

Escalamiento de una prueba experimental para estimar la saturación residual de aceite, en la capa secundaria de un yacimiento naturalmente fracturado

Fernando Samaniego Verduzco
Facultad de Ingeniería, UNAM.
pexsamaniegov01@pemex.com

Uriel Andrés Ávila Luna
Pemex Exploración y Producción, PEP
uriel.andres.avila@pemex.com

Información del artículo: Recibido: marzo de 2015-aceptado: mayo de 2015

Resumen

El conocimiento de la saturación residual de aceite a través de experimentos de laboratorio, es importante como dato esencial para emprender estrategias de explotación de los campos. El escalamiento por medio de una muestra de diámetro completo es la traslación de un tamaño mayor a uno menor o viceversa; las propiedades del sistema roca-fluidos son importantes para llevar (escalar) las pruebas experimentales a condiciones en las que el movimiento del fluido dentro del núcleo sea igual al que se presenta en el yacimiento, y así estimar una saturación residual de aceite equivalente a la del yacimiento. Entender las pruebas de desplazamiento para predecir el comportamiento del flujo multifásico en el yacimiento, requiere de modelos físicos (núcleos) y matemáticos, que permitan escalar la prueba experimental con respecto al descenso del contacto gas aceite (CGA). Identificar las fuerzas que intervienen en el drene gravitacional asistido por gas (gravedad, viscosidad y capilaridad) empleando: el número de Bond N_B , número de Dombrowski-Brownell N_{DB} (modelo estático), número capilar N_C , número de gravedad N_G (modelo dinámico) una expresión nueva para el tiempo adimensional T_D , los cuales deben tener una correspondencia entre el núcleo y el yacimiento.

Palabras clave: Saturación residual de aceite, escalamiento, tiempo adimensional.

Scaling an experimental test to estimate the residual oil saturation in the secondary layer of a naturally fractured

Abstract

Knowledge of the residual oil saturation through laboratory experiments is important as essential to undertake strategies to exploit the data fields.

Scaling a full diameter shown is the translation of a larger to a smaller size or vice versa, the rock-fluid properties are important for carrying system (scalar) experimental tests conditions under which the movement of fluid within the core is equal to that found in the reservoir, and thus estimate a residual saturation equivalent to the oil reservoir.

Understanding displacement tests to predict the behavior of multiphase flow in the reservoir, it requires physical and mathematical models (core) allowing scale experimental proof regarding the decline of gas oil contact (CGA).

Identify the forces involved in gas assisted gravity drain (gravity, viscosity and capillarity) using: bond number, number of Dombrowski-Brownell (static model), capillary number, gravity (dynamic model) and secondly the dimensionless time, which must have a match between the core and the reservoir.

Keywords: Residual oil saturation, scaling, dimensionless time.

Introducción

El sistema roca-hidrocarburo-agua al llevarse a la superficie experimenta una alteración; el fluido presenta un encogimiento causado por la disminución de la presión, siendo los componentes más ligeros del hidrocarburo los primeros en evaporarse, permaneciendo los componentes del aceite más pesados en el núcleo, lo que resulta en un cambio de las propiedades originales del núcleo, como la mojabilidad, viscosidad, entre otras; por lo tanto, la saturación residual de aceite (SRA) in situ puede llegar a ser igual a la SRA en superficie, debido a que la temperatura in situ es mayor que la temperatura de la superficie y la presión mantiene los componentes ligeros disueltos en el aceite, lo que reduce las fuerzas de resistencia al fluir. Los núcleos representan un modelo físico-petrofísico del yacimiento, siendo esto pieza clave del objetivo de este estudio.

Objetivos

- I. Aplicar la nueva expresión derivada en este artículo para el tiempo adimensional, para escalar la prueba experimental.
- II. Aplicar los números adimensionales
- III. Evaluar las propiedades roca-fluido
- IV. Evaluar las propiedades petrofísicas del núcleo de diámetro completo
- V. Estimar la saturación residual de aceite

Desarrollo del tema

Las muestras obtenidas de los intervalos de interés, deben de representar lo mejor posible las propiedades fisicoquímicas del sistema roca-hidrocarburos para la obtención de información; por tanto, los núcleos pueden estudiarse en el laboratorio:

- I. Presentados en su estado nativo
- II. Estado restaurado

Existen condiciones técnicas y operativas que impiden realizar una preservación del núcleo en estado nativo, debido a que este método para conservar las muestras es lento y costoso comparado con el método en estado restaurado; adicionalmente el manejo de los núcleos en estado restaurado es sencillo, su transporte se maneja fácilmente debido a que no requieren algún cuidado especial. Los núcleos en el laboratorio están expuestos al ambiente sin ningún método de preservación, además, los surfactantes de los lodos de perforación base aceite afectan las condiciones originales; por tanto, es necesario limpiar el núcleo para medir las propiedades de porosidad y permeabilidad, y poder restaurar la mojabilidad original mediante saturación de fluidos. El equipo inventado en 1879 por Franz Von Soxhlet es un equipo de cristal tipo Dean-Stark; su funcionamiento se basa en el principio de extracción/destilación, la **Figura 1** muestra las partes principales del equipo.

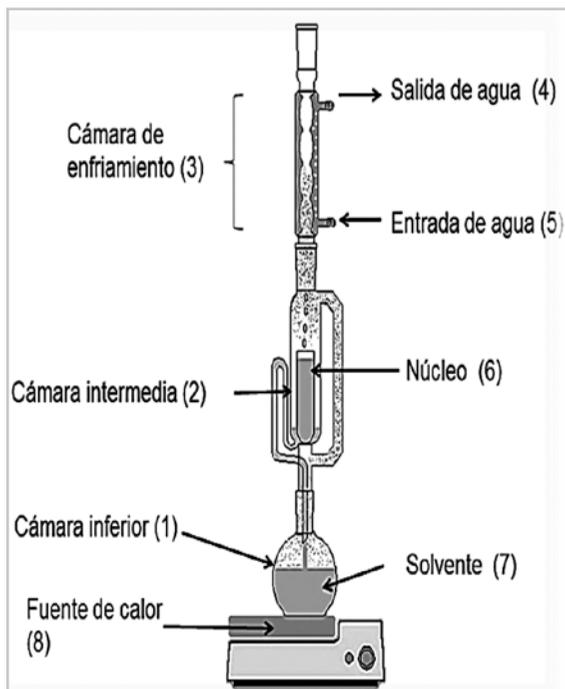


Figura 1. Componentes del equipo Dean-Stark.

El añejamiento es el método para llevar el núcleo a su estado de referencia original, para lo cual es necesario que la muestra se añeje por un tiempo aproximado de 1000 horas (Cuiec, 1977), para que el aceite por adherencia alcance el equilibrio con la superficie de la roca; la salmuera del yacimiento generalmente retrasa la adsorción del hidrocarburo.

Al concluir con la limpieza y el secado se pesó la muestra limpia y sin relleno; se preparó una mezcla sintética de

50,000 partes por millón, **Figura 2**, colocándose el núcleo dentro de esta salmuera en un vaso de precipitado, dejando que la muestra se añeje por más de un mes a condiciones de presión y temperatura de laboratorio; la muestra se pesó cada siete días por un período de treinta días, checando el momento en que no existiera variación de su peso para retirarla de la salmuera, e iniciar a continuación su añejamiento con aceite.

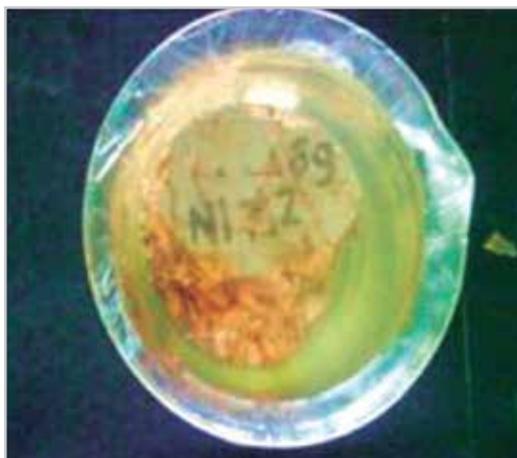


Figura 2. Núcleo del pozo A-1, N1 F2, con una mezcla sintética de agua con 50,000 partes por millón.

La muestra saturada con salmuera se sumergió en aceite en un vaso de precipitado, se le aplicó vacío por dos horas a una presión de 20 pulgadas de mercurio, sin observar algún flujo de agua que se hubiera desalojado; es decir, la porción que se saturó con aceite corresponde a la porción de porosidad secundaria (vúgulos, microcanales de disolución, fracturas, etc). El núcleo se retiró de la campana y se sumergió en un vaso de precipitado con aceite dejándolo añejar por más de cuarenta días, con el propósito de intentar restaurar las condiciones originales de mojabilidad al aceite.

El yacimiento y el núcleo deben tener las mismas condiciones de presión, temperatura, mojabilidad, saturaciones, fluidos, presión capilar, etc., para garantizar que el movimiento de los fluidos en el núcleo sea semejante al que se presenta en el yacimiento. La

naturaleza del hidrocarburo convierte generalmente a los yacimientos carbonatos fuertemente mojados por aceite, el aceite pesado contiene componentes como asfaltenos, aromáticos (componentes pesados) y fracciones polares (resinas) (Crockner, 1988); por lo general, los componentes más pesados, los asfaltenos, son los que presentan el peso molecular mayor; por lo tanto, entre el aceite y la superficie de los carbonatos (calcita y dolomía) se genera una mojabilidad fuertemente al aceite, (Cuiec, 1975).

De la nucleoteca del laboratorio se seleccionó una muestra del yacimiento A con base en las características inherentes de la roca, **Tabla 1**, (porosidad primaria, porosidad secundaria, vúgulos, tamaño, etc).

Tabla 1. Características del núcleo.

Pozo	Diámetro <i>pg</i>	Largo <i>pg</i>	Porosidad %	
			ϕ_h	ϕ_v
A-1	4	6.10	13	7.8

La muestra saturada con aceite se coloca en la celda básica de permeabilidades, con su manga, mallas adecuadas para la dirección de flujo deseada y dispersores, conectados a la tapa de la celda, la cual se comunica con el módulo diferencial al de contra presión, al transductor de presión de poro y a la bomba de gasto constante.

El aceite no desplazó el agua contenida en la muestra, por lo que se considera saturación irreductible de agua; la muestra presenta pocas posibilidades para desplazar con gas el aceite que pueda almacenarse en ella. Después de analizar el problema se dividió en dos partes, la porción de porosidad primaria, o de mayor presión capilar y de poros más pequeños, y entre más pequeño es el poro menor es la posibilidad de que fluya aceite por ellos bajo los empujes posibles tanto por agua como por gas.

Una vez que la muestra se ha preparado con los fluidos y accesorios para dirección de flujo, tales como manga, tapas

y conexiones; se coloca en el equipo de permeabilidades con todas las precauciones necesarias; posteriormente se conecta la muestra al equipo de medida, al de suministro de gas a inyectar y al separador de fase, quedando lista para desplazarse con gas. Se inyectó gas a la muestra con presiones pequeñas hasta alcanzar las 300 logrando obtener su flujo de aceite y medir su permeabilidad al aceite, motivo por el cual la inyección de gas se inició a 300 para obtener el flujo de aceite.

Posteriormente la muestra desplazó aceite con gas durante 30 minutos, tiempo en el cual fluyó sólo la fase de gas. Es importante hacer notar que el flujo del aceite contenido en el núcleo por empuje de gas resultó tipo tapón; es decir, fluyó el aceite sin producción de gas y posteriormente gas sin producción de aceite, motivo por el cual se dio por terminado el experimento; en la **Tabla 2** se presentan los datos medidos en el laboratorio.

Tabla 2. Prueba de desplazamiento de aceite con gas nitrógeno a la muestra A-1, N1 F2, *inicia el gas, ** totalmente gas.

Tiempo de incremento t_i minutos	Tiempo acumulado minutos	Presión de entrada p_e lb/pg ²	Presión de salida p_{sal} lb/pg ²	Gasto de inyección q_{gas} cm_{ce}^3/seg
0.5	0.30	300	142	1190
*1	1.30	300	142	1190
2	3.30	292	134	1270
4	7.30	300	120	1270
8	15.30	300	128	1420
15	30.30	300	112	1420
**30	60.30	300	130	1420
60	120.30	300	130	1420

Tiempo adimensional, t_D

Las propiedades del núcleo necesarias para el cálculo del tiempo adimensional se evaluaron a la presión media a través del núcleo, **Tabla 2;** $(p_e + p_s)/2 = (300 + 142)/2 = 222 \text{ psi}$.

Tabla 3. Valores del sistema roca-fluido para el cálculo del tiempo adimensional del núcleo A-1, N1 F2.

Permeabilidad en la dirección vertical, k_v	350 md
Permeabilidad relativa al aceite a condiciones de agua congénita, k_{ro} (obtenida de un experimento previo)	0.25
Viscosidad del aceite, μ_o	8 cp
Densidad del aceite, ρ_o	0.93 g/(cm ³)

La densidad del gas a la presión promedio se calculó con la ecuación de los gases ideales.

$$\rho_g = \frac{pM}{zRT} = \frac{222(\text{psi}) * 28.013 \left(\frac{\text{lb}}{\text{lb-mol}} \right)}{707.7(\text{°R}) * 10.73 \left(\frac{\text{psi-ft}^3}{\text{°R-lb mol}} \right) * 0.857} = 0.95 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} = 0.015 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$$

La porosidad efectiva en la dirección vertical medida a condiciones de yacimiento es $\phi_v = 0.078$. La saturación de agua se calcula por imbibición del núcleo y la altura se midió de manera directa.

Procedimiento para el cálculo de los números adimensionales

Tabla 4. Propiedades del núcleo A-1, N1 F2, a 222 *psi* y para el yacimiento A, a 2169.5 *psi*, para el cálculo del tiempo adimensional.

Propiedades	Núcleo	Yacimiento A	Unidades
Permeabilidad en dirección vertical k_v	350	904	<i>mD</i>
Permeabilidad relativa al aceite a condiciones de saturación de agua congénita, k_{ro}^0	0.25	$0.30 (S_{gy} S_{wi} = 0)$	<i>adimensional</i>
Densidad del aceite, ρ_o	0.93	0.765	<i>gr/cm³</i>
Densidad del gas, ρ_g	0.015	0.153	<i>g/cm³</i>
Porosidad, ϕ	0.078	0.085	<i>adimensional</i>
Viscosidad del aceite, μ_o	0.08	0.02	<i>poise</i>
Saturación del agua inicial, S_{wi}	0.52	0.114	<i>adimensional</i>
Espesor del medio poroso, h	15.5	40700	<i>cm</i>
Temperatura, T	120	120	<i>° C</i>

Al emplear los datos que se tienen en la **Tabla 4** y la ecuación del tiempo adimensional ecuación $t_D = \frac{kk_{ro}^0 \Delta p}{k\phi\mu_o(1-S_{wi})} t$, una hora de tiempo de flujo en el núcleo representa 26.54 días en el yacimiento, **Tabla 5**.

Tabla 5. Tiempo adimensional para el núcleo y el yacimiento.

Tiempo en el núcleo <i>horas</i>	Tiempo adimensional t_D	Tiempo en el yacimiento A <i>días</i>
0.50	0.000015	13.27
1.0	0.000062	26.54
2.0	0.00012	53.08

La presión de burbujeo (saturación) fue de 2432 *psi* en (1988) y la última presión registrada (2011) fue de 1907 *psi* por lo que la presión media es de 2169.5 *psi*. El nitrógeno (N₂) inyectado en la parte superior del núcleo es de 300 *psi* y una presión de salida de 142 *psi*, dando como resultado que la presión media

en el núcleo es de 222 *psi*. Para el núcleo la densidad del aceite a 120 °C, es de 0.93 *g/cm³*; con la ecuación de la ley de los gases se calculó la densidad del gas a 120 °C y una presión de 222 *psi* la ρ_g 0.015 *g/cm³* la permeabilidad y la porosidad, se obtuvieron de los resultados de laboratorio y la tensión interfacial.

Tabla 6. Propiedades del núcleo A-1 @ 222 *psi* y del yacimiento A @ 2169.5 *psi* unidades en el Sistema Internacional SI.

Propiedad	Núcleo	Yacimiento A	Unidad
Viscosidad del gas, μ_g	0.012	0.015	<i>cp</i>
Velocidad de Darcy, v	0.0127	4.312X10 ⁻⁷	<i>m/s</i>
Densidad del aceite, ρ_o	930	765	<i>Kg/m³</i>
Densidad del gas, ρ_g	15	153	<i>Kg/m³</i>
Gravedad, g	9.78	9.81	<i>m/s²</i>
Longitud, L	15.5	40700	<i>cm</i>
Tensión interfacial, σ	33.03	10.5	<i>dina/cm</i>
Permeabilidad absoluta dirección vertical, k_v	3.45X10 ⁻¹³	8.9X10 ⁻¹³	<i>m²</i>
Porosidad, ϕ	0.08	0.085	<i>fracción</i>
Viscosidad del aceite, μ_o	8	2	<i>cp</i>

$$N_B = \frac{\Delta\rho(Kg/m^3) * g(m/s^2) * k/\phi(m^2)}{\sigma_{o-g}(N/m)} = \frac{[930-15](Kg/m^3) * 9.78(m/s^2) * 3.45E-13/0.08(m^2)}{0.033(N/m)},$$

$$N_B = 1.17 \times 10^{-6}.$$

$$N_{DB} = \frac{\Delta\rho(Kg/m^3) * g(m/s^2) * k(m^2)}{\sigma_{o-g}(N/m)} = \frac{[930-15](Kg/m^3) * 9.78(m/s^2) * 3.45E-13(m^2)}{0.033(N/m)},$$

$$N_{DB} = 9.36 \times 10^{-8}.$$

$$N_c = \frac{v(m/s) \mu_g(Pa-s)}{\sigma_{o-g}(N/m)} = \frac{0.0127(m/s) * 0.012 cp * (1Pa-s/1000 cp)}{.033(N/m)},$$

$$N_c = 4.53 \times 10^{-6}.$$

$$N_G = \frac{\Delta\rho(Kg/m^3) * g(m/s^2) * k(m^2)}{\Delta\mu(Pa-s)v(m/s)} = \frac{[930-15](Kg/m^3) * 9.78(m/s^2) * 3.45E-13(m^2)}{[8-2]cp * (1Pa-s/1000 cp) * 0.0127(m/s)},$$

$$N_G = 3.05 \times 10^{-5}.$$

Tabla 7. Números adimensionales.

Número	Núcleo	Yacimiento A
Número de Bond, N_B	1.17×10^{-6}	6.001×10^{-6}
Número de Dombrowski-Brownell, N_{DB}	9.36×10^{-8}	5.101×10^{-7}
Número capilar, N_c	4.53×10^{-6}	6.16×10^{-10}
Número de gravedad, N_g	3.05×10^{-5}	6.26×10^0

De los datos de la **Tabla 7** se tiene que los números de Bond y de Dombrowski-Brownell son parecidos por tanto el modelo petrofísico (estático) del núcleo es similar al modelo del yacimiento, los valores de los números son muy pequeños, lo cual indica que el contenido de aceite se encuentra principalmente en la porosidad secundaria, es decir, la matriz no aporta hacia las fracturas y por otro lado la fuerza capilar es dominante con respecto a la fuerza de gravedad.

Para el número capilar y el número de gravedad (modelo dinámico) indica que la eficiencia de desplazamiento por barrido de gas nitrógeno es baja para el núcleo como para el yacimiento y por lo tanto la saturación remanente de aceite en el medio poroso es elevado, el factor más importante en el modelo dinámico es la velocidad con que fluye el gas, la cual está directamente relacionada con la caída de presión.

El volumen de aceite después del desplazamiento es:

$$S_{or} = \frac{V_{or}}{V_{poro}} = \frac{52 \text{ cm}^3}{145.62 \text{ cm}^3} = 35.7\%$$

Conclusiones

El propósito esencial de este trabajo ha sido la estimación de la saturación residual de aceite en la capa secundaria de gas del yacimiento A-1, que es naturalmente fracturado, por medio de la realización de un desplazamiento vertical por gas en una muestra de formación de diámetro completo, considerando su escalamiento para representar al máximo posible las condiciones en que desciende el contacto gas-aceite (CGA) en el yacimiento. Con base en los resultados obtenidos en esta investigación, se listan a continuación las conclusiones siguientes:

- I. La formación Brecha presenta mojabilidad al aceite, causada por la afinidad que tienen los componentes polares del aceite hacia la superficie de la roca, que contienen minerales como el CaCO_3 .
- II. Se derivó una expresión nueva para el tiempo.

Antes del desplazamiento:

$$\begin{aligned}V_o &= \text{Volumen de aceite} = 121 \text{ cm}^3 \\V_w &= \text{Volumen de agua} = 24.62 \text{ cm}^3 \\V_p &= \text{Volumen de poros} = V_o + V_w \\V_p &= 24.62 \text{ cm}^3 + 121 \text{ cm}^3 = 145.62 \text{ cm}^3\end{aligned}$$

Se observó producción de aceite en condiciones de flujo tapón y posteriormente gas, con un volumen de aceite producido de 69 cm^3 .

Volumen remanente de aceite = $V_{or} = V_i - V_f$

$$V_{or} = 121 \text{ cm}^3 - 69 \text{ cm}^3,$$

$$V_{or} = 52 \text{ cm}^3,$$

- III. La velocidad de descenso del CGA es uno de los parámetros más importantes, la cual se trata de relacionar con respecto a la velocidad de desplazamiento en el núcleo por medio de los números adimensionales capilar y gravedad, la cual está sujeta a las características de operación del experimento en el laboratorio.
- IV. Las fuerzas capilares gobiernan al modelo estático, se considera haber logrado obtener una equivalencia de los números de Bond y de Dombrowski-Brownell para el yacimiento y el núcleo.
- V. Las limitaciones en relación al tiempo de inyección del gas en el equipo de laboratorio complican el escalamiento de la prueba con respecto al descenso real del CGA.

Tiempo adimensional, t_D

El desarrollo del tiempo adimensional t_D , para el escalamiento relacionado con el descenso del CGA con respecto al desplazamiento de aceite en un núcleo en el laboratorio. Miguel (2002) derivó una expresión para el tiempo de escalamiento; a continuación se deriva una expresión alterna, en la cual no interviene la saturación residual de aceite.

$$h^2 \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{k}{\phi \mu_o} \frac{\partial}{\partial z_D} \left[k_{ro} \frac{\partial p_c}{\partial S_o} \frac{\partial S_c}{\partial z_D} - h k_{ro} \Delta \rho \frac{g}{g_c} \right] = 0 \quad . \quad (\text{B.1})$$

Dónde:

$$k_{roD}^0 = \frac{k_{ro}}{k_{ro}^0} \quad . \quad (\text{B.2})$$

$$P_{cD} = \frac{P_c}{\Delta \rho \frac{g}{g_c} h} \quad . \quad (\text{B.3})$$

$$S_{oD} = \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \quad . \quad (\text{B.4})$$

De las ecuaciones B.2 a B.4

$$\frac{\partial S_o}{\partial t} = \frac{\partial S_o}{\partial S_{oD}} \frac{\partial S_{oD}}{\partial t} = (1 - S_{wi}) \frac{\partial S_{oD}}{\partial t} \quad , \quad (\text{B.5})$$

$$\frac{\partial p_c}{\partial S_o} = \frac{\partial p_c}{\partial p_{cD}} \frac{\partial p_{cD}}{\partial S_o} = (\Delta \rho \frac{g}{g_c} h) \frac{\partial p_{cD}}{\partial S_o} \quad , \quad (\text{B.6})$$

$$\frac{\partial S_o}{\partial z_D} = \frac{\partial S_o}{\partial S_{oD}} \frac{\partial S_{oD}}{\partial z_D} = (1 - S_{wi}) \frac{\partial S_{oD}}{\partial z_D} \quad . \quad (\text{B.7})$$

Sustituyendo las ecuaciones B.5 a B.7 en B.1:

$$h^2 (1 - S_{wi}) \frac{\partial S_{oD}}{\partial t} + \frac{k}{\phi \mu_o} \frac{\partial}{\partial z_D} \left[k_{ro} \Delta \rho \frac{g}{g_c} h (1 - S_{wi}) \frac{\partial p_{cD}}{\partial S_o} \frac{\partial S_{oD}}{\partial z_D} - h k_{ro} \Delta \rho \frac{g}{g_c} \right] = 0 \quad . \quad (\text{B.8})$$

Dividiendo la ecuación B.8 entre $(1-S_{wi})k_{ro}^0\Delta\rho\frac{g}{g_c}h$:

$$\frac{h}{k_{ro}^0\Delta\rho\frac{g}{g_c}}\frac{\partial S_{oD}}{\partial t} + \frac{k}{\phi\mu_o}\frac{\partial}{\partial z_D}\left[k_{ro}\frac{\partial p_{cD}}{\partial S_o}\frac{\partial S_{oD}}{\partial z_D} - \frac{k_{ro}}{1-S_{wi}}\right] = 0 \quad . \quad (B.9)$$

Multiplicando por $\frac{\phi\mu_o}{k}(1-S_{wi})$ la ecuación B.9.

$$\frac{h\phi\mu_o(1-S_{wi})}{kk_{ro}^0\Delta\rho k\frac{g}{g_c}}\frac{\partial S_{oD}}{\partial t} + \frac{k}{\phi\mu_o}\frac{\partial}{\partial z_D}\left[k_{ro}(1-S_{wi})\frac{\partial p_{cD}}{\partial S_o}\frac{\partial S_{oD}}{\partial z_D} - k_{roD}\right] = 0 \quad . \quad (B.10)$$

Empleando la regla de la cadena de diferenciación:

$$\frac{\partial p_{cD}}{\partial S_o} = \frac{\partial p_{cD}}{\partial S_{oD}}\frac{\partial S_{oD}}{\partial S_o} = \frac{\partial p_{cD}}{\partial S_{oD}}\frac{1}{1-S_{wi}} \quad . \quad (B.11)$$

Sustituyendo la Ec. B.11 en B.10:

$$\frac{h\phi\mu_o(1-S_{wi})}{k_{ro}^0k\Delta\rho\frac{g}{g_c}}\frac{\partial S_{oD}}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z_D}\left[\frac{k_{roD}(1-S_{wi})}{(1-S_{wi})}\frac{\partial p_{cD}}{\partial S_{oD}}\frac{\partial S_{oD}}{\partial z_D} - k_{roD}\right] = 0 \quad . \quad (B.12)$$

De la ecuación B.12 se puede expresar el tiempo adimensional como:

$$t_D = \frac{k_{ro}^0k\Delta\rho\frac{g}{g_c}}{h\phi\mu_o(1-S_{wi})}t \quad . \quad (B.13)$$

Aplicando regla de la cadena para la diferenciación a la Ec. B.4:

$$\frac{\partial S_{oD}}{\partial t} = \frac{\partial S_{oD}}{\partial t_D}\frac{\partial t_D}{\partial t} \quad . \quad (B.14)$$

Derivando la ecuación B.13 y sustituyéndola en B.14:

$$\frac{\partial S_{oD}}{\partial t} = \frac{\partial S_{oD}}{\partial t_D} \frac{k_{ro}^0 \Delta \rho \frac{g}{g_c}}{h \phi \mu_o (1 - S_{wi})} \quad (B.15)$$

Sustituyendo la ecuación B.15 en la Ec. B.12:

$$\frac{\partial S_{oD}}{\partial t_D} + \frac{\partial}{\partial z_D} \left[k_{roD} \left(\frac{\partial p_{cD}}{\partial z_D} - 1 \right) \right] = 0 \quad (B.16)$$

La Ec. B.16 es la forma adimensional básica para el flujo de aceite y gas en el medio poroso en dirección vertical, cuando el gradiente de gas es despreciable.

Nomenclatura

A	= Área transversal, [cm ²]	K_{ro}^0	= Permeabilidad relativa en el punto final, adimensional
B_o	= Factor del volumen de la formación del aceite, [bl _{aceite@c.y.} / bl _{aceite@c.s.}]	k_g	= Permeabilidad al gas, [m ²]
B_{oi}	= Factor del volumen de la formación del aceite inicial, [bl _{aceite@c.y.} / bl _{aceite@c.s.}]	k_h	= Permeabilidad absoluta en dirección horizontal, cm ² [md]
c_f	= Compresibilidad de la formación, [lb/pg ²] ⁻¹	k_v	= Permeabilidad absoluta en dirección vertical, cm ² [md]
c_o	= Compresibilidad del aceite, [lb/pg ²] ⁻¹	l	= Longitud del núcleo tapón, [cm]
c_t	= Compresibilidad total de la formación [lb/pg ²] ⁻¹	L	= Longitud del núcleo, [cm]
c_w	= Compresibilidad del agua, [lb/pg ²] ⁻¹	M	= Peso molecular, [lb/lb mol]
d	= Diámetro, cm [pg]	M_g	= Peso molecular aparente del gas en equilibrio, [lb/lb mol]
dp/dl	= Gradiente de presión, [atm/cm]	M_l	= Peso molecular aparente del líquido en equilibrio, adimensional
g	= Aceleración de la gravedad, [m/s ²]	N_B	= Número de Bond, adimensional
g_c	= Constante de gravedad, [cm ² /dinas-s]	N_C	= Número capilar, adimensional
$H_f(t)$	= Posición de la interface gas-líquido en la fractura medida desde la cima, [m]	N_{DB}	= Número de Dombrowski-Brownell, adimensional
$H_m(t)$	= Posición de la interface gas-líquido en la matriz medida desde la cima, [m]	N_G	= Número de gravedad, adimensional
h	= Altura, [cm]	N_p	= Volumen producido, [bl]
h	= Espesor del medio poroso, m, [cm]	P	= Parachor, adimensional
k	= Permeabilidad absoluta, [cm ²], [Darcy], [m ²]	p	= Presión, [psi] atm
		p_1	= Presión inicial, psi
		p_2	= Presión final, psi

p_e	=	Presión a la entrada, psi
p_{ce}	=	Presión a condiciones medias, psi
p_m	=	Presión media, psi
p_s	=	Presión salida, psi
q	=	Gasto de fluido, cm/s ³
q_{ce}	=	Gasto a condiciones estándar, cm ³
q_m	=	Gasto a condiciones medias, cm ³
R_c	=	Radio externo de la centrífuga, cm
R	=	Constante de los gases ideales, psi ft ³ /°R lb-mol
S_{or}	=	Saturación residual de aceite, adimensional
S_o	=	Saturación de aceite, adimensional
S_w	=	Saturación de agua, adimensional
S_{wi}	=	Saturación de agua inicial, adimensional
T	=	Temperatura, °R [F]
T_{ce}	=	Temperatura a condiciones estándar, °R [F]
T_m	=	Temperatura a condiciones medias, °R [F]
t	=	Tiempo, seg [hr]
t_D	=	Tiempo adimensional, adimensional
t_{DC}	=	Tiempo adimensional para el desplazamiento centrífugo, adimensional
t_{DL}	=	Tiempo adimensional para el desplazamiento vertical, adimensional
V_p	=	Volumen de poro, adimensional
V_{poros}	=	Volumen de poros, cm ³
V_{roca}	=	Volumen de roca, cm ³
V_{tubo}	=	Volumen de los tubos, cm ³
v	=	Velocidad de Darcy, cm/s
v_i	=	Velocidad intersticial local de la fase agua, cm/s
v_m	=	Velocidad media, cm/s
x	=	Fracción mol de la fase líquido, adimensional
y	=	Fracción mol de la fase gas, adimensional
z	=	Factor de desviación, adimensional

z_{ce}	=	Factor de desviación a condiciones estándar, adimensional
z_m	=	Factor de desviación a condiciones medias, adimensional

Símbolos griegos

$\Delta H(t)$	=	Diferencia de posiciones, m
$\Delta\rho$	=	Diferencia de densidades entre el fluido desplazado y el fluido desplazante, g/(cm ³)
ζ	=	Pendiente, adimensional
μ	=	Viscosidad del fluido desplazante, cp
μ_g	=	Viscosidad del gas, poise cp [Pa-s]
μ_o	=	Viscosidad del aceite, poise cp [Pa-s]
π	=	Constante = 3.141592

Referencias

1. Crocker, M.E. y Marchin, L.M. 1988. Wettability and Adsorption Characteristics of Crude-Oil Asphaltene and Polar Fractions. *J. Pet Tech* **40** (4): 470-474. SPE-14885-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/14885-PA>.
2. Cuiec, L. 1975. Restoration of the Natural State of Core Samples. Artículo SPE 5634, presentado en SPE 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, septiembre 28-octubre 1, Dallas, Texas. <http://dx.doi.org/10.2118/5634-MS>.
3. Cuiec, L. 1977. Study of Problems Related to the Restoration of the Natural State of Core Samples. *J Can Pet Technol* **16** (4). SPE-77-04-09. <http://dx.doi.org/10.2118/77-04-09>.
4. Miguel Hernández, N. 2002. Scaling Parameters for Characterizing Gravity Drainage in Naturally Fractured Reservoir. PhD dissertation, University of Texas at Austin, Austin, Texas.

Semblanza de los autores

Fernando Samaniego Verduzco

Catedrático, académico e investigador mexicano. Cursó su carrera y Maestría como Ingeniero Petrolero en la Universidad Nacional Autónoma de México, posteriormente ingresó a la Universidad de Stanford para obtener un doctorado en la misma especialidad.

Ha laborado en Pemex en planeación y aplicación tecnológica, ha colaborado en el IMP y en el Instituto de Investigaciones Eléctricas. Sus principales trabajos están orientados a la ingeniería de yacimientos de gas y el comportamiento de yacimientos fracturados.

Actualmente se desempeña como académico de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, consultor y asesor externo.

Uriel Andrés Ávila Luna

Ingeniero petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México, en 2012.

Su trayectoria profesional en la industria petrolera inicia en el laboratorio de núcleos naturalmente fracturados en el Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en el periodo 2011-2012.

A partir de 2012 se desempeñó en los Grupos de productividad de pozos en el área Cerro Azul- Naranjos, posteriormente en el área de operación de pozos, sector - A aceite; en el campo Ku - Maloob - Zaap.

A partir de 2013 a la fecha se encuentra en el área de desarrollo de campos en el activo de Producción Cinco Presidentes.