

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 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 θ (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- 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 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. (molen, 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 | Grafico 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 | Grafico 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 |

