



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

**“ESCALAMIENTO DE UNA PRUEBA
EXPERIMENTAL PARA ESTIMAR LA
SATURACIÓN RESIDUAL DE ACEITE, EN
LA CAPA SECUNDARIA DE UN YACIMIENTO
NATURALMENTE FRACTURADO”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

URIEL ANDRÉS ÁVILA LUNA

DIRECTOR DE TESIS:

DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO



MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2012



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

HOJAS DE APROBACION

Agradecimientos

Especialmente a מנצרת ישוע.

A mí familia.

Al Dr. Fernando Samaniego Verdugo, al Dr. Rafael Herrera Gómez, al Dr. Guillermo Domínguez Vargas, a la Dra. Fetzabeth Ramírez Sabag, al Dr. Edgar Rene Rangel German, al Ing. Pablo García y Colomé por su dedicación y comentarios.

Al Posgrado de Ingeniería Petrolera, en particular al Laboratorio de Investigación de Núcleos Fracturados en la U.N.A.M. y al Centro Universitario Cultural (CUC) por su apoyo.

A los integrantes de la Sociedad de Alumnos de Ingeniería Petrolera (SAIP) 2010-2011, y a los compañeros: Ana Bélen, Carlos, Ever, Julio y Christopher.

Índice

Resumen	iv
Lista de Figuras	vi
Lista de Tablas	viii
Capítulo 1 Introducción	1
Capítulo 2 Revisión de la literatura	3
2.1 Zendeboudi y Chatzis (2011).....	3
2.2 Sharma y Rao (2008).....	6
2.3 Cunha, Bonet, Elías y Corrêa (2002)	9
Capítulo 3 Saturación Residual de Aceite	11
3.1 Técnicas para Determinar la Saturación Residual de Aceite	11
3.1.1 Análisis de Núcleos	12
3.1.2 Prueba de trazadores químicos.....	12
3.1.3 Análisis de Registros Geofísicos	13
3.1.4 Balance de Materia	14
3.1.5 Pruebas de Presión	16

3.1.6 Datos de producción.....	17
3.2 Escalamiento con Drene Gravitacional Asistido por Gas.....	20
3.2.1 Análisis Dimensional.....	20
3.2.3 Análisis Inspeccional	20
3.2.4 Cálculo de los números Adimensionales	21
3.2.5 Los criterios de selección para la inyección de gas bajo condiciones gravitacionales estables	22
3.2.6 Los Números de Bond y de Dombrowski-Brownell	23
3.2.7 El Número Capilar y el Número de Gravedad.....	23
3.2.8 Tiempo de escalamiento, t_D	24
3.3 Preservación del Núcleo.....	26
3.3.1 Solventes para la limpieza de núcleos	27
3.3.2 Limpieza y Secado del Núcleo.....	28
3.3.3 Añejamiento del Núcleo	30
3.3.4 Restitución de la mojabilidad.....	30
3.4 Comportamiento de permeabilidad absoluta.....	31
3.4.1 Porosidad	32
3.4.3 Viscosidad dinámica, μ	33
Capítulo 4 Prueba Experimental Para Medir la Saturación Residual de Aceite	34
4.1 Características del campo	34
4.1.1 Características del Núcleo.....	35
4.1.2 Procedimiento para la preparación del Núcleo	36
4.1.3 Procedimiento de limpieza y secado del Núcleo.....	36
4.2 Procedimiento de Añejamiento	38
4.2.1 Restitución de la Mojabilidad.....	39

4.2.2 Procedimiento para medir la saturación residual de aceite.....	40
4.2.3 Viscosidad y densidad del aceite	41
4.2.4 Validación del tiempo adimensional, t_D	44
4.2.5 Medición de la permeabilidad en dirección vertical	45
4.2.6 Porosidad efectiva	49
4.2.7 Compresibilidad de la formación	50
4.3 Tiempo adimensional, t_D	52
4.3.1 Tensión Interfacial.....	56
4.3.2 Velocidad promedio del contacto aceite-gas.....	58
4.3.3 Procedimiento para el cálculo de los Números Adimensionales.....	61
Conclusiones y Recomendaciones	65
Apéndice A Número de Bond y Número de Gravedad.....	66
Apéndice B Tiempo Adimensional t_D.....	73
Nomenclatura	77
Referencias	82

Resumen

Los objetivos de esta investigación experimental la cual se fundamenta de acuerdo con la revisión de la literatura y por otro lado con la realización de una prueba experimental: (1) Comprender el avance del contacto gas-aceite en un proceso de mantenimiento de presión; (2) Estimar y entender los Números Adimensionales (Número de Bond, Número de Dombrowski-Brownell, Número Capilar, Número de Gravedad y el Tiempo Adimensional) que permiten escalar el descenso del contacto gas-aceite con respecto a un desplazamiento vertical de aceite por gas; (3) Conocer las fuerzas físicas que gobiernan a un proceso de inyección de gas; (4) Analizar la saturación de los fluidos en la muestra de formación al desplazar aceite por gas; y (5) Evaluar la Saturación Residual de Aceite.

Se inicia con el Capítulo 1 con una breve introducción de esta investigación experimental, para estimar la saturación residual de aceite mediante un desplazamiento de gas.

En el Capítulo 2 se efectuó la revisión de la literatura, en la cual se plantean las pruebas experimentales en empacamientos con perlas de cristal de diferente diámetro, con las que se simula la matriz y una rendija (espacio poroso sin perlas) para simular una fractura; se discute el concepto de gasto de producción crítico, que representa el gasto máximo para el cual la diferencia de la posición entre la interface en la matriz como y de la fractura se mantienen constantes, fluyendo gas en la parte superior del empacamiento para desplazar aceite sintético; estos experimentos se analizaron por medio de los números adimensionales (ver la

discusión que se presenta a continuación en el Capítulo 3). En otro estudio se emplearon núcleos largos.

A continuación se discuten los números adimensionales que permiten el escalamiento de un experimento de desplazamiento del aceite contenido en muestra por gas. Se realizó en el Capítulo 3 una síntesis de los diferentes métodos para estimar la saturación residual de aceite; los números adimensionales basados en las leyes físicas, así como también el modelo propuesto del tiempo adimensional determinado con base en el método de Análisis Inspeccional así como también los aspectos relacionados con el lavado secado y añejamiento de la muestra para estimar el volumen de aceite dejado después de un barrido de gas.

En el Capítulo 4 se discuten las mediciones realizadas para las propiedades petrofísicas del núcleo (permeabilidad en dirección vertical k_v , porosidad ϕ , saturación, mojabilidad, etc.), tanto a condiciones de laboratorio como de yacimiento; también se estimaron las propiedades del fluido (densidad de aceite ρ_o , densidad de gas ρ_g , viscosidad de gas μ_g , viscosidad de aceite μ_o y $^\circ API$). Posteriormente se inyectó gas en la parte superior del núcleo para calcular la saturación residual de aceite en la muestra.

El último subtema se basa en las conclusiones realizadas con base en la prueba experimental.

Lista de Figuras

Fig. 3.3	Protocolo para el cálculo de los grupos adimensionales (Rao,2006).	21
Fig. 3.5	Esquema para restaurar la mojabilidad original y desplazar aceite por gas.	27
Fig. 3.7	Componentes del equipo Dean-Stark.	29
Fig. 3.8	Esquema de un núcleo.	32
Fig. 3.9	Esquema de porosidad primaria y secundaria.	33
Fig. 4.1	Esquema del campo Ku.	35
Fig. 4.3	Muestra de diametro completo del campo Ku, pozo 69, núcleo 1, fragmento 2.	36
Fig 4.4	Equipo Dean-Stark.	37
Fig. 4.5	Núcleo del pozo Ku 69, N1 F2, con una mezcla sintética de 50,000 partes por millón.	38
Fig.4.6	Comportamiento de la interface del sistema roca-aceite-agua con una placa caliza dolomitizada mojada por aceite.	39
Fig 4.9	Gráfica de viscosidad absoluta con respecto a la temperatura, para el aceite del yacimiento del campo Ku.	43
Fig. 4.10	Gráfica de densidad del aceite del yacimiento Ku con respecto a la temperatura.	43
Fig. 4.12	Permeabilidad medida con gas, mostrando el flujo turbulento a una presión de confinamiento de 500 <i>psi</i> .	45

Fig. 4.13	Permeabilidad medida con gas, mostrando el flujo turbulento a una presión de confinamiento de 1000 <i>psi</i> .	46
Fig. 4.14	Permeabilidad medida con gas, mostrando el flujo turbulento a una presión de confinamiento de 2000 <i>psi</i> .	46
Fig. 4.15	Permeabilidad medida con gas, mostrando el flujo turbulento a una presión de confinamiento de 3000 <i>psi</i> .	46
Fig. 4.16	Permeabilidad medida con gas, mostrando el flujo turbulento a una presión de confinamiento de 4000 <i>psi</i> .	47
Fig. 4.17	Permeabilidad del gas antes de corregir por efectos de deslizamiento y de alta velocidad a 3000 <i>psi</i> , núcleo de pozo Ku 69, N1 F2.	48
Fig. 4.18	Comportamiento de la permeabilidad al líquido en función de la presión de confinamiento efectivo mostrando los efectos predominantes de fractura y matriz, núcleo del pozo Ku 69, N1 F2.	49
Fig. 4.19	Porosidad efectiva en función del esfuerzo de confinamiento efectivo.	52
Fig. 4.25	Esquema del contacto gas-aceite.	60

Lista de Tablas

Tabla 2.1	Propiedades petrofísicas del modelo de esferas empacadas (Zendehboudi y Chatzis, 2011) .	5
Tabla 3.1	Características de exactitud y de radio de investigación de los registros: Captura de Neutrones Pulsados (PNC), Rayos Gamma (RG), Resistividad y Carbón/Oxígeno (C/O).	14
Tabla 3.2	Principales ventajas y desventajas para estimar la saturación residual de aceite (Chang M.M. y Maerefat N.L., 1986) y (Babadagli T., 2007)	18
Tabla 3.4	Criterios de selección para la inyección de gas por gravedad estable, S el coeficiente de dispersión (Rao,2006) .	22
Tabla 3.6	Ventajas y desventajas de los métodos principales para la limpieza de la muestra (Gant, 1988) .	28
Tabla 4.2.	Características del Núcleo.	35
Tabla 4.7	Prueba de desplazamiento de aceite con gas Nitrógeno a la muestra Ku 69, N1 F2,*inicia el gas ,** totalmente gas.	41
Tabla 4.8	Tiempo medido para obtener viscosidad y densidad	42
Tabla 4.11	Propiedades del yacimiento Dexter Hawkins y del modelo experimental, para el cálculo del tiempo adimensional (Rao, 2008) .	44

Tabla 4.20	Valores del sistema roca-fluido para el cálculo del tiempo adimensional del núcleo Ku 69, N1 F2.	53
Tabla 4.21	Propiedades del núcleo Ku 69 N1 F2 a 222 <i>psi</i> y para el yacimiento 2169.5 <i>psi</i> para el cálculo del tiempo adimensional.	54
Tabla 4.22	Tiempo adimensional para el núcleo y el yacimiento.	55
Tabla 4.23	Tiempo adimensional del yacimiento.	55
Tabla 4.24	Composición del líquido y gas (Core).	57
Tabla 4.26	Propiedades del núcleo @ 222 <i>psi</i> y del campo Ku @ 2169.5 <i>psi</i> unidades en el Sistema Internacional SI	62
Tabla 4.27	Números Adimensional.	63

Capítulo 1

Introducción

Los descubrimientos de campos nuevos en el mundo son insuficientes; actualmente la demanda de los energéticos no renovables, especialmente los hidrocarburos, ha ido creciendo por el aumento de los insumos de la población. El conocimiento de la saturación residual de aceite a través de experimentos de laboratorio es importante como dato esencial para emprender el diseño de procesos de recuperación mejorada.

Existen varias técnicas para medir la cantidad de aceite residual de aceite en los yacimientos tales como registros geofísicos, prueba de trazadores químicos, balance de materia, análisis pruebas de presión, análisis de datos de producción, correlaciones y pruebas de laboratorio en núcleos, el tema al que se enfoca esta tesis. El escalamiento es la traslación de un escala mayor a una 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.

Desplazar gas por aceite es un método de recuperación (mantenimiento de presión) que se puede aplicar a yacimientos con ciertas características: la relación

de permeabilidades vertical a horizontal debe ser alta k_v/k_h , espesor grande, o que se presente buzamiento, etc.

Entender las pruebas de desplazamiento para predecir el comportamiento del flujo multifásico en el yacimiento, requiere de modelos físicos (núcleos) y matemáticas que permitan escalar la prueba experimental con respecto al descenso del contacto gas aceite (CGA); los métodos para el escalamiento son: (1) el Análisis Dimensional y (2) el Análisis Inspeccional, basándose en las leyes físicas que gobiernan a un proceso de inyección de gas.

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) y por otro lado el Tiempo Adimensional t_D , los cuales deben tener una correspondencia entre el núcleo y el yacimiento.

Las propiedades petrofísicas de los núcleos recuperados de la formación se miden en el laboratorio, así como también las propiedades del fluido desplazante y desplazado, la preparación de la muestra (núcleo) restaurada es importante para asemejar las mismas condiciones de saturación del yacimiento.

Capítulo 2

Revisión de la literatura

Los modelos experimentales escalados proporcionan un entendimiento del flujo de fluidos en la formación productora, los cuales están gobernados por tres fuerzas principalmente (gravedad, viscosidad y capilaridad), por lo tanto proporcionan una idea de lo que sucede en el interior del yacimiento.

2.1 Zendeboudi y Chatzis (2011)

Los estudios experimentales que se reportan en este artículo se realizaron a condiciones de laboratorio (20 °C, 1 atmósfera) empleando empacamientos de perlas de cristal, y simulando una fractura de cada lado del empacamiento por medio de una separación, inyectando aire en la parte superior del modelo, saturándolo con agua ionizada y aceite sintético, Carboximetil Celulosa.

El Gasto Crítico de Producción *GCP* (Critical Production Rate), es el gasto de extracción, para el cual la diferencia de la posición en la interface de la matriz y la posición en la interface de la fractura son constantes.

$$\Delta H(t) = [H_f(t) - H_m(t)] = cte \quad , \quad (2.1)$$

donde:

$H_f(t)$ = Posición de la interface gas-liquido en la fractura medida desde la cima, m

$H_m(t)$ = Posición de la interface gas-liquido en la matriz medida desde la cima, m

$\Delta H(t)$ = Diferencia de posiciones, m

La recuperación de fluidos se mantiene sin cambios, aun aumentando el gasto de extracción, en el tiempo hasta que se alcanza el gasto crítico (máximo) y empieza a decrecer la cantidad de aceite.

La fase gas fluye preferentemente a través de la fractura por su alta permeabilidad; el fluido extraído en la fractura provoca una velocidad excesiva, por lo que la interface en la fractura desciende más rápidamente que la interface en la matriz, e inmediatamente después la fase gas ingresa a la matriz ocupando el espacio vacío dejado por el aceite extraído; donde la fuerza gravitacional hace un descenso de las interfaces debido a la diferencia de densidades, pero, las fuerzas capilares retienen el fluido en el medio poroso sintético empleando en estos experimentos.

El avance de las interfaces entre el gas y el líquido en la matriz y la fractura están relacionados con las propiedades petrofísicas de la matriz, el tipo de fluido, la longitud del empacamiento y el ritmo de explotación. La posición de la interface liquido-gas es proporcional a la caída de presión; un desajuste entre la presión de la matriz y la presión de la fractura ocasiona que el avance de la interface sea desigual, una abertura mayor en la fractura provoca un aumento de la presión de inyección y ligeramente incrementa el volumen de aceite recuperado.

Los empacamientos no consolidados con permeabilidad baja y en los que fluye un aceite viscoso, aportan muy poco aceite hacia la fractura, dejando una saturación residual alta de aceite en las esferas de cristal de tamaño pequeño, debido a que las gargantas de poro en estos empaques son del tamaño de unos milímetros, dando lugar al fenómeno de presión capilar, por tanto el movimiento de las fases son tortuosos. Los empacamientos de esferas de diámetro grande la saturación residual de aceite es mayor que en empacamientos de esferas de diámetro pequeño. En la **Tabla 2.1** se muestra las propiedades del empacamiento.

Tabla 2.1 Propiedades petrofísicas del modelo de esferas empacadas (Zendehboudi y Chatzis, 2011).

PROPIEDADES DEL MODELO		
Permeabilidad k (Darcy)	Porosidad ϕ_t (%)	Anchó de fractura (mm)
1013	38.47	5

Con base en los resultados experimentales se dedujo las siguientes conclusiones: (i) La posición de la interface entre el gas y el liquido son función de las propiedades del medio poroso, (ii) el número de Bond y Capilar son números adimensionales para escalar el modelo experimental y (iii) el gasto de inyección dicta la comunicación entre la matriz y la fractura, por lo tanto controla régimen de flujo y el movimiento de la interface gas-líquido en el medio poroso durante los experimentos de drene gravitacional controlado.

2.2 Sharma y Rao (2008)

Efectuaron experimentos de flujo en modelos físicos escalados para caracterizar el drene gravitacional asistido por gas en un modelo físico tipo Hele-Shaw 2D, construido con dos placas de vidrio, visualizando el desplazamiento del avance de gas, en un medio poroso constituido por perlas de cristal de tamaños diferentes, saturado con agua y con Decano, con dos tipos diferentes de gases de inyección Nitrógeno N_2 y Dióxido de Carbono CO_2 , de los resultados experimentales obtenidos se afirman que la composición del gas inyectado tiene un efecto mínimo en la recuperación de aceite, es decir, el factor de recuperación del aceite son casi idénticas; a presión constante y de manera inmisible.

Los resultados reportados del número de Bond N_B y el numero capilar N_C indican que entre mayor sea el número de Bond mayor es la recuperación de aceite y viceversa, el número de Bond está ligado a la diferencia de densidades (gravedad) por lo que está directamente relacionado con el volumen de huecos (porosidad), donde actúa la gravedad en los fluidos. El N_B y N_C pueden aplicarse, inclusive de forma miscible ($\sigma = 0.001 \text{ dinas/cm}$) llegando a recuperar un volumen de aceite del 100%.

$$N_c = \frac{v\mu}{\sigma} \quad . \quad (2.2)$$

$$N_B = \frac{\Delta\rho gk / \phi}{\sigma} \quad , \quad (2.3)$$

donde:

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades, g/cm^3

g = Aceleración de la gravedad, cm/s^2

ϕ = Porosidad, *fracción*

σ = Tensión interfacial, $g/cm - s^2$

μ = Viscosidad del fluido desplazante, *poise*

v = Velocidad de Darcy, cm/s

k = Permeabilidad absoluta, cm^2

Los autores emplean el tiempo de escalamiento para representar cien minutos en el modelo físico equivalen a ciento veintisiete días en modelo real (yacimiento), mediante la siguiente expresión (**Sharma y Rao, 2008**):

$$t_D = \frac{kk_{ro}^0 \Delta \rho \frac{g}{g_c}}{h \phi \mu_o (1 - S_{or} - S_{wi})} t \quad , \quad (2.4)$$

donde:

t_D = Tiempo adimensional, *adimensional*

k = Permeabilidad absoluta, *Darcy*

k_{ro}^0 = Permeabilidad relativa en el punto final, *adimensional*

$\Delta \rho$ = Diferencia de densidades, *Kg/m³*

g = Gravedad, *m/s²*

g_c = Constante de gravedad, *cm²/dina – s*

h = Espesor del medio poroso, *cm*

ϕ = Porosidad, *fracción*

μ_o = Viscosidad del aceite, *poise*

S_{or} = Saturación residual de aceite, *fracción*

S_{wi} = Saturación de agua inicial, *fracción*

Con base en los experimentos los autores concluyen: (1) el tiempo en el laboratorio a sido escalado a tiempo real, (en el yacimiento) usando la expresión de tiempo adimensional, (2) el modelo experimental es un herramienta para investigar el comportamiento de drene gravitacional y (3) Los experimentos para

estudiar las fuerzas capilares, viscosas y gravitacionales se realizaron usando empacamientos de esferas de cristal de diferente diámetro.

2.3 Cunha, Bonet, Elías y Corrêa (2002)

Los trabajos experimentales son realizados en un medio poroso consolidado, con dos tipos de núcleos ambos núcleos con una porosidad del 20% I) núcleos largos (90 – 252 *cm*) II) núcleos tipo tapón (3– 4 *cm*), ambos estudios experimentales se realizaron a condiciones de laboratorio (60 °F , *p* bajas).

Los núcleos largos y tapones (plug) están saturados con aceite sintético (parafina) saturados con una salmuera de Cloruro de Sodio de 30,000 *ppm*. A los núcleos largos se inyecta aire en la parte superior del equipo y el aceite producido es registrado en la parte inferior para las pruebas con núcleo tapón son realizadas en una equipo centrifuga.

Se realizaron tres pruebas con los núcleos largos dos con aceite muerto y uno con aceite vivo teniendo más aceite recuperado en los núcleos con aceite muerto, en las pruebas experimentales realizaron el escalamiento del tiempo adimensional de manera vertical para núcleos largos y de manera centrifuga para núcleos pequeños o tapones, en ambos desplazamientos las pruebas tienen una recuperación de aceite muy parecida.

$$t_{DL} = \frac{kg\rho_o}{\phi L\mu_o} t \quad , \quad (2.5)$$

$$t_{DC} = \frac{R\rho_o k\omega^2}{\phi l\mu_o} t \quad , \quad (2.6)$$

donde:

t_{DL} = Tiempo adimensional para el desplazamiento vertical, *adimensional*

t_{DC} = Tiempo adimensional para el desplazamiento centrífugo, *adimensional*

k = Permeabilidad absoluta, cm^2

ρ_o = Densidad del aceite, g/cm^3

t = Tiempo, s

ϕ = Porosidad, *fracción*

L = Longitud del núcleo, cm

l = Longitud del núcleo tapón, cm

ω = Velocidad de rotación, rpm

R_c = Radio externo de la centrifuga, cm

g = Aceleración de la gravedad, cm/s^2

De acuerdo con los resultados experimentales se concluye: (i) la pruebas en un proceso de drene muestran alta recuperación (ii) la simulación del yacimiento con las pruebas de laboratorio muestran una mejor comportamiento del yacimiento y (iii) los resultados de las pruebas experimentales en núcleos de diámetro completo como en muestras tapón son muy parecidas.

Capítulo 3

Saturación Residual de Aceite

3.1 Técnicas para Determinar la Saturación Residual de Aceite

La mayoría de los yacimientos de hidrocarburos en el mundo han alcanzado el pico máximo de producción en los últimos años; la industria de Exploración y Producción de Petróleo y Gas, está intentando “revivir” algunos campos maduros, por lo que es necesario conocer la localización, la cantidad recuperable y la composición de la saturación residual de aceite (S_{or}), mediante la Administración Integral de Yacimientos. A nivel de yacimiento es posible aplicar un método de Recuperación Mejorada de Petróleo, para aumentar al máximo las reservas. Las técnicas para estimar la saturación residual de aceite **(Babadagli, 2007)** son:

- Análisis de Núcleos.
- Prueba de trazadores químicos.
- Análisis de Registros Geofísicos.
- Balance de materia.
- Análisis en Pruebas de Presión.
- Datos de producción.

3.1.1 Análisis de Núcleos

Las pruebas de desplazamiento del aceite contenido en un núcleo permiten estimar la saturación de aceite residual por medio de los métodos siguientes: (a) Destilación-Extracción (b) Alta temperatura (c) Combinación de técnicas (d) Técnicas especiales **(Chang, 1986)**.

El sistema roca-hidrocarburo-agua al llevarse a la superficie experimenta una alteración; el fluido experimenta un encogimiento causado por la disminución de 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 S_{or} in situ puede llegar a ser igual a la S_{or} 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 esta pieza clave el objetivo de estudio.

3.1.2 Prueba de trazadores químicos

La inyección de trazadores químicos es una técnica que se emplea para medir la saturación residual de aceite in situ, mediante la inyección primaria de un bache de trazador químico de acetato de etilo, que se disuelve en el agua de la formación; posteriormente se inyecta un segundo bache de agua libre de trazador químico. El pozo se cierra por un determinado tiempo, para que el acetato de etilo se hidrolice y forme etanol. Este método funciona para arenas y carbonatos **(Tomich, 1973)**.

El método de inyección de un trazador químico depende de la velocidad de desplazamiento en el medio poroso, el cual es soluble en agua de la formación y

en el aceite, considerando que en el sistema el aceite permanece estático y el agua se está moviendo a una velocidad baja, donde el parámetro termodinámico K_i es obtenida de laboratorio y la velocidad es obtenida de experimento de campo la saturación residual de aceite (**Babadagli, T. 2007**) se puede obtener:

$$V_i = \frac{(1 - S_{or})V_w}{(1 - S_{or}) + K_i S_{or}}, \quad (3.1)$$

donde:

S_{or} = saturación residual de aceite, *fracción*

V_w = velocidad de la fase agua

V_i = velocidad de una molécula del trazador i

k_i = Coeficiente de distribución en equilibrio para el trazador i , *fracción*

3.1.3 Análisis de Registros Geofísicos

Los Registros Geofísicos miden indirectamente las propiedades del sistema roca-hidrocarburo, de manera que la desventaja principal de los registros es la distancia en la vecindad del pozo perforado. En las operaciones de perforación se generan situaciones como: invasión de fluidos de lodos base aceite, desviación de pozo, entre otras, causando tiempos largos y aumento en el costo de perforación por lo tanto los sensores registran un valor inadecuado de las

propiedades petrofísicas de la formación. La **Tabla 3.1** muestra las variaciones en la exactitud debido a las características de: fluidos de perforación, agujero entubado, pozo desviado, saturación de agua, tamaño de grano, equipo de medición y el método de interpretación. Por estas razones es necesario correr registros combinados para tener mayor aproximación del valor medido de la saturación residual de aceite y calibrar los registros con datos de calidad y cantidad, que sean más representativos del yacimiento.

Tabla 3.1 Características de aproximación y de radio de investigación de los registros: Captura de Neutrones Pulsados (PNC), Rayos Gamma (RG), Resistividad y Carbón/Oxígeno (C/O).

Tipo de registro	Agujero Entubado	Aproximación	Radio de investigación [m]
Resistividad	No	Reducida	0.61 - 6.10
Magnético Nuclear	No	Reducida	0.25
Neutrones Pulsados (PNC)	Si	Buena	2.134 - 7.32
Carbón/Oxígeno	Si	Buena	0.21
Rayos Gamma (RG)	Si	Reducida	0.05 - 0.10

3.1.4 Balance de Materia

El balance de materia o modelo tanque de cero dimensiones (0D) es un modelo matemático el cual estima la saturación de aceite inicial in situ, el balance de materia está basada en la ley de la conservación de la materia.

$$[Masa\ obtenida] = [Masa\ inicial] - [Masa\ remanente] . \quad (3.2)$$

Dependiendo de la buena calidad y de la integración de los datos de producción, la Saturación Residual de Aceite estimada de un núcleo es menor que la Saturación Residual de Aceite obtenida de un Balance de Materia (Babadagli, 2007):

$$S_{or} = \frac{(NB_{oi} - N_p B_o)}{Ah\phi} , \quad (3.3)$$

donde:

S_{or} = Saturación residual de aceite, *fracción*

A = Área, m^2

ϕ = Porosidad, *adimensional*

h = Espesor de la formación, m

N = Volumen inicial de aceite, bl

N_p = Volumen producido, bl

B_o = Factor de volumen del aceite, $bl_{aceite @ c.y.} / bl_{aceite @ c.s.}$

B_{oi} = Factor de volumen inicial, $bl_{aceite @ c.y.} / bl_{aceite @ c.s.}$

3.1.5 Pruebas de Presión

Las pruebas de presión es una técnica que evalúa la habilidad del fluido para moverse en el medio poroso, se puede obtener permeabilidad y junto con datos experimentales de núcleos se pueden diseñar las curvas de permeabilidades relativas (aceite-agua). La compresibilidad total de la formación se obtiene de una prueba de interferencia; los datos de compresibilidad del agua y del aceite se estiman a través de correlaciones o de experimentos en el laboratorio. La expresión siguiente se emplea para condiciones de flujo de aceite en una sola fase (presiones mayores a la presión de saturación) **(Ramey, 1975)**:

$$S_o = \frac{c_t - S_w c_w - c_f}{c_o} \quad , \quad (3.4)$$

donde:

S_o = Saturación de aceite a un tiempo determinado, *fracción*

c_t = Compresibilidad total de la formación, $(lb/pg^2)^{-1}$

c_f = Compresibilidad de la formación, $(lb/pg^2)^{-1}$

c_o = Compresibilidad del aceite, $(lb/pg^2)^{-1}$

S_w = Saturación de agua, *fracción*

c_w = Compresibilidad del agua, $(lb/pg^2)^{-1}$

3.1.6 Datos de producción

Los datos de la declinación de la producción se ajustan a curvas tipo, o se puede modelar con la ecuación empírica de gasto-tiempo; los períodos principales de declinación transitoria son exponencial $b=0$, hiperbólica $0 < b < 1$ y armónica $b=1$, el cual pueden predecir la producción de aceite (N_p) a un tiempo determinado (**Arps, 1944**). Por definición la saturación se puede expresar como el volumen de aceite entre el volumen de poros.

$$S_o = \frac{(N - N_p) B_o (1 - S_w)}{NB_{oi}}, \quad (3.5)$$

donde:

S_o = Saturación de aceite, *fracción*

N = Volumen original, *bl*

N_p = Volumen producido, *bl*

B_o = Factor de volumen del aceite, *bl_{aceite @ c.y.}/bl_{aceite@ c.s.}*

B_{oi} = Factor de volumen inicial, *bl_{aceite @ c.y.}/bl_{aceite@ c.s.}*

S_w = Saturación de agua, *fracción*

A continuación se presentan las principales ventajas y desventajas de los diferentes métodos antes mencionados **Tabla 3.2**.

Tabla 3.2 Principales ventajas y desventajas para estimar la saturación residual de aceite, (Chang M.M. y Maerefat, N.L., 1986) y (Babadagli T., 2007).

Técnica	Ventaja	Desventaja
Análisis de núcleos	Es una de las técnicas más utilizadas en la industria porque determina la S_{or} de manera directa en el laboratorio.	A menudo los pozos perforados no cuentan con núcleos obtenidos de la formación, porque el tiempo de perforación resulta muy costoso; llevar las condiciones del núcleo a las condiciones originales (yacimientos) es difícil y la prueba llega a tardar un par de meses.
Prueba de trazadores químicos	Se pueden encontrar zonas de alta permeabilidad.	El radio de investigación es alrededor de 15 a 40 pies; cerrar el pozo por un tiempo determinado para que el trazador se hidrolice en la formación. Se debe de realizar pruebas al trazador en el laboratorio (el coeficiente k_t , salinidad, presión, etcétera) y el trazador puede encontrar barreras al flujo.
Análisis de registros geofísicos	Son ampliamente utilizados debido a que se obtienen y analizan rápidamente en comparación con una prueba de laboratorio.	Radio de investigación es pequeño (resistividad 0.61 - 6.10 m, neutrones pulsados 2.134 - 7.32 m, etc.); el filtrado del lodo de perforación y el enjarre pueden distorsionar los datos de medición; estos registros determinan las propiedades del sistema roca-fluidos de una manera indirecta.

<p>Balance de materia</p>	<p>Estima una saturación residual de aceite promedio in situ.</p>	<p>La calidad de los datos medidos en el campo (presión inicial y presión promedio del yacimiento), el volumen de aceite producido N_p, y los datos PVT del laboratorio (e. g. B_o), se utilizan para estimar el volumen original del yacimiento N.</p>
<p>Análisis de pruebas de presión</p>	<p>Mide una S_{or} para toda el área de influencia de la prueba.</p>	<p>Para estimar la S_{or} se necesita conocer las curvas de permeabilidades relativas (obtenidas de una prueba en el laboratorio) y la compresibilidad total de la formación, c_t (obtenida de una prueba de interferencia, siempre y cuando no exista gas libre en la formación, debido a que su compresibilidad elevada es la que tiene la influencia mayor en la c_t).</p>
<p>Datos de producción</p>	<p>Su análisis proporciona una técnica más confiable en comparación con un registro geofísico, debido a que se miden los datos de producción reales.</p>	<p>La medición de los datos de producción a intervalos sucesivos de tiempo después de iniciada la producción (histórico de producción), constituye la información para el comportamiento del yacimiento que permite pronosticar el volumen de aceite producido N_p hasta su límite económico.</p>

3.2 Escalamiento con Drene Gravitacional Asistido por Gas

Las pruebas experimentales en muestras de roca de diámetro completo, se utilizan para conocer el comportamiento dinámico del flujo de fluidos a través del medio poroso en una escala microscópica. Como ya se mencionó, el escalamiento es la translación de una escala microscópica a una escala megascópica (**Geertsma, 1956, Babadagli, 2008, Shook, 1992**). Existen dos procedimientos para obtener los números adimensionales, el Análisis Dimensional (AD) y el Análisis Inspeccional (AI).

3.2.1 Análisis Dimensional

El enfoque de análisis dimensional es un método empleado en la mecánica de fluidos e Hidráulica, entre otras áreas. Este método se basa en el teorema de Buckingham π , (**Giles et. al., 1994**) el cual relaciona las dimensiones de cada variable involucrada en el fenómeno de interés, reduciendo el número de dimensiones elementales para formar grupos o números adimensionales, los cuales no son únicos, dependen del objetivo y del fenómeno que describe cada numero adimensional; por lo tanto, para un problema de flujo en particular, se debe ensayar con cada número y checar cual describe mejor el problema.

3.2.3 Análisis Inspeccional

El Análisis Inspeccional (AI) tiene un significado físico más claro que el Análisis Dimensional (AD), debido a que utiliza las leyes físicas y ecuaciones diferenciales con condiciones iniciales y de frontera para describir el comportamiento multifásico de los hidrocarburos a nivel de poro. A través, de este método se obtienen diferentes números adimensionales para el mismo problema; sin

embargo, **Shook** analizó en 1992 un procedimiento general para derivar un número mínimo de grupos adimensionales.

3.2.4 Cálculo de los números Adimensionales

Los números adimensionales utilizan información de mapas geológicos, caracterización estática, caracterización dinámica, pruebas de laboratorio Presión-Volumen-Temperatura, Simulación Numérica, etc. En la **Fig. 3.2** se muestra el protocolo de los números adimensionales más importantes en el escalamiento de drene gravitacional, incluyendo la inyección de gas.

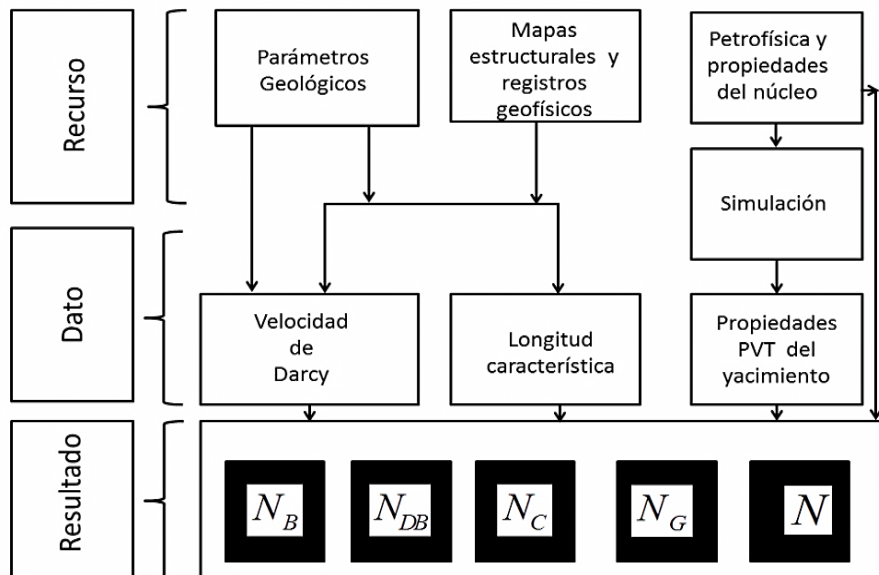


Fig. 3.3 Protocolo para el cálculo de los grupos adimensionales (**Rao, 2006**).

De la figura anterior se considera los recursos principales de entrada en cada número adimensional, sí se considera el número de Bond se involucran las características de permeabilidad (petrofísica) así como propiedades PVT (tensión interfacial y densidad del aceite y gas).

3.2.5 Los criterios de selección para la inyección de gas bajo condiciones gravitacionales estables

El Drene Gravitacional Complementado por la Inyección de Gas (DGCIg), es uno de los métodos de recuperación mejorada más eficientes, que se han implementado exitosamente, en proyectos de campo y/o en pruebas piloto en el mundo. Los criterios de selección que incorporan experiencias de campo, proporcionan una herramienta preliminar, para la selección de un proceso de Drene Gravitacional Complementado por la Inyección de Gas.

La **Tabla 3.4** presenta rangos de selección que se pueden aplicar a campos con estas características, pero solo constituye una manera rápida para determinar si en un yacimiento determinado podría operar el Drene Gravitacional. Así como la mojabilidad representa la interacción roca-fluido el coeficiente de dispersión (S) $S = \sigma_{Gas/Agua} - \sigma_{Gas/Aceite} - \sigma_{Agua/Aceite}$ es la interacción fluido-fluido entre dos fluidos inmiscibles, definida como la diferencia entre las tensiones interfaciales entre las fases gas/agua, menos gas/aceite y menos la tensión interfacial agua/aceite; por lo tanto, si el coeficiente de dispersión es positivo la saturación residual de aceite es mucho menor que en un sistema donde miscible (**Rao, 2006**).

Tabla 3.4 Criterios de selección para la inyección de gas por gravedad estable , S el coeficiente de dispersión (**Rao, 2006**).

Parámetro	Valor
Saturación residual de aceite, S_{ra}	(Rango no especificado)
Permeabilidad Vertical del yacimiento, k_v	Mayor a 300 <i>md</i>
Angulo de buzamiento, α	Mayor a 10 <i>grados</i>
Viscosidad del aceite, μ_o	Flujo libre
Coeficiente de dispersión, S	Positivo

3.2.6 Los Números de Bond y de Dombrowski-Brownell

Los Números de Bond N_B **Apéndice A** y el Número de Dombrowski-Brownell N_{DB} son parámetros que relacionan las características petrofísicas de la formación (modelo estático) y de los fluidos, como son:

- Permeabilidad.
- Capacidad de Almacenamiento (matriz-fractura).
- Diferencia de densidades.
- Tensión Interfacial.
- Gravedad.

$$N_B = \frac{\Delta\rho g k / \phi}{\sigma} \quad , \quad (3.7)$$

$$N_{DB} = \frac{\Delta\rho g k}{\sigma} \quad . \quad (3.8)$$

3.2.7 El Número Capilar y el Número de Gravedad

El Número Capilar N_c y el Número de Gravedad N_G relacionan el flujo de fluidos en la formación (modelo dinámico), en función de los parámetros siguientes:

- Gastos de los pozos.
- Diferencia de densidades.
- Presiones de inyección.
- Diferencia de viscosidades.
- Gravedad.
- Tensión Interfacial.
- Permeabilidad.

$$N_C = \frac{v\mu}{\sigma} , \quad (3.9)$$

$$N_G = \frac{gk\Delta\rho}{v\Delta\mu} . \quad (3.10)$$

Los grupos anteriores se utilizan frecuentemente en el escalamiento de los experimentos de flujo realizados en el laboratorio con respecto al proceso de explotación del yacimiento.

3.2.8 Tiempo de escalamiento, t_D

En el **Apéndice B** se presenta la derivación de una modificación para el tiempo de escalamiento de un experimento de flujo en un medio poroso en el laboratorio (por ejemplo en un núcleo) con respecto al comportamiento real del yacimiento, en que esencialmente se elimina el efecto de la saturación residual de aceite en la expresión original de **(Miguel, 2002)**, expresándose este tiempo en la forma siguiente:

$$t_D = \frac{kk_{ro}^0 \Delta \rho}{h \phi \mu_o (1 - S_{wi})} t \quad , \quad (3.11)$$

donde:

t_D = Tiempo adimensional, *adimensional*

k = Permeabilidad absoluta, cm^2

k_{ro}^0 = Permeabilidad relativa en el punto final, *adimensional*

ρ_o = Densidad del aceite, g/cm^3

ρ_g = Densidad del gas, g/cm^3

h = Espesor del medio poroso, cm

ϕ = Porosidad, *fracción*

μ_o = Viscosidad, *poise*

3.3 Preservación del Núcleo

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 se preservan en:

- I. 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, para transportar y se manejan fácilmente debido a que no requieren algún cuidado especial.

Las propiedades (saturaciones, permeabilidades, presiones capilares, etc.) de un núcleo en estado nativo como en estado preservado son similares (**Cuiec, 1975**); por lo tanto los núcleos se llevan a la superficie sin algún método de preservación, requiriéndose previamente su utilización para pruebas especiales de flujo (determinación de permeabilidades relativas, presiones capilares, etc.), que se restituya su estado original. Los núcleos en el laboratorio en estado restaurado necesitan llevarse a las condiciones originales del yacimiento, llamado estado de referencia; el método de restauración consiste esencialmente en limpiar los residuos sólidos que contiene el núcleo y restaurar su contenido de fluidos a través del añejamiento. **Fig. 3.5.**

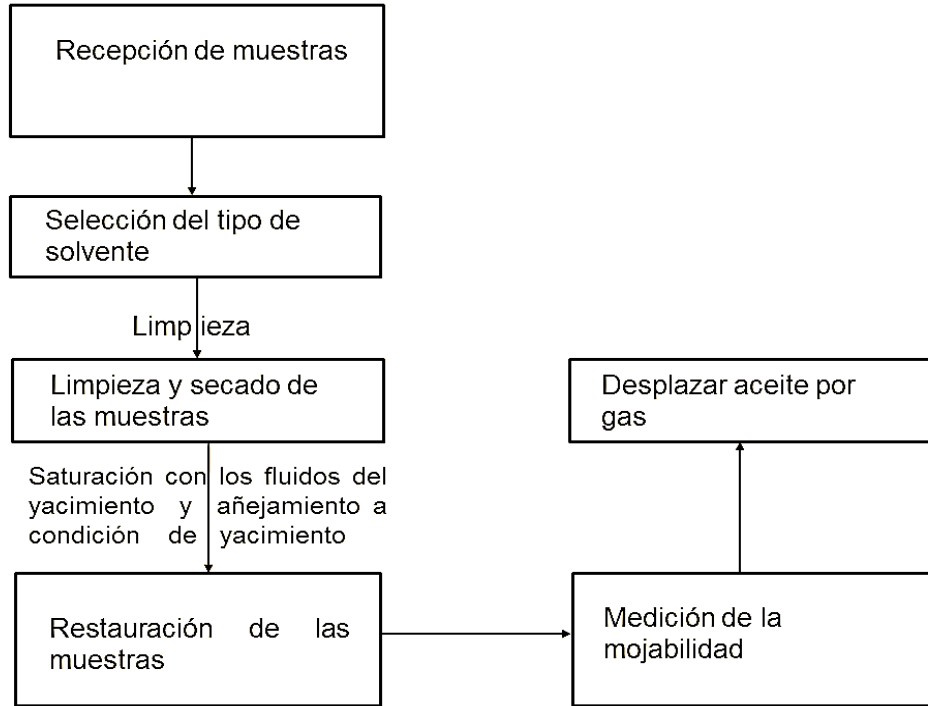


Fig. 3.5 Esquema para restaurar la mojabilidad original y desplazar aceite por gas.

3.3.1 Solventes para la limpieza de núcleos

La efectividad de la mezcla se comprueba a través de ensayo y error, habiéndose determinado que los solventes ácidos son más efectivos en carbonatos porque la superficie de los carbonatos tiene componentes básicos (calcita, dolomía y aragonita), mientras que los solventes básicos son efectivos en arenas. El tolueno (C_7H_8) es un hidrocarburo aromático el cual disuelve los hidrocarburos con mayor polaridad adheridas a los poros de la superficie; por lo tanto el metanol (CH_3OH) “rompe” los enlaces eléctricos entre las moléculas de la roca y el aceite; un solo solvente es menos efectivo que una mezcla de solventes; por lo general se utiliza una mezcla de dos o más solventes **(Gant, 1988)**.

3.3.2 Limpieza y Secado del Núcleo

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, así como restaurar la mojabilidad original mediante saturación de fluidos. Existen diferentes métodos en la limpieza de los núcleos en la **Tabla 3.6** se muestran las ventajas y desventajas de los métodos principales para la limpieza de núcleos.

Tabla 3.6 Ventajas y desventajas de los métodos principales para la limpieza de la muestra (**Gant, 1988**).

Método	Ventaja	Desventaja
Destilación /Extracción.	Muestras de diámetro completo y más empleados	Lento y puede cambiar la mojabilidad.
Flujo a través del núcleo.	Más efectivo y rápido que el método de destilación/extracción.	Alta presión, temperatura y muestras pequeñas.
Lavado por centrifuga.	Rápido.	Muestras pequeñas.
Inyección de gas.	Muestras de diámetros completos.	El Dióxido de Carbono puede reaccionar con la superficie de la Roca, muestras irregulares y costosas.

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 **Fig. 3.7** muestra las partes principales del equipo. El equipo Dean-Stark evapora el solvente (1) a una temperatura aproximada de $100\text{ }^{\circ}\text{C}$; a continuación fluye a la cámara de enfriamiento (3) donde se condensa y desciende por gravedad, escurriendo sobre las paredes del tubo hasta llegar a la cámara intermedia (2), donde se encuentra el núcleo (6); cuando el nivel del fluido de la cámara intermedia alcanza un nivel máximo, cae hacia la cámara inferior (1) empezando a calentarse (8) hasta evaporarse, y comienza a repetirse el ciclo descrito una vez que se ha concluido la limpieza de un núcleo se colocan en un horno de secado alcanzando $100\text{ }^{\circ}\text{C}$.

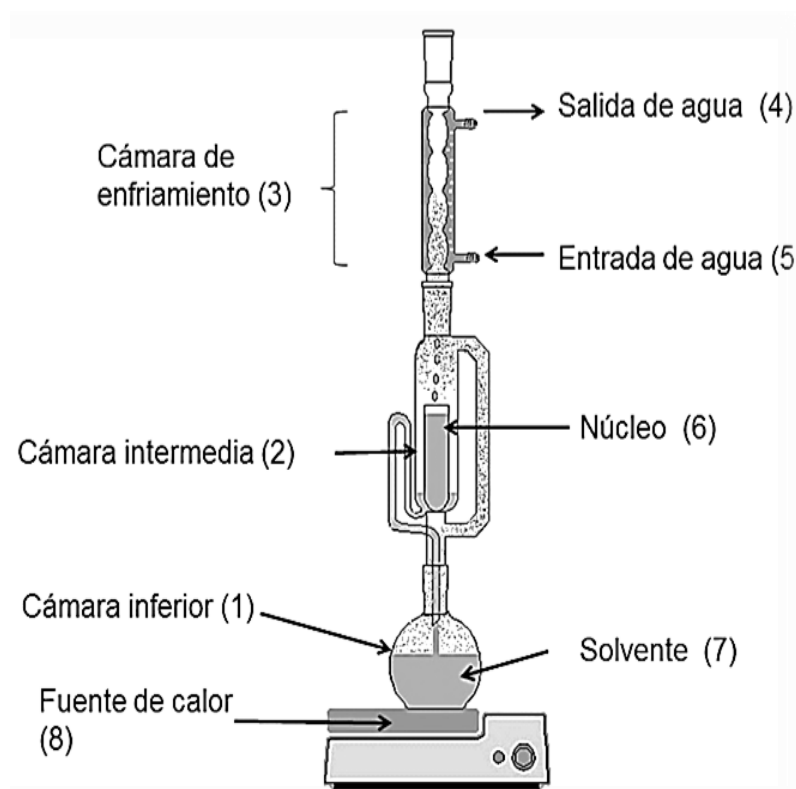


Fig 3.7 Componentes del equipo Dean-Stark.

3.3.3 Añejamiento del Núcleo

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.

3.3.4 Restitución de la mojabilidad

La mojabilidad es la interacción roca-fluido entre dos fluidos inmiscibles; inicialmente el yacimiento contiene salmuera, cuando el hidrocarburo migra hacia la roca almacén, desplaza la salmuera de los poros más grandes, dejando gotas aisladas de salmuera (fase discontinua) en los poros más pequeños debido a que el hidrocarburo tiene más dificultad de penetrar en las gargantas de poro pequeñas, generando así una mojabilidad mixta.

El yacimiento y el núcleo deben de 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 asfáltenos, aromáticos (componentes pesados) y fracciones polares (resinas) (**Crocker, 1988**); por lo general los componentes más pesados los asfáltenos 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**).

3.4 Comportamiento de permeabilidad absoluta

La permeabilidad absoluta a un líquido (aceite) de un medio poroso, se determina con base en la ley de Darcy cuando el medio poroso se encuentra saturado 100 por ciento de líquido y fluye bajo régimen permanente. Para medir esta propiedad al líquido, se considera que el aceite de formación, es incompresible y que el gasto, la viscosidad y las dimensiones del núcleo son constantes. Esta determinación se inicia y se termina con la muestra saturada 100 % de aceite. La expresión empleada es la siguiente **Fig. 3.8** :

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} , \quad (3.12)$$

donde:

v = Velocidad de fluido, cm/s

q = Gasto de fluido, cm^3/s

A = Área transversal de flujo, cm^2

μ = Viscosidad del fluido, cp

$\frac{dp}{dl}$ = Gradiente de presión, atm/cm

k = Permeabilidad, *Darcy*

p = Presión, atm

L = Longitud del núcleo, cm

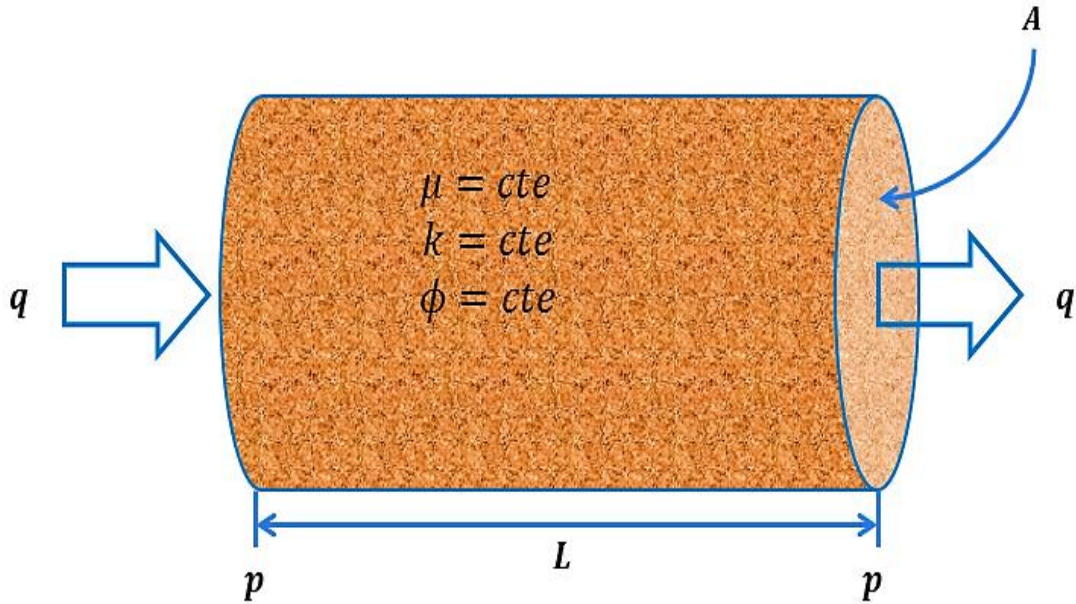


Fig. 3.8 Esquema de un núcleo.

3.4.1 Porosidad

La porosidad es la capacidad del medio para almacenar hidrocarburos y agua, se dividen principalmente en dos tipos de porosidad: porosidad secundaria (es la porosidad que se forma posterior a la litificación) y porosidad primaria (se considera al momento de litificación) **Fig. 3.9**, por lo general la porosidad ϕ es expresada como porcentaje. La porosidad efectiva en muestras de diámetro completo se mide inyectando gas a bajas presiones en la parte superior del núcleo para evitar que los datos medidos se distorsione por flujo turbulento, se pueden realizar las mediciones a condiciones de laboratorio como condiciones de yacimiento (**Herrera, 2000**).

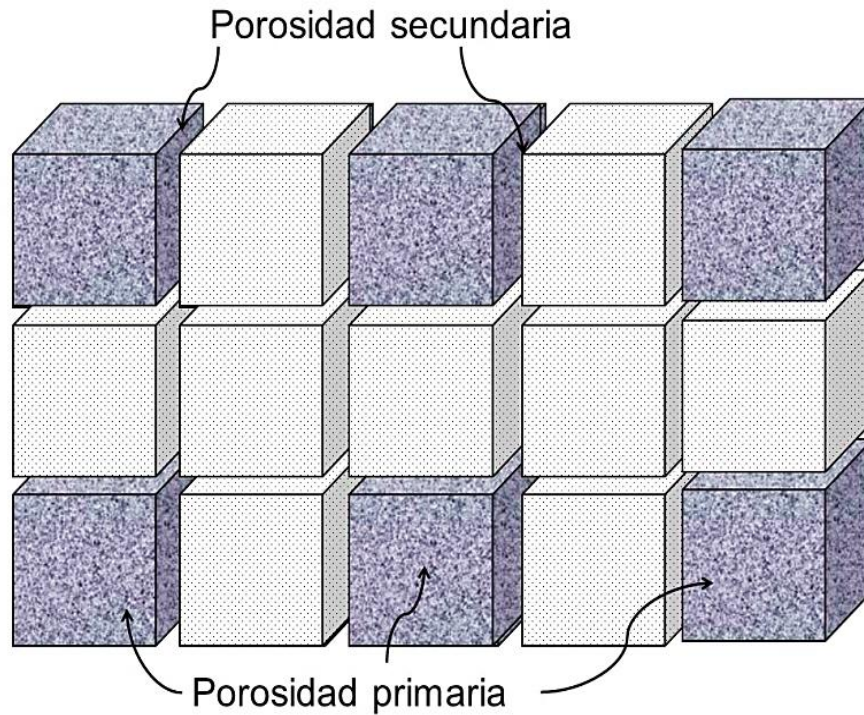


Fig. 3.9 Esquema de porosidad primaria y secundaria.

3.4.3 Viscosidad dinámica, μ

La viscosidad dinámica es la resistencia de un fluido a fluir al aplicar un esfuerzo, al aumentar la temperatura la viscosidad del aceite disminuye y en la viscosidad de los gases aumenta, la unidad en el sistema de unidades prácticas inglesas es el centipoise el equipo de medición utilizado para medir viscosidad dinámica de un fluido en el laboratorio es el viscosímetro Universal Saybolt.

Capítulo 4

Prueba Experimental Para Medir la Saturación Residual de Aceite

4.1 Características del campo

El campo Ku descubierto en 1980 con el pozo Ha-1A y dos años después puesto en explotación comercial; aportando una producción de 35 mil barriles por día, se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a una distancia aproximada de 105 kilómetros al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche con un tirante de agua de entre 60 y 90 metros.

Con una presión inicial de 4551 lb/pg² se ha reducido a tan solo 2176 lb/pg² lo que ha provocado la formación de un casquete de gas, el cual tiene implementado un sistema de mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno **(Martinez, 2003)**

Con una trampa de tipo anticlinal, limitado al Oeste y al Norte por fallas inversas al Sur y Este; el cierre de la estructura es por buzamiento suave, que alcanza al contacto agua-aceite, ubicado a 3140 metros verticales bajo nivel del mar, en la **Fig. 4.1** se muestra un esquema del avance del contacto gas-aceite. El tipo de roca son calizas (wackstone arcilloso fracturado y mudstone) y dolomías microcristalinas.

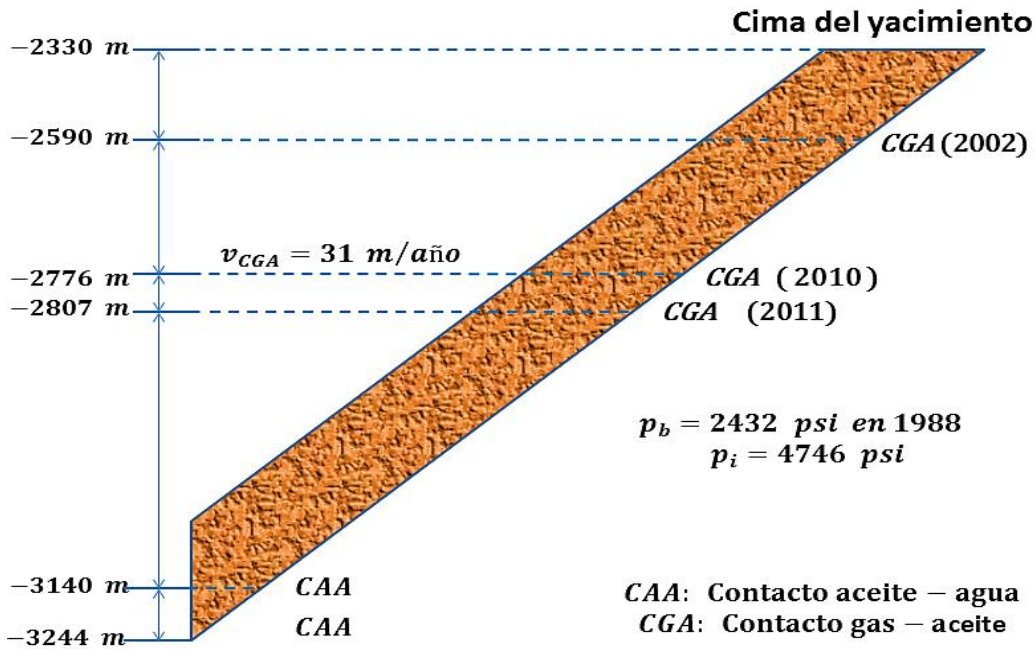


Fig. 4.1 Esquema del campo Ku.

4.1.1 Características del Núcleo

De la nucleoteca del laboratorio se seleccionó una muestra del campo Ku, con base en las características inherentes de la roca **Tabla 4.2** (porosidad primaria, porosidad secundaria, vugulos, tamaño, etc.) **Fig. 4.3**.

Tabla 4.2. Características del Núcleo.

Pozo	Diámetro p_g	Largo p_g	Porosidad %	
			ϕ_h	ϕ_v
Ku 69	4	6.10	13	7.8



Fig. 4.3 Muestra de diámetro completo del campo Ku, pozo 69, núcleo 1, fragmento 2.

4.1.2 Procedimiento para la preparación del Núcleo

El núcleo estaba expuesto a la atmósfera por un período largo de tiempo; es decir, estaba expuesto a la oxidación de la atmosfera, por lo tanto la muestra se tuvo que limpiar y secar para medir la propiedades de porosidad, permeabilidad y posteriormente restituir las condiciones originales del núcleo (saturación y mojabilidad).

4.1.3 Procedimiento de limpieza y secado del Núcleo

El núcleo se lavó con una mezcla del 50/50 de tolueno y alcohol metílico (metanol), el cual se colocó en la cámara intermedia (2) e inmediatamente se aplicó calor (aproximadamente $100^{\circ}C$) y el agua de la cámara de enfriamiento se puso en flujo continuo. La **Fig 4.4** muestra las partes principales del equipo. El núcleo Ku 69, N1 F2 estuvo 256 horas en el equipo Dean-Stark, el cual el solvente estuvo en flujo constante (destilación-extracción) el solvente se calienta (7) y sube hacia la parte superior de refrigeración el cual se condensa y cae a (2) y

posterior al llenarse el recipiente cae a la cámara inferior (1) repitiéndose el ciclo, por lo tanto el desprendiendo del aceite residual y restos de fluidos ocurre por un período de cuatro semanas, tiempo suficiente para que el solvente de la cámara intermedia (2) se observara de un tono color claro indicando que el núcleo había dejado de desprender fluido de los poros de la roca, los residuos se encuentra en la cámara inferior (1).

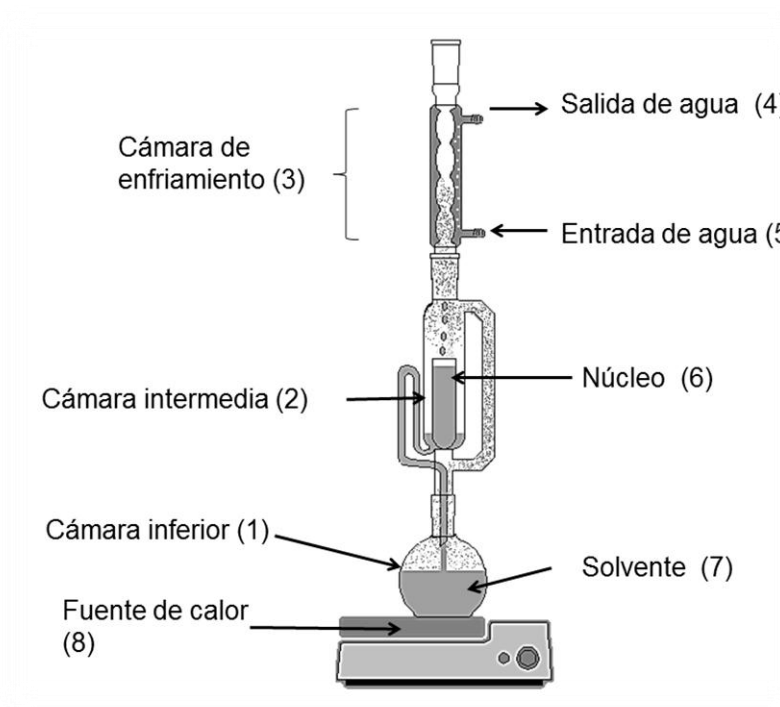


Fig 4.4 Equipo Dean-Stark.

Después de lavado el núcleo fue colocado a la intemperie para evaporar los solventes por dos días y posteriormente se instaló en el horno de secado que opera con un vacío aproximado de hasta 20 pulgadas de mercurio y con una temperatura de 100 grados Celsius por un período de 10 horas.

4.2 Procedimiento de Añejamiento

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, **Fig. 4.5** colocándose el núcleo dentro de esta salmuera en un vaso de precipitado, dejando que la muestra se añejase 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.

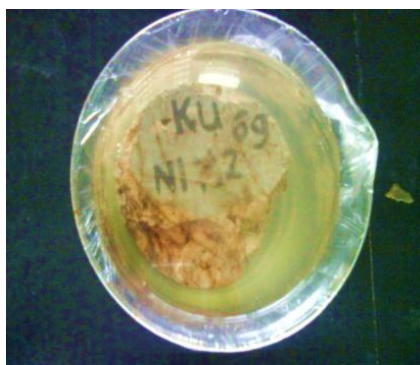


Fig. 4.5 Núcleo del pozo Ku 69, N1 F2, con una mezcla sintética de agua con 50,000 partes por millón.

La muestra saturada con la mezcla sintética se sumergió en aceite en un vaso de precipitado (25 cm), 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, el agua se imbibió en la zona de microporosidad (matriz) donde existe una presión capilar alta (**katz, 1959**); al hacer vacío en la campana el aceite se imbibió en las partes donde la presión capilar es muy baja (alta porosidad) ya que en la parte de la matriz se encontraba el agua previamente imbibida, por lo tanto la porción que se saturó con aceite corresponde a la porción de porosidad secundaria (vugulos, 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.

4.2.1 Restitución de la Mojabilidad

El añejamiento de las muestras busca tener las mismas condiciones de mojabilidad del yacimiento así como en el núcleo, las moléculas del aceite tienen una afinidad hacia la superficie de las rocas carbonatada; para comprobarlo se utilizó el equipo de placa dinámica de Wilhelmy el cual mide las tensiones interfaciales (aire-aceite, aceite-agua), utilizando una muestra de roca añejada por 20 días la cual cruza las interfaces a una velocidad menor de 0.127 mm/s , la **Fig. 4.6** presenta las tensiones interfaciales registradas al momento en que la muestra desciende, atravesando las interfaces (aire-aceite-agua), obteniéndose un valor para la tensión interfacial al momento en que entra la placa $Tensión \text{ Interfacial} = 0.25 * 981/6.26 = 39.177 \text{ dina/cm}$.

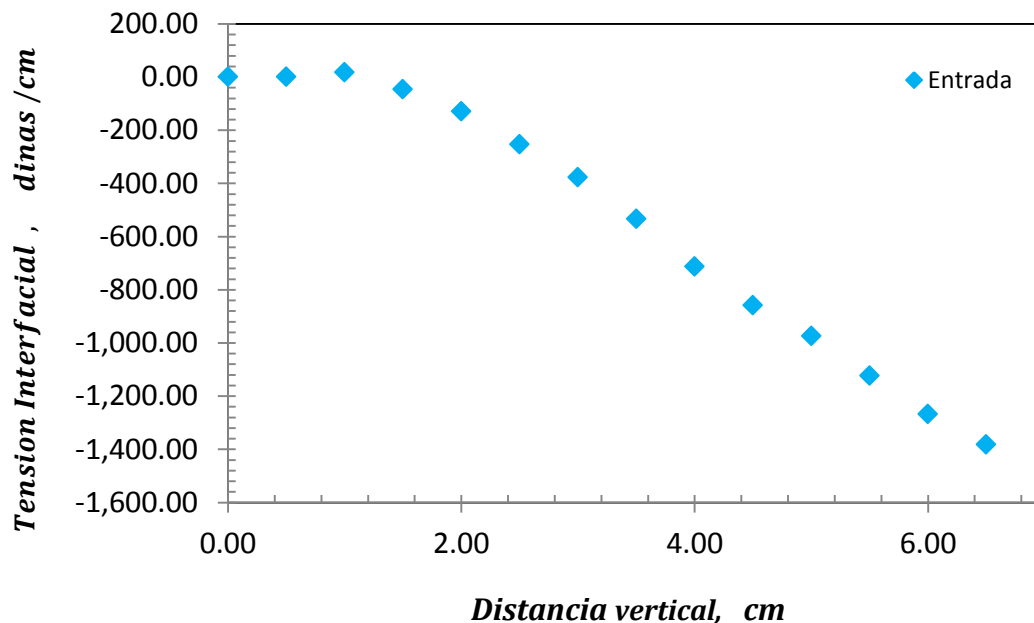


Fig.4.6 Comportamiento de la interface del sistema roca-aceite-agua con una placa caliza dolomitizada mojada por aceite.

4.2.2 Procedimiento para medir la saturación residual de aceite

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.

Como ya se discutió en la sección previa 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, 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 lb/pg^2 logrando obtener su flujo de aceite y medir su permeabilidad al aceite, motivo por el cual la inyección de gas se inició a 300 lb/pg^2 para obtener el flujo de aceite.

Posteriormente la muestra se desplazó aceite con gas durante 30 minutos, tiempo en el cual fluyo solo la fase gas. Es importante hacer notar que el flujo del aceite contenido en el núcleo por empuje de gas resulto 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 4.7** se presentan los datos medidos en el laboratorio.

Tabla 4.7 Prueba de desplazamiento de aceite con gas Nitrógeno a la muestra Ku 69, N1 F2,*inicia el gas ,** totalmente gas.

Tiempo de incremento t_i <i>minutos</i>	Tiempo acumulado <i>minutos</i>	Presión de entrada p_e <i>lb/pg²</i>	Presión de salida p_{sal} <i>lb/pg²</i>	Gasto de inyección q_{gas} <i>cm_{ce}³/seg</i>
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

4.2.3 Viscosidad y densidad del aceite

La viscosidad y la densidad del aceite se miden con el equipo Universal Saybolt, que considera una temperatura máxima de medición de 100 ° C. La **Fig. 4.9** muestra que la viscosidad disminuye al aumentar la temperatura, la viscosidad se obtuvo de la siguiente manera: se colocó aceite el campo ku 21 ° API. en el aparato Universal Saybolt y se mide el tiempo **Tabla 4.8** que tarda en caer el aceite del equipo hacia el picnómetro que está en la parte inferior e inmediatamente al estar lleno con aceite se tapa y se coloca en la balanza para medir el volumen de aceite; el procedimiento se repite para distintas temperaturas, los datos son graficados y se ajusta una línea recta para extrapolar el valor de viscosidad a una temperatura de 120 °C.

Tabla 4.8 Tiempo medido para obtener viscosidad y densidad.

Temperatura °C	Tiempo segundos	Viscosidad centipoise	Densidad g/cm^3	Volumen cm^3
23	6780	1443.02	0.96745	27.04
40	2818	598.66	0.96572	27.02
60	960	202.48	0.95938	26.96
80	345.35	71.98	0.95233	26.89
105	101.56	19.69	0.93711	26.74

La ecuación 4.1 se emplea para convertir una viscosidad de 6780 segundos Saybolt a una temperatura de 23 °C en viscosidad **(Giles et. al., 1994)**

$$\mu \text{ en poises} = (0.00226t - 1.95/t) \times \text{densidad relativa} \quad . \quad (4.1)$$

El peso del picnómetro es de 17.36 gramos con un volumen de 10 ml al restar 27.04 menos el peso del picnómetro 17.36 g y dividirlo entre el volumen de 10 ml tenemos un densidad de 0.967, y así para las distintas temperaturas **Fig. 4.10**.

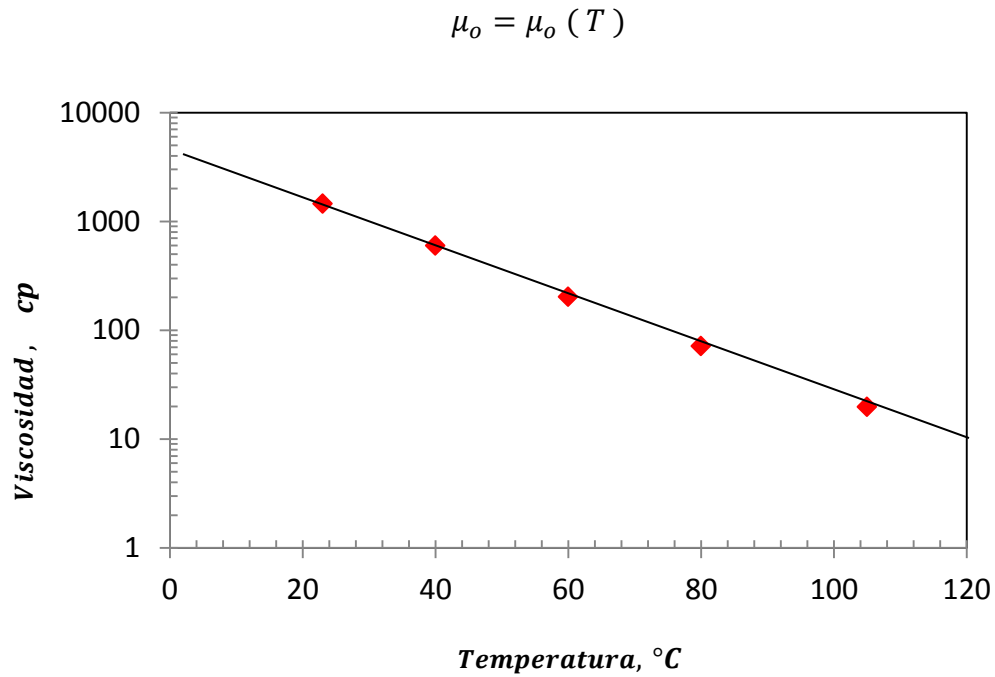


Fig 4.9 Gráfica de viscosidad absoluta con respecto a la temperatura, para el aceite del yacimiento del campo Ku.

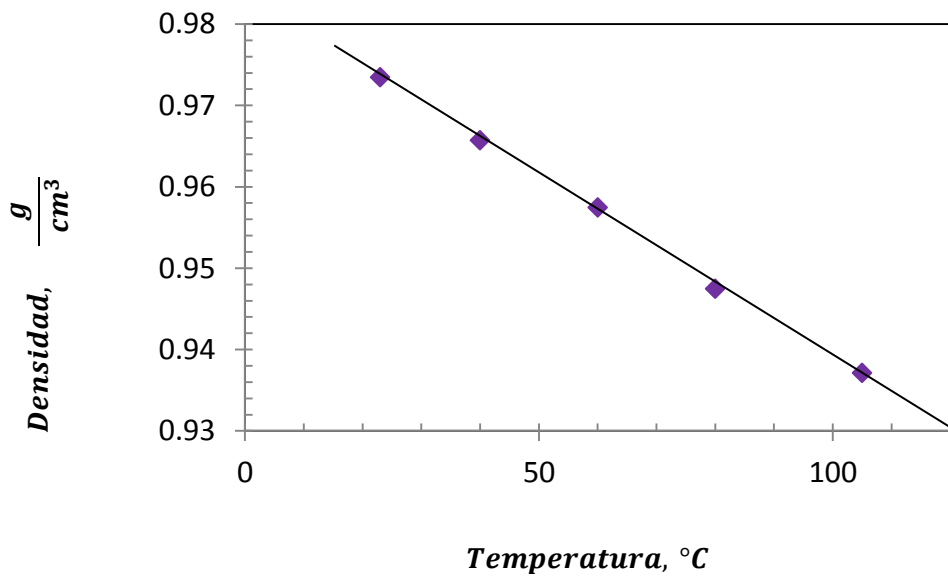


Fig. 4.10 Gráfica de densidad del aceite del yacimiento Ku con respecto a la temperatura.

4.2.4 Validación del tiempo adimensional, t_D

Se validó el procedimiento para el cálculo del tiempo adimensional propuesto por Miguel (2002), ecuación 3.11, con los datos de Rao (2008); el autor utilizó la definición de prototipo como el yacimiento y el empacamiento de esferas como el modelo, el cual estuvo saturado con decano, inyectando nitrógeno a gasto constante; se determinó un tiempo en el modelo de 10 minutos equivalente a un tiempo en el yacimiento de 122.3 días, con un error de 3.7 por ciento; en la **Tabla 4.11** se muestran las propiedades del yacimiento y del modelo.

Tabla 4.11 Propiedades del yacimiento Dexter Hawkins y del modelo experimental, para el cálculo del tiempo adimensional (Rao, 2008).

Propiedades	Modelo	Dexter Hawkins	Unidades
Permeabilidad absoluta en dirección vertical, k_v	1.5×10^{-6}	1.18×10^{-8}	cm^2
Permeabilidad relativa al aceite a condiciones de saturación de agua congénita, k_{ro}^0	0.203	0.31	adimensional
Densidad del aceite, ρ_o	0.734	0.908	g/cm^3
Densidad del gas, ρ_g	0.001808	0.01	g/cm^3
Porosidad, ϕ	0.415	0.25	adimensional
Viscosidad del aceite, μ_o	0.0084	0.0375	poise
Saturación de agua inicial, S_{wi}	0.12	0.27	adimensional
Espesor, h	45.72	5334	cm
Tiempo, t	0.0067	122.24	días

4.2.5 Medición de la permeabilidad en dirección vertical

La permeabilidad en la dirección vertical se midió en el laboratorio mediante el equipo Terratek inyectando gas nitrógeno N_2 , a diferentes presiones de confinamiento, con presiones de gas medidas tanto a la entrada de la muestra como a la salida; sin embargo el flujo de gas a través del núcleo no es laminar; la **Fig. 4.12** a la **Fig. 4.16** muestra que la pendiente no es unitaria, lo que significa que el flujo presenta efectos de turbulencia y el de deslizamiento; se grafica las presiones de entrada menos las de salida, contra los gastos de gas medidos en el laboratorio, por lo tanto, la permeabilidad absoluta se tiene que corregir por el efecto de alta velocidad y además por un efecto adicional propuesto por Klinkenberg (efecto de deslizamiento).

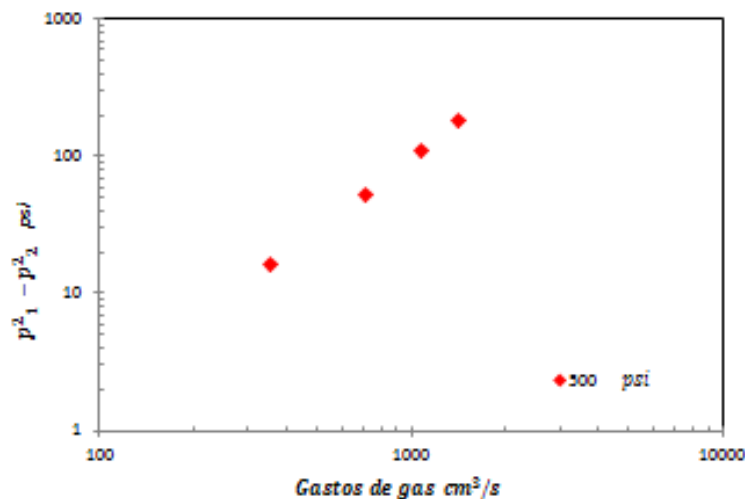


Fig. 4.12 Permeabilidad medida con gas, mostrando flujo turbulento a una presión de confinamiento de 500 *psi*.

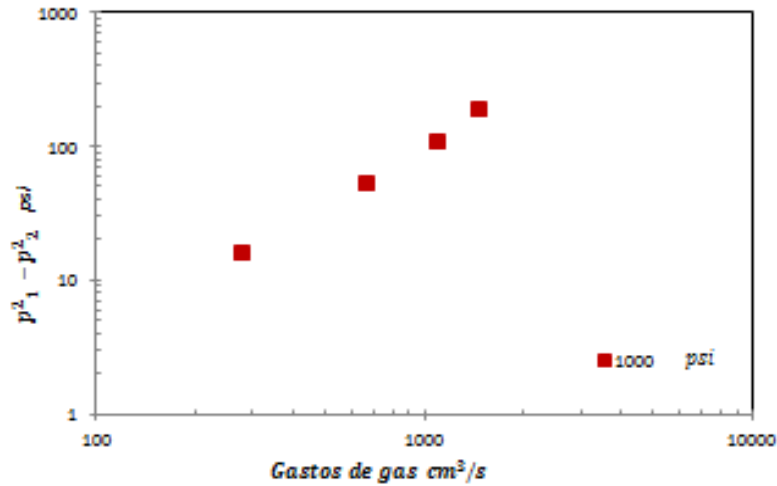


Fig. 4.13 Permeabilidad medida con gas, mostrando flujo turbulento a una presión de confinamiento de 1000 psi.

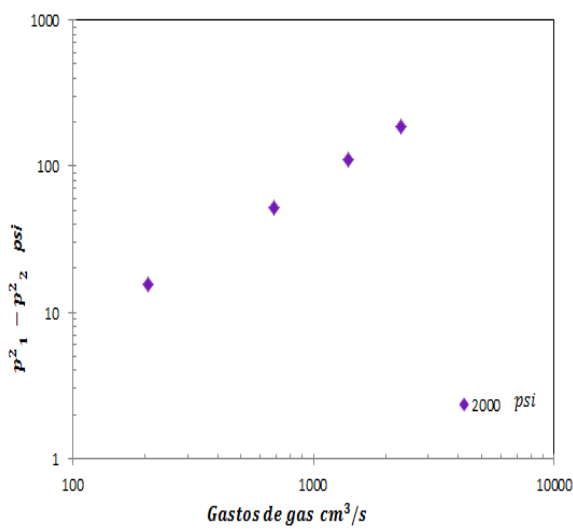


Fig. 4.14 Permeabilidad medida con gas, mostrando flujo turbulento a una presión de confinamiento de 2000 psi.

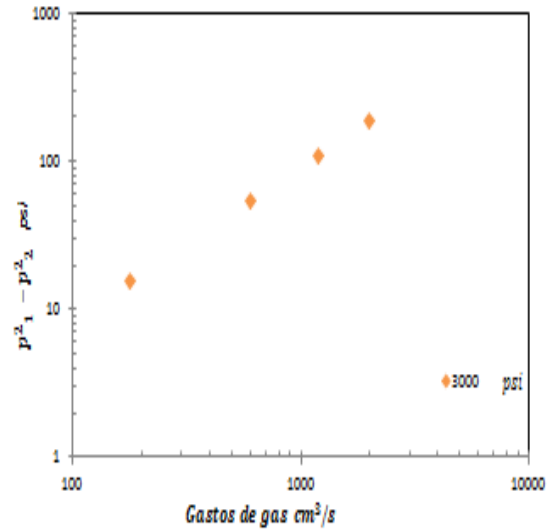


Fig. 4.15 Permeabilidad medida con gas, mostrando flujo turbulento a una presión de confinamiento de 3000 psi.

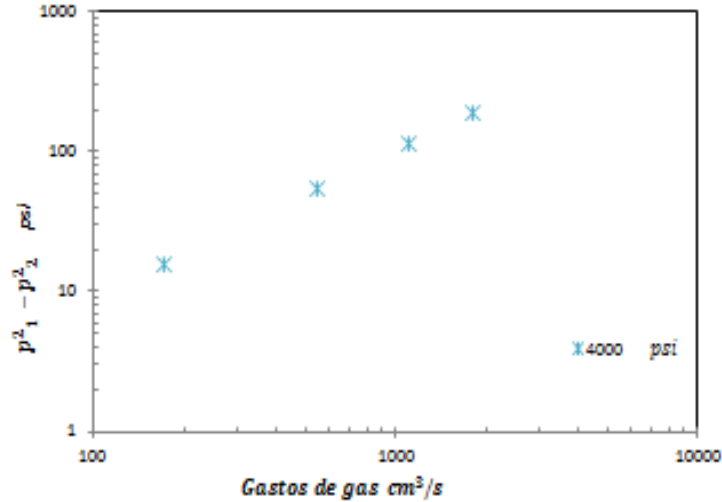


Fig. 4.16 Permeabilidad medida con gas, mostrando flujo turbulento a una presión de confinamiento de 4000 *psi*.

Para el manejo de los datos, la medición de la permeabilidad debe de corregirse por el efecto de deslizamiento del gas:

$$k_g = k + \frac{\xi}{P_m} \quad , \quad (4.2)$$

donde $\xi = \frac{62.51 - 57.66}{0.024 - .007} = 285.29$ es la pendiente de la gráfica sustituyendo en la

ecuación anterior $k_g = 62 + \frac{285.29}{41.66} = 68.84 \text{ md}$ a una presión de confinamiento de

3000 *psi*, **Fig. 4.17**, el método de Dranchuk y Kolada es el método que combina las ecuaciones de la ley de Darcy y la la de Forcheimer (**Herrera, 2000**).

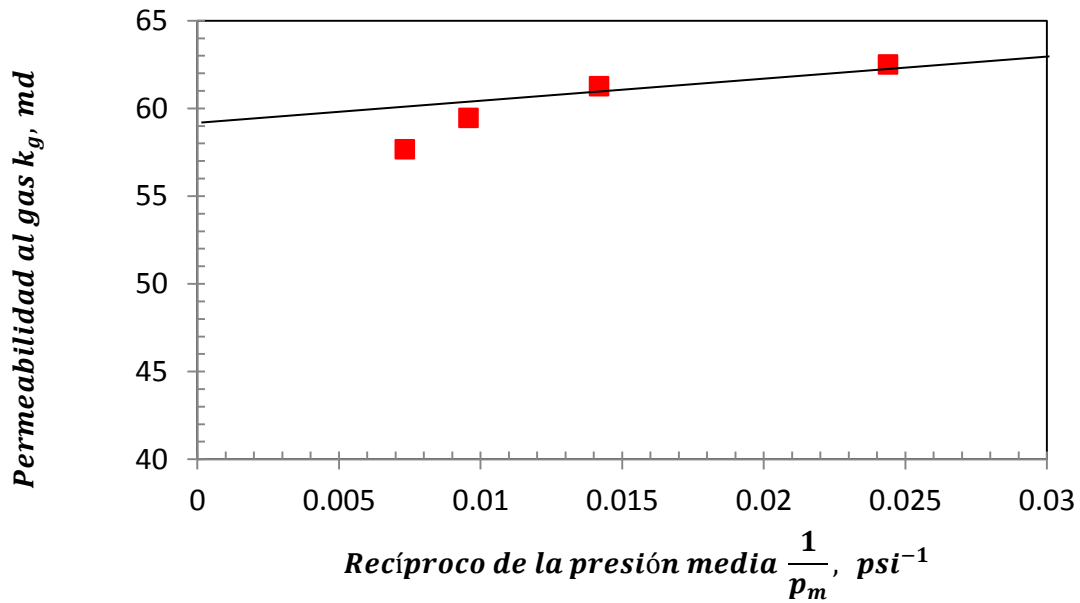


Fig. 4.17 Permeabilidad al gas antes de corregir por efectos de deslizamiento y de alta velocidad a 3000 psi , núcleo del pozo Ku-69, N1 F2.

La permeabilidad en la dirección vertical presentada en función del esfuerzo efectivo, **Fig. 4.18**, presenta dos comportamientos decrecientes; durante el primero la roca experimenta una reducción del espacio poroso principalmente en las fracturas y vórgulos (permeabilidad secundaria); el segundo comportamiento muestra una reducción de la permeabilidad menor al aumentar la presión de confinamiento, que se considera como representativa de la permeabilidad primaria.

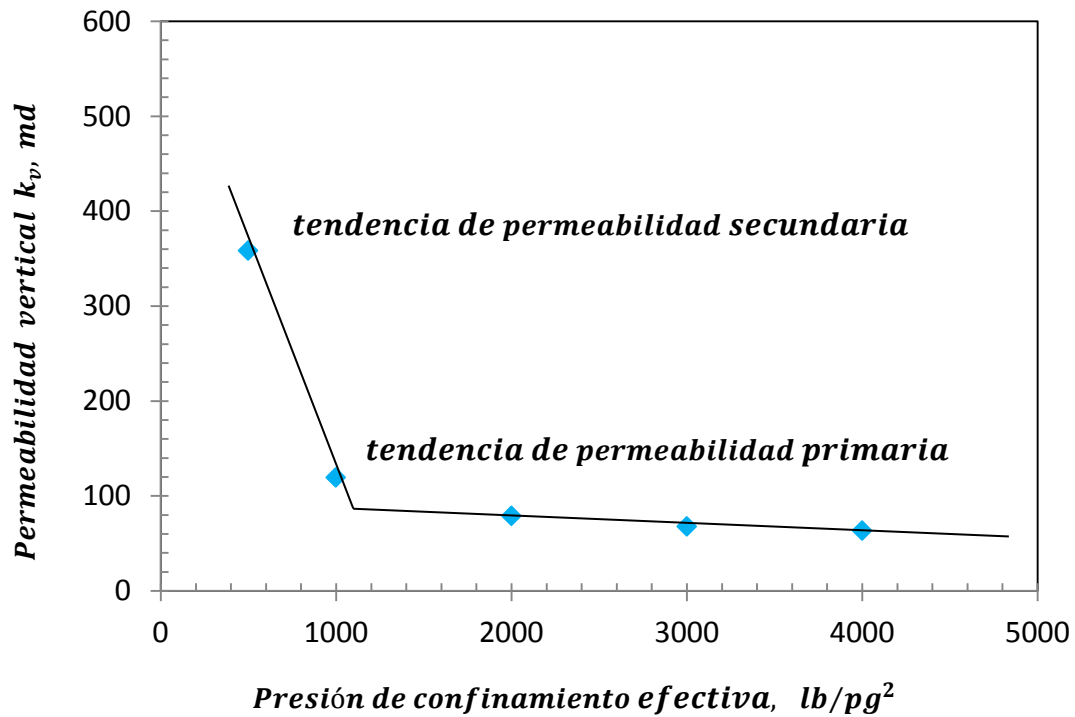


Fig. 4.18 Comportamiento de la permeabilidad al líquido en función de la presión de confinamiento efectivo, mostrando los efectos predominantes de fractura y matriz, núcleo del pozo Ku-69, N1 F2.

4.2.6 Porosidad efectiva

La porosidad efectiva está constituida por los poros comunicados entre sí por donde se desplaza el hidrocarburo, creando una red de canales en el yacimiento, la cual se calcula utilizando el porosímetro y la celda de permeabilidades básica para llevar el núcleo a diferentes presiones de confinamiento, a la temperatura de yacimiento, empleando gas Helio para las mediciones y basándose en la ley de Boyle:

$$V_p = \frac{P_1}{P_2} V_r - V_r - V_{tubo} \quad , \quad (4.3)$$

donde:

V_p = Volumen de poros, cm^3

V_r = Volumen de roca, cm^3

p_1 = Presión inicial, psi

p_2 = Presión estabilizada, psi

V_{tubo} = Volumen de los tubos, cm^3

Para medir el volumen de sólidos de la muestra se tienen un juego de camisas y cilindros para que la celda conteniendo la muestra quede llena; posteriormente se selecciona un volumen de referencia y se incrementa la presión hasta la presión inicial p_1 ; posteriormente se expande el gas y se mide la presión final estabilizada p_2

4.2.7 Compresibilidad de la formación

La compresibilidad de la formación a temperatura del yacimiento es la reducción de volumen del medio (porosidad) con respecto a la disminución de la presión (presión de confinamiento):

$$C_f = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right) \quad (4.4)$$

donde:

∂V_p = Diferencia del volumen de poros, *adimensional*

∂p = Diferencia de presión, $(lb/pg^2)^{-1}$

V_p = Volumen de poros, *adimensional*

c_f = Compresibilidad de la formación, $(lb/pg^2)^{-1}$

La compresibilidad de la formación se cálculo empleando la recta de la **Fig. 4.19**

$$c_f = - \left(- \frac{0.13 - 0.11 (\text{fracción})}{2000 - 500 (lb/pg^2)} \right) \times \left(\frac{1}{0.13 (\text{fracción})} \right) = 102.6 \times 10^{-6} (lb/pg^2)^{-1}$$

El valor anterior se puede interpretar como corresponde a un medio altamente compresible (fractura).

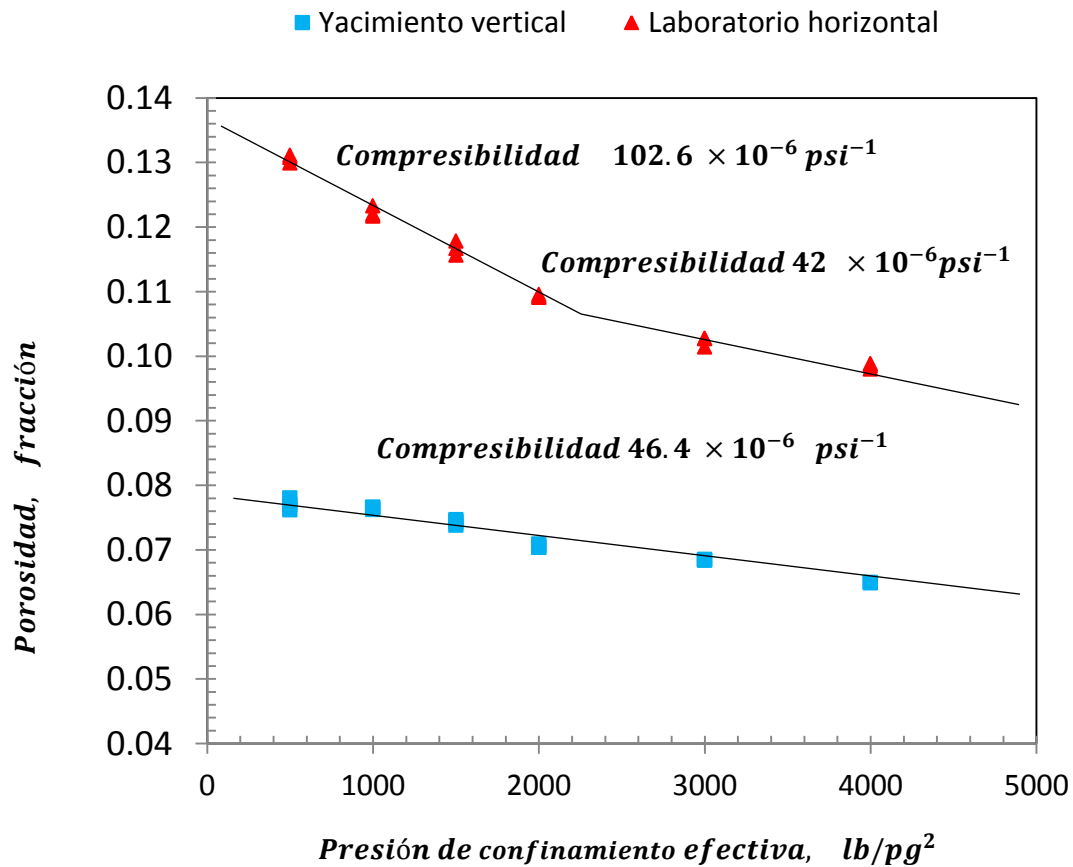


Fig. 4.19 Porosidad efectiva en función del esfuerzo de confinamiento efectivo.

4.3 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 4.7**; $(p_e + p_s)/2 = (300 + 142)/2 = 222 \text{ psi}$, obteniéndose los valores siguientes **Tabla 4.20**:

Tabla 4.20 Valores del sistema roca-fluido para el cálculo del tiempo adimensional del núcleo Ku 69, N1 F2.

Permeabilidad en la dirección vertical, k_v (Fig. 4.18)	350 <i>md</i>
Permeabilidad relativa al aceite a condiciones de agua congénita, k_{ro} (obtenida de un experimento previo)	0.25
Viscosidad del aceite, μ_o (Fig 4.9)	8 <i>cp</i>
Densidad del aceite, ρ_o (Fig. 4.10)	0.93 <i>g/cm³</i>

La densidad del gas a la presión promedio se calculo 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 se obtuvo de la recta inferior en la **Fig. 4.19** ($\phi_v = 0.078$). La saturación de agua se calcula por imbibición del núcleo y la altura se midió de manera directa; la **Tabla 4.21** incluye las propiedades del núcleo y del yacimiento.

Tabla 4.21 Propiedades del núcleo Ku 69, N1 F2 , a 222 *psi* y para el yacimiento a 2169.5 *psi*, para el cálculo del tiempo adimensional.

Propiedades	Núcleo	Ku	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_g y $S_{wi} = 0$)	<i>adimensional</i>
Densidad del aceite, ρ_o	0.93	0.765	<i>g/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 4.21** en la **Ecuación 3.11**, una hora de tiempo de flujo en el núcleo representa 26.54 días en el yacimiento,

Tabla 4.22

Tabla 4.22 Tiempo adimensional para el núcleo y el yacimiento.

Tiempo en el núcleo <i>horas</i>	Tiempo adimensional t_D	Tiempo en el yacimiento <i>días</i>
.50	3.06×10^{-5}	13.27
1	6.13×10^{-5}	26.54
2	1.23×10^{-4}	53.08

El tiempo transcurrido desde que se presentó la presión de burbujeo en el yacimiento Ku a la fecha de 2012 es de veinticuatro años, pero, técnicamente es imposible realizar el experimento porque en el núcleo con una duración equivalente debido a que el tiempo requerido de 13.75 días, **Tabla 4.23**, representa un tiempo de experimentación muy grande.

Tabla 4.23 Tiempo adimensional del yacimiento.

Tiempo en el yacimiento <i>años</i>	Tiempo adimensional t_D	Tiempo en el Núcleo Ku 69 N1 F2 <i>días</i>
24	2.02×10^{-2}	13.75

4.3.1 Tensión Interfacial

La tensión interfacial (es la interacción líquido-líquido) y superficial (interacción líquido-gas) es la resultante de las fuerzas intermoleculares actuando a lo largo de la frontera (superficie de contacto) entre dos fluidos inmiscibles, cuya unidad en el sistema centímetro, gravedad y segundo (CGS) es dinas por centímetro. El cálculo para la tensión interfacial para una mezcla de hidrocarburos líquido-gas ha sido discutido por **McCain, (1990)** empleando la teoría del Parachor (constante empírica de un fluido que relaciona la tensión superficial con un volumen molecular); la **Tabla 4.24** muestra la composición de cada fase, necesaria para la realización de este cálculo, empleando la Ec. 4.5:

$$\sigma = \left[\sum_j P_j \left(x_j \frac{\rho_l}{M_l} - y_j \frac{\rho_g}{M_g} \right) \right]^4, \quad (4.5)$$

donde:

σ = Tensión interfacial, *dinas/cm*

ρ_l = Densidad del líquido, *g/cm³*

M_l = Peso molecular aparente del líquido en equilibrio, *lb/lb mol*

ρ_g = Densidad del gas, *g/cm³*

M_g = Peso molecular aparente del gas en equilibrio, *lb/lb mol*

x = Fracción mol de la fase líquido, *adimensional*

y = Fracción mol de la fase gas, *adimensional*

P = Parachor, *adimensional*

Tabla 4.24 Composición del líquido y gas (**Core**).

Componente	x_j	y_j	Parachor P_j	$P_j \left(x_j \frac{\rho_l}{M_l} - y_j \frac{\rho_g}{M_g} \right)$
Ácido sulfhídrico	0.0141	0.0205	123.222	-0.00294
Dióxido de carbono	0.0268	0.0457	151.432	-0.01176
Nitrógeno	0.0037	0.0068	105.986	-0.00142
Metano	0.3244	0.6085	71.978	-0.08658
Etano	0.0862	0.1491	111.828	-0.02896
Propano	0.0613	0.0919	151.679	-0.01758
i-Butano	0.0085	0.0111	191.527	-0.00162
n-Butano	0.0332	0.0335	191.527	0.003021
i-Pentano	0.0139	0.0091	231.378	0.006984
n-Pentano	0.0195	0.0120	231.378	0.010698
Hexanos	0.0278	0.0081	271.228	0.029756
Heptanos plus	0.3806	0.0026	935.52	1.900817
	1.0000	1.0000		1.800369

Por lo tanto, la tensión interfacial de la mezcla de aceite y gas que se tiene en equilibrio en el yacimiento Ku es $\sigma_{og} 2169.5 \text{ psi}, 241^\circ\text{F} = 10.51 \text{ (dina/cm)}$; para la tensión interfacial a condiciones de laboratorio (150 psi y 60 °F) se siguió el mismo procedimiento. Obteniéndose una tensión interfacial aceite-gas de $\sigma_{og} 222 \text{ psi}, 60^\circ\text{F} = 33.037 \text{ (dinas/cm)}$; es decir, la tensión interfacial disminuye al incrementar la presión porque la presión intenta de romper las fuerzas resultante que actúa en la frontera de cada fase.

4.3.2 Velocidad promedio del contacto aceite-gas

La velocidad promedio de descenso del contacto gas inyectando-aceite estimada en el núcleo se basa en el principio de que el gasto másico de un gas es constante:

$$q_{ce}\rho_{ce} = q_m\rho_m \quad . \quad (4.6)$$

De la ecuación general para el comportamiento de los gases, la densidad del gas a condiciones estándar es:

$$\rho_{ce} = \frac{p_{ce}M}{z_{ce}RT_{ce}} \quad . \quad (4.7)$$

La densidad del gas a condiciones medias de presión puede expresarse:

$$\rho_m = \frac{p_m M}{z_m RT_m} \quad . \quad (4.8)$$

La presión media a lo largo del núcleo:

$$p_m = \frac{(p_1 + p_2)}{2} \quad . \quad (4.9)$$

Sustituyendo la presión media expresada por la ecuación (4.9) en la ecuación (4.8):

$$\rho_m = \frac{p_m M}{z_m RT_m} = \frac{(p_1 + p_2)}{2} \frac{M}{RT_m z_m} \quad . \quad (4.10)$$

Sustituyendo las ecuaciones (4.7) y (4.10) en la ecuación (4.6):

$$q_{ce} \frac{p_{ce}}{z_{ce}} \frac{M}{RT_{ce}} = q_m \frac{(p_1 + p_2)}{2} \frac{M}{RT_m z_m} \quad . \quad (4.11)$$

Despejando el gasto a condiciones medias de la ecuación (4.9):

$$q_m = \frac{2 p_{ce}}{(p_1 + p_2)} \frac{T_m}{T_{ce}} \frac{z_m}{z_{ce}} q_{ce} \quad . \quad (4.12)$$

La velocidad media se expresa:

$$v_m = \frac{q_m}{A} \quad , \quad (4.13)$$

De la **Tabla 4.7** la presión a la entrada es $p_e = 300 \text{ psi}$, $p_s = 142 \text{ psi}$ y un gasto de $1190 \text{ cm}^3/\text{s}$ sustituyendo los datos en la ecuación (4.12).

$$q_m = \frac{2 * 14.7 (\text{psi})}{300 + 142 (\text{psi})} \frac{120 + 273 (\text{°k})}{23 + 273 (\text{°k})} \frac{0.95}{1} 1190 \left(\frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \right) = 99.83 \left(\frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \right) \quad .$$

El área perpendicular al flujo del núcleo de cuatro pulgadas:

$$A = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi (10.16 \text{ cm})^2}{4} = 78.54 \text{ cm}^2 \quad .$$

La velocidad media de flujo del gas inyectado en el núcleo:

$$v_m = \frac{99.83 \left(\frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \right)}{78.54 \left(\text{cm}^2 \right)} = 1.271 \left(\frac{\text{cm}}{\text{s}} \right) = 0.0127 \left(\frac{\text{m}}{\text{s}} \right) \quad .$$

La velocidad promedio del descenso del contacto gas-aceite se muestra en la **Fig. 4.25**.

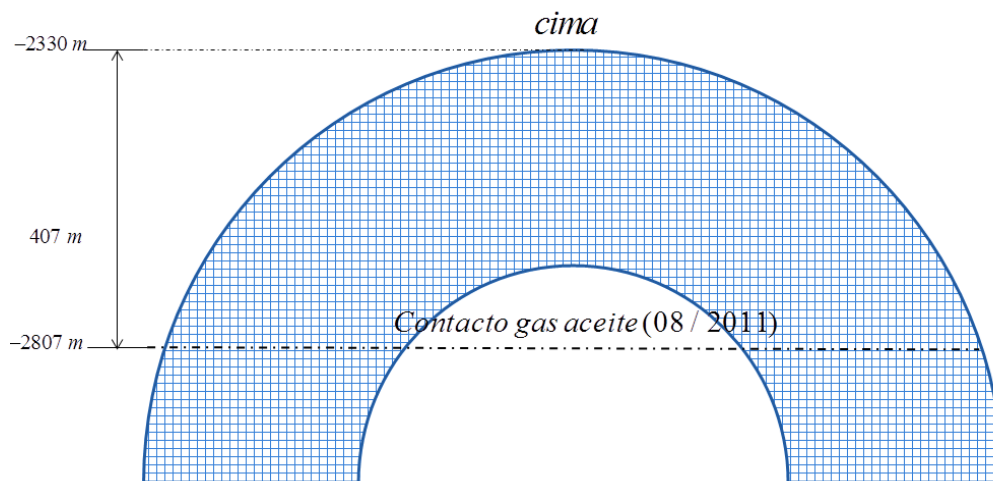


Fig. 4.25 Esquema del contacto gas-aceite.

La velocidad promedio del descenso contacto gas-aceite $v_{contacto}$ se estima en la formula siguiente:

$$v_{contacto} = \frac{407 \text{ m}}{30 \text{ años}} = 13.6 \left(\frac{\text{m}}{\text{año}} \right) = 4.312 \times 10^{-7} \left(\frac{\text{m}}{\text{s}} \right) .$$

$$P_{media@cy} = \frac{P_b + P_{actual}}{2} = \frac{2432_{@1988} \text{ psi} + 1907_{@2011} \text{ psi}}{2} = 2169.5 \text{ psi} .$$

4.3.3 Procedimiento para el cálculo de los Números Adimensionales

De la **Fig.4.1** la presión de burbujeo (saturación) fue de 2432 *psi* en (1988) y la ultima presión registrada (2011) fue de 1907 *psi*, por lo que la presión media es de 2169.5 *psi*. El Nitrógeno (N_2) 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, **Fig. 4.10** es de 0.93 g/cm^3 ; 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 $\rho_g = 0.015 \text{ g/cm}^3$ la permeabilidad y la porosidad, se obtuvieron de los resultados de laboratorio y la tensión interfacial (**McCain, 1990**) se estimó con la ecuación liquido-gas para mezcla de hidrocarburos; la composición de cada componente se obtuvo de los resultados **Core**, obtenidos en una muestra del pozo Ku 47, las propiedades se muestran en la **Tabla 4.26**. Los cálculos para los números adimensionales a condiciones de laboratorio y a condiciones de yacimiento se presentan a continuación, **Tabla 4.27**.

**Tabla 4.26 Propiedades del núcleo @ 222 psi y del campo Ku @ 2169.5 psi
unidades en el Sistema Internacional SI**

Propiedad	Núcleo	Ku	Unidad
Viscosidad del gas, μ_g	0.012	0.015	cp
Velocidad de Darcy, v	0.0127	4.312×10^{-7}	m/s
Densidad del aceite, ρ_o	930	765	kg/m ³
Densidad del gas, ρ_g	15	153	kg/m ³
Gravedad, g	9.78	9.81	m/s ²
Longitud, L	15.5	40700	cm
Tensión Interfacial, σ	33.03	10.5	dina/cm
Permeabilidad absoluta dirección vertical, k_v	3.45×10^{-13}	8.9×10^{-13}	m ²
Porosidad, ϕ	0.08	0.085	fracción
Viscosidad del aceite, μ_o	8	2	cp

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

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

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

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

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

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

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

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

Tabla 4.27 Números Adimensionales

Número	Núcleo	Ku
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	3.0469×10^{-5}	6.26×10^0

Los datos de la tabla anterior 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 no existe flujo de la matriz hacia las fracturas (**Gutiérrez, 2011**)

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 esta directamente relacionada con la caída de presión. Antes del desplazamiento el volumen de aceite:

$$V_o = 121 \text{ cm}^3 .$$

$$V_w = 24.62 \text{ cm}^3 .$$

$$V_{poro} = V_w + V_o .$$

$$V_{poro} = 24.62 \text{ cm}^3 + 121 \text{ cm}^3 = 145.62 .$$

Al inyectar nitrógeno al núcleo se observó producción de aceite en flujo tapón y posteriormente gas, con un volumen de aceite producido de 69 cm^3 por lo tanto el volumen remanente es igual al inicial menos el final.

$$V_{remanente} = V_{inicial} - V_{final} .$$

$$V_{remanente} = 121 \text{ cm}^3 - 69 \text{ cm}^3 .$$

$$V_{remanente} = 52 \text{ cm}^3 .$$

La saturación de aceite después del desplazamiento es:

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

Conclusiones y Recomendaciones

El propósito esencial de esta tesis ha sido la estimación de la saturación residual de aceite en la capa secundaria de gas del yacimiento Ku por medio del tiempo adimensional, modelo aquí propuesto, 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 tesis, se listan a continuación las conclusiones siguientes.

1. 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 $CaCO_3$.
2. 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.
3. 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.
4. 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.

Apéndice A

Número de Bond y Número de Gravedad

La ecuación de conservación de masa en coordenadas cartesianas para la dirección vertical puede expresarse:

$$\phi \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial u_o}{\partial z} = 0 \quad . \quad (\text{A.1})$$

El flujo de fluidos en el medio poroso se describe por medio de la ecuación de la Ley de Darcy aplicada para fase gas y fase aceite.

$$u_o = \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{dp_o}{dz} + \rho_o g \right) \quad , \quad (\text{A.2})$$

$$u_g = \frac{kk_{rg}}{\mu_g} \left(\frac{dp_g}{dz} + \rho_g g \right) \quad . \quad (\text{A.3})$$

Durante el desplazamiento vertical del aceite por el gas, tomar en cuenta fase aceite y fase gas la suma de las velocidades de cada fase se considera:

$$u_o + u_g = u \quad , \quad (\text{A.4})$$

Empleando la definición para la expresión capilar entre las fases gas y aceite, P_c :

$$p_g = p_o + p_c \quad . \quad (A.5)$$

Puede expresarse en forma general por medio de la Ec. A.6:

$$p_c = \sigma \sqrt{\frac{\phi}{k}} J(S_o) \quad . \quad (A.6)$$

Donde J es la función Leverett y σ es la tensión interfacial. Para resolver este problema de inyección vertical descendente de un gas, se emplean las condiciones iniciales y de frontera siguientes:

$$\begin{aligned} S_o &= S_{oi} & a & \quad t = 0, & 0 \leq z \leq L \\ u_o &= 0 & a & \quad t > 0, & z = 0 \quad , \\ u_g &= 0 & t < t_{irrup} & \quad t < t_{irrup}, & z = L \end{aligned} \quad (A.7)$$

Donde t_{irrup} es el tiempo en que irrumpe el gas en la base del núcleo. Para expresar las ecuaciones anteriores en forma adimensional se utilizan los grupos siguientes:

Distancia adimensional vertical:

$$z_D = \frac{z}{L} \quad , \quad (A.8)$$

Tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{t}{t^*} \quad , \quad (A.9)$$

Velocidad adimensional de la fase aceite:

$$u_{oD} = \frac{u_o}{u} \quad , \quad (A.10)$$

Velocidad adimensional de la fase gas:

$$u_{gD} = \frac{u_g}{u} \quad , \quad (A.11)$$

Presión adimensional de la fase aceite

$$p_{oD} = \frac{P_o}{\sigma \sqrt{\frac{\phi}{k}}} \quad , \quad (A.12)$$

Presión adimensional de la fase gas

$$p_{gD} = \frac{P_g}{\sigma \sqrt{\frac{\phi}{k}}} \quad , \quad (A.13)$$

$J(S_o)$ es la presión capilar adimensional de la función Leverett.

$$J(S_o) = \frac{P_c}{\sigma \sqrt{\frac{\phi}{k}}} \quad . \quad (A.14)$$

Donde t estrella es:

$$t^* = \frac{\phi L}{u} \quad . \quad (A.15)$$

Aplicando regla de la cadena para la diferenciación:

$$\frac{\partial S_o}{\partial t} = \frac{\partial S_o}{\partial t_D} \frac{\partial t_D}{\partial t} = \frac{1}{t^*} \frac{\partial S_o}{\partial t_D} \quad , \quad (\text{A.16})$$

$$\frac{\partial u_o}{\partial z} = \frac{\partial u_{oD}}{\partial z_D} \frac{\partial z_D}{\partial z} \frac{\partial u_o}{\partial u_{oD}} = \frac{1}{L} \frac{\partial u_{oD}}{\partial z_D} \frac{u}{1} \quad , \quad (\text{A.17})$$

$$\frac{\partial u_o}{\partial z} = \frac{\partial u_{oD}}{\partial z_D} \frac{u}{L} \quad . \quad (\text{A.18})$$

Sustituyendo en la Ec. A.1 a las Ec. A.16-A.18:

$$\frac{\phi}{t^*} \frac{\partial S_o}{\partial t_D} + \frac{u}{L} \frac{\partial z_D}{\partial z} = 0 \quad . \quad (\text{A.19})$$

Sustituyendo la expresión para t^* , Ec. A.15, en la Ec. A.19:

$$\frac{\phi}{t^*} \frac{\partial S_o}{\partial t_D} + \frac{\phi}{t^*} \frac{\partial u_{oD}}{\partial z_D} = 0 \quad . \quad (\text{A.20})$$

Simplificando la ecuación anterior:

$$\frac{\partial S_o}{\partial t_D} + \frac{\partial u_{oD}}{\partial z_D} = 0 \quad . \quad (\text{A.21})$$

Rescribiendo la ecuación A.2:

$$u_o = \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{dp_o}{dz} + \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \rho_o g \quad . \quad (A.22)$$

Multiplicando el primer término del lado derecho de la ecuación A.22 por $\frac{dp_{oD}}{dp_{oD}}$:

$$u_o = \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \frac{dp_o}{dp_{oD}} \frac{dp_{oD}}{dz} + \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \rho_o g \quad . \quad (A.23)$$

Derivando la ecuación A.12:

$$\frac{dp_o}{dp_{oD}} = \sigma \sqrt{\frac{\phi}{k}} \quad . \quad (A.24)$$

Sustituyendo la Ec. A.24 en la Ec. A. 23:

$$u_o = \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \sigma \sqrt{\frac{\phi}{k}} \frac{dp_{oD}}{dz} + \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \rho_o g \quad . \quad (A.25)$$

Multiplicando la Ec. A.25 por $\frac{dz_D}{dz_D}$:

$$u_o = \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \sigma \sqrt{\frac{\phi}{k}} \frac{dp_{oD}}{dz_D} \frac{dz_D}{dz} + \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \rho_o g \quad . \quad (\text{A.26})$$

Derivando la ecuación A.8:

$$\frac{dz_D}{dz} = \frac{1}{L} \quad . \quad (\text{A.27})$$

Sustituyendo la Ec. A.27 en la Ec. A.26:

$$u_o = \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \sigma \sqrt{\frac{\phi}{k}} \frac{1}{L} \frac{dp_{oD}}{dz_D} + \frac{kk_{ro}}{\mu_o} \rho_o g \quad . \quad (\text{A.28})$$

Sustituyendo la ecuación A.10 en la Ec. A.28:

$$u_{oD} = k_{ro} \left[\frac{\sigma k}{\mu_o u L} \sqrt{\frac{\phi}{k}} \frac{dp_{oD}}{dz_D} + \frac{k}{\mu_o u} \rho_o g \right] , \quad (\text{A.29})$$

La Ec. A.29 puede expresarse en la forma siguiente:

$$u_{oD} = k_{ro} \left[D_1 \frac{dp_{oD}}{dz_D} + D_2 \right] , \quad (\text{A.30})$$

donde:

$$D_1 = \frac{\sigma k}{\mu_o u L} \sqrt{\frac{\phi}{k}} \quad , \quad (\text{A.31})$$

$$D_2 = \frac{k}{\mu_o u} \rho_o g \quad . \quad (A.32)$$

Para la fase gas el procedimiento es similar:

$$u_{gD} = k_{rg} \left[\frac{\sigma k}{\mu_g u L} \sqrt{\frac{\phi}{k}} \frac{dp_{gD}}{dz_D} + \frac{k}{\mu_g u} \rho_g g \right] \quad , \quad (A.33)$$

$$u_{gD} = k_{ro} \left[D_3 \frac{dp_{gD}}{dz_D} + D_4 \right] \quad , \quad (A.34)$$

$$D_3 = \frac{\sigma k}{\mu_g u L} \sqrt{\frac{\phi}{k}} \quad , \quad (A.35)$$

$$D_4 = \frac{k}{\mu_g u} \rho_g g \quad . \quad (A.36)$$

Sí se define:

$$D_6 = \frac{D_1}{D_3} = \frac{\mu_2}{\mu_1} \quad , \quad (A.37)$$

$$D_7 = \frac{D_3 D_6}{D_2} = \frac{\rho_o g L}{\sigma \sqrt{\frac{\phi}{k}}} \quad . \quad (A.38)$$

La ecuación A.38 corresponde a la definición para el número de Bond y la ecuación 36 representa la relación de fuerzas gravitacionales a fuerzas viscosas, conocido como el número de gravedad.

Apéndice B

Tiempo Adimensional, t_D

El modelo propuesto del Tiempo Adimensional t_D desarrollado en esta tesis, para el escalamiento relacionado con el descenso del CGA con respecto al desplazamiento de aceite en un núcleo en el laboratorio. A continuación se deriva una expresión alterna a partir de la ecuación original de **(Miguel, 2002)**, en la cual no interviene la saturación residual de aceite.

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

Dónde:

$$z_D = \frac{z}{h} \quad . \quad (B.2)$$

$$k_{ro D} = \frac{k_{ro}}{k_{ro}^0} \quad . \quad (B.3)$$

$$P_{cD} = \frac{P_c}{\Delta\rho \frac{g}{g_c} h} \quad . \quad (B.4)$$

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

De las ecuaciones B.2 a B.5

$$\frac{\partial S_o}{\partial t} = \frac{\partial S_o}{\partial S_{oD}} \frac{\partial S_{oD}}{\partial t} = (1 - S_{wi}) \frac{\partial S_{oD}}{\partial t} \quad , \quad (B.6)$$

$$\frac{\partial p_c}{\partial S_o} = \frac{\partial p_c}{\partial p_{cD}} \frac{\partial p_{cD}}{\partial S_o} = (\Delta\rho \frac{g}{g_c} h) \frac{\partial p_{cD}}{\partial S_o} \quad , \quad (B.7)$$

$$\frac{\partial S_o}{\partial z_D} = \frac{\partial S_o}{\partial S_{oD}} \frac{\partial S_{oD}}{\partial z_D} = (1 - S_{wi}) \frac{\partial S_{oD}}{\partial z_D} \quad . \quad (B.8)$$

Sustituyendo las ecuaciones B.6 a B.8 en B.1:

$$h^2(1 - S_{wi}) \frac{\partial S_{oD}}{\partial t} + \frac{k}{\phi\mu_o} \frac{\partial}{\partial z_D} \left[k_{ro} \Delta\rho \frac{g}{g_c} h(1 - S_{wi}) \frac{\partial p_{cD}}{\partial S_o} \frac{\partial S_{oD}}{\partial z_D} - h k_{ro} \Delta\rho \frac{g}{g_c} \right] = 0 \quad . \quad (B.9)$$

Dividiendo la ecuación B.9 entre $(1-S_{wi})k_{ro}^0\Delta\rho\frac{g}{g_c}h$:

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

Multiplicando por $\frac{\phi\mu_o}{k}(1-S_{wi})$ la ecuación B.10.

$$\frac{h\phi\mu_o(1-S_{wi})}{kk_{ro}^0\Delta\rho k\frac{g}{g_c}}\frac{\partial S_{oD}}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z_D}\left[k_{roD}(1-S_{wi})\frac{\partial p_{cD}}{\partial S_o}\frac{\partial S_{oD}}{\partial z_D} - k_{roD}\right] = 0 \quad . \quad (B.11)$$

Empleando la regla de la cadena de diferenciación:

$$\frac{\partial p_{cD}}{\partial S_o} = \frac{\partial p_{cD}}{\partial S_{oD}}\frac{\partial S_{oD}}{\partial S_o} = \frac{\partial p_{cD}}{\partial S_{oD}}\frac{1}{1-S_{wi}} \quad . \quad (B.12)$$

Sustituyendo la Ec. B.12 en B.11:

$$\frac{h\phi\mu_o(1-S_{wi})}{k_{ro}^0k\Delta\rho\frac{g}{g_c}}\frac{\partial S_{oD}}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z_D}\left[\frac{k_{roD}(1-S_{wi})}{(1-S_{wi})}\frac{\partial p_{cD}}{\partial S_{oD}}\frac{\partial S_{oD}}{\partial z_D} - k_{roD}\right] = 0 \quad . \quad (B.13)$$

De la ecuación B.13 se puede expresar el tiempo adimensional como:

$$t_D = \frac{k_{ro}^0 k \Delta \rho \frac{g}{g_c}}{h \phi \mu_o (1 - S_{wi})} t \quad . \quad (B.14)$$

Aplicando regla de la cadena para la diferenciación:

$$\frac{\partial S_{oD}}{\partial t} = \frac{\partial S_{oD}}{\partial t_D} \frac{\partial t_D}{\partial t} \quad . \quad (B.15)$$

Derivando la ecuación B.14 y sustituyéndola en B.15:

$$\frac{\partial S_{oD}}{\partial t} = \frac{\partial S_{oD}}{\partial t_D} \frac{k_{ro}^0 \Delta \rho \frac{g}{g_c}}{h \phi \mu_o (1 - S_{wi})} \quad . \quad (B.16)$$

Sustituyendo la ecuación B.16 en la Ec. B.13:

$$\frac{\partial S_{oD}}{\partial t_D} + \frac{\partial}{\partial z_D} \left[k_{roD} \left(\frac{\partial p_{cD}}{\partial Z_D} - 1 \right) \right] = 0 \quad . \quad (B.17)$$

La Ec. B.17 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, [cm²]
- API = Grados American Petroleum Institute, ° API
- B_o = Factor del volumen de la formación del aceite, [bl_{aceite @ c.y.}/bl_{aceite@ c.s.}]
- B_{oi} = Factor del volumen de la formación del aceite inicial,
[bl_{aceite @ c.y.}/bl_{aceite@ c.s.}]
- c_f = Compresibilidad de la formación, [lb/pg²]⁻¹
- c_o = Compresibilidad del aceite, [lb/pg²]⁻¹
- c_t = Compresibilidad total de la formación [lb/pg²]⁻¹
- c_w = Compresibilidad del agua, [lb/pg²]⁻¹
- d = Diámetro, cm [pg]
- dp/dl = Gradiente de presión, [atm/cm]
- g = Aceleración de la gravedad, [m/s²]
- g_c = Constante de Gravedad, [cm²/dinas – s]
- $H_f(t)$ = Posición de la interface gas-líquido en la fractura medida desde la cima, [m]
- $H_m(t)$ = Posición de la interface gas-líquido en la matriz medida desde la cima, [m]

h	=	Altura, [cm]
h	=	Espesor del medio poroso, m , [cm]
k	=	Permeabilidad absoluta, [cm ²] , [Darcy], [m ²]
k^0_{ro}	=	Permeabilidad relativa en el punto final, adimensional
k_g	=	Permeabilidad al gas, [m ²]
k_h	=	Permeabilidad absoluta en dirección horizontal, cm ² [md]
k_v	=	Permeabilidad absoluta en dirección vertical, cm ² [md]
l	=	Longitud del núcleo tapón, [cm]
L	=	Longitud del núcleo, [cm]
M	=	Peso Molecular, [lb/lb mol]
M_g	=	Peso molecular aparente del gas en equilibrio, [lb/lb mol]
M_l	=	Peso molecular aparente del líquido en equilibrio, adimensional
N_B	=	Número de Bond, adimensional
N_C	=	Número Capillar, adimensional
N_{DB}	=	Número de Dombrowski-Brownell, adimensional
N_G	=	Número de Gravedad, adimensional
N_p	=	Volumen producido, [bl]
N	=	Volumen original, [bl]
P	=	Parachor, adimensional
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^3/s
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, $\text{psi ft}^3 / ^\circ\text{R lb} - \text{mol}$
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, $^\circ\text{R}$ [F]
T_{ce}	=	Temperatura a condiciones estándar, $^\circ\text{R}$ [F]
T_m	=	Temperatura a condiciones medias, $^\circ\text{R}$ [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 desplazo y el fluido desplazante, g/cm^3
ξ	=	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
- ρ_{ce} = Densidad a condiciones estándar, g/cm³ [kg/m³]
- ρ_g = Densidad del gas, g/cm³ [kg/m³]
- ρ_l = Densidad del líquido, g/cm³ [kg/m³]
- ρ_m = Densidad a condiciones medias, g/cm³ [kg/m³]
- ρ_o = Densidad del aceite, g/cm³ [kg/m³]
- σ = Tensión interfacial, [dinas/cm] (g/cm – s²) (N/m)
- ϕ = Porosidad, fracción
- ϕ_t = Porosidad total, fracción
- ω = Velocidad de rotación, rpm

Referencias

1. Arps, J.J. 1945 Analysis of Decline Curves. En *Transactions American Institute of Mining and Metallurgical Engineering and Petroleum Engineers*, Vol.160, 228-247. New York: AIME.
2. Babadagli, T. 2007. Development of Mature Oil Fields — A Review. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **57** (3-4): 221-246. <http://10.1016/j.petrol.2006.10.006>
3. Babadagli, T. 2008. Scaling Miscible Displacement in Fractured Porous Media Using Dimensionless Groups. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **61** (2-4): 58-66. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2008.03.001>.
4. Chang, M.M. y Maerefat, N.L. 1986. State-of-the-Art Report Summarizing Techniques to Determine Residual Oil Saturation and Recommendations on the Requirements for Residual Oil Saturation Research and Development. Technical Report. NIPER-64 (DE86000282), National Institute for Petroleum and Energy Research, Bartlesville, Oklahoma (May1986). En línea (Fecha de acceso 7 de marzo de 2011). <http://www.netl.doe.gov/KMD/cds/disk41/B%20%20Reservoir%20Characterization/NIPER-64.pdf>
5. Core Laboratories Inc. Reservoir Fluid Analysis. 1981. Reservoir Fluid Study, Petroleos Mexicanos, KU-47 Well, Mexico RFL 81354. Dallas, Texas: CORE LAB.
6. Craft, B.C. y Hawkins, M.F. 1977. *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*. Madrid: Tecnos Madrid.
7. 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>

8. 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>.
9. Cuiec, L. 1977. Study of Problems Related to the Restoration of the Natural State of Core Samples. *J. Cdn. Pet. Tech.* **16** (4). SPE-77-04-09. <http://dx.doi.org/10.2118/77-04-09>.
10. Cunha, C., Bonet, E.J., Elias, L.G., y Correa, A.C.F. 2002. Gravity Drainage-Lab Test, Relative Permeability Calculation, and Field Simulation. *J. Cdn. Pet. Tech.* **43** (1). SPE-04-01-01. <http://dx.doi.org/10.2118/04-01-01>.
11. Gant, P.L. y Anderson, W.G. 1988. Core Cleaning for Restoration of Native Wettability. *SPE Form Eval* **3** (1): 131-138. SPE-14875-PA. . <http://dx.doi.org/10.2118/14875-PA>
12. Geertsma, J., Croes, G.A. y Schwarz, N. 1956. Theory of Dimensionally Scaled Models of Petroleum Reservoirs. En *Transactions American Institute of Mining and Metallurgical Engineering and Petroleum Engineers*, Vol. 207, 118-127. New York: AIME.
13. Giles, R.V., Evett, J.B. y Liu, C. 1994. *Mecánica de los Fluidos e Hidráulica*, tercera edición. Madrid: McGraw-Hill.
14. Gutiérrez Ramírez, A. y Hernández Vázquez, E. 2011. Selección del Gas para un Proceso de Recuperación Mejorada en Yacimientos de Gas y Condensado. Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
15. Herrera Gómez, R. 2002. Estudio Petrofísico de Muestras de Núcleos de Diámetro Completo con Doble Porosidad. Tesis de doctorado, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, México, D.F.
16. Katz, D.L., Cornell, D., Kobayashi, R. et al. 1954. *Handbook of Natural Gas Engineering*. New York: McGraw Hill Company.
17. Martínez Salas, F. 2003 Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap Diseño de la Estrategia de Ejecución de Obras y Servicios. Artículo presentado en el 3er. E_Exitep, febrero 16-19, Veracruz, Ver.
18. McCain, W.D. Jr. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa, Oklahoma: Penn Well.

19. Miguel Hernández, N. 2002. Scaling Parameters for Characterizing Gravity Drainage in Naturally Fractured Reservoir. PhD dissertation, University of Texas at Austin, Austin, Texas.
20. Ramey, H.J. Jr. 1975. Interference Analysis for Anisotropic Formations - A Case History. *J. Pet Tech* **27** (10):1290-1298. SPE-5319-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/5319-PA>
21. Rao, D.N., Ayirala, S.C., Kulkarni, M.M., et al. 2002-2006. Development and Optimization of Gas-Assisted Gravity Drainage (GAGD) Process for Improved Light Oil Recovery. Final Technical Report 15323R15, Louisiana State University and Agricultural & Mechanical College, Baton Rouge. (December 2006). En línea http://www.netl.doe.gov/KMD/cds/disk22/G-CO2%20&%20Gas%20Injection/NT15323_FinalTechRpt.pdf. (Fecha de acceso 7 de enero de 2011).
22. Rapoport, L.A., Carpenter, C.W. y Leas, W.J. 1958. Laboratory Studies of Five-Spot Waterflood Performance. En *Transactions American Institute of Mining and Metallurgical Engineering and Petroleum Engineers*, Vol. 213, 113-120. New York: AIME.
23. Salathiel, R.A. 1973. Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks. *J. Pet Tech* **25** (10): 1216-1224. SPE-4104-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/4104-PA>.
24. Sharma, A.P. y Rao, D.N. 2008. Scaled Physical Model Experiments to Characterize the Gas-Assisted Gravity Drainage EOR Process. Artículo SPE 114324, presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, abril 19-23 Tulsa, Oklahoma. <http://dx.doi.org/10.2118/114324-MS>.
25. Shook, M. 1992. Scaling Immiscible Flow Through Permeable Media by Inspectional Analysis. *In situ* **16** (4): 311-349.
26. Tomich, J.F., Dalton R.L., Deans, H.A., et al. 1973. Single-Well Tracer Method to Measure Residual Oil Saturation *J. Pet Tech* **25** (2): 211-218. SPE-3792-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/3792-PA>.
27. Zendejboudi, S. y Chatzis, I. 2011. Experimental Study of Controlled Gravity Drainage in Fractured Porous Media. *J. Cdn. Pet. Tech.* **50** (2): 56-71. SPE-145158-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/145158-PA>.