

TABLA DE CONTENIDO

Prefacio	
Agradecimientos	
Tabla de contenido	
Capítulo 1 Conceptos básicos	
Introducción	
1. Los hidrocarburos	
1.1. Comportamiento de fases de los hidrocarburos	
2. El petróleo	
2.1. Composición y propiedades	
2.2. Diferentes tipos de crudos petrolíferos	
2.3. Algunos productos refinados del petróleo.....	
2.4. Teorías sobre el origen del petróleo	
3. Las rocas y algunas de sus características geológicas	
3.1. La sedimentación	
3.2. Litificación.....	
3.3. Textura de las rocas sedimentarias.....	
3.4. Cuencas sedimentarias	
4. Condiciones necesarias para la formación de los yacimientos	
5. Los yacimientos de hidrocarburos	
5.1. Estratificación.....	
5.2. Espesores.....	
5.3. Continuidad del yacimiento	
6. Distribución de los fluidos	
7. Temperatura del yacimiento.....	
8. Las presiones de los fluidos en las zonas de hidrocarburos.....	
9. Volumen total del yacimiento	
9.1. Volumen de roca bruto	
9.2. Cálculo del volumen bruto y del volumen neto a partir de mapas isópacos	
10. Petróleo original in situ	
11. Mecanismos de producción.....	
11.1. Empuje por gas en solución y expansión de los fluidos..	
11.2. Empuje por capa de gas.....	
11.3. Empuje con agua.....	
11.4. Empuje por drenaje gravitacional	
11.5. Empuje combinado	
12. Comportamiento de los yacimientos y diferentes tipos de recuperación	
13. Problemas.....	
Referencias bibliográficas.....	
Referencias electrónicas	

Capítulo 2 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos

Introducción

1. Clasificación geológica.....
 - 1.1. Trampas estructurales.....
 - 1.2. Trampas estratigráficas.....
 - 1.3. Trampas mixtas
2. Clasificación según el diagrama de fases de presión y temperatura
 - 2.1. Yacimientos subsaturados o de gas disuelto
 - 2.2. Yacimientos de punto de rocío o de condensado.....
 - 2.3. Yacimientos de gas.....
 - 2.4. Yacimientos con capa de gas
3. Clasificación según el tipo de hidrocarburos
- 3.1. Yacimientos de petróleo.....
 - 3.1.1. Petróleo crudo de baja merma o petróleo negro
 - 3.1.2. Petróleo crudo de alta merma o volátil.....
 - 3.1.3. Yacimientos de gas.....
 - 3.1.3.1. Gas condensado o retrógrado
 - 3.1.3.2. Gas húmedo.....
 - 3.1.3.3. Gas seco
4. Clasificación según el tipo de empuje
- 4.1.1. Yacimientos con empuje por agua.....
- 4.1.2. Yacimientos con empuje por gas en solución
- 4.1.3. Yacimientos con empuje por capa de gas
- 4.1.4. Yacimientos con expansión de la roca y de los fluidos
- 4.1.5. Yacimientos con drenaje por gravedad.....
5. Clasificación de los yacimientos cercanos a la superficie
6. Problemas

Referencias bibliográficas.....

Referencias electrónicas

Formatted: Portuguese (Brazil)

Capítulo 3 Propiedades de los fluidos

Introducción

1. Propiedades del gas natural.....
 - 1.1. Peso molecular aparente
 - 1.2. Volumen en condiciones normales.....
 - 1.3. Densidad.....
 - 1.4. Volumen específico
 - 1.5. Gravedad específica
 - 1.6. Factor de compresibilidad z
 - 1.6.1. Determinación del factor de compresibilidad
 - 1.6.1.1. Método gráfico de Standing y Katz
 - 1.6.1.1.1. Ajuste de las curvas de Standing y Katz
 - 1.6.1.1.1.1. Corrección de Wichert y Aziz.....

Formatted: Spanish (Venezuela)

	1.6.1.1.1.2.	Corrección de Carr, Kobayashi y Burrows
1.6.2.		Cálculos directos del factor de compresibilidad...
	1.6.2.1.	Método de Sarem
	1.6.2.2.	Método Método de Hall y Yarborough
	1.6.2.3.	Método de Dranchuck y Abu-Kassem
	1.6.2.4.	Método de Dranchuck, Purvis y Robinson.
1.7.		Compresibilidad del gas natural
1.8.		Factor volumétrico del gas en la formación
1.9.		Factor de expansión del gas
1.10.		Viscosidad del gas
	1.10.1.	Factores que afectan la viscosidad de un gas natural
	1.10.2.	Métodos para calcular la viscosidad del gas natural
	1.10.2.1.	Método de Carr, Kobayashi y Burrows
	1.10.2.2.	Método de Standing.....
	1.10.2.3.	Ajuste de Dempsey
	1.10.2.4.	Método de Lee, González y Eakin
	1.10.2.5.	
2.		Propiedades de los hidrocarburos líquidos.....
	2.1.	Gravedad del petróleo
	2.2.	Gravedad específica del gas en solución
	2.3.	Solubilidad del gas.....
	2.3.1.	Correlación de Standing.....
	2.3.2.	Correlación de Vásquez y Beggs
	2.3.3.	Correlación de Glaso.....
	2.3.4.	Correlación de Al-Marhoun
	2.3.5.	Correlación de Petrosky- Farshad.....
	2.4.	Presión de burbujeo
	2.4.1.	Correlación de Standing.....
	2.4.2.	Correlación de Vásquez y Beggs
	2.4.3.	Correlación de Glaso.....
	2.4.4.	Correlación de Marhoun
	2.4.5.	Correlación de Petrosky - Farshad.....
	2.5.	Factor volumétrico del petróleo en la formación
	2.5.1.	Correlación de Standing.....
	2.5.2.	Correlación de Vásquez y Beggs
	2.5.3.	Correlación de Glaso.....
	2.5.4.	Correlación de Al-Marhoun
	2.5.5.	Correlación de Petrosky - Farshad.....
	2.5.6.	Ecuación de Balance de Materiales.....
	2.6.	Coefficiente isotérmico de compresibilidad del petróleo
	2.6.1.	Correlación de Vásquez y Beggs
	2.6.2.	Correlación de Petrosky - Farshad.....
	2.6.3.	Correlación de McCain, Rollins y Villena
	2.6.4.	Correlación de Standing.....

- 2.7. Factor volumétrico del petróleo en la formación para
petróleos no saturados
- 2.8. Factor volumétrico total o bifásico.....
- 2.9. Densidad del petróleo
- 2.9.1. Correlación de Standing.....
- 2.9.2. Correlación de Vásquez y Beggs.....
- 2.9.3. Correlación de Petrosky - Farshad.....
- 2.10. Viscosidad del petróleo
- 2.10.1. Métodos para determinar la viscosidad de petróleo muertos
- 2.10.1.1. Correlación de Beal
- 2.10.1.2. Correlación de Beggs y Robinson
- 2.10.1.3. Correlación de Glaso
- 2.10.2. Métodos para calcular la viscosidad de petróleos saturados
- 2.10.2.1. Correlación de Chew-Connally
- 2.10.2.2. Correlación de Beggs y Robinson
- 2.10.3. Métodos para calcular la viscosidad de petróleos no
saturados
- 2.10.3.1. Correlación de Vásquez y Beggs
- 2.11. Tensión superficial
- 3. Propiedades del agua.....
- 3.1. Composición del agua de formación
- 3.2. Presión de burbujeo
- 3.3. Factor volumétrico del agua en la formación.....
- 3.3.1. Correlación de Katz.....
- 3.4. Densidad del agua
- 3.5. Volumen específico del agua
- 3.6. Gravedad específica del agua.....
- 3.7. Solubilidad del gas en el agua
- 3.7.1. Correlación de Dodson y Standing
- 3.7.2. Correlación de Jones
- 3.7.3. Correlación de Kulberson y McKetta
- 3.7.4. Correlación de McCain.....
- 3.8. Viscosidad del agua
- 3.8.1. Correlación de Meehan
- 3.8.2. Correlación de Brill y Beggs
- 3.8.3. Correlación de McCain.....
- 3.9. Compresibilidad isotérmica del agua
- 3.9.1. Correlación de Dodson y Standing
- 3.9.2. Correlación de Jones
- 3.9.3. Correlación de Osif.....
- 3.9.4. Correlación de Brill y Beggs
- 3.10. Expansión térmica del agua.....
- 4. Problemas.....
- 5. Referencias bibliográficas

Formatted: Portuguese (Brazil)

Capítulo 4 Determinación de las propiedades pVT en el laboratorio

Introducción	
1. Muestreo de fluidos.....	
1.1. Muestras de fondo.....	
1.2. Muestras recombinadas	
1.3. Muestras de flujo	
2. Análisis de laboratorio de las muestras de fluidos del yacimiento	
2.1. Prueba de expansión a composición constante.....	
2.2. Prueba de liberación diferencial	
2.3. Prueba de separadores	
3. Ajuste de los datos de liberación diferencial a las condiciones del separador.....	
4.3. Extrapolación de datos de los fluidos del yacimiento.....	
4.1.3.1. Corrección de los datos de expansión a composición constante	
4.2.3.2. Corrección de los datos de liberación diferencial.....	
4.2.1.3.2.1. Volumen relativo de petróleo versus presión.....	
4.2.2.3.2.2. Relación petróleo gas en solución	
4.3.3.3. Corrección de los datos de viscosidad del petróleo	
4.4.3.4. Corrección de los datos en las pruebas del separador....	
4.4.1.3.4.1. Razón gas-petróleo en el separador.....	
4.4.2.3.4.2. Factor volumétrico del petróleo en la formación .	
5.4. Comparación de los procesos de separación instantánea	
y diferencial	
6.5. Problemas.....	
Referencias bibliográficas.....	

Capítulo 5 Propiedades de la roca.....

Introducción	
1. Porosidad	
1.1. Tipos de porosidad	
1.1.1. Porosidad absoluta	
1.1.2. Porosidad efectiva.....	
1.1.3. Porosidad primaria o intergranular.....	
1.1.4. Porosidad inducida o vugular	
1.2. Factores que afectan la porosidad	
1.2.1. Tipo de empaque.....	
1.2.2. Cementación	
1.2.3. Geometría y distribución de los granos.....	
1.2.4. Presencia de partículas finas de arcilla	
1.2.5. Presión de las capas suprayacentes y confinantes	

1.3.	Porosidades promedio.....
1.3.1.	Promedio aritmético
1.3.2.	Promedio ponderados o pesados
1.3.3.	Promedio estadístico.....
1.4.	Determinación de la porosidad en el laboratorio.....
1.4.1.	Determinación del volumen de granos.....
1.4.1.1.	Porosímetro de Boyle.....
1.4.1.2.	Método de saturación de líquido.....
1.4.1.3.	Técnicas de vacío
1.4.2.	Métodos para la determinación del volumen total
1.4.2.1.	Picnómetro
1.4.2.2.	Balanza Westman
1.4.2.3.	Método de Inmersión
1.5.	Determinación de la porosidad usando registros de pozos
2.	Saturación
2.1.	Métodos para determinar saturaciones de fluidos
2.1.1.	Método de la retorta
2.1.2.	Método de extracción con solventes.....
2.1.3.	Mediante registros de pozos.....
2.2.	Saturaciones promedio
3.	Permeabilidad
3.1.	Ley de Darcy
3.2.	Convención de signos.....
3.3.	Unidades de la ley de Darcy
3.4.	Rango de permeabilidades
3.5.	Ley de Darcy para sistemas lineales.....
3.6.	Ley de Darcy para sistemas radiales
3.7.	Permeabilidades absolutas promedio.....
3.7.1.	Permeabilidades absolutas ponderadas por peso
3.7.2.	Promedio armónico
3.7.3.	Promedio geométrico
3.8.	Determinación de permeabilidades en el laboratorio
3.9.	El efecto Klinkenberg
3.10.	Estimación de permeabilidades absolutas mediante correlaciones
3.10.1.	Correlación de Timur
3.10.2.	Correlación de Morris y Beggs.....
3.11.	Tipos de permeabilidad
4.	Tensión superficial e interfacial
4.1.	Métodos para medir la tensión superficial.....
4.1.1.	Método de ascenso capilar.....
4.1.2.	Método de la gota pendiente
4.1.3.	Método sésil o del estalagmómetro.....
4.1.4.	Método del anillo o método Du Noüy
5.	Humectabilidad.....

6.	Presión capilar
6.1.	Presión capilar en las rocas yacimiento
6.2.	Histéresis capilar
6.3.	Distribución inicial de la saturación en un yacimiento .
6.4.	Función J de Leverett.....
6.5.	Conversión de datos de laboratorio de presión capilar ..
6.6.	Presiones capilares promedio.....
7.	Compresibilidad
7.1.	Compresibilidad de la roca matriz
7.2.	Compresibilidad del volumen total.....
7.3.	Compresibilidad de los poros o de la formación.....
7.4.	Compresibilidad total del yacimiento.....
8.	Problemas.....
	Referencias bibliográficas.....

Capítulo 6 Permeabilidades relativas.....

	Introducción
1.	Permeabilidad efectiva
2.	Permeabilidad relativa
3.	Permeabilidades relativas a dos fases.....
3.1.	Proceso de drenaje
3.2.	Proceso de imbibición
3.3.	Correlaciones para dos fases
3.3.1.	Correlación de Wyllie y Gardner
3.3.2.	Correlación de Torcaso y Wyllie
3.3.3.	Correlación de Pirson
3.3.4.	Correlación de Corey
3.4.	Permeabilidades relativas usando datos de presión capilar
3.5.	Permeabilidades relativas a partir de ecuaciones analíticas
4.	Razón de permeabilidades relativas.....
5.	Seudocurvas de permeabilidades relativas dinámicas.....
6.	Normalización y promedio de datos de permeabilidades relativas
7.	Permeabilidades relativas a tres fases.....
7.1.	Correlaciones para permeabilidades relativas trifásicas
7.1.1.	Correlación de Wyllie
7.1.2.	Modelo I de Stone
7.1.3.	Modelo II de Stone.....
7.1.4.	Correlación de Hustad-Holt
8.	Problemas.....
9.	Referencias bibliográficas

Capítulo 7 Flujo de fluidos en yacimientos

	Introducción
--	--------------------

1.	Clasificación del flujo de fluidos	
1.1.	Tipo de fluidos	
1.1.1.	Fluidos incompresibles	
1.1.2.	Fluidos ligeramente compresibles	
1.1.3.	Fluidos compresibles	
1.2.	Régimenes de flujo	
1.2.1.	Flujo continuo(<i>steady state flow</i>)	
1.2.2.	Flujo semicontinuo(<i>pseudo steady state flow</i>).....	
1.2.3.	Flujo transitorio(<i>unsteady state or transient flow</i>)	
1.3.	Angulo de buzamiento	
1.4.	Geometría de flujo	
1.5.	Fases fluyentes en el yacimiento	
2.	Flujo continuo	
2.1.	Ley de Darcy	
3.	Aplicaciones de la ley de Darcy para flujo continuo	
3.1.	Flujo lineal de fluidos incompresibles	
3.2.	Flujo lineal de fluidos ligeramente compresibles	
3.3.	Flujo lineal de fluidos compresibles	
3.4.	Flujo radial de fluidos incompresibles.....	
3.5.	Flujo radial de fluidos ligeramente compresibles.....	
3.6.	Flujo radial de fluidos compresibles	
3.6.1.	Aproximación de la tasa de flujo de gas	
3.7.	Flujo en un sistema multifásico.....	
3.8.	Flujo horizontal en un sistema multifásico.....	
4.	Flujo transitorio	
4.1.	Ecuaciones básicas del flujo transitorio	
4.1.1.	Flujo radial de fluidos ligeramente compresibles	
4.1.1.1.	La solución de la función E_i	
4.1.1.2.	La solución de la presión adimensional p_D	
4.1.1.2.1.	Yacimiento con comportamiento infinito	
4.1.1.2.2.	Yacimiento radial finito	
4.1.2.	Flujo radial de fluidos compresibles.....	
4.1.2.1.	Método de la solución $m(p)$ o solución exacta	
4.1.2.2.	Método aproximado de las presiones al cuadrado, p^2	
4.1.2.3.	Método aproximado de presión.....	
5.	Flujo semicontinuo.....	
5.1.	Flujo radial de fluidos ligeramente compresibles.....	
5.2.	Flujo radial de fluidos compresibles.....	
5.2.1.	Método aproximado de las presiones al cuadrado, p^2	
5.2.2.	Método aproximado de presión.....	
6.	Factor de daño.....	
6.1.	Flujo radial continuo	
6.2.	Flujo radial transitorio	

6.2.1.	Para fluidos ligeramente compresibles
6.2.2.	Para fluidos compresibles
6.3.	Flujo semicontinuo
6.3.1.	Para fluidos ligeramente compresibles
6.3.2.	Para fluidos compresibles
7.	Flujo turbulento
7.1.	Flujo radial transitorio
7.2.	Flujo radial semicontinuo
7.3.	Flujo radial continuo
8.	Principio de superposición.....
8.1.	Efectos de múltiples pozos
8.2.	Efectos de las tasas de flujo variable.....
8.3.	Efectos de los límites del yacimiento.....
9.	Pruebas transitorias en pozos
9.1.	Prueba de declinación de presión
9.2.	Prueba de restauración de presión
10.	Problemas.....
	Referencias bibliográficas.....

Capítulo 8 Balance de materiales

	Introducción
1.	La ecuación de balance de materiales
1.1.	Limitaciones de la ecuación de balance de materiales...
1.2.	Derivación de la ecuación de balance de materiales
2.	Indices de empuje
2.1.	Empuje por agotamiento(<i>DDI</i>)
2.2.	Empuje por segregación (<i>SDI</i>).....
2.3.	Empuje hidráulico (<i>WDI</i>).....
2.4.	Empuje por expansión de la roca y de los fluidos(<i>EDI</i>)..
3.	Forma lineal de la ecuación de balance de materiales.....
4.	La <i>EBM</i> como una línea recta en los yacimientos de petróleo
4.1.	Yacimientos de petróleo subsaturado.....
4.2.	Yacimientos volumetricos de petróleo saturado
4.3.	Yacimientos con empuje de la capa de gas
4.4.	Yacimientos con empuje de agua.....
4.4.1.	Modelo de acuífero con geometría definida
4.4.2.	Modelo de flujo continuo en la <i>EBM</i>
4.4.3.	Modelo de flujo no continuo en la <i>EBM</i>
4.4.4.	Modelo de Tracy en la <i>EBM</i>
5.	La <i>EBM</i> como una línea recta en los yacimientos de gas
6.	Problemas
	Referencias bibliográficas.....

Capítulo 9 Curvas de declinación

1.	Introducción
----	--------------------

- 2. Tipos de curvas de declinación.....
 - 2.1. Exponencial.....
 - 2.2. Armónica.....
 - 2.3. Hiperbólica.....
 - 2.4. Tasa de producción durante el período de declinación...
 - 2.5. Producción acumulada durante el periodo de declinación
- 3. Efectos de n y D_i
- 4. Métodos para estimar n y D_i
 - 4.1. Método gráfico.....
 - 4.2. Método de curvas tipo.....
 - 4.3. Prueba de expansión a composición constante.....
- 5. Problemas.....
- 6. Referencias bibliográficas.....
- Nomenclatura.....**
- Referencias.....**
- Indice.....**