

# Lista de Figuras

No. Figura	Nombre	Página
1.1	Domo Salino	2
1.2	Anticlinal	2
1.3	Variación de porosidad y permeabilidad	2
1.4	Arenas lenticulares	2
1.5	Combinación de pliegue y discordancia	3
1.6	Combinación de pliegue y falla	3
1.7	Vista esquemática de los mares epicontinentales (epíricos) y pericontinentales (de plataforma), Simplificado de Friedman, (1978)	5
1.8	Distribución general de los ambientes marinos someros en el Golfo de México y el Mar Caribe. Tomada de Davis (1992)	6
1.9	Perfil esquemático generalizado donde se muestra la desaparición progresiva del $\text{CaCO}_3$ en sedimentos sobre el piso oceánico ecuatorial, con el incremento de la profundidad. Modificada de Friedman (1978).	7
1.10	Esquema de un arrecife para ejemplificar su morfología. Modificada de Wilson (1975)	9
1.11	Distribución de sedimentos carbonatados actuales	10
1.12	Esquema de comparación entre un empaque cúbico y un empaque romboédrico	17
1.13	Porosidad interpartícula, Lucia, 1983	20
1.14	Porosidad Vugular, Lucia, 1983	21
1.15	Gráfica de Presión Capilar (curva de Drene).	22
1.16	Gráfica que muestra los procesos de drenaje e imbibición	23
1.17	Curvas de presión capilar, con distribución de fluidos dentro del poro	23
1.18	Gotas de tres diferentes fluidos sobre una superficie pulida	24
1.19	Esquema que representa el efecto de la tensión superficial	25
1.20	Presión en diferentes puntos de la zona de ascenso capilar	27
1.21	Diagrama esquemático de la toma de registros	33
1.22	Herramientas de Fondo	34
1.23	Transmisión de la energía acústica	39
1.24	Principales componentes de una impresión de registros convencionales	42
2.1	Diagrama de fase característico de los yacimientos de aceite negro	48
2.2	Diagrama de fase característico de los yacimientos de aceite volátil	49
2.3	Diagrama de fase característico de los yacimientos de gas y condensados	50
2.4	Diagrama de fase característico de los yacimientos de gas húmedo	50

2.5	Diagrama de fase característico de los yacimientos de gas seco	51
2.6	Factor de compresibilidad para gas natural. (Standing y Katz)	57
2.7	Comportamiento típico del factor de volumen de gas en función de la presión a temperatura de yacimiento constante	58
2.8	Figura del coeficiente de compresibilidad del gas en función de la presión a temperatura constante.	59
2.9	Figura de Compresibilidad de un Gas	61
2.10	Gráfica del factor de volumen del aceite en función de la presión a temperatura constante	64
2.11	Comportamiento del gas en solución – aceite para un aceite negro como una función de la presión a temperatura constante.	65
2.12	Esquema para representar el cambio de volumen debido a una reducción de presión	66
2.13	Gráfica del factor de volumen total en función de la presión a temperatura constante.	66
2.14	Comportamiento del coeficiente isotérmico de compresibilidad del aceite en función de la presión a temperatura constante en presiones por encima del punto de burbuja.	67
2.15	Ilustración del coeficiente isotérmico de compresibilidad de aceite a presiones por debajo del punto de burbuja a temperatura constante	68
2.16	Comportamiento del coeficiente isotérmico de compresibilidad del aceite en función de la presión a temperatura constante en presiones por debajo del punto de burbuja	69
2.17	Comportamiento que presenta la relación entre la viscosidad de un aceite negro respecto a la presión	70
2.18	Comportamiento del Factor de volumen del Agua de Formación	72
2.19	Comportamiento de la solubilidad del gas en el agua	73
2.20	Gráfica de la compresibilidad isotérmica del agua en función de la presión del yacimiento a temperatura constante	74
2.21	Comportamiento de la viscosidad de la salmuera en función de la presión a temperatura constante	74
3.1	Pozo Vertical	78
3.2	Pozo Horizontal	79
3.3	Pozo Desviado	80
3.4	Pozos Multilaterales	81
3.5	Terminación en Agujero Descubierto	83
3.6	Terminación con Agujero Revestido	84
3.7	Terminación con Tubería Ranurada no Cementada	86
3.8	Pistolas tipo Enerjet	89
3.9	Pistolas bajadas con cable	90
3.10	Pistolas bajadas con tubería	91
3.11	Factores geométricos del sistema de disparos	93

3.12	Patrones de perforación más comunes	94
3.13	Patrones de perforaciones y sus correspondientes parámetros, $h_r$ (espaciamiento entre disparos) y $\theta$ (Hong, 1975).	94
3.14	Patrones de ranuras	96
3.15	Ranura recta	96
3.16	Ranura Trapezoidal	97
3.17	Representación de 1 pie de tubería ranurada	98
3.18	Fracturamiento Hidráulico	107
3.19	Grabado diferencial dentro de la fractura	111
3.20	Solubilidad de HCl en caliza y dolomía	113
3.21	Efecto de la presión sobre el tiempo de reacción del HCl- $\text{CaCO}_3$	114
4.1	Geometrias de Flujo	120
4.2	Sistema de Flujo Lineal	121
4.3	Sistema de Flujo Radial	122
4.4	Distribución de presión y gasto para flujo estacionario	125
4.5	Distribución de presión y gasto para flujo transitorio con una presión de pozo, $p_w$ , constante	126
4.6	Distribución de presión y gasto para un sistema bajo condiciones de flujo pseudo-estacionario	129
4.7	Representación gráfica del índice de productividad	133
4.8	Curva IPR	134
4.9	Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto. $EF = 1$	136
4.10	Presiones de fondo en un pozo dañado	137
4.11	Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ de yacimientos con empuje por gas disuelto	138
4.12	IPR futuras	139
4.13	$\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ vs Presión	140
4.14	indica que el IPR actual de un pozo se desvía significativamente de la línea recta del IPR de un modelo ideal debido a un efecto de daño constante	144
4.15	Distribución de presión de fondo de un pozo con una zona alterada en la cercanía del pozo (Golan y Whitson, 1991)	145
4.16	Factor de daño por penetración parcial y desviación del pozo	147
4.17	Gráfica del factor de pseudo daño por por inclinación del pozo y penetración parcial, contra el espesor adimensional, (Cinco Ley y cols. 1975).	148
4.18	Factor de daño por disparos	152
4.19	Distribución del daño a lo largo y normal a un pozo horizontal. Efecto de la permeabilidad anisotrópica	154
4.20	Modos de entrapamiento de partículas. (Schechter, 1992).	156
4.21	Respuesta del gasto y presión a una prueba de decremento de presión	160
4.22	Gráfica semilog de datos de decremento de presión para un pozo	161

4.23	Respuesta del gasto y presión a una prueba de incremento de presión	163
4.24	Gráfica de Horner para pruebas de incremento de presión para un pozo	164
4.25	Las herramientas de temperatura se basan en elementos resistivos que varían con los cambios de temperatura que se tienen a diferentes profundidades. En la imagen se observa un esquema sencillo de la sonda. (Schlumberger, 1989)	169
4.26	Un registro de temperatura despliega dos curvas, la de gradiente en el lado izquierdo y la diferencial por el lado derecho. (Schlumberger, 1989)	170
4.27	Mediciones de temperatura hechas por la herramienta de temperatura radial	170
4.28	Perfil de temperatura para una entrada de líquido. El registro A es el de menor velocidad de flujo, el registro C el de mayor velocidad. (Smolen, 1996)	171
4.29	Perfil de temperatura para una entrada de gas. El registro A es el de menor velocidad de flujo, el registro C el de mayor velocidad. (Smolen, 1996)	172
4.30	No todas las anomalías frías corresponden a una entrada de gas, en el ejemplo, se tiene una entrada líquida proveniente de un canal. (Smolen, 1996)	173
4.31	Medidor de flujo continuo y diámetro pequeño. (Tomado de Ortega, 1999). Medidor de flujo continuo y diámetro total. (Schlumberger, 1989)	175
4.32	Medidor con empacador (Schlumberger, 1989)	176
4.33	Configuración básica de una herramienta de trazadores radioactivos. (Smolen, 1996)	179
4.34	Registro de pérdida de trazadores. (Hill, 1990)	180
4.35	Respuesta típica en el registro de velocidad de disparo. (Hill, 1990)	181
4.36	Registro de dos pulsos. (Hill, 1990)	182
4.37	Estado mecánico del pozo con liner ranurado	186
4.38	Estado mecánico del pozo con tubería disparada	188
4.39	Configuración estructural del campo "CU"	191
4.40	Configuración estructural del campo "Puma"	192
4.41	Configuración estructural del campo "Ingeniería"	192
4.42	Terminación en agujero descubierto del pozo Puma-11	193
4.43	Gráfico de presiones de la curva de decremento	194
4.44	Gráfico en semi-log de la prueba de decremento mostrando los resultados obtenidos	195
4.45	Gráfica de Presión vs Gasto para pozo Puma-11	196
4.46	Historia de producción de aceite y agua del pozo Puma-11	197
4.47	Estado mecánico de pozo CU-2	198
4.48	Gráfico de presiones de la curva de incremento	199
4.49	Gráfico en semi-log de la curva de incremento que muestra los resultados obtenidos	200
4.50	Gráfica de Presión vs Gasto para pozo CU-2	201
4.51	Historia de producción de aceite y agua del pozo CU-2	204

4.52	Estado mecánico de pozo Ing-41	206
4.53	Registros geofísicos del pozo Ing-41	207
4.54	Gráfico de presiones de la curva de incremento	208
4.55	Grafico en semi-log de la curva de incremento que muestra los resultados obtenidos	209
4.56	Gráfica de Presión vs Gasto para pozo Ing-41	210
4.57	Historia de producción de aceite y agua del pozo Ing-41	211
4.58	Intervalos Productores del pozo Ing-41	215
A.1	Descripción del yacimiento	221
A.2	Características del pozo	222
A.3	Parámetros del Yacimiento	222
A.4	Parámetros de las Fronteras	223
A.5	Parámetros de los Fluidos	223
A.6	Preparación de datos de Presión y Gastos	224
A.7	Gráfica de presiones y gastos vs tiempo	225
A.8	Selección de Prueba	225
A.9	Selección del modelo de Análisis	226
A.10	Selección de curvas tipo	227
A.11	Escoger la curva tipo que más se ajuste	227
A.12	Selección de curva de frontera	228
A.13	Variación de Parámetros	228
A.14	Curvas ajustadas	229
A.15	Datos del Análisis	230

