

---

PROPIEDADES DE LA ROCA  
Y LOS FLUIDOS EN  
RESERVORIOS DE PETRÓLEO

---

MIRTHA SUSANA BIDNER

 *Euadeba*

# Índice

Prefacio.....	11
Reconocimientos .....	13
I. Conceptos básicos .....	15
I.1. Introducción .....	15
I.2. El origen del petróleo y del gas.....	16
I.3. Rocas-reservorios .....	17
I.4. Trampas de hidrocarburos.....	18
I.5. Cálculo del petróleo “in-situ”.....	20
I.6. Presión en el reservorio.....	22
I.7. Gradientes de presión en las zonas petrolífera y gasífera .....	24
I.8. Temperatura en el reservorio .....	27
I.9. Factor de recuperación. La recuperación primaria.....	28
Ejercicios .....	29
II. Los fluidos del reservorio. Comportamiento de fase y propiedades .....	33
II.1. Clasificación de los fluidos del reservorio.....	33
II.1.1. Agua .....	33
II.1.2. Petróleo.....	33
II.1.3. Gas.....	34
II.2. Comportamiento de fase de los hidrocarburos.....	35
II.2.1. Hidrocarburo puro .....	35
II.2.2. Mezcla de dos hidrocarburos.....	37
II.2.3. Mezclas multicomponentes .....	38
II.2.4. Petróleo negro.....	38
II.2.5. Gas condensado.....	40
II.2.6. Gas seco y húmedo.....	41
II.3. Propiedades de los gases .....	42
II.3.1. Ecuación de estado .....	42
II.3.2. Ley de los estados correspondientes .....	43
II.3.3. Compresibilidad y viscosidad de gases .....	45
II.4. Propiedades del petróleo. Parámetros PVT. ....	47

II.4.1. Factor de volumen del petróleo .....	47
II.4.2. Factor de volumen del gas .....	47
II.4.3. Factor de volumen del agua .....	48
II.4.4. Relación gas-petróleo disuelta .....	50
II.4.5. Compresibilidad del petróleo .....	50
II.5. Relación gas-petróleo instantánea producida .....	51
II.6. Estimación de las propiedades físicas de los fluidos. Fuentes de datos. ....	52
Ejercicios .....	53
III. Medición de las propiedades de los fluidos en el laboratorio .....	57
III.1. Obtención de la muestra .....	57
III.1.1. Muestra de fondo .....	57
III.1.2. Muestra recombinada en superficie .....	59
III.2. Expansión en equilibrio y diferencial .....	60
III.3. Metodología para determinar los parámetros PVT .....	63
III.3.1. Expansión "flash" a la temperatura del reservorio. ....	63
III.3.2. Expansión diferencial a la temperatura del reservorio .....	64
III.3.3. Expansiones en el separador. Condiciones óptimas de separación .....	67
III.3.4. Conversión de resultados a las condiciones de operación en yacimiento .....	68
III.4. Análisis experimental completo de las propiedades de los fluidos .....	69
Ejercicios .....	70
IV. Correlaciones estadísticas de las propiedades de los fluidos .....	73
IV.1. Propiedades del gas .....	73
IV.1.1. Presión y temperatura pseudocríticas .....	73
IV.1.2. El factor de desviación z .....	74
IV.1.3. El factor de volumen del gas .....	75
IV.1.4. La compresibilidad del gas .....	76
IV.1.5. La viscosidad del gas .....	76
IV.2. Propiedades del petróleo .....	77
IV.2.1. Corrección de la densidad relativa del gas por las condiciones del separador ....	77
IV.2.2. Cálculo de la presión de burbuja y de la relación gas-petróleo .....	78
IV.2.3. Inclusión del gas venteado en el tanque en la relación gas-petróleo	
a la presión de burbuja .....	79
IV.2.4. Factor de volumen del petróleo .....	79
IV.2.5. Compresibilidad isotérmica del petróleo .....	80
IV.2.6. Viscosidad del petróleo .....	81
IV.3. Propiedades del agua .....	82
IV.3.1. Factor de volumen del agua .....	82
IV.3.2. Compresibilidad del agua .....	82
IV.3.3. Viscosidad del agua .....	83
Ejercicios .....	83

V. La roca del reservorio. Propiedades y ecuación de Darcy.....	85
V.1. Porosidad .....	85
V.2. Permeabilidad .....	87
V.2.1. El experimento de Darcy.....	87
V.2.2. Permeabilidad. Dimensiones y unidades. ....	89
V.2.3. El potencial del fluido y la presión en un nivel de referencia .....	91
V.2.4. Factores que afectan la permeabilidad.....	92
V.3. Anisotropía, no uniformidad y heterogeneidad de la permeabilidad. ....	93
V.4. Relación entre porosidad y permeabilidad. ....	95
V.5. Compresibilidad de la formación y su relación con la porosidad .....	96
Ejercicios .....	98
VI. Distribución de permeabilidades y porosidades: un enfoque estadístico ...	103
VI.1. Promedios estadísticos .....	103
VI.2. Tabla de frecuencias e histograma. Moda y mediana .....	105
VI.3. Evaluación de la dispersión de la distribución.....	108
VI.4. La distribución normal .....	108
VI.5. Capacidad de flujo y capacidad de almacenamiento.....	116
VI.6. Mediciones de la heterogeneidad .....	120
Ejercicios .....	122
VII. Flujo monofásico y estacionario: aplicaciones de la ecuación de Darcy ...	127
VII.1. Flujo monofásico, estacionario e incompresible.....	127
VII.1.1. Flujo lineal estacionario a lo largo de un plano inclinado .....	127
VII.1.2. Flujo radial hacia el pozo .....	128
VII.2. Daño en el pozo.....	130
VII.3. Índice de productividad.....	131
VII.4. Flujo monofásico compresible.....	132
VII.4.1. Restricciones de la ecuación de Darcy. Efecto Klinkenberg.....	132
VII.4.2. Medición de la permeabilidad .....	133
Ejercicios .....	134
VIII. Estática de fluidos en medios porosos: mojabilidad, tensión interfacial y presión capilar.....	137
VIII.1. Mojabilidad.....	137
VIII.2. Tensión superficial.....	138
VIII.3. Presión capilar .....	139
VIII.3.1. Ángulo de contacto.....	139
VIII.3.2. Ascenso de fluido en un tubo capilar .....	140
VIII.3.3. Presión capilar en un tubo .....	142

VIII.3.4. Presión capilar y saturación de fase en el reservorio .....	143
VIII.3.5. Medición de la presión capilar en el laboratorio.....	144
VIII.3.6. Curvas de presión capilar .....	145
VIII.3.7. Correlación adimensional de la presión capilar .....	150
VIII.4. Distribución de los fluidos en la roca .....	150
Ejercicios .....	153
IX. Flujo bifásico: eficiencia al desplazamiento y permeabilidades relativas....	155
IX.1. Eficiencia al desplazamiento.....	156
IX.1.1. Saturaciones iniciales de agua y petróleo .....	156
IX.1.2. Desplazamiento de petróleo por gas. ....	156
IX.1.3. Desplazamiento de petróleo por agua.....	157
IX.1.4. Saturación residual de petróleo.....	160
IX.2. Permeabilidades efectivas y relativas.....	160
IX.2.1. Sistemas agua-petróleo .....	162
IX.2.2. Sistemas gas-petróleo .....	164
IX.2.3. Medición de las permeabilidades relativas en el laboratorio.....	165
IX.2.4. Validez de las permeabilidades relativas medidas en el laboratorio .....	167
IX.2.5. Correlaciones estadísticas de permeabilidades relativas .....	167
IX.2.6. Representaciones funcionales de permeabilidades relativas .....	173
Ejercicios .....	174
Nomenclatura.....	179
Referencias .....	185
Apéndice A. Sistemas de unidades y conversiones.....	189
A. 1. Introducción.....	189
A. 2. Sistemas de unidades .....	190
A. 3 Conversión de unidades en ecuaciones clásicas.....	192
A.3.1 Ecuación de estado de gases ideales .....	192
A.3.2 Ecuación de Darcy .....	193
Apéndice B. Soluciones a ejercicios.....	195
I. Conceptos básicos .....	195
II. Los fluidos del reservorio. Comportamiento de fase y propiedades.....	199

III. Medición de las propiedades de los fluidos en el laboratorio .....	205
IV. Correlaciones estadísticas de las propiedades de los fluidos .....	208
V. La roca del reservorio. Propiedades y ecuación de Darcy.....	212
VI. Distribución de permeabilidades y porosidades: un enfoque estadístico.....	215
VII. Flujo monofásico y estacionario: aplicaciones de la ecuación de Darcy.....	224
VIII. Estática de fluidos en medios porosos: mojabilidad, tensión interfacial y presión capilar .....	235
IX. Flujo bifásico: eficiencia al desplazamiento y permeabilidades relativas .....	237

# Nomenclatura

	Definiciones	Dimensiones
$A$	área transversal	$L^2$
$B$	factor de volumen, volumen en condiciones de reservorio/volumen en SC	
$B_g$	factor de volumen del gas	
$B_{gi}$	factor de volumen inicial del gas	
$B_o$	factor de volumen del petróleo	
$B_{oi}$	factor de volumen inicial del petróleo	
$B_w$	factor de volumen del agua de formación	
$c$	compresibilidad isotérmica	$Lt^2/M$
$c_{bd}$	factor de contracción de volumen, volumen de petróleo a la presión de burbuja/volumen de petróleo en SC (liberación diferencial)	
$c_{bf}$	factor de contracción de volumen, volumen de petróleo a la presión de burbuja/volumen de petróleo en SC (liberación flash)	
$c_f$	compresibilidad de la formación (aplicada al volumen poral)	$Lt^2/M$
$c_g$	compresibilidad del gas	$Lt^2/M$
$c_o$	compresibilidad del petróleo	$Lt^2/M$
$c_r$	compresibilidad de la roca	$Lt^2/M$
$c_w$	compresibilidad del agua de formación	$Lt^2/M$
$d$	densidad reducida	
$E$	factor de expansión del gas, volumen de gas en SC/volumen de gas en condiciones de reservorio	
$F$	volumen de gas acumulado en un ensayo PVT de liberación diferencial	$L^3$
$FP$	presión de los fluidos	$M/Lt^2$
$FR$	factor de recuperación	
$g$	aceleración de la gravedad	$L/t^2$
$G$	volumen de gas originalmente <i>in situ</i> , medido en SC	$L^3$

	Definiciones	Dimensiones
$G_p$	volumen acumulado de gas producido, medido en SC	$L^3$
$GOC$	contacto gas-petróleo	
$GOR$	relación gas-petróleo producido	
$GP$	presión de los granos de la roca	$M/Lt^2$
$h$	espesor de la formación	$L$
$h$	altura	$L$
$J$	índice de productividad	$L^4/tM$
$J_o$	índice de productividad relativo al caudal de petróleo producido	$L^4/tM$
$J_w$	índice de productividad relativo al caudal de agua producido	$L^4/tM$
$k$	permeabilidad absoluta	$L^2$
$k_i$	permeabilidad efectiva de la fase i	$L^2$
$k_g$	permeabilidad efectiva al gas	$L^2$
$k_o$	permeabilidad efectiva al petróleo	$L^2$
$k_r$	permeabilidad relativa	
$k_{rg}$	permeabilidad relativa al gas	
$k_{rg}^*$	permeabilidad relativa del gas a la saturación residual de petróleo	
$k_{ri}$	permeabilidad relativa de la fase i	
$k_{rij}$	permeabilidad relativa del componente i en el sistema i-j	
$k_{ro}$	permeabilidad relativa al petróleo	
$k_{ro}^*$	permeabilidad relativa al petróleo a la saturación connata de agua	
$k_{rw}$	permeabilidad relativa al agua	
$k_{rw}^*$	permeabilidad relativa al agua a la saturación residual de petróleo	
$l$	longitud	$L$
$m$	pendiente de una recta	
$n$	número de moles de gas	
$N$	volumen de petróleo originalmente <i>in situ</i> medido en SC	$L^3$
$N_p$	volumen acumulado de petróleo producido, medido en SC	$L^3$
$OP$	sobrecarga de presión ( <i>overburden pressure</i> )	$M/Lt^2$
$OWC$	contacto agua-petróleo	



	<b>Definiciones</b>	<b>Dimensiones</b>
$p$	presión	$M/Lt^2$
$\bar{p}$	presión media	$M/Lt^2$
$p_a$	presión en la fase aire	$M/Lt^2$
$p_{atm}$	presión atmosférica	$M/Lt^2$
$p_b$	presión de burbuja	$M/Lt^2$
$p_c$	presión crítica	$M/Lt^2$
$p_c$	presión corregida respecto de un nivel de referencia	$M/Lt^2$
$p_e$	presión en el radio de drenaje de pozo	$M/Lt^2$
$p_i$	presión inicial	$M/Lt^2$
$p_m$	presión media aritmética	$M/Lt^2$
$p_{nw}$	presión en la fase no mojante	$M/Lt^2$
$p_{oa}$	presión de la fase petróleo en la interfase libre	$M/Lt^2$
$p_{ob}$	presión de la fase petróleo en el menisco	$M/Lt^2$
$p_{pc}$	presión pseudo crítica	$M/Lt^2$
$p_{pr}$	presión pseudo reducida	$M/Lt^2$
$p_r$	presión reducida	$M/Lt^2$
$p_s$	presión estática del pozo	$M/Lt^2$
$p_{SC}$	presión en condiciones estándar	$M/Lt^2$
$p_{sep}$	presión del separador	$M/Lt^2$
$p_{st}$	presión en el tanque de almacenaje	$M/Lt^2$
$p_w$	presión en la fase mojante	$M/Lt^2$
$p_w$	presión en la fase agua	$M/Lt^2$
$p_{wa}$	presión de la fase agua en la interfase libre	$M/Lt^2$
$p_{wb}$	presión de la fase agua en el menisco	$M/Lt^2$
$p_{wf}$	presión dinámica de fondo	$M/Lt^2$
$P_c$	presión capilar	$M/Lt^2$
$PI$	índice de productividad	$L^4/tM$
$\Delta p$	caída de presión	$M/Lt^2$
$\Delta p_s$	caída de presión debida a un daño en el pozo	$M/Lt^2$
$q$	caudal de producción ( <i>flow rate</i> )	$L^3/t$

	Definiciones	Dimensiones
$q$	caudal de petróleo	$L^3/t$
$q_b$	caudal producido a la presión de fluencia $p_b$	$L^3/t$
$q_g$	caudal de gas	$L^3/t$
$q_i$	caudal de la fase i	$L^3/t$
$q_o$	caudal de petróleo	$L^3/t$
$q_o^r$	caudal total de petróleo producido por el reservorio	$L^3/t$
$q_{SC}$	caudal medido en SC	$L^3/t$
$r$	distancia radial	
$r$	radio de curvatura	L
$r_a$	radio de la zona dañada	L
$r_e$	radio de drenaje	L
$r_o$	radio de la zona petrolífera	L
$r_w$	radio del pozo	L
$r'_w$	radio efectivo del pozo	L
$R$	relación gas-petróleo instantánea producida (GOR), volumen de gas en SC/volumen de petróleo en SC	
$R$	constante universal de los gases	$ML^2/t^2T$
$R_f$	relación gas-petróleo de flujo	
$R_p$	relación gas-petróleo producida acumulada	
$R_s$	relación gas-petróleo disuelto	
$R_{sd}$	relación gas-petróleo disuelto en la expansión diferencial	
$R_{sep}$	relación gas-petróleo en el separador	
$R_{si}$	relación gas-petróleo disuelto inicialmente	
$R_{sw}$	solubilidad del gas en agua	
$s$	factor de piel o de daño	
$S$	Saturación	
$SC$	condiciones estándar	
$S_i$	saturación de la fase i	
$S_g$	saturación de gas	
$S_{gc}$	saturación crítica de gas	
$S_l$	saturación de líquido	

	<b>Definiciones</b>	<b>Dimensiones</b>
$S_o$	saturación de petróleo	
$S_{or}$	saturación residual de petróleo	
$S_{orw}$	saturación residual de petróleo (con empuje de agua)	
$S_{org}$	saturación residual de petróleo (con empuje de gas)	
$S_{wc}$	saturación de agua connata	
$t$	tiempo	t
$t_i$	tiempo inicial	t
$t_s$	tiempo de estabilización	t
$T$	temperatura	T
$T_c$	temperatura crítica	T
$T_{pc}$	temperatura pseudo crítica	T
$T_{pr}$	temperatura pseudo reducida	
$T_r$	temperatura reducida	
$T_{SC}$	temperatura en SC	T
$T_{sep}$	temperatura del separador	T
$T_{st}$	temperatura en el tanque de almacenaje	T
$u$	caudal volumétrico por unidad de área transversal, velocidad de Darcy	L/t
$u_i$	caudal volumétrico de la fase i por unidad de área transversal, velocidad Darcy de la fase i	L/t
$v$	velocidad intersticial de fluido	L/t
$v_g$	volumen de gas en la celda PVT	L <sup>3</sup>
$v_o$	volumen de petróleo en la celda PVT	L <sup>3</sup>
$v_{ob}$	volumen de petróleo en el punto de burbuja en la celda PVT	L <sup>3</sup>
$v_{or}$	volumen de petróleo residual en la celda PVT a presión atmosférica	L <sup>3</sup>
$v_t$	volumen total (gas y petróleo) en la celda PVT (liberación flash)	L <sup>3</sup>
$V$	volumen	L <sup>3</sup>
$V$	volumen de la roca-reservorio (formación productiva)	L <sup>3</sup>
$V_g$	volumen de gas retirado de la celda PVT (SC)	L <sup>3</sup>
$V_p$	volumen de poros	L <sup>3</sup>

	<b>Definiciones</b>	<b>Dimensiones</b>
$V_s$	volumen de sólido	$L^3$
$W_p$	volumen acumulado de agua producida	$L^3$
$z$	distancia vertical	$L$
$z$	factor de desviación del gas real	

### Letras Griegas

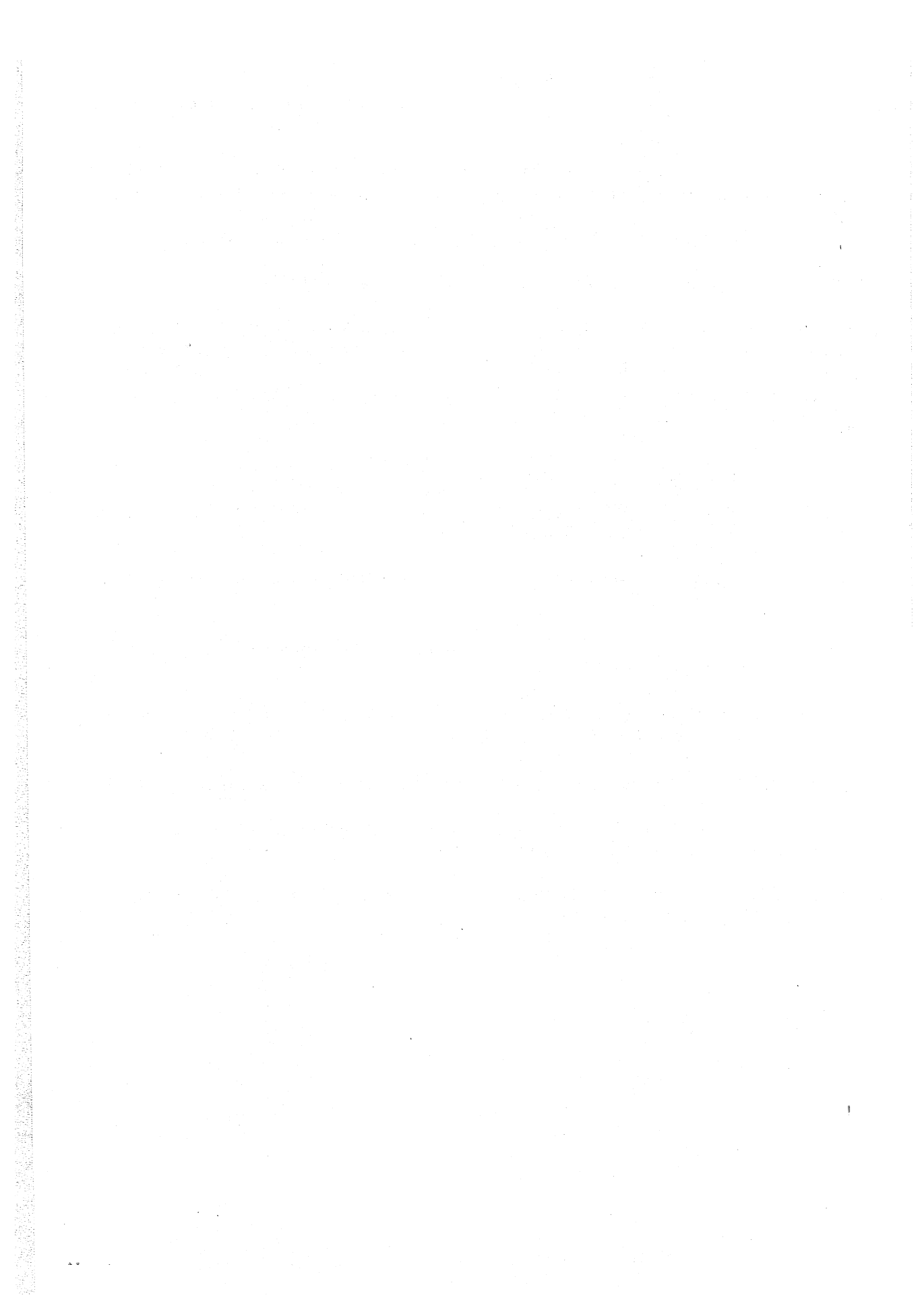
	<b>Definiciones</b>	<b>Dimensiones</b>
$\alpha$	ángulo formado entre la horizontal y la dirección de flujo	
$\Phi$	potencial	$L^2/t^2$
$\Phi_M$	potencial de Muskat	$M/Lt^2$
$\phi$	porosidad	
$\gamma$	densidad	$ML^3$
$\gamma_{60}$	densidad específica: líquidos, relativa al agua en SC; gases, relativa al aire en SC (60°F)	
$\mu$	viscosidad	$M/Lt$
$\theta_C$	ángulo de contacto entre la interfase roca-agua y la interfase petróleo-agua	
$\sigma$	tensión interfacial	$M/t^2$
$\sigma_{os}$	energía interfacial entre el petróleo y el sólido	$M/t^2$
$\sigma_{ow}$	energía interfacial entre el petróleo y el agua	$M/t^2$
$\sigma_{ws}$	energía interfacial entre el agua y el sólido	$M/t^2$

## Referencias

- Amyx, J. W.; Bass, D. M.; Whiting, R. L., *Petroleum Reservoir Engineering - Physical properties*, McGraw-Hill (1960).
- Archer, J. S. and Wall, C. G., *Petroleum Engineering - Principles and Practice*, Graham & Trotman (1986).
- Beggs, H. D. and Robinson, J. R., "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems", *Journal of Petroleum Technology*, (Sept. 1975), pp. 1.140-41.
- Caudle, B. H., *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Lecture Notes for a Video-Tape Course, SPE-AIME (1967).
- Chardaire-Rivière, C.; Chavent, G.; Jaffré, J.; Liu, J. and Bourblaux, B. J., "Simultaneous estimation of Relative Permeabilities and Capillary Pressure", *SPE Formation Evaluation* (Dec. 1992), pp. 283-289.
- Clark, N. J., *Elements of Petroleum Reservoirs*, SPE-AIME (1969).
- Collins, R. E., *Flow of Fluids Through Porous Media*, Reinhold (1961).
- Craft, B. C. and Hawkins, M. F., *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, Prentice-Hall Inc. (1959).
- Craig, F. F., *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Monograph. Vol. 3., SPE-AIME (1971).
- Dake, L. P., *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier (1978).
- Dawe, R., *Lecture notes of a course at the University of Buenos Aires* (1989).
- Fariña, J. y Quintela, H., "Análisis y Sistematización de Curvas Experimentales de Permeabilidad Relativa". Trabajo ganador del concurso organizado por *SPE-Sección Argentina* (1995).
- Frick, T. C., *Petroleum Production Handbook*, McGraw-Hill Book Co. (1962).
- Hall, H. N., "Compressibility of Reservoir Rocks", *Trans. AIME*, Vol. 198 (1953), pp. 309-311.

- Honarpour, M.; Koederitz, L. and Harvey, A. H., *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*, CRC Press (1986).
- Horne, R. N., *Modern Well Test Analysis*, Petroway Inc. (1990).
- Jensen, J. L.; Lake, W. L.; Corbett, P. W. M. and Goggin, D. J., *Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists*, Prentice Hall (1997).
- Jones, S. C. and Roszelle, W. O., "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments", *Journal of Petroleum Technology* (May 1978), pp. 807-817.
- Lake, W. L., *Enhanced Oil Recovery*, Prentice-Hall (1989).
- Lasater, J. A., "Bubble Point Pressure Correlation", *Trans. AIME*, Vol. 213 (1958), pp. 213-381.
- Lee, A. L.; Gonzales, M. H. and Eakin, B. E., "The Viscosity of Natural Gases", *Journal of Petroleum Technology* (Aug. 1966), pp. 997-1000; *Trans. AIME* (1966), Vol. 234.
- Levorsen, A. I., *Geology of Petroleum*, W. H. Freeman and Company, 2<sup>nd</sup> edition (1967).
- Martin, J. C., "Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analysis" *Trans. AIME* (1959), Vol. 216, pp. 309-311.
- McCain, W. D., *The Properties of Petroleum Fluids*, Pennwell Publishing Co. (1973).
- McCain, W. D.; Rollins, J. B. and Villena, A. J., "The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils at Pressures Below the Bubblepoint", *SPE Formation Evaluation* (Sept. 1988), pp. 659-662; *Trans. AIME*, Vol. 285.
- McCain, W. D., *Reservoir-Fluid Property Correlations - State of the Art*, SPE Reservoir Engineering, (May 1991), pp. 266-272.
- McCoy, R. L., *Microcomputers Programs for Petroleum Engineers*, Vol. 1, Gulf Publishing Co. (1983).
- Marle, C., *Les écoulements polyphasiques en milieu poreux*, L'Institut Français du Pétrole, Société des Editions Technip (1972).
- Matthews, C. S. and Russell, D. G., *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Monograph Vol. 1, SPE-AIME (1967).
- Mendoza, E.; Paradiso, A.; Rosbaco, J. y otros, *Obtención y Utilización de las Curvas de Permeabilidad Relativa*, Instituto Argentino del Petróleo (1989).
- Muskat, M., *Physical Principles of Oil Production*, Mc Graw-Hill (1949).

- Newman, G. H., "Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Rocks Under Hydrostatic Loading", *Journal of Petroleum Technology*, (Feb. 1973), pp. 129-134.
- Nind, T. E. W., *Principles of Oil Well Production*, Mc Graw-Hill Book Co. (1964).
- Pirson, S. J., *Oil Reservoir Engineering*, Mc Graw-Hill Book Co. (1958).
- Rollins, J. B.; McCain, W. D. Jr. and Creeger, J. T., "Estimation of Solution GOR of Black Oils", *Journal of Petroleum Technology* (Jan. 1990), pp. 92-94; Trans. *AIME*, Vol. 289.
- Rose, W.; Bruce, W., "Evaluation Of Capillary Character In Petroleum Reservoir Rock", Trans. *AIME* Vol. 186 (1949), pp. 127-142.
- Savioli, G. B.; Grattoni, C. A. and Bidner, M. S., "The Influence of Capillary Pressure when Determining Relative Permeabilities from Unsteady-State Corefloods", *Society of Petroleum Engineers*, Paper 23.698. Presented at the II SPE - Latin American Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, March 8-11, 1992.
- Slider, H. C., *Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*, Petroleum Publishing Co. (1976).
- Smith, C. R; Tracy, G.W. and Farrar, L., *Applied Reservoir Engineering*, Vol. 1, Oil & Gas Consultants International Inc. (1992).
- Standing, M. B., *Volumetric and Phase Behavior of Oil field Hydrocarbon Systems*, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, USA (1977).
- Stanley, L. T., *Practical Statistics for Petroleum Engineers*, Petroleum Publishing Co. (1973).
- Vázquez, M. and Beggs H. D., "Correlations for Fluids Physical Property Prediction", *Journal of Petroleum Technology* (June 1980), pp. 968-970.
- Welge, H. J., "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive", Trans. *AIME* (1952), Vol. 195, 91-98.





## Apéndice A

# Sistemas de unidades y conversiones

### A.1. Introducción

La Sociedad de Ingenieros de Petróleo (Society of Petroleum Engineers, SPE) recomienda el uso del sistema internacional, SI, para todos los cálculos relacionados con la Ingeniería de Petróleo. La enorme ventaja del SI es su coherencia: si todos los parámetros de las ecuaciones se expresaran en el SI, no se necesitarían factores de conversión.

Tradicionalmente en Ingeniería se han utilizado dos tipos de sistemas: los sistemas absolutos cuyas unidades fundamentales son longitud, tiempo y masa (L, t, M) y los sistemas gravitatorios cuyas unidades fundamentales son longitud, tiempo y fuerza (L, t, F). La conversión entre ambos pasa por introducir en el lugar adecuado la fuerza gravitatoria estándar  $g=9.80665 \text{ m/s}^2 = 32.1740 \text{ ft/s}^2$ .

Otra clasificación se basa en la definición de unidad de masa. Ésta es para los británicos la libra masa, lbm: la masa de un cuerpo estándar depositado en Londres. Similarmente, los franceses definen el kilogramo masa, kg, depositado en París.

La libra fuerza, lbf, es la fuerza que aplicada a una lbm le imprimiría la aceleración de la gravedad estándar si el movimiento ocurriera sin fricción. Análogamente se define el kilogramo fuerza, kgf.

En consecuencia se generan dos sistemas británicos: el absoluto o pie-segundo-libra masa (ft-s-lbm) y el gravitatorio o pie-segundo-libra fuerza (ft-s-lbf). También se generan dos sistemas franceses: el absoluto o metro-kilogramo masa-segundo (m-kg-s), denominado MKS, y el gravitatorio o metro-segundo-kilogramo fuerza (m-s-kgf). Un tercer sistema francés pero absoluto utiliza como longitud el centímetro ( $1 \text{ cm} = 10^{-2} \text{ m}$ ) y como unidad de masa el gramo ( $1 \text{ g} = 10^{-3} \text{ kg}$ ): es el sistema CGS o centímetro-gramo-segundo.

Estos son los cinco sistemas que los sufridos estudiantes de Ingeniería de los países de habla hispana tienen que aprender.

Para complicar la situación aún más, en la Ingeniería de Reservorios aparece una ecuación que describe el movimiento de fluidos en medios porosos naturales de geometría desconocida. Esta ecuación empírica propuesta por Darcy descansa en el concepto de permeabilidad, un parámetro medible experimentalmente cuya unidad en honor a su creador se denomina justamente Darcy: la permeabilidad de una roca porosa de  $1 \text{ cm}^2$  de área transversal total y  $1 \text{ cm}$  de largo es de un Darcy si un fluido de viscosidad igual a  $1 \text{ centipoise}$  ( $10^{-2} \text{ g/cm.s}$ ) circula con un caudal constante de  $1 \text{ cm}^3/\text{s}$  cuando se aplica un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro ( $1 \text{ atm/cm}$ ). Esto, como se ve, es una impráctica mezcla de unidades. En defensa de Darcy, digamos que en la década de 1850 él no podía vislumbrar los dolores de cabeza que causaría a generaciones de estudiantes de Ingeniería Hidráulica y de Petróleo.

## A.2. Sistemas de unidades

En la tabla A.1 se muestran dos sistemas gravitacionales y dos sistemas absolutos, sus unidades fundamentales (en negrita) y las unidades derivadas más usuales en la Ingeniería de Reservorios. El sistema absoluto británico no está incluido pues es raramente utilizado. Tampoco se incluyó el sistema MKS, pues es muy similar al sistema internacional, SI.

Los sistemas gravitacionales británico y métrico de la tabla A.1 son los comúnmente utilizados por las empresas petroleras y de servicios cuya tecnología ha recibido influencia británica y francesa respectivamente. En dicha tabla se los denomina sistemas gravitacionales de campo pues las unidades derivadas en que se expresan algunos parámetros son específicas de las mediciones de los campos petrolíferos. Por ejemplo el barril (B o bbl) como medida del volumen y el mili-Darcy (mD) como medida de la permeabilidad (ver nota al pie de la tabla A.1).

Nótese que en el sistema gravitacional británico (ft-s-lbf) la masa es una unidad derivada:

$$\text{lbf} \frac{\text{s}^2}{\text{ft}} = \text{slug} = 32.1740 \text{ lbm}$$

Tabla A.1 - Sistemas de Unidades						
Parámetro	Símbolo	Dimensiones	Gravitacionales de campo		Absolutos	
			Británico	Métrico	CGS	SI
Longitud	<b>l</b>	<b>L</b>	<b>ft</b>	<b>m</b>	<b>cm</b>	<b>m</b>
Tiempo	<b>t</b>	<b>t</b>	<b>s</b>	<b>s</b>	<b>s</b>	<b>s</b>
Masa	<b>m</b>	<b>M</b>	$\text{lbf} \frac{\text{s}^2}{\text{ft}} = \text{slug}$	$\text{kg} = \frac{\text{kgf s}^2}{9.8 \text{ m}}$	<b>g</b>	<b>kg</b>
Fuerza	<b>F</b>	<b>F</b>	<b>lbf</b>	<b>kgf</b>	$\text{dina} = \text{g} \frac{\text{cm}}{\text{s}^2}$	$\text{N} = \text{kg} \frac{\text{m}}{\text{s}^2}$
Temperatura termodinámica	<b>T</b>	<b>T</b>	<b>°R</b>	<b>K</b>	<b>K</b>	<b>K</b>
Velocidad	<b>v</b>	$\frac{\text{L}}{\text{t}}$	$\frac{\text{ft}}{\text{s}}$	$\frac{\text{m}}{\text{s}}$	$\frac{\text{cm}}{\text{s}}$	$\frac{\text{m}}{\text{s}}$
Caudal Volumétrico	<b>q</b>	$\frac{\text{L}^3}{\text{t}}$	$\begin{cases} \frac{\text{B}}{\text{d}} \text{ (líquido)} \\ \frac{\text{Mscf}}{\text{d}} \text{ (gas)} \end{cases}$	$\frac{\text{m}^3}{\text{d}}$	$\frac{\text{cm}^3}{\text{s}}$	$\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$
Densidad	<b>ρ</b>	$\frac{\text{M}}{\text{L}^3}$	$\frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3}$	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	$\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
Presión	<b>P</b>	$\text{M} \frac{\text{L}}{\text{t}^2} \frac{1}{\text{L}^2}$	$\text{psi} = \frac{\text{lbf}}{\text{in}^2}$	$\frac{\text{kgf}}{\text{cm}^2}$	$\frac{\text{dina}}{\text{cm}^2}$	$\text{Pa} = \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$

Viscosidad	$\mu$	$\frac{M}{Lt}$	cp	cp	$\text{poise} = \frac{g}{cm.s}$	$\text{Pa.s} = \frac{kg}{m.s}$
Permeabilidad	k	$L^2$	mD	mD	$cm^2$	$m^2$

*Nota a la Tabla A.1.* Las unidades fundamentales se escribieron con negritas. Las unidades prácticas específicas de los yacimientos (unidades de campo) se convierten de este modo:

1 B	=	0.159 m <sup>3</sup>	=	5.615 ft <sup>3</sup>
1 psi	=	6894.8 Pa	=	0.0703 kgf/cm <sup>2</sup>
1 cp	=	10 <sup>-3</sup> Pa.s	=	10 <sup>-2</sup> Poise
1 mD	=	10 <sup>-3</sup> Darcy	=	9.869x10 <sup>-16</sup> m <sup>2</sup>
MSCF	=	1000 ft <sup>3</sup>		

En el sistema gravitacional métrico, la masa también se deriva de la unidad fundamental de fuerza:

$$kgf \frac{s^2}{m} = 9.80665 \text{ kg}$$

La temperatura, en grados Fahrenheit, °F, es conveniente expresarla en forma absoluta o grados Rankine, °R, para su aplicación en las ecuaciones de estado:

$$T [^\circ R] = T [^\circ F] + 459.67$$

Similarmente en los sistemas métricos se transforman los grados Celsius, °C, en grados Kelvin, K

$$T [K] = T [^\circ C] + 273.15$$

La tabla A.2 muestra la conversión de las temperaturas.

De	A	Solución
grados Fahrenheit	Kelvin	$T [K] = (T [^\circ F] + 459.67) / 1.8$
grados Rankine	Kelvin	$T [K] = T [^\circ R] / 1.8$
grados Fahrenheit	grados Rankine	$T [^\circ R] = T [^\circ F] + 459.67$
grados Fahrenheit	grados Celsius	$T [^\circ C] = (T [^\circ F] - 32) / 1.8$
grados Celsius	Kelvin	$T [K] = T [^\circ C] + 273.15$

El estándar del SI, el Kelvin (K), se define de modo que el punto triple del agua sea exactamente 273.16. La unidad de temperatura en el SI se escribe K, sin el símbolo grado. La unidad de temperatura del sistema CGS (la más común) es el grado Celsius, °C; la unidad más usada en mediciones de campo es el grado Fahrenheit, °F.

Nótese que en el SI la unidad de permeabilidad es m<sup>2</sup>. La unidad de presión es el Pascal, igual a un Newton por m<sup>2</sup>: Pa = N / m<sup>2</sup>. Esta es una unidad muy pequeña,

$$1 \text{ Pa} = 10^{-5} \text{ bar} = 9.869 \times 10^{-6} \text{ atm}$$

por eso se suelen utilizar múltiplos como kPa o MPa. Los múltiplos del SI se muestran en la tabla A.3.

Tabla A.3 - Prefijos del SI		
Factor	Prefijo	Símbolo
$10^{12}$	tera	T
$10^9$	giga	G
$10^6$	mega	M
$10^3$	kilo	k
$10^2$	hecto	h
10	deca	da
$10^{-1}$	deci	d
$10^{-2}$	centi	c
$10^{-3}$	mili	m
$10^{-6}$	micro	$\mu$
$10^{-9}$	nano	n
$10^{-12}$	pico	p
$10^{-15}$	femto	f
$10^{-18}$	atto	a

Sólo los símbolos T (tera), G (giga) y M (mega) se escriben con mayúscula. Los prefijos compuestos no son aceptados –por ejemplo, úsease nm (nanómetro) antes que m $\mu$ m (milimicrómetro).

### A.3. Conversión de unidades en ecuaciones clásicas

#### A.3.1. Ecuación de estado de los gases ideales

Según la hipótesis de Avogadro, volúmenes iguales de distintos gases ideales a la misma temperatura y presión contienen igual número de moléculas. Una cantidad de sustancia igual a su masa molecular expresada en gramos o en libras se denomina mol-gr o mol-lbm respectivamente.

En consecuencia el volumen que ocupa un mol (volumen molar) de un gas cualquiera a temperatura y presión normales (0 °C, 1 atm) es una constante: 22.412 cm<sup>3</sup>/mol-gr o 359 ft<sup>3</sup>/mol-lbm. Entonces la constante universal de los gases *R*, en la ecuación de los gases ideales (ecuación II.2).

$$pV = nRT \quad T = \text{temperatura absoluta}$$

se puede estimar en el sistema internacional como

$$R = \frac{1 \text{ atm} \left[ \frac{1.013 \times 10^5 \text{ Pa}}{\text{atm}} \right] 22.412 \times 10^{-6} \text{ m}^3}{273.15 \text{ K} \cdot 10^{-3} \text{ mol} \cdot \text{kg}} = 8.312 \frac{\text{Pa} \cdot \text{m}^3}{\text{K mol} \cdot \text{kg}}$$

y en el sistema de campo británico (gravitacional) será

$$R = \frac{1 \text{ atm} \left[ \frac{14.696 \text{ psi}}{\text{atm}} \right] 359 \text{ ft}^3}{491.67^\circ \text{R} \cdot 1 \text{ mol} - \text{lbm}} = 10.73 \frac{\text{psi} \cdot \text{ft}^3}{^\circ \text{R} \cdot \text{mol} - \text{lbm}}$$

### A.3.2. Ecuación de Darcy

La ecuación de Darcy a través de un medio poroso rectilíneo (lineal) y horizontal es (ecuación V.11):

$$u = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

En el SI esta ecuación no requiere factor de conversión. Es decir, despejando el caudal volumétrico  $q$  [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]

$$q \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right] = -A \left[ \text{m}^2 \right] \frac{k \left[ \text{m}^2 \right]}{\mu \left[ \text{Pa} \cdot \text{s} \right]} \frac{dp \left[ \text{Pa} \right]}{dx \left[ \text{m} \right]}$$

Sin embargo, debido a la tradición británica de la mayoría de las empresas petroleras, la ecuación de Darcy es utilizada con sus parámetros expresados en el sistema de campo británico gravitacional (CBG)

$$q \left[ \frac{\text{bbl}}{\text{d}} \right] = - \left[ \frac{\text{factor de conversión}}{\text{SI} \rightarrow \text{CBG}} \right] A \left[ \text{ft}^2 \right] \frac{k \left[ \text{mD} \right]}{\mu \left[ \text{cp} \right]} \frac{dp \left[ \text{psi} \right]}{dx \left[ \text{ft} \right]}$$

Para encontrar el factor de conversión hay que pasar el valor de cada parámetro del SI al británico de campo (CBG),

$$\begin{aligned} q \left[ \frac{\text{bbl}}{\text{d}} \right] & \left[ \frac{\text{m}^3}{6.29 \text{ bbl}} \right] \left[ \frac{\text{d}}{86400 \text{ s}} \right] = \\ & = -A \left[ \text{ft}^2 \right] \left[ \frac{\text{m}^2}{10.764 \text{ ft}^2} \right] \frac{k \left[ \text{mD} \right] \left[ \frac{\text{m}^2}{1.013 \times 10^{15} \text{ mD}} \right] dp \left[ \text{psi} \right] \left[ \frac{\text{Pa}}{1.45 \times 10^{-4} \text{ psi}} \right]}{\mu \left[ \text{cp} \right] \left[ \frac{\text{Pa} \cdot \text{s}}{10^3 \text{ cp}} \right] dx \left[ \text{ft} \right] \left[ \frac{\text{m}}{3.281 \text{ ft}} \right]} \end{aligned}$$

efectuando operaciones,

$$q \left[ \frac{\text{bbl}}{\text{d}} \right] = - \left[ \frac{\text{bbl} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{m}^2 \cdot \text{Pa}}{\text{m}^3 \cdot \text{ft}^2 \cdot \text{mD} \cdot \text{psi}} \cdot \frac{\text{d}}{\text{s}} \cdot \frac{\text{Pa} \cdot \text{s} \cdot \text{m}}{\text{cp} \cdot \text{ft}} \right] A \left[ \text{ft}^2 \right] \frac{k \left[ \text{mD} \right]}{\mu \left[ \text{cp} \right]} \frac{dp \left[ \text{psi} \right]}{dx \left[ \text{ft} \right]}$$

expresión que, para su uso cotidiano se transforma en

$$q = -1.127 \times 10^{-3} A \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \left[ \frac{\text{bbl}}{\text{d}} \right]$$