad (5.43)$$

4. Seleccionar un punto conveniente en la región tardía con flujo radial para obtener el factor de daño mecánico  $S_T$  mediante la expresión 5.44.

$$S_m = \frac{1}{2} \left[ \left( \frac{\Delta p}{\Delta p' * t} \right)_{r_2} - \ln \left( \frac{k_2 t_{r_2}}{S_T \mu r_w^2} \right) + 7.43 \right] \quad (5.44)$$

5. Identificar las coordenadas de los valores máximo y mínimo en la derivada. El cociente de dichas coordenadas mayor a diez es indicador de la nula influencia del almacenamiento en pozo.

6. Identificar las coordenadas del menor punto en la curva derivada y normalizar respecto a los valores de la región de flujo radial y comportamiento infinito en la misma curva derivada. Usar la ecuación 5.45 para calcular  $\omega$ .

$$\omega = 0.15866 \left( \frac{(t * \Delta p')_{min}}{(t * \Delta p')_r} \right) + 0.54653 \left( \frac{(t * \Delta p')_{min}}{(t * \Delta p')_r} \right)^2 \quad (5.45)$$

7. Se emplean las expresiones 5.46 a 5.48 para verificar el paso anterior.

$$\frac{50t_{e1}}{\omega(1-\omega)} = \frac{t_{b2}}{5(1-\omega)} = \frac{t_{min}}{\omega \ln(1/\omega)} \quad (5.46)$$

$$\omega = \exp \left[ -\frac{1}{0.9232} \left( \frac{t_{min}}{50t_{e1}} - 0.4383 \right) \right] \quad (5.47)$$

$$\omega = 0.19211 \left( \frac{5t_{min}}{t_{b2}} \right) + 0.80678 \left( \frac{5t_{min}}{t_{b2}} \right)^2 \quad (5.48)$$

8. Determinar  $\lambda$  con la ecuación 5.49. Si existe pendiente unitaria en el periodo transitorio tardío, la ecuación 5.50 se puede emplear para verificar el valor del coeficiente de flujo interporoso. Igualmente, se emplea los tiempos característicos en la expresión 5.52 para verificar los resultados.

$$\lambda = \frac{42.5hS_T r_w^2}{qB_o} \left( \frac{t * \Delta p'}{t} \right)_{min} \quad (5.49)$$

$$\lambda = \frac{1}{\beta t_{US, i}} \quad (5.50)$$

$$\beta = \left( \frac{S_T \mu r_w^2}{0.0002637k_2} \right)^{-1} \quad (5.51)$$

$$\lambda = \frac{\omega(1-\omega)}{50\beta t_{e1}} = \frac{\omega \ln(1/\omega)}{\beta t_{min}} = \frac{5(1-\omega)}{\beta t_{b2}} \quad (5.52)$$

# Capítulo 6

## Modelado Integral de Yacimientos

El modelado de yacimientos es un proceso donde la simplificación de estructuras físicas complejas sin alterar sus propiedades volumétricas y de flujo, juega un papel fundamental. Uno de los principales errores en el modelado de yacimientos fracturados radica en el enfoque orientado a construir descripciones detalladas del sistema de fracturas sin conocer la interacción de éstas con la matriz. Tal error genera modelos que requieren gran cantidad de recursos para operar y que resultan redundantes en comparación con modelos más simples. Por ello, se presentan algunos acercamientos diferentes que resuelven tal punto.

El desarrollo de modelos por objetivos es una técnica que permite mantener la atención en temas específicos, por lo que permite un ahorro importante de recursos. Se establecen algunas reglas para identificar los elementos básicos a incluir en un modelo:

1. Identificar los elementos potenciales del modelo
2. Interpretar conceptualmente la relación de dichos elementos entre sí
3. Identificar los mayores contrastes entre los elementos
4. Identificar el tipo de fluido
5. Identificar el mecanismo de producción

## 6.1. Objetivo del Modelado

Al proyectar el modelado de un yacimiento es importante preguntar cuál es el objetivo del mismo. Puede parecer un punto obvio, sin embargo para ejecutar un proyecto bien optimizado debe evitarse el desperdicio de tiempo y recursos. Por ello, se recomienda que el modelado se realice con objetivos claros como podrían ser *visualización de facies*, *planeación de perforación* o *modelos de desplazamiento para IOR*, entre muchos otros que representan la caracterización de propiedades o mecanismos de la formación.

Desde la década de 1990, los modelos 3D más complejos brindan interfaces útiles en la comprensión de los ambientes depositacionales, las litofacies y los mecanismos de desplazamiento en ellas, sin embargo se ha demostrado la ineficacia de los resultados en simulación para tales sistemas tan complejos [72]. Esto puede ser atribuido a la falta de objetivos claros en el diseño del modelo, pues estos están conFigurados para resolver preguntas diferentes a aquellas que se busca resolver. Aún cuando los resultados sean correctos, la poca facilidad de manejo en modelos tan complejos vuelven poco atractivo su uso en las actividades rutinarias, además de representar un reto para incorporar información nueva o incluir a nuevos miembros del equipo de trabajo.

Adicional a esto, es también fundamental seleccionar un nivel de complejidad adecuado, basado en el error o desviación que se puede tolerar de los resultados y el nivel de incertidumbre presente. Como ejemplo, un pozo exploratorio en una cuenca de reciente descubrimiento podría ser caracterizado como si se tratase de un yacimiento convencional, homogéneo e isotrópico, a falta de evidencia que pruebe un caso diferente.

Ringrose (2014) establece 5 causas principales que determinan el éxito del modelado:

1. Identificación del objetivo del modelo
2. Creación de estructuras 3D con los elementos apropiados
3. Comprensión del determinismo y probabilidad involucrados
4. Escala del modelo
5. Manejo de la incertidumbre

## CAPÍTULO 6. MODELADO INTEGRAL DE YACIMIENTOS

Siendo complemento de esto, la Figura 6.1 muestra un proceso recomendado para modelar y simular yacimientos, donde los puntos clave son la caracterización de la interacción en el sistema, el modelo geológico que da sustento a ello y finalmente la validación de la información obtenida.

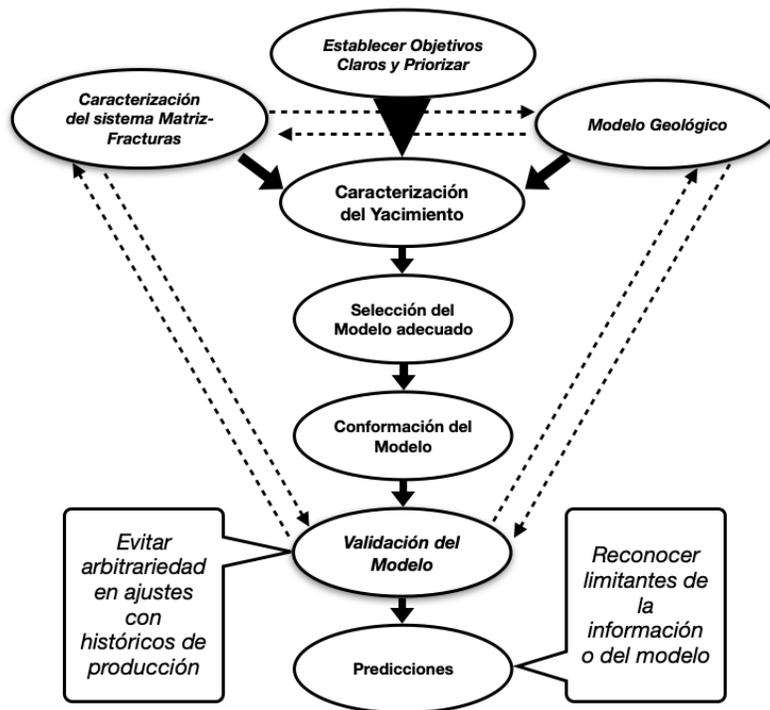


Figura 6.1: Esquema del proceso de modelado para YNF. Modificado de Satter y Thakur (1994).

Como se observa en el esquema, es importante evitar arbitrariedades mal justificadas en presencia de incertidumbre. En tales casos sería más útil buscar información adicional que puedan brindar nuevas hipótesis, o inclusive guiar hacia modelos empíricos simples, tan sencillos como una correlación con proyectos análogos.

Existen algunos objetivos comúnmente empleados que presentan filosofías diversas en su construcción y uso, presentados a continuación.

### **6.1.1. Modelos por Objetivo**

#### **Modelos para visualización**

Estos modelos son importantes en las fases iniciales de un proyecto de explotación para identificar la extensión y las estructuras del yacimiento, sin embargo no entrega ningún tipo de información adicional a la impresión de los involucrados sobre la distribución espacial de las formaciones. También puede emplearse para la visualización de trayectorias planeadas para perforación de pozos. Usualmente éstos se componen únicamente de una malla con las principales características geométricas y estructurales del yacimiento.

#### **Modelos volumétricos**

Uno de los primeros pasos fundamentales en cualquier proyecto es conocer el alcance de este en términos de extensión, que puede ser traducido como un volumen de hidrocarburos recuperable. Para esto, se han desarrollado múltiples modelos volumétricos que reducen rápidamente la incertidumbre sin tomar en cuenta procesos intergranulares o variación espacial o temporal de la permeabilidad.

#### **Modelos para simulación**

La mayor parte de los modelos de yacimientos son realizados con el propósito convertirse en insumo de simuladores de flujo. Este tipo de modelo suele diferir de aquellos volumétricos, pues toman mayor importancia a la distribución de algunas propiedades, en especial la permeabilidad. Su alta confiabilidad deriva del uso de modelos matemáticos que consideran las variables temporales y espaciales más relevantes del sistema en cuestión.

#### **Modelos para planeación de pozos**

Este tipo de modelo puede ser tan básico como uno que muestre las cimas y bases de las formaciones de interés con los atributos sísmicos relevantes. Estos son útiles únicamente para realizar el direccionamiento de la perforación, sin embargo como se discutió en el capítulo 3, es importante acoplar más información, involucrando la geomecánica del yacimiento y distribuciones de permeabilidad entre otras características de interés.

### **Modelos para modelado sísmico**

Dicho modelo deberá proveer una predicción de la respuesta esperada en una prospección sísmica, pudiendo así generar una comparación entre dichos valores y la respuesta real obtenida en la medición. El objetivo clave en dichos modelos es permitir la entrada de datos nuevos que permitan hacer modificaciones importantes en la simulación.

### **Modelos para Recuperación Avanzada**

Generalmente dichos modelos se basan en un acercamiento volumétrico, sin embargo la hipótesis planteada surge desde la producción mediante algún método específico de recuperación avanzada, por lo que se conocen previamente las condiciones necesarias para la viabilidad de tales proyectos.

### **Modelos para almacenamiento**

De igual manera, la creciente necesidad de almacenar diversos fluidos, especialmente  $CO_2$  en formaciones del subsuelo, parte de la suposición de un volumen determinado y de condiciones específicas de inyección y desplazamiento en ellas. Una parte importante de dichos modelos se encuentra también en la caracterización del fluido específico a emplear.

### **Modelos *a la medida* (FFP)**

El modelado FFP (*Fit-for-Purpose*) se basa en la generación de modelos de baja complejidad y dimensión, realizados con objetivos precisos y de alto detalle. La vida útil de dichos modelos es corta y difícilmente podrían ser empleados para objetivos diversos. A pesar de la sencillez descrita, existe una complejidad irreductible por la condición de fracturas naturales aquí descritas.

### **6.1.2. Medición de la Heterogeneidad**

En la búsqueda de la optimización de recursos, se puede tomar en cuenta el nivel de heterogeneidad de una unidad de flujo para así evaluar la posibilidad de modelarla como un yacimiento convencional, a pesar de contar con sustento para definirlo como un yacimiento fracturado. La medición de

heterogeneidad se suele realizar en yacimientos convencionales con el objetivo de reducir el volumen de datos, especialmente de permeabilidad vertical, para optimizar las simulaciones. En el caso de yacimientos fracturados, es útil realizarlo no solo en propiedades cuyos valores varían verticalmente, si no también horizontalmente, con datos de diferentes pozos produciendo en el mismo yacimiento.

Conceptualmente, la manera más sencilla de realizar esto es mediante un análisis estadístico a partir de cualquier medición (sea gasto, permeabilidades, etc.) con respecto a su distribución espacial horizontal, partiendo de la suposición de que se podría tratar de un medio homogéneo e isotrópico.

### 6.1.2.1. Coeficientes de Asimetría

Una manera de medir la heterogeneidad, es mediante el coeficiente de Lorenz (1905), un parámetro estadístico que mide la desigualdad en una propiedad para los elementos una población. Dicho coeficiente se ideó para medir la desigualdad de ingresos en una sociedad, aunque numéricamente puede representar la desigualdad para cualquier población supuestamente simétrica. De manera gráfica y en el caso analizado [39], un set de datos que representa la proporción de cada pozo relativa a un total (*e.g.* producción acumulada de petróleo), formaría una tendencia lineal y pendiente igual a uno al mostrar la máxima simetría o en este caso, homogeneidad. En otras palabras, cada integrante de la población de datos aporta en la misma proporción al total. Por otra parte, cualquier desviación de la curva representa diferentes grados de heterogeneidad.

Como se mencionó previamente, en la Figura 6.2, se emplea la producción acumulada de aceite y el porcentaje acumulado de pozos en el complejo Caparroso-Escuintle-Pijije. Como se observa, existe un porcentaje de pozos (extrema derecha) que han concentrado una mayor proporción de la producción, puntualmente tratándose de una tercera parte de los pozos acaparando el 80 % de la producción total acumulada.

### 6.1.2.2. Medición de la Heterogeneidad

Por otra parte y aumentando el grado de complejidad, se emplea un parámetro conocido de igual manera como coeficiente de Lorenz pero enfocado exclusivamente al análisis de formaciones. Dicho coeficiente mide análogamente el grado de heterogeneidad vertical pero basado en propiedades intrínsecas

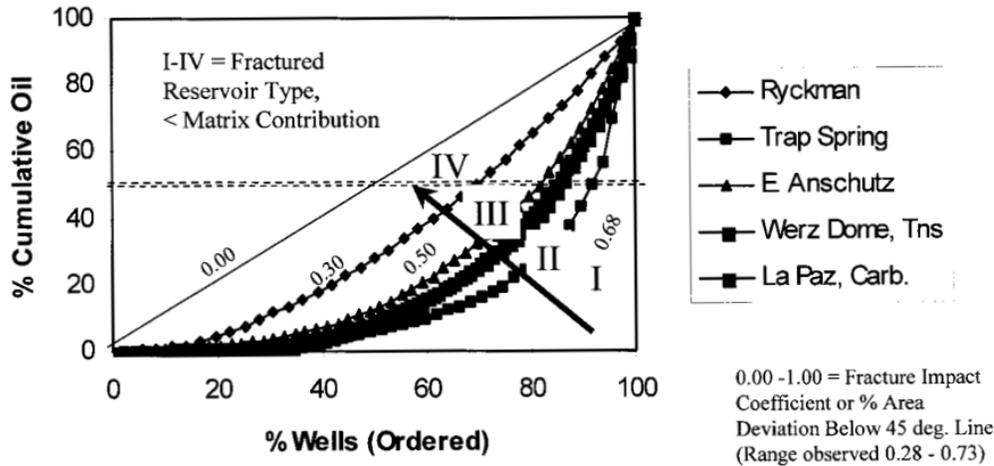


Figura 6.2: Medición de la heterogeneidad en la producción (Nelson, 2001).

de los horizontes productivos. Como se muestra en Ahmed (2010), su cálculo se puede resumir en cuatro pasos:

1. Acomodar los valores de permeabilidad disponibles en orden descendente.
2. Calcular la transmisividad acumulada ( $\sum kh$ ), así como la capacidad volumétrica acumulada ( $\sum \phi h$ ).
3. Normalizar ambas capacidades acumuladas para que se encuentren en un rango entre 0 y 1.
4. Graficar ambas variables en un plano cartesiano escala normal.

Finalmente, el coeficiente ( $L$ ) se define como el cociente del área por encima de la línea recta (pendiente igual a uno), entre el área debajo de ésta. Para este caso, cuando  $L$  sea igual a cero, se habla de un sistema completamente homogéneo, y cuando  $L$  sea igual a la unidad se trata de un sistema completamente heterogéneo.

Otra manera de evaluar la heterogeneidad vertical es mediante el coeficiente de variabilidad de la permeabilidad introducido por Dykstra y Parsons en 1950. Se basaron en la observación empírica de la tendencia logarítmica de la permeabilidad y se sigue la siguiente secuencia:

## CAPÍTULO 6. MODELADO INTEGRAL DE YACIMIENTOS

1. Acomodar las muestras en una secuencia de permeabilidades decrecientes con su espesor
2. Calcular el espesor total de todas las muestras que tengan mayor valor de permeabilidad así como el porcentaje de dicho valor respecto al total para cada muestra
3. Empleando un gráfico doble logarítmico (de tipo probabilístico), graficar la permeabilidad contra el porcentaje del espesor con mayor permeabilidad (Figura 6.3)
4. Generar la mejor recta de ajuste entre los puntos
5. Leer los valores de permeabilidad a 84.1 % ( $k_{84.1}$ ) y 50 % ( $k_{50}$ ) de espesor. Calcular la variabilidad de permeabilidad mediante la expresión:

$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} \quad (6.1)$$

Mientras  $V$  sea más cercano a cero, se hablaría de un sistema altamente homogéneo.

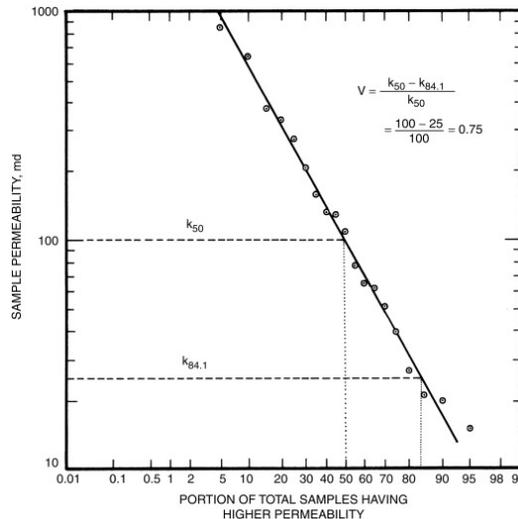


Figura 6.3: Gráfico de variación de permeabilidad de Dykstra Parsons (Fan-chi, 2010).

## 6.2. Modelo de Yacimiento

El modelo consta de dos partes esenciales: una estructura conceptual que representa la realidad y los elementos necesarios para que funcione dicho sistema. En la práctica un modelo puede tener tantos elementos como se desee, teniendo énfasis en el nivel de detalle deseado.

La base de cualquier modelo de yacimiento con arquitectura tridimensional es la combinación entre las características estructurales (obtenidas principalmente mediante métodos de análisis basados en reflexión sísmica) con las características estratigráficas de la formación, es decir, la distribución de litologías y estratificación. Debe ser también representado el contraste entre las facies del yacimiento y aquellas circundantes.

### 6.2.1. Modelado de las Rocas

Para la materia del presente estudio, los elementos se definen cómo cuerpos tridimensionales de roca, petrofísica y geoméricamente distintos entre ellos, en el contexto específico del sistema de flujo estudiado. La discretización en elementos se realiza para identificar la unidad volumétrica mínima que se considera, dado que el modelo de flujo en muchos casos requiere de dicho volumen elemental para funcionar. Es posible idealizar a los elementos como unidades hidráulicas, aunque debe tomarse en cuenta que no necesariamente deberán formar parte de la simulación de flujo.

Existen seis tipos básicos de elemento [72] que se diferencian por el objetivo del modelo:

1. *Litofacies*. El objetivo de dichos elementos radica en definir al elemento según su litología.
2. *Elementos Genéticos*. Son componentes de una secuencia sedimentaria y se emplean para incorporar estructuras genéticas como canales y lentes de arena.
3. *Elementos Estratigráficos*. Su principal objetivo es ilustrar la continuidad lateral de un medio así como marcar los límites entre unidades hidráulicas en una secuencia estratigráfica.
4. *Elementos Diagenéticos*. Marcan zonas afectadas por procesos diagenéticos como dolomitización. Se emplean en la caracterización a detalle de carbonatos.

5. *Elementos Estructurales*. Definen espacialmente las principales características estructurales de una formación, como fallas.
6. *Otros Elementos*. Se pueden identificar también algunas características únicas como propiedades térmicas o de conducción eléctrica, según sea el caso a modelar.

### 6.2.1.1. Atributos Sísmicos

Los modelos de yacimientos más básicos pueden ser generados con información de varias fuentes, sin embargo se ha probado que los métodos de análisis de ondas reflejadas suelen brindar resultados coherentes que brindan una idea de la estructura básica de la formación y sus fluidos sin realizar mediciones *in situ*.

Se le conoce cómo atributo sísmico a la información obtenida a partir de datos sísmicos, basados en el tiempo, amplitud, atenuación de onda y frecuencia entre otras propiedades, y que se clasifican generalmente como físicos y geométricos. Los atributos físicos se relacionan directamente con la propagación de la onda y la litología entre otros parámetros. Estos a su vez se clasifican como atributos pre y posapilamiento. Por otra parte, los atributos geométricos definen la morfología y la distribución lateral de los reflectores sísmicos, por lo que son de utilidad en la interpretación estratigráfica.

En el estudio de sistemas fracturados, se pueden emplear metodologías como las de análisis de ondas de corte, análisis azimutal de ondas P, VVAZ y AVO [38] para identificar orientación y densidad de fracturas de gran escala.

En el conocimiento de la mecánica de los materiales y el tránsito de las ondas a través de ellos, se sabe que existe una resolución máxima de las estructuras observadas, es decir, que físicamente no será posible identificar particularidades de determinadas dimensiones (o menores). Dado también que las ondas que viajan a grandes profundidades tienen frecuencias dominantes de bajo espectro, debido a la pérdida progresiva de componentes de alta frecuencia por absorción y alta velocidad debido a los efectos de compactación de sedimentos, la resolución vertical disminuye conforme la profundidad aumenta. De manera resumida, se dice que la resolución máxima encontrada por una ondícula simple se encuentra entre una cuarta y una octava parte de la longitud de onda de ésta, lo que vuelve inviable el uso de atributos sísmicos para caracterizar un sistema de fracturas complejo.

### 6.2.2. Manejo de Propiedades Físicas de la Roca

Ringrose (2014) presenta la Regla de Flora, mediante la cual se aconseja que un modelo sea sensible hasta a tres órdenes de magnitud en variación de la permeabilidad real, según las condiciones del yacimiento presentes. Esto es, que los cambios menores de permeabilidad pueden ser despreciados para efectos de simplicidad en un modelo numérico, mostrado a mayor detalle en la tabla 6.1.

Contraste Crítico de Permeabilidad	Características
1 Orden	Gas seco / Gas húmedo Empuje por expansión roca-fluidos
2 Órdenes	Gas húmedo / Aceite ligero Empuje por acuífero asociado / Inyección de agua
3 Órdenes	Aceite ligero / Aceite pesado Empuje por inyección de agua / iny. de gases o vapor

Tabla 6.1: Heterogeneidad recomendada en el modelado (Modificado de Ringrose (2014)).

#### 6.2.2.1. Permeabilidad en las Fracturas

La permeabilidad dentro de las fracturas se puede describir mediante la ley de Poiseuille para el caso de geometría de flujo en placas paralelas. En ella, se observa que el gasto es influido principalmente por la apertura de la fractura, pero también por el estado de los esfuerzos y la rugosidad de las paredes de la fractura. Debido a la alta dificultad en la medición de apertura para cada estructura, se identifican dos metodologías para modelar permeabilidad de sistemas fracturados:

- De manera implícita calculando la permeabilidad efectiva del sistema (restando la permeabilidad promedio de la matriz)
- De manera explícita, representando las fracturas en un modelo (DFN, modelos de doble permeabilidad/porosidad)

La principal diferencia entre ambas técnicas reside en que los modelos implícitos de fracturas restan relevancia a la representación de cada fractura como un plano detallado y en su lugar se estudia a los sistemas de fracturas como una propiedad volumétrica más de un modelo celular.

### **6.3. Modelado de Sistemas Fracturados**

#### **6.3.1. Proceso de Modelado**

Para efectos prácticos, se discutirá la secuencia lógica a seguir en el modelado de yacimientos altamente complejos, por lo que se hará exclusivamente referencia a yacimientos carbonatados. Es relevante notar que se deben tomar en cuenta cinco factores clave para la discretización del sistema:

1. Ambiente Sedimentario
2. Matriz de Roca (acomodo o empaque de granos)
3. Procesos Diagenéticos
4. Fracturas Tectónicas
5. Jerarquía de Escala

Tomando en cuenta dichos factores, se debe remarcar una de las principales diferencias en comparación con yacimientos clásticos, en los cuales existe una marcada relación entre la porosidad y permeabilidad, siendo éste el caso contrario. Dicha situación se debe a la distribución del tamaño de poro, que puede variar en gran magnitud a distancias muy cortas. Existen algunas excepciones en grainstone donde sí se puede encontrar correlación.

Otra diferencia con litologías clásticas se encuentra en el alto número de procesos diagenéticos que pueden haber afectado formaciones carbonatadas, para las cuales y en los casos más extremos, se identificarían sistemas de permeabilidad referida enteramente a la dolomitización (o algún otro efecto). El conocimiento de dicha condición permite regionalizar en muchos casos las tendencias de permeabilidad como una anomalía dependiente de la localización específica y no como una característica intrínseca de la formación.

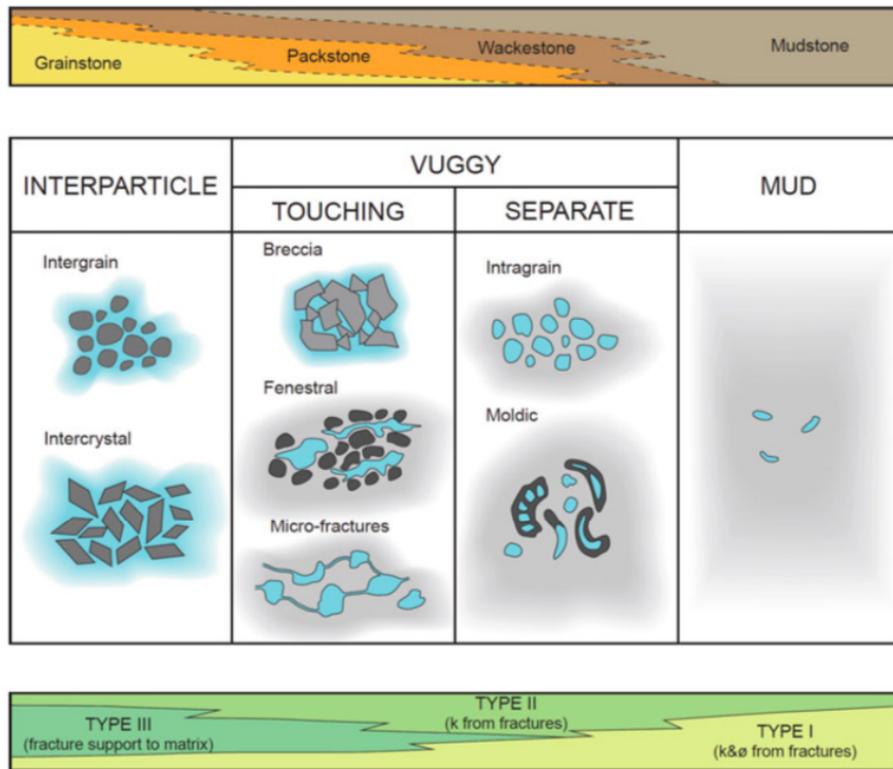


Figura 6.4: Clasificación de Dunham, Lucia y Nelson sobrepuestas para yacimientos carbonatados (Ringrose, 2014).

### 6.3.1.1. Modelo Discreto de Fracturas

Una manera explícita de representar conjuntos de fracturas y su distribución espacial es mediante un modelo discreto de fracturas (DFN) que es una representación numérica explícita de dichas estructuras. Normalmente son empleados en regiones con altas densidades de fracturas o con dominio de diaclasas. Al ser construidas, se procede a simular el flujo dentro de ellas de manera independiente. Dichos modelos no pueden ni deben mostrar todas las fracturas a nivel de campo, pues se volvería poco práctico su manejo y los resultados no mejorarían drásticamente. La escala de implementación de DFM más eficiente es la de pozo, usada para corroborar los resultados de pruebas de presión.

A pesar de ello, existen múltiples motivos para los cuales modelar me-

dianate DFN es particularmente útil. Entre ellos, se encuentra la simulación de flujo en formaciones de baja permeabilidad. En tales litologías, las fracturas cercanas podrían no estar en comunicación hidráulica con la excepción de geometrías características. De igual manera, las formaciones altamente afectadas por los esfuerzos locales pueden ser modeladas con mayor precisión mediante modelos DFN, debido a la alta heterogeneidad espacial de las modificaciones geométricas de los planos de fractura, dependiente de posiciones relativas. Finalmente, su uso es también imprescindible en la simulación de procesos de captura y almacenamiento de dióxido de carbono, que consiste en separar el  $CO_2$  emitido por la industria y la generación de energía para inyectarlo en el subsuelo y así evitar su acumulación en la atmósfera. En dichos casos es prioritario generar mallas altamente eficientes pero representativas de las estructuras tridimensionales, así como emplear los algoritmos que representen la menor capacidad de cómputo posible.

Es necesario contar con algunos parámetros de las fracturas mínimos que permitan la caracterización correcta de estas:

- Orientación o azimut de las fracturas
- Apertura de fractura
- Longitud de fractura
- Transmisibilidad de la fractura

En la Figura 6.5 se ilustra el proceso de discretización para un sistema de fallas. Se parte de la identificación de éstas como resultado de la migración de datos sísmicos a profundidad (Figuras 6.5a), por lo que se ordenan espacialmente. Posteriormente, se convierte tal información a mallas bidimensionales (6.5b) que podrán correlacionarse según el diseño conceptual desarrollado de la geología local. Posterior a ello, se incorpora la información estratigráfica disponible (Figura 6.5c), proveniente de los registros de litología en pozos además de la correlación de contrastes similares en líneas sísmicas. Tal correlación deberá seguir postulados estratigráficos válidos, sin embargo en muchos casos se toma como la línea correcta a aquella que represente de mejor manera el gradiente de flujo de fluidos durante la producción. Finalmente, se realiza la superposición de las mallas estratigráficas y estructural (Figura 6.5d).

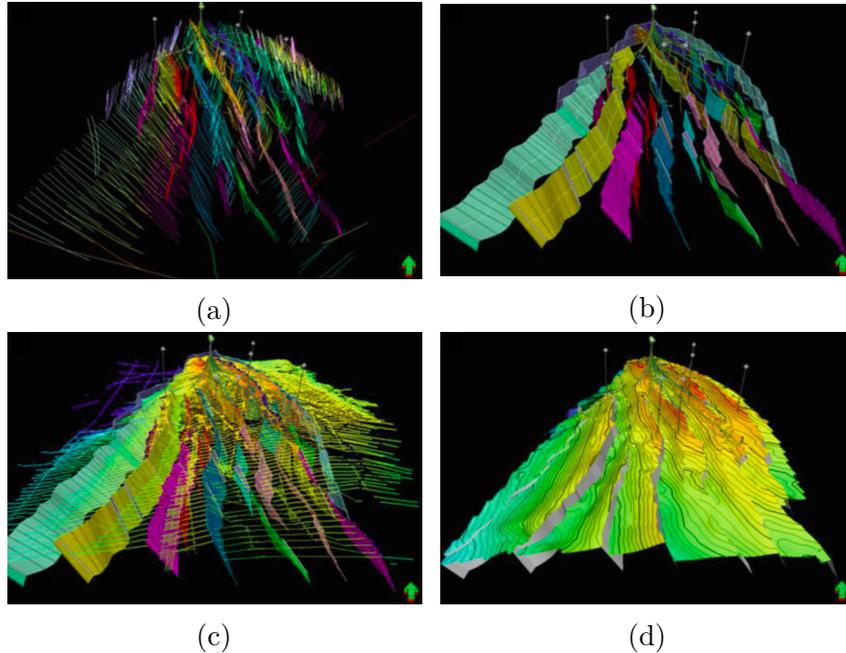


Figura 6.5: Proceso de mallado básico a partir de atributos sísmicos (Bentley y Elliot (2008) citado en Ringrose (2014)).

## 6.4. Modelado de Propiedades

### 6.4.1. Geoestadística

En geoestadística, las propiedades que se desea estudiar son llamadas variables aleatorias y se considera que son influenciadas por fenómenos espaciales o estructurales y aleatorios. En el análisis de la componente estructural, se emplean variogramas para representar las distribuciones espaciales de las variables. Para estimar valores, es necesario tomar en cuenta tanto el comportamiento del variograma como la técnica de muestreo realizada.

#### 6.4.1.1. Conceptos de Estadística

En el análisis de yacimientos, la información puede provenir de dos orígenes diversos: ser datos medidos o aproximaciones. Al existir únicamente datos medidos en pequeñas porciones del yacimiento, es necesario desarrollar métodos confiables para proponer valores coherentes. El análisis estadístico

permite conocer la dependencia entre diferentes parámetros así como el tipo de distribución que podrían presentar.

En primer lugar se estudia el concepto de varianza, que es la medida de la diferencia promedio entre cada valor y el promedio de la población de datos al que pertenecen.

$$\sigma^2 = \frac{1}{N} \sum (x_i - \mu)^2 \quad (6.2)$$

El coeficiente de correlación es una medida de la dependencia entre dos parámetros según la desviación de dichos valores respecto a una línea recta. Es posible también analizar correlaciones logarítmicas modificando de tal manera al conjunto de datos.

$$\rho = \frac{1}{N} \frac{\sum_{n=1}^N (x_i - \mu_x)(y_i - \mu_y)}{\sigma_x \sigma_y} \quad (6.3)$$

Donde  $N$  es el número de puntos en el conjunto de datos,  $x_i$  y  $y_i$  son los valores de cada punto de los dos conjuntos,  $\mu_x$  y  $\mu_y$  son los promedios de los conjuntos y  $\sigma_x$  y  $\sigma_y$  son la desviación estándar de los conjuntos. Si el valor del coeficiente es igual a cero se define la no correlación entre los datos. Si el valor del coeficiente es positivo implica que valores altos de una variable ocurren con valores altos de la otra. Si el coeficiente es igual a uno, la relación entre  $x_i$  y  $y_i$  se comporta como una línea recta. Si el valor es negativo implica que valores altos de una variable se correlacionan con valores bajos de la otra.

Un variograma o semivariograma por otra parte representa la diferencia de un par de valores y la distancia que separa a dichos puntos del mismo conjunto.

$$\gamma = \frac{1}{2N} \sum (z_i - z_j)^2 \quad (6.4)$$

El resultado de la función de variograma se representa gráficamente para identificar la relación entre la distancia de separación (*lag* en inglés) y el valor  $\gamma$  promedio. Se relaciona normalmente un incremento en el valor de  $\gamma$  con la distancia de separación. Al encontrar una tendencia entre dichos valores (gráfico 6.6) se genera un modelo de semivariograma que es parte de la información necesaria para modelar parámetros en *suites* geoestadísticas.

A partir del análisis multivariable mediante variogramas es posible integrar una matriz de variables ‘blandas’ mediante una técnica conocida como regresión en progresos gaussianos o *krigeage*. Dicha metodología sirve para estimar la magnitud de las variables en un área específica mediante correlaciones.

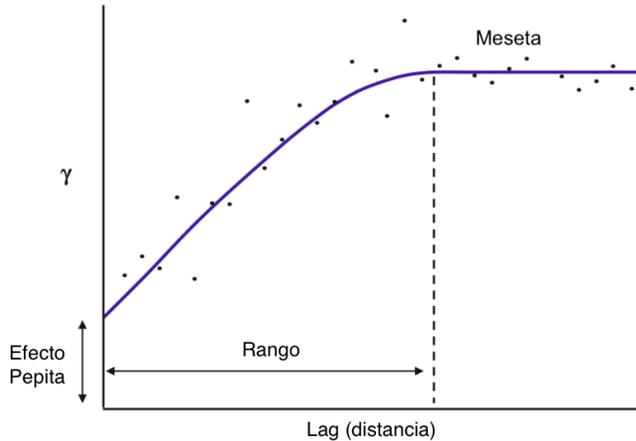


Figura 6.6: Semivariograma con curva de tendencia (Modificado de Ringrose (2014))

#### 6.4.1.2. Métodos de Estimación

Una de las mayores dificultades en el estudio de formaciones se encuentra al proponer una distribución horizontal de las propiedades más importantes, especialmente en grandes porciones espaciales donde la información no es abundante. En el intento de generar estimaciones se parte del concepto de continuidad espacial, que establece que dos puntos cercanos tendrán características más similares respecto a puntos más lejanos. En muchos casos será necesario interpolar o extrapolar datos de las variables para generar contrastes areales (mediante variables regionalizadas), usualmente presentados como mapas de contrastes.

Existen múltiples métodos para realizar tales estimaciones, representados mediante la expresión general en 6.5, también conocida como estimador de krigeaje ordinario.

$$Z^*(x) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(x_i) \quad (6.5)$$

$$\sum_{i=1}^R \lambda_i = 1 \quad (6.6)$$

donde  $Z^*(x)$  es el estimado de la variable regionalizada en el punto  $x$ ,  $Z(x_i)$  es el valor medido de la variable en el punto  $x_i$ ,  $\lambda_i$  es un factor de ponderación

cuyo cálculo dependerá del método de interpolación o extrapolación y  $n$  es el número de datos cercanos tomados en cuenta.

- *Método del Polígono*

Se basa en asignar el valor medido más cercano de la variable regionalizada. Para dicho caso,  $\lambda_i$  es igual a cero con la única excepción del punto más cercano, donde vale uno.

- *Método de la Distancia Inversa*

En dicho método, los puntos son ponderados durante la interpolación tal que la influencia de un punto disminuye según aumenta la distancia de la región deseada. El valor de  $\lambda_i$  se asigna mediante la expresión 6.7, en la que  $d_i$  es la distancia entre el punto medido y el punto de interés y  $n$  es el número de puntos cercanos.

$$\lambda_i = \frac{\frac{1}{d_i}}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{d_i}\right)} \quad (6.7)$$

- *Método de la Distancia Inversa Cuadrada*

Dicho método pondera también según la distancia entre los puntos estimados y muestreados, mediante la expresión 6.8.

$$\lambda_i = \frac{\left(\frac{1}{d_i}\right)^2}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{d_i}\right)^2} \quad (6.8)$$

- *Método de Triangulación*

Este método genera un plano de geometría triangular cuyos vértices son puntos medidos y donde el valor a calcular se encuentra en un punto intermedio entre ellos, cuya ecuación general se muestra en 6.9.

$$Z = ax + by + c \quad (6.9)$$

En dicha expresión,  $Z$  es la variable en cuestión y  $x$  y  $y$  son las coordenadas relativas a tal valor. Dadas dichas condiciones, es posible obtener los coeficientes  $a$ ,  $b$  y  $c$  mediante un sistema de tres ecuaciones, como mostrado en las siguientes expresiones.

$$Z_1 = ax_1 + by_1 + c \quad (6.10)$$

$$Z_2 = ax_2 + by_2 + c \quad (6.11)$$

$$Z_3 = ax_3 + by_3 + c \quad (6.12)$$

Al obtener dichos parámetros, es posible obtener cualquier valor de permeabilidad dentro de dicha área triangular ingresando las coordenadas deseadas a la ecuación.

■ *Triangulación de Delaunay*

Es un método basado igualmente en un área triangular, sin embargo es posible calcular de manera automático el valor de la variable ponderando cada valor respecto al área del triángulo opuesto, como mostrado en la Figura 6.7, mediante:

$$Z = \frac{(Z_1)(\text{area I}) + (Z_2)(\text{area II}) + (Z_3)(\text{area III})}{(\text{area I}) + (\text{area II}) + (\text{area III})} \quad (6.13)$$

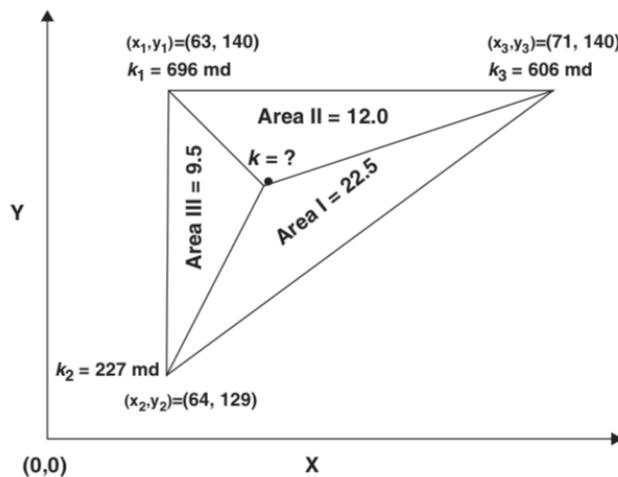


Figura 6.7: Ejemplo de Triangulación de Delaunay (Ahmed, 2010)

Los métodos tradicionales de regresión usan únicamente información disponible en la región del objetivo y fallan al usar correlaciones espaciales desde volúmenes de información adicional. Las técnicas de cokrigearje surgen como una alternativa a tal problemática. Se emplean cuando existen entre dos o más variables regionalizadas que tienen alguna relación física entre sí, ésto

mediante el concepto de covarianza, además de cuando la información relativa al atributo principal es escasa (mediciones en pozo) pero información adicional o secundaria abunda (modelos sísmicos). Los modelos que resultan de dicha técnica son fidedignos pues es posible ponderar la influencia de los sets de información (primaria o secundaria).

Al comportamiento espacial mutuo de variables regionalizadas se conoce como coregionalización. Existen cuatro tipos de técnica: simple, ordinario, colocado e indicador. El cokrigeaje simple usa un modelo multivariable simple además de un atributo secundario para guiar globalmente la interpolación del atributo primario, conocido solo en la posición geográfica de cada pozo. El cokrigeaje ordinario asume al igual que el simple, que la media es constante, sin embargo la estimación se realiza de manera local mediante puntos de control. El cokrigeaje colocado es igual al simple con la diferencia de que emplea información secundaria en puntos con localización diferente a la de los pozos. Finalmente, el cokrigeaje indicador estima la probabilidad de un atributo discreto para cada nodo de la malla.

## 6.5. Modelado Dinámico

### 6.5.1. Principios del Modelado

Es necesario en muchos casos idealizar el flujo en el medio poroso para poder modelarlo y generar soluciones analíticas o numéricas. La ecuación de difusividad es un modelo de flujo en medios porosos que se construye a partir de los siguientes elementos:

1. Ecuación de transporte (usualmente la ecuación de Darcy o Forchheimer)
2. Ecuación de Continuidad (principio de conservación de masa)
3. Ecuación constitutiva (ecuación de estado)

La ecuación de difusividad contempla las mismas características y limitaciones de los componentes de los cuales se deduce. Para mejorar el manejo y la interpretación de la información obtenida de una prueba de presión, es posible simplificar los términos generando las variables adimensionales del sistema. Las variables adimensionales son un agrupamiento de las variables reales que forman parte del modelo matemático que describe el comportamiento del fenómeno de difusión. Estas son directamente proporcionales a las variables reales, reducen el número de variables en los modelos matemáticos y contienen valores característicos del problema a resolver.

Para comenzar a modelar yacimientos naturalmente fracturados, se consideran dos medios con flujo de fluidos: la roca matriz y el sistema de fracturas. Ambos medios presentan valores de porosidad y permeabilidad diferentes. Se considera también que la matriz de roca es el principal almacén de fluidos y que las fracturas tienen menor capacidad de almacenaje pero mayor conductividad hidráulica. Por ello, para argumentar que el flujo es continuo, se sostiene que existe una interacción roca-fracturas que permite el desplazamiento de los fluidos hacia los pozos productores.

Existen yacimientos que se comportan como YNF debido a características de flujo similares, sin embargo las fracturas pueden deberse a canales o capas interestratificadas de diferentes permeabilidades. Como ejemplo, algunos yacimientos en rocas ígneas o metamórficas pueden almacenar y transportar hidrocarburos mediante fracturas mecánicas, en ellos la matriz suele tener permeabilidad y porosidad nulas.

### 6.5.2. Tipos de Modelos en YNF's

Una vez identificado el yacimiento como naturalmente fracturado y realizado un análisis previo de heterogeneidad, se pueden evaluar las diferentes formulaciones en el modelado de YNF basado en suposiciones conceptuales diversas, entre las que destacan las siguientes:

1. *De múltiple porosidad.*

Basado en cubos perfectos o paralelepípedos; la matriz y la fractura se comunican por medio de una ecuación de transferencia. Requieren muchos recursos computacionales ya que se requiere resolver ecuaciones para los fluidos (en cada fase) y en el sistema matriz – fractura. (Warren y Root, 1963; modificado por Kazemi et al.,1989 así como el modelo MINC de Pruess (1985))

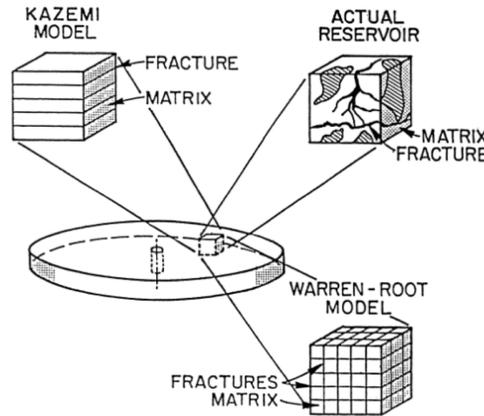


Figura 6.8: Conceptualización de los modelos de porosidad múltiple.

2. *Volumen elemental representativo (REV).*

Es una formulación integro-diferencial de una función de desplazamiento como aquella de Buckley-Leverett. Se requiere de una función de transferencia. (Terez y Firoozabadi, 1999).

3. *Modelo explícito de sistema discreto de fracturas-matriz.*

Se genera una representación matemática de los datos como han sido adquiridos. Este método es particularmente útil, pues construye un modelo específico con información real de cada caso, sin embargo es muy

difícil generalizar los resultados experimentales a la escala de campo y aún más a campos análogos o diversos.

Los modelos de múltiple porosidad se basan en la aproximación implícita de fracturas, que trata a los sistemas de fracturas como una propiedad volumétrica de un modelo celular. Esto se lleva a cabo a través de dos mallas de modelado: la primera para representar las propiedades de la matriz y otra para las de las fracturas. Las dos mallas se encuentran superpuestas en posición y poseen una función (generalmente conocida como factor geométrico) que define el comportamiento de la transferencia de fluidos entre estas. En éstas, se asume comúnmente que los procesos capilares dominan el flujo matriz-fracturas, mientras que esfuerzos viscosos dominan el flujo en la red de fracturas. Una dificultad en dicho tipo de modelos es que se debe contar con valores para las propiedades implícitas del sistema de fracturas, por lo que se han desarrollado diferentes metodologías para obtener las magnitudes de permeabilidad, porosidad, densidad de fracturamiento entre otras. Normalmente se asume que la principal fuente de información para dichos modelos son los resultados del análisis de pruebas de presión.

### 6.5.3. Modelo de Warren y Root (1963)

Este modelo se basa en la característica de doble porosidad y se resume en las siguientes asunciones:

1. El material que contiene a la porosidad primaria es homogéneo e isotrópico, y está contenido dentro de un arreglo de paralelepípedos rectangulares idénticos.
2. La porosidad secundaria es representada por un sistema ortogonal de planos de fractura uniformes y continuos, orientados de tal manera que son paralelos a una de las direcciones del tensor de permeabilidades. Las fracturas normales están distribuidas uniformemente y son de espesor constante; un espaciamiento o espesor diferente de dichos planos puede existir para simular el grado de anisotropía.
3. Las porosidades primaria y secundaria son homogéneas aunque anisotrópicas. Puede existir flujo entre los dos sistemas, pero no existe flujo entre dos elementos de porosidad primaria.

## CAPÍTULO 6. MODELADO INTEGRAL DE YACIMIENTOS

---

De tal manera, se proponen las siguientes ecuaciones para el estudio de un yacimiento de comportamiento infinito, con una presión inicial uniforme que produce a gasto constante en coordenadas cartesianas:

$$\frac{1}{\xi} \frac{\partial}{\partial \xi} \left( \xi \frac{\partial p_{Df}}{\partial \xi} \right) + \frac{1}{\xi^2} \frac{\partial^2 p_{Df}}{\partial \theta^2} - (1 - \omega) \frac{\partial p_{Dm}}{\partial t_D} = \omega \frac{\partial p_{Df}}{\partial t_D} \quad (6.14)$$

$$\lambda (p_{Df} - p_{dm}) = (1 - \omega) \frac{\partial p_{dm}}{\partial t_D} \quad (6.15)$$

donde:

$$p_D(\xi, \theta, t_D) = \frac{2\pi \bar{k}_f h}{q\mu\beta} [p_i - p(\xi, \theta, t_D)] \quad (6.16)$$

$$K = \sqrt{\frac{k_{fx}}{k_{fy}}} \quad (6.17)$$

$$\bar{k}_f = \sqrt{k_{fx} * k_{fy}} \quad (6.18)$$

$$\xi = \sqrt{\frac{x^2}{Kr_w^2} + \frac{Ky^2}{r_w^2}} \quad (6.19)$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{Ky}{x}\right) \quad (6.20)$$

$$t_D = \frac{\bar{K}_f * t}{(\phi_m C_m + \phi_f C_f) \mu r_w^2} \quad (6.21)$$

$$\lambda = \frac{\alpha k_m r_w^2}{\bar{k}_f} \quad (6.22)$$

$$\omega = \frac{\phi_f C_f}{(\phi_m C_m + \phi_f C_f)} \quad (6.23)$$

Este modelo asume que el flujo de los bloques de la matriz hacia las fracturas presenta un regimen pseudoestacionario, además de que no se considera efecto de almacenamiento. Otros autores demostraron posteriormente que dicho regimen de flujo se presenta debido al daño en las superficies de los bloques de matriz, es decir, a la caída de presión adicional al que se somete el fluido al atravesar una capa de baja permeabilidad en los extremos de los bloques de matriz debido a mineralización y precipitación química.

#### 6.5.4. Modelo de Mavor y Cinco-Ley (1979)

Mavor y Cinco-Ley (1979) presentaron una solución al problema de flujo en medios porosos fracturados en el espacio de Laplace, considerando efectos de almacenamiento y daño en pozos. Tal solución (eq. 6.24) es una extensión del modelo de Warren y Root (1963) y la expresión 6.25 representa una función de flujo interporoso de regimen pseudoestacionario.

$$p_w(\bar{s}) = \frac{K_0 \left( \sqrt{\bar{s}f(\bar{s})} \right) + S \left( \sqrt{\bar{s}f(\bar{s})} \right) K_1 \left( \sqrt{\bar{s}f(\bar{s})} \right)}{\bar{s} \left[ \sqrt{\bar{s}f(\bar{s})} K_1(\sqrt{\bar{s}f(\bar{s})}) + \bar{s} C_D (K_0(\sqrt{\bar{s}f(\bar{s})}) + S \sqrt{\bar{s}f(\bar{s})} K_1(\sqrt{\bar{s}f(\bar{s})})) \right]} \quad (6.24)$$

$$f(\bar{s}) = \frac{\omega(1-\omega)\bar{s} + \lambda}{(1-\omega)\bar{s} + \lambda} \quad (6.25)$$

Al no existir una expresión matemática análoga a la solución del espacio de Laplace en el dominio real, es necesario emplear algoritmos numéricos como aquellos de Schapery (1962), Weeks (1966) o Talbot (1979).

#### 6.5.5. Modelado Multiple Interacting Continua (MINC)

El modelo llamado *Medio Continuo de Interacción Múltiple* (Pruess, 1985) es un método aproximado de modelado de flujo, tanto de fluidos como de energía en forma de calor, a través de sistemas porosos fracturados. Su uso principal radica en procesos para los cuales existe una alta sensibilidad al intercambio de calor, entre los que destacan las operaciones en yacimientos geotérmicos y técnicas de recuperación mejorada, además de transporte químico y migración de contaminantes. Su uso se restringe a sistemas suficientemente conectados hidráulicamente como para asegurar un medio continuo de flujo. Se recomienda su uso unicamente en dichos casos debido a que el número de celdas debe ser mayor respecto a un modelo de doble porosidad estándar, y por lo tanto se incrementa el tiempo de cómputo promedio en al menos cinco veces.

Los modelos de doble porosidad asumen que el flujo interporoso es cuasiestacionario, es decir, el gasto de flujo interporoso es relativamente proporcional a la diferencia local de presiones entre la matriz y las fracturas. Esto no se cumple cuando existe flujo no isotérmico y multifásico, donde los coeficientes de difusividad efectiva son pequeños y los periodos de flujo transitorio pueden ser tan largos como algunas décadas. Dicha cuestión se

resuelve tratando al flujo interporoso como un proceso sometido a un regimen totalmente transitorio, asumiendo que el cambio en las condiciones termodinámicas de los bloques de matriz es controlado por la distancia desde la fractura más cercana.

Se recomienda revisar el trabajo de Wu (2016) para comprender a mayor detalle los principios y limitaciones de los modelos más empleados, así como de sus respectivas implementaciones numéricas.

## 6.6. Integración de la Información

De manera general, la integración entre el modelo estático y el dinámico de un yacimiento reside en la conjugación de flujos de trabajo secuenciales, es decir, no desarrollados inicialmente de manera simultánea. El modelo estático suele ser el primer objetivo en el estudio formal de un nuevo descubrimiento y típicamente el resultado de estos puede genera algunos parámetros que sirven como datos de entrada para una simulación numérica de flujo.

Un modelo dinámico es resultado de la validación de la caracterización del sistema mediante ajustes al comportamiento histórico del área productora, por lo que su obtención es valiosa por la capacidad de inferencia sobre resultados futuros. De tal manera, los simuladores comerciales se basan en éstos además de otros métodos de inferencia estadística y correlaciones.

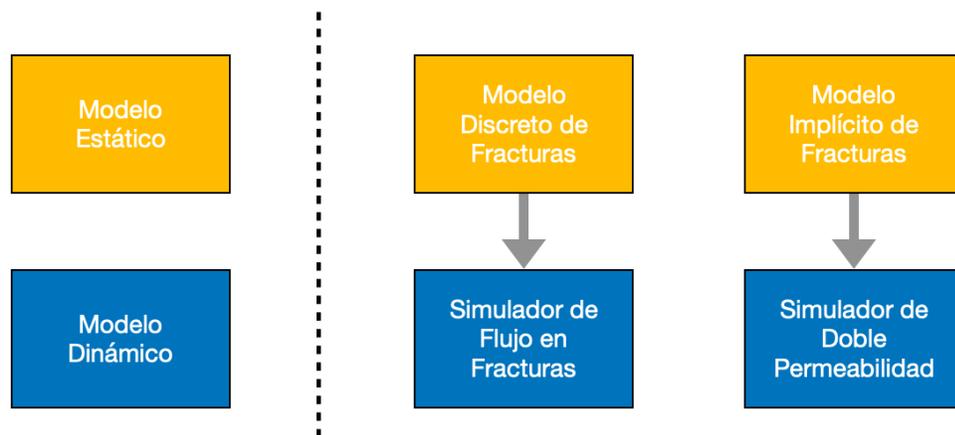


Figura 6.9: Conceptualización del proceso de integración (Modificado de Ringrose (2014)).

La Figura 6.9 muestra una simplificación del proceso inicial de modelado integral de yacimientos fracturados, en el que la elección de una metodología de caracterización presupone la compatibilidad con un modelo dinámico, sea discreto de flujo en fracturas o de doble permeabilidad.

### **6.6.1. Jerarquía de la Información**

Dependiendo del caso específico, un yacimiento fracturado podría modelarse tanto mediante un modelo discreto, como con un modelo implícito. La selección de estos también significa implícitamente la selección de un método preferencial de simulación así como métodos específicos para analizar la información dinámica generada en algún momento dado. La tabla 6.2 muestra los parámetros más usuales de salida generados en los modelos estáticos, incluidos algunos obtenidos estrictamente desde el análisis de perfiles sísmicos.

#### **6.6.1.1. Importancia de la Geomecánica**

Los cambios de esfuerzos dentro de las formaciones se debe principalmente a la tectónica local, aunque en algunos casos estudiados (principalmente formaciones poco consolidadas) la causa puede ser la modificación artificial de los esfuerzos de confinamiento (presión) generada por la producción prolongada de fluidos. Tal efecto es despreciable en la mayoría de las ocasiones pero en concreto puede ser suficiente como para causar problemas de subsidencia, así como deformaciones y colapsamiento de la tubería de revestimiento en muchos pozos.

Los problemas previamente descritos han sido estudiados con mayor detalle en los últimos años, sin embargo el problema inicial que se intentó resolver mediante el modelado geomecánico es la predicción de la presión de poro, el cual sigue siendo un tema de discusión formal al que se invita a conocer más a fondo en literatura especializada.

### **6.6.2. Manejo de la Incertidumbre**

Tradicionalmente, se maneja a los datos como mediciones certeras de los parámetros del yacimiento. En la realidad, toda la información petrofísica son inferencias, extrapolaciones e interpolaciones de mediciones en los pozos o simples suposiciones que pueden distar en varios órdenes numéricos de la realidad, siendo aún más evidente en casos altamente heterogéneos. El

Tabla 6.2: Datos relevantes en la integración entre modelos (Modificado de Ringrose (2014)).

Caso	Símbolo	Propiedad	Unidades [Rango usual]
Todos	$\phi_m, \phi_f$	Porosidad de matriz y fracturas	fracción [0,0.4]
Todos	$k_h, k_v$	Permeabilidad horizontal, vertical	millidarcy [ $10^{-3}, 10^5$ ]
Todos	$V_{shale}, V_{sand}, V_{cement}$	Fracción volumétrica (arcillas, arenas, fábrica)	fracción [0,1]
Todos	$N/G_{sand}, N/G_{res}$	Relación volumétrica neta/bruta	fracción [0,1]
Todos	$S_o, S_g, S_w$	Saturación de fluidos (aceite, gas y agua)	fracción [0,1]
Todos	$SAT_{num}$	índice de permeabilidad relativa a los fluidos	Entero [1,N]
Todos	$\rho_b$	Densidad bruta	g/cc [1,2]
Todos	$V_p$	Velocidad de la onda P	m/s [1400,5000]
Todos	$V_p/V_s$	Relación de velocidades sísmicas P y S	m/s [700,3000]
Todos	$AI_p, AI_s$	Impedancia Acústica	m/s * g/cc [6000,14000]
Todos	$\phi_{AVO}$	Porosidad de Inversión AVO	fracción [0,0.4]
Fracturados	$k_m, k_f$	Permeabilidad de matriz y de fracturas	mD [ $10^{-3}, 10^5$ ]
Fracturados	$F_d$	Densidad de fracturas	Estructuras por unidad de longitud, $m^{-1}$ [0.1, 10]
Fracturados	$F_a$	Apertura de fractura	m [ $10^{-6}, 10^{-3}$ ]
Fracturados	$C_m$	Curvatura promedio de la superficie	Segunda derivada [ $-x > 0 < +x$ ]

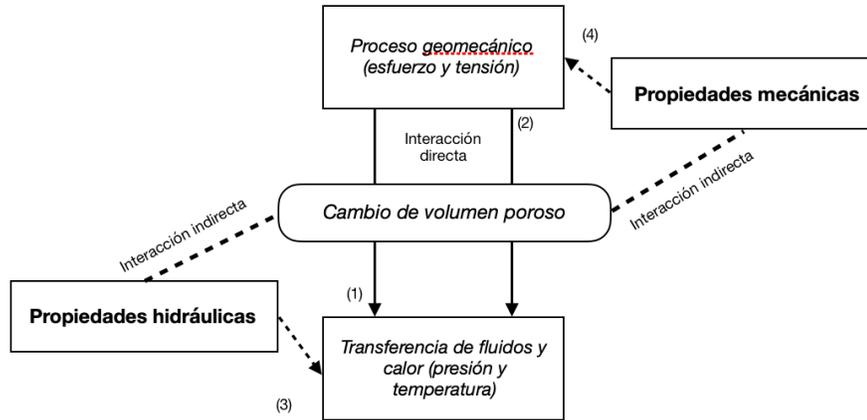


Figura 6.10: Modificado de Wu (2016).

enfoque de los modelos puede ser modificado para tratar a la información de entrada con un enfoque probabilístico, es decir, como variables aleatorias controladas por una distribución de probabilidad aceptada, para así obtener un resultado capaz de acercarse más a la realidad.

Las teorías empleadas en el estudio de probabilidades se usan para inferir la naturaleza de una población desde la información que se obtiene desde una muestra. Observando estas últimas, se infiere la posibilidad de encontrar algunos otros miembros de la población con características similares. Una técnica usada ampliamente con dicho objetivo es la simulación Monte Carlo, desarrollado por Stanislaw Ulam y John von Neumann en 1940, que es un método numérico no determinista, basado en el muestreo aleatorio y usado para aproximar expresiones matemáticas complejas.

Como se describió en la sección 6.4.1.2, un análisis multivariable es la solución más completa a disposición, sin embargo el análisis se ve gravemente influenciado por la disposición de datos reales, los cuales podrían ser escasos. Desarrollos recientes hacen pensar que el análisis puede no solo tomar en cuenta los datos del yacimiento en cuestión, si no además extender el dominio de la información a todos los datos generados en la historia de un campo. Con los avances en las ciencias de la computación, es viable desarrollar modelos basados en inteligencia artificial que puedan preinterpretar información geofísica, la cual podría tardar años en ser procesada a mano por equipos de ingeniería, para así identificar características comunes con campos análogos en cualquier parte del mundo, y todo ello en cuestión de minutos. Existen

## CAPÍTULO 6. MODELADO INTEGRAL DE YACIMIENTOS

trabajos como el de Shahkarami *et al.* (2014), que han utilizado dicho enfoque en actividades altamente demandantes del modelado de yacimientos, como el ajuste a historiales de producción, con resultados alentadores.

Otra fuente de incertidumbre es el número de errores que se arrastran a lo largo del proceso de modelado. La Figura 6.11 ilustra a grandes ras-

Yacimiento	Modelo Conceptual	Modelo Matemático	Modelo Numérico
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Estructura compleja</li> <li>- Múltiples procesos físicos</li> <li>- Interacción entre la estructura y los procesos físicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conceptualización de la estructura</li> <li>- Selección de los procesos físicos más relevantes</li> <li>- Representación conceptual de los procesos físicos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Descripción matemática de procesos físicos</li> <li>- Descripción geométrica de la estructura</li> <li>- Aproximación determinística o estocástica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Discretización espacial y temporal</li> <li>- Condiciones iniciales y de frontera</li> <li>- Algoritmos numéricos estables y eficientes</li> </ul>
<b>Complejidad</b>		<b>Simplificación</b>	

Figura 6.11: Simplificación del concepto de yacimiento. (Modificado de Dietrich (2005)).

gos los cuatro escalones en el modelado de yacimientos: En primer lugar, el yacimiento yace ahí. Todas sus características son efecto de una cadena de factores a lo largo de millones de años, y por ende la complejidad es muy alta. En el afán de estudiarlo con mayor detalle, se debe simplificar mediante la conceptualización de dicho yacimiento, mediante la identificación de sus características más relevantes, *i.e. la presencia de fracturas*. De ser menester obtener parámetros físicos que sean útiles para evaluar el proyecto, deberá construirse un modelo matemático, que está sujeto a las restricciones propias del formulado propio del modelo. Finalmente, se desarrolla un modelo numérico que pueda ser procesado por computadores para su resolución, y el cual a su vez tiene un sinfín de limitaciones adjudicables a la selección del algoritmo empleado. Dentro de dicha secuencia, será obligación del equipo de modelado evaluar la coherencia de los datos constantemente, y de encontrar parámetros inconsistentes, se deberá corregir a la escala que sea necesario.

La extensión del presente trabajo se desarrolla hasta el tercer punto antes citado, por lo que la selección y conformación de modelos numéricos queda a disposición del lector. Su selección en YNF es también tema de discusión actual, por lo que se recomienda como texto introductorio el trabajo de Lemonnier y Bourbiaux (2010), así como la obra de Padilla Sixto y Toledo Piña (2013) que ahondan más en el tema.

## CAPÍTULO 6. MODELADO INTEGRAL DE YACIMIENTOS

---

Independientemente de ello, la correcta caracterización de un modelo conceptual es suficiente para tomar a cabo las decisiones pertinentes que lleven a una correcta explotación de yacimientos.



# Comentarios Finales

## El presente y el futuro

En este trabajo se han abordado a grandes rasgos, los principales componentes del proceso que hasta ahora es reconocido para caracterizar un Yacimiento Naturalmente Fracturado. Como fue descrito, es evidente que se trata de una secuencia fragmentada, con mucho espacio aún para encontrar mejoras que permitan la optimización de los recursos, manteniendo la alta calidad de los modelos que el caso amerita. Se presenta la información como lo que es, no una compilación de teoría inamovible, si no el resultado de años de investigación sobre una materia tan incierta como enigmante, tras los cuales, lo único indisputable es que no todo está dicho.

Independientemente del potencial que representa la investigación en la era de la información, la aplicación de las técnicas vigentes aumentan radicalmente la posibilidad de éxito en el desarrollo de campos altamente complejos.



# Bibliografía

*Petroleum resources management system.* (2018). OCLC: 1056152390

ABBASZADEH, M. Y KAMAL, M.M. Automatic Type, Curve Matching for Well Test Analysis. *SPE Formation Evaluation* **3**(03):567–577 (1988)

ABDELAZIM, R. An Integrated Approach for Relative Permeability Estimation of Fractured Porous Media: Laboratory and Numerical Simulation Studies. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (2016)

AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA. World Energy Outlook 2017. Reporte, Estados Unidos (2017)

AGUILERA, R. *Naturally Fractured Reservoirs*. 2ª edición. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma (1995)

AHMED, T.H. *Reservoir Engineering Handbook*. 4ª edición. Gulf Professional Pub, Amsterdam ; Boston (2010)

AHR, W.M. *Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks*. Wiley, Hoboken, N.J (2008)

ALCOCER ESCALERA, J.A. Estrategia, Logros y Desafíos de La Exploración Petrolera En México. En *Ingreso a La Academia de Ingeniería*. Academia de Ingeniería, México (2010)

ALJEHANI, A.S., WANG, Y.D., Y RAHMAN, S.S. An Innovative Approach to Relative Permeability Estimation of Naturally Fractured Carbonate Rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **162**:309–324 (2018)

## BIBLIOGRAFÍA

---

- ALVARADO, V. Y MANRIQUE, E. Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies* **3**(9):1529–1575 (2010)
- BÁRDOSY, G. Y FODOR, J. Traditional and New Ways to Handle Uncertainty in Geology. *Natural Resources Research* **10**(3):179–187 (2001)
- BARTON, C.A., ZOBACK, M.D., Y BURNS, K.L. In-Situ Stress Orientation and Magnitude at the Fenton Geothermal Site, New Mexico, Determined from Wellbore Breakouts. *Geophysical Research Letters* **15**(5):467–470 (1988)
- BENTLEY, C. Liesegang Rings in a Natural Sandstone “Tile” (2017)
- BHATTACHARYYA, S.C. *Energy Economics*. Springer London, London (2011)
- BOND, C.E., WIGHTMAN, R., Y RINGROSE, P.S. The Influence of Fracture Anisotropy on CO<sub>2</sub> Flow: FRACTURE ANISOTROPY AND CO<sub>2</sub> MIGRATION. *Geophysical Research Letters* **40**(7):1284–1289 (2013)
- BOURDET, D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Número 3 en Handbook of Petroleum Exploration and Production, 1<sup>a</sup> edición. Elsevier, Amsterdam ; Boston (2002)
- BOURGOYNE, A.T. (editor). *Applied Drilling Engineering*. Número vol. 2 en SPE Textbook Series. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (1986)
- CAMACHO VELÁZQUEZ, R., FUENLEAL MARTÍNEZ, N., CASTILLO RODRIGUEZ, T., GÓMEZ GÓMEZ, S., RAMOS, G., MINUTTI MARTÍNEZ, C., VÁSQUEZ CRUZ, M., MESEJO, A., Y FUENTES CRUZ, G. Avances En La Caracterización Integral de Un Yacimiento Naturalmente Fracturado Vugular, El Caso Ayatsil-Tekel. *Ingeniería Petrolera* **54**(10) (2014)
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Síntesis Geológico Petrolera: Cuencas Del Sureste (2014)
- COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Estadísticas de Petróleo y Gas: Reservas. <https://portal.cnih.cnh.gov.mx/dashboard-sih.php> (2019)
- COUPLES, G.D. Geomechanical Impacts on Flow in Fractured Reservoirs. *Geological Society, London, Special Publications* **374**(1):145–172 (2014)

- CRAIN, E.R. Crain's Petrophysical Handbook (2018)
- DA PRAT, G. *Well Test Analysis for Fractured Reservoir Evaluation*. Número 27 en Developments in Petroleum Science. Elsevier, Amsterdam ; New York (1990)
- DARYASAFAR, A., JOUKAR, M., FATHINASAB, M., DA PRAT, G., Y KHARRAT, R. Estimating the Properties of Naturally Fractured Reservoirs Using Rate Transient Decline Curve Analysis. *Journal of Earth Science* **28**(5):848–856 (2017)
- DIETRICH, P. (editor). *Flow and Transport in Fractured Porous Media*. Springer, Berlin ; New York (2005)
- DIOMAMPO, P., G. Relative Permeability through Fractures. Informe Técnico SGP-TR-170, Stanford University, Stanford, CA, US (2001)
- EARLOUGHER, R.C. *Advances in Well Test Analysis*. Número 5 en SPE Monograph Series. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Tex (1977). OCLC: 845010577
- ELLIS, D.V. *Well Logging for Earth Scientists*. 2ª edición. Springer, Dordrecht, The Netherlands (2007)
- ENGLER, T. Y TIAB, D. Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type Curve Matching, 4. Naturally Fractured Reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **15**(2-4):127–138 (1996)
- FAHAD, M., HUSSAIN, F., RAHMAN, S., Y CINAR, Y. Experimental Investigation of Upscaling Relative Permeability for Two Phase Flow in Fractured Porous Media. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **149**:367–382 (2017)
- FANCHI, J.R. *Integrated Reservoir Asset Management*. Elsevier (2010)
- FERNØ, M. Enhanced Oil Recovery in Fractured Reservoirs. En *Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Processes and Bioremediation of Oil-Contaminated Sites*. InTech (2012)
- FJAER, E. (editor). *Petroleum Related Rock Mechanics*. Número 53 en Developments in Petroleum Science, 2ª edición. Elsevier, Amsterdam ; Boston (2008). OCLC: ocn149517031

## BIBLIOGRAFÍA

---

- FODOR, L., BADA, G., CSILLAG, G., HORVÁTH, E., RUSZKICZAY-RÜDIGER, Z., PALOTÁS, K., SÍKHEGYI, F., TIMÁR, G., CLOETINGH, S., Y HORVÁTH, F. An Outline of Neotectonic Structures and Morphotectonics of the Western and Central Pannonian Basin. *Tectonophysics* **410**(1-4):15–41 (2005)
- GILMAN, J.R., WANG, H., FADAEI, S., Y ULAND, M.J. A New Classification Plot for Naturally Fractured Reservoirs. En *Canadian Unconventional Resources Conference*. Society of Petroleum Engineers, Calgary, Alberta, Canada (2011)
- GOBIERNO FEDERAL DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS. Rondas México. <https://rondasmexico.gob.mx> (2017)
- GRINGARTEN, A.C., BOURDET, D.P., LANDEL, P.A., Y KNIAZEFF, V.J. A Comparison Between Different Skin And Wellbore Storage Type-Curves For Early-Time Transient Analysis. En *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, Las Vegas, Nevada (1979)
- HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ, I. *Desarrollo de Un Flujo de Trabajo Enfocado a Yacimientos Naturalmente Fracturados Para Los Campos de México*. Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, México (2013)
- HERRERA, R.P. Y OCHOA, O.M. Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados Analizando Datos de Producción, Caso Caparroso-Escuintle-Pijije. *Ingeniería Petrolera* **53**(11) (2013)
- HILLIS, R.R. Y REYNOLDS, S.D. The Australian Stress Map. *Journal of the Geological Society* **157**(5):915 (2000)
- HIRAMATSU, Y. Y OKA, Y. Determination of the Stress in Rock Unaffected by Boreholes or Drifts, from Measured Strains or Deformations. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* **5**(4):337–353 (1968)
- HOEK, E. Y FRANKLIN, J.A. *Simple Triaxial Cell for Field or Laboratory Testing of Rock*, *Transactions of the Institution of Mining and Metallurgy*, tomo 77 (1968)

- HOEK, E. Y BROWN, E.T. *Underground Excavations in Rock*. Reprinted edición. Spon, London (1994). OCLC: 832560643
- HORNER, D. Pressure Build-Up in Wells. *Proceedings of the 3rd World Petroleum Congress* (1951)
- HUBBERT, M.K. Y WILLIS, D.G. Important Fractured Reservoirs in the United States. En *4th World Petroleum Congress*. 4th World Petroleum Congress (1955)
- IGBOKOYI, A.O. Y TIAB, D. Well Test Analysis in Naturally Fractured Reservoirs Using Elliptical Flow. En *International Petroleum Technology Conference*. International Petroleum Technology Conference, Dubai, U.A.E. (2007)
- KEAREY, P., BROOKS, M., Y HILL, I. *An Introduction to Geophysical Exploration*. 3ª edición. Blackwell Science, Malden, MA (2002)
- KIRSCH, G. *Die Theorie Der Elastizität Und Die Bedürfnisse Der Festigkeitslehre*. Springer (1898)
- LEMONNIER, P. Y BOURBIAUX, B. Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. State of the Art: Part 1 – Physical Mechanisms and Simulator Formulation. *Oil & Gas Science and Technology – Revue de l'Institut Français du Pétrole* **65**(2):239–262 (2010)
- LORENZ, M.O. Methods of Measuring the Concentration of Wealth. *Publications of the American Statistical Association* **9**(70):209 (1905)
- LUCIA, F.J. *Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach*. 2ª edición. Springer, Berlin ; New York (2007)
- MARK D. HABANA. Relative Permeability of Fractured Rock. Informe Técnico DOE/ID/13763, 801752 (2002)
- MAVOR, M. Y CINCO-LEY, H. Transient Pressure Behavior Of Naturally Fractured Reservoirs (1979)
- MCCLURE, M.W. Y HORNE, R.N. *Discrete Fracture Network Modeling of Hydraulic Stimulation*. SpringerBriefs in Earth Sciences. Springer International Publishing, Heidelberg (2013)

## BIBLIOGRAFÍA

---

- MERINO, E., ORTOLEVA, P., Y STRICKHOLM, P. Generation of Evenly-Spaced Pressure-Solution Seams during (Late) Diagenesis: A Kinetic Theory. *Contributions to Mineralogy and Petrology* **82**(4):360–370 (1983)
- NAJIBI, A.R., GHAFOORI, M., LASHKARIPOUR, G.R., Y ASEF, M. *Reservoir Geomechanical Modeling: In-Situ Stress, Pore Pressure, and Mud Design*, tomo 151 (2017)
- NARR, W., SCHECHTER, D.S., Y THOMPSON, L.B. *Naturally Fractured Reservoir Characterization*. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (2006)
- NELSON, R.A. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. 2<sup>a</sup> edición. Gulf Professional Pub, Boston (2001)
- OROZCO AGUILAR, O., GALINDO NAVA, A., Y GARCÍA REYES, S. Evaluación Petrofísica, Volumétrica y Especial Del Modelo Dinámico de Un Yacimiento Naturalmente Fracturado Para Determinar y Mejorar Su Consistencia. *Ingeniería Petrolera* **57**(1) (Enero-Febrero 2017)
- PADILLA SIXTO, R. Y TOLEDO PIÑA, R. Evaluación de Yacimientos Naturalmente Fracturados y Retos Por Resolver. *Revista Ingeniería Petrolera* **53**(3) (2013)
- PESTMAN, B., KENTER, C., Y VANMUNSTER, J. Estimation of In-Situ Stress Magnitudes from Measurements on Cores. En *SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering*. Society of Petroleum Engineers, Trondheim, Norway (1998)
- PETRÓLEOS MEXICANOS. Recursos Prospectivos. En *Reservas de México*. México (2009)
- PICO, C., AGUIAR, R., Y PIRES, A.P. Wavelet Filtering of Permanent Downhole Gauge Data. En *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers, Cartagena de Indias, Colombia (2009)
- PRUESS, K. A Practical Method for Modeling Fluid and Heat Flow in Fractured Porous Media. *Society of Petroleum Engineers Journal* **25**(01):14–26 (1985)

- 
- PRUESS, K. *Brief Guide to the MINC—Method for Modeling Flow and Transport in Fractured Media*. Tesis de Maestría, University of California, Berkley, California (1992)
- PUCKNELL, J. Y CLIFFORD, P. Calculation of Total Skin Factors. En *Offshore Europe*. Society of Petroleum Engineers, Aberdeen, United Kingdom (1991)
- PUZRIN, A. *Constitutive Modelling in Geomechanics: Introduction*. Springer, Berlin (2012). OCLC: 809370783
- RAJABI, M., SHERKATI, S., BOHLOLI, B., Y TINGAY, M. Subsurface Fracture Analysis and Determination of In-Situ Stress Direction Using FMI Logs: An Example from the Santonian Carbonates (Ilam Formation) in the Abadan Plain, Iran. *Tectonophysics* **492**(1-4):192–200 (2010)
- REAL ACADEMIA ESPAÑOLA (editor). *Diccionario de La Lengua Española*. Vigésimotercera edición, edición del tricentenario edición. Real Academia Española, Madrid (2014)
- REZK, M.G. Y ABDELWALY, A. Estimation of Characteristics of Naturally Fractured Reservoirs by Pressure Transient Analysis. *World Journal of Engineering* **14**(5):368–380 (2017)
- RIDER, M.H. *The Geological Interpretation of Well Logs*. 2ª edición. Rider-French Consulting, Sutherland (2006)
- RINGROSE, P. *Reservoir Model Design: A Practitioner's Guide*. Springer, New York (2014)
- SATTER, A. Y THAKUR, G.C. *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*. PennWell Books, Tulsa, Okla (1994)
- SCHLUMBERGER (editor). *Well Test Interpretation*. Schlumberger (2002)
- SCHÖN, J. *Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics* (2016)
- SECRETARÍA DE ENERGÍA. *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2017-2031*. Informe técnico, Secretaría de Energía, México (2017)

## BIBLIOGRAFÍA

---

- SECRETARÍA DE ENERGÍA. Sistema de Información Energética. <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas> (2018)
- SHAHKARAMI, A., MOHAGHEGH, S.D., GHOLAMI, V., Y HAGHIGHAT, S.A. Artificial Intelligence (AI) Assisted History Matching. En *SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting*. Society of Petroleum Engineers, Denver, Colorado (2014)
- SHERIFF, R.E. Y SHERIFF, R.E. *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics*. Número v. 13 en Geophysical References, 4<sup>a</sup> edición. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Okla (2002)
- SPRINGER (editor). *Discrete Fracture Network Modeling of Hydraulic Stimulation*. Springer, New York (2013)
- TARBUCK, E.J. *Ciencias de La Tierra (Edición Para Latinoamérica) Una Introducción a La Geología Física*. Pearson Educación de México (2011)
- TEREZ, I.E. Y FIROOZABADI, A. Water Injection in Water-Wet Fractured Porous Media: Experiments and a New Model with Modified Buckley-Leverett Theory. *SPE Journal* 4(02):134–141 (1999)
- TIAB, D. Y DONALDSON, E.C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2<sup>a</sup> edición. Gulf Professional Pub, Boston (2004)
- VAN GOLF-RACHT, T.D. *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. Número 12 en Developments in Petroleum Science. Elsevier, Amsterdam ; New York (1982)
- VARGAUG, M. Y SMITHSON, T. Getting to the Core of the Matter. *Schlumberger Oilfield Review* 27(1) (2015)
- VELASCO LOZANO, M. *Notas de Caracterización Dinámica de Yacimientos*. Tesis Doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México (????)
- VELÁZQUEZ CRUZ, D. Apuntes de Geomecánica. Instituto Politécnico Nacional (2019)
- WARREN, J. Y ROOT, P. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal* 3(03):245–255 (1963)

WU, Y.S. *Multiphase Fluid Flow in Porous and Fractured Reservoirs* (2016).  
OCLC: 1013853453

YAO, J. Y HUANG, Z.Q. *Fractured Vuggy Carbonate Reservoir Simulation*.  
Springer Berlin Heidelberg, New York, NY (2016)

ZHANG, S., YIN, S., WANG, F., Y ZHAO, H. Characterization of In Situ  
Stress State and Joint Properties from Extended Leak-Off Tests in Frac-  
tured Reservoirs. *International Journal of Geomechanics* **17**(3):04016074  
(2017)

ZOBACK, M.D. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, Cam-  
bridge (2007)