

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“MÉTODOS DE INICIALIZACIÓN DE VARIABLES PARA
SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS”**

T E S I S

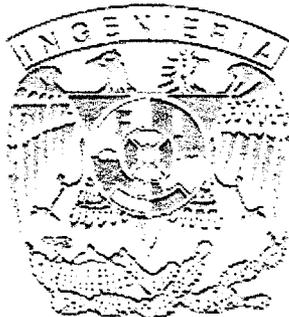
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

ARANDA RAMIREZ JOSE ALEJANDRO

DIRECTOR DE TESIS:

DR. VICTOR HUGO ARANA ORTIZ



MEXICO, DF.

AGOSTO, 2006



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.

CONTENIDO

RESUMEN.....	ii
LISTA DE FIGURAS.....	iii
LISTA DE TABLAS.....	iv
CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 2. PROPIEDADES PETROFISICAS.....	7
2.1 Porosidad.....	8
2.2 Permeabilidad.....	13
2.2.1 Permeabilidades Relativas.....	15
2.3 Compresibilidad de la Roca.....	18
2.4 Presión Capilar y Fuerzas Superficiales.....	20
2.4.1 Convertir Datos de Presión Capilar.....	26
2.4.2 Métodos para determinar Presiones Capilares.....	27
2.4.2.1 Función “J” de Leverett.....	27
2.4.2.2 Método Estático.....	31
2.5 Mojabilidad.....	32
2.6 Saturación de los Fluidos.....	34
CAPITULO 3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	36
3.1 Análisis PVT.....	37
3.2 Propiedades del Gas.....	38
3.2.1 Factor “Z” de Compresibilidad.....	39
3.2.2 Factor de Volumen de Formación.....	40
3.2.3 Densidad del Gas.....	43
3.2.4 Compresibilidad Isotérmica.....	45
3.2.5 Viscosidad.....	46
3.3 Propiedades del Aceite.....	48
3.3.1 Presión de Saturación.....	48

3.3.2	Factor de Volumen de Formación.....	48
3.3.3	Compresibilidad Isotérmica.....	51
3.3.4	Densidad.....	51
3.3.5	Relación de Solubilidad Gas-Aceite.....	53
3.3.6	Viscosidad.....	55
3.4	Propiedades del Agua de Formación.....	57
3.4.1	Presión de Saturación.....	58
3.4.2	Factor de Volumen de Formación.....	58
3.4.3	Viscosidad.....	60
CAPITULO 4. DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS.....		62
4.1	Distribución Inicial de las Saturaciones.....	63
4.1.1	Saturación Inicial de Agua.....	66
4.1.1.1	Saturación de Agua Intersticial.....	67
4.1.2	Saturación Inicial de Aceite.....	69
4.1.3	Saturación Inicial de Gas.....	70
4.2	Distribución Inicial de las Presiones.....	71
4.3	Definición de Contacto de Fluidos.....	72
4.3.1	Contacto Agua-Aceite.....	73
4.3.2	Contacto Gas Aceite.....	73
4.3.3	Métodos para Determinar los Contactos.....	74
CAPITULO 5. INICIALIZACIÓN.....		76
5.1	Equilibrio de Estado Inicial.....	77
5.2	Métodos de Inicialización.....	79
5.2.1	Inicialización sin Zonas de Transición.....	81
5.2.2	Inicialización por Balance Gravitacional.....	82
5.2.3	Inicialización con la Función “J” de Leverett.....	97
5.2.4	Inicialización sin Equilibrio.....	103

CAPITULO 6. APLICACIÓN EN UN SIMULADOR NUMERICO.....	104
6.1 Análisis y Discusión de Resultados.....	104
CAPITULO 7. CONCLUSIONES.....	124
NOMENCLATURA.....	126
REFERENCIAS.....	130
APENDICE A.....	133

RESUMEN

En este trabajo se presenta la problemática que existe al Inicializar un Simulador Numérico, así mismo se presentan algunos métodos de Inicialización, los cuales consisten en calcular y asignar las condiciones iniciales del yacimiento, tales como; presión en cada celda, la distribución de saturaciones de cada fase (aceite, gas y agua), las presiones capilares, así como en uno de los métodos se determina la función “J” de Leverett para cada una de las celdas, tomando en cuenta las propiedades físicas de la roca y de los fluidos.

Dentro de lo más importante para este trabajo es el de determinar las saturaciones de cada fase en cada celda, por lo que se presentan dos programas con los cuales se intenta determinar de la forma más cercana a la realidad la distribución de estas, por lo que se hace un especial tratamiento de la distribución de las saturaciones en las zonas cercanas a los contactos (Agua-Aceite y Gas-Aceite); tales como las zonas de transición y en el caso de que el contacto quede dentro de una celda.

La importancia de realizar este estudio es debido al gran impacto que se tiene cuando en un Modelo de Simulación de un Yacimiento no se realiza una buena Inicialización, ya que debido a malas inicializaciones (Distribuciones de presiones y fluidos) se pueden tener errores desde subestimar o sobrestimar el volumen de hidrocarburos dentro del yacimiento, hasta tener errores al intentar reproducir el comportamiento del yacimiento durante la vida de explotación del mismo, por lo que al termino de la Simulación podríamos tener datos no representativos acerca de la producción y situación final del yacimiento. Otro problema que puede presentarse, es en el caso de intentar simular un yacimiento, el cual ya estuvo sometido a un proceso de explotación, y si no se tiene una Inicialización correcta, no se podrá reproducir la historia de producción del mismo, por lo cual no se lograra la simulación adecuada.

Estas son algunas de las circunstancias que se intenta corregir, y dentro de este trabajo se presentan algunos métodos para realizar de la manera más adecuada posible la Inicialización de un Yacimiento.

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1. Distribución Homogénea de los Fluidos en el Yacimiento.
- Figura 1.2. Zonas de Transición Homogéneas.
- Figura 1.3. Zonas de Transición Heterogéneas.
- Figura 1.4. Zonas de Transición Heterogéneas.
- Figura 2.1. Empaque Cúbico.
- Figura 2.2, Empaque Ortorrómbico.
- Figura 2.3 Empaque Ortorrómbico.
- Figura 2.4. Permeabilidades Relativas vs. Saturación del Agua.
- Figura 2.5 Elevación del fluido menos denso en un tubo capilar.
- Figura 2.5a. Curva de Presión Capilar (Drene e imbibición).
- Figura 2.5b. Curva de Presión Capilar para distintos Medios.
- Figura 2.6. Ejemplificación de los radios R_1 y R_2 , para la ecuación de Plateau.
- Figura 2.7. Preferencia de un líquido por mojar una superficie.
- Figura 2.8. Distribución de los fluidos en un yacimiento por efectos gravitacionales.
- Figura 3.1. Comportamiento del Factor de Volumen de Formación del Gas.
- Figura 3.2. Comportamiento de la Densidad del Gas.
- Figura 3.3. Comportamiento de la Viscosidad del Gas.
- Figura 3.4. Comportamiento del Factor de Volumen del Aceite.
- Figura 3.5. Comportamiento de la Densidad del Aceite.
- Figura 3.6. Comportamiento de la Relación de Solubilidad del Aceite.
- Figura 3.7. Comportamiento de la Viscosidad.
- Figura 3.8. Comportamiento del Factor de Volumen de Formación del Agua.
- Figura 3.9. Comportamiento de la Viscosidad del Agua.
- Figura 4.1. Distribución de fluidos, sin zonas de transición.
- Figura 4.2. Yacimiento con zonas de transición (Homogéneas).
- Figura 4.3. Comparación entre datos de presión capilar y registros eléctricos.
- Figura 4.4. Distribución de Presiones para cada fase.
- Figura 5.1. Zonas de un yacimiento reconocidas por la diferencia de saturaciones.
- Figura 5.2. Puntos de Referencia en el Yacimiento.
- Figura 5.3. Distribución de presiones (Método Equilibrio Gravitacional).
- Figura 5.4. Contacto Agua-Aceite dentro de la celda Analizada.

Figura 5.5. Contacto Gas-Aceite dentro de la celda Analizada.

Figura 6.1. Distribución de Saturación de Agua, “Método Balance Gravitacional”.

Figura 6.2. Distribución de Saturación de Aceite, “Método Balance Gravitacional”.

Figura 6.3. Distribución de Saturación de Gas, “Método Balance Gravitacional”.

Figura 6.4. Distribución de Saturación de Agua, “Método de Función J de Leverett”.

Figura 6.5. Distribución de Saturación de Aceite, “Método de Función J de Leverett”.

Figura 6.6. Distribución de la Saturación de Gas, “Método de Función J de Leverett”.

Figura 6.7. Producción de Aceite.

Figura 6.8. Producción de Gas.

Figura 6.9. Producción de Agua.

Figura 6.10. Saturación final de Gas, método de “Balance Gravitacional”.

Figura 6.11. Saturación final de Gas, método de “función J de Leverett”.

Figura 6.12. Curvas de Presión Capilar para distintas propiedades.

Figura 6.13. Distribución de Saturación de Agua, “Método Función J de Leverett”.

Figura 6.14. Distribución de Saturación de Gas, “Método Función J de Leverett”.

Figura 6.15. Distribución de Saturación de Aceite, “Método Función J de Leverett”.

Figura 6.16. Distribución final de Saturación de Aceite, “Función J de Leverett”.

Figura 6.17. Distribución final de Saturación de Gas, “Función J de Leverett”.

Figura 6.18. Distribución final de Saturación de Gas, “Función J de Leverett”.

Figura 6.19. Producción de Aceite, “Método de la Función J de Leverett”.

Figura 6.20. Producción de Agua, “Método de la Función J de Leverett”.

Figura 6.21. Producción de Gas, “Método de la Función J de Leverett”.

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Sistemas de Unidades utilizados para la Ley de Darcy.

Tabla 2.2. Permeabilidades Relativas vs. Saturación.

Tabla 2.3 Compresibilidades y Densidades de Formaciones.

Tabla 3.1 Presión vs. Factor de Volumen de Formación del Gas.

Tabla 3.2 Presión vs. Densidad del Gas.

Tabla 3.3 Presión vs. Viscosidad del Gas.

Tabla 3.4 Presión vs. Factor de Volumen de Formación.

Tabla 3.5 Presión vs. Densidad del Aceite.

Tabla 3.6 Presión vs. Relación de Solubilidad.

Tabla 3.7 Presión vs. Viscosidad del Aceite.

Tabla 3.8 Presión vs. Factor de Volumen del Agua.

Tabla 3.9 Presión vs. Viscosidad del Agua.

Tabla 6.1 Comparación de Resultados de Volúmenes Iniciales de Fluidos.

Tabla 6.2 Comparación de Resultados de Producción de Fluidos.

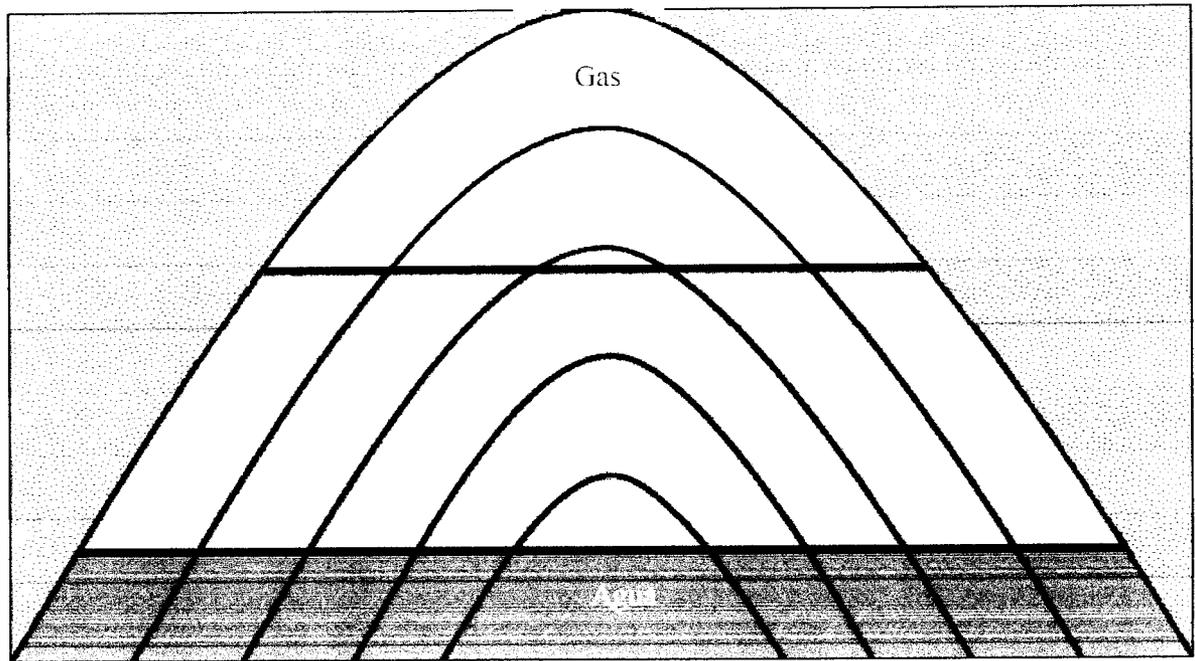
Tabla 6.3 Comparación de Resultados de Volúmenes Aceite Remanente.

CAPITULO 1.

INTRODUCCIÓN.

La Ingeniería de Yacimientos esta subdividida en distintas ramas, las cuales se dedican a estudiar áreas específicas del comportamiento del yacimiento o de los fluidos que este contiene, una de las áreas más importantes dentro de la Ingeniería de Yacimientos es el área de Simulación Numérica, en la cual se representan a los yacimientos por medio de modelos numéricos, en los cuales se intenta describir el comportamiento real, tanto del yacimiento como el flujo y los fluidos que se encuentran dentro del mismo, para que estos modelos puedan representar de una forma adecuada el comportamiento del yacimiento, se debe de tomar en cuenta que uno de los problemas iniciales, es el de determinar la distribución de fluidos inicial dentro del yacimiento, esto para poder dar inicio a la simulación A esto se le denomina “Inicialización de Yacimientos”. Esto se refiere que al iniciarse la simulación se debe tener una distribución de los fluidos representativa del yacimiento, ya que de esta dependerá que el modelo numérico pueda representar adecuadamente el comportamiento de los fluidos y del yacimiento, y así poder entregar una buena descripción o aproximación al comportamiento real del yacimiento.

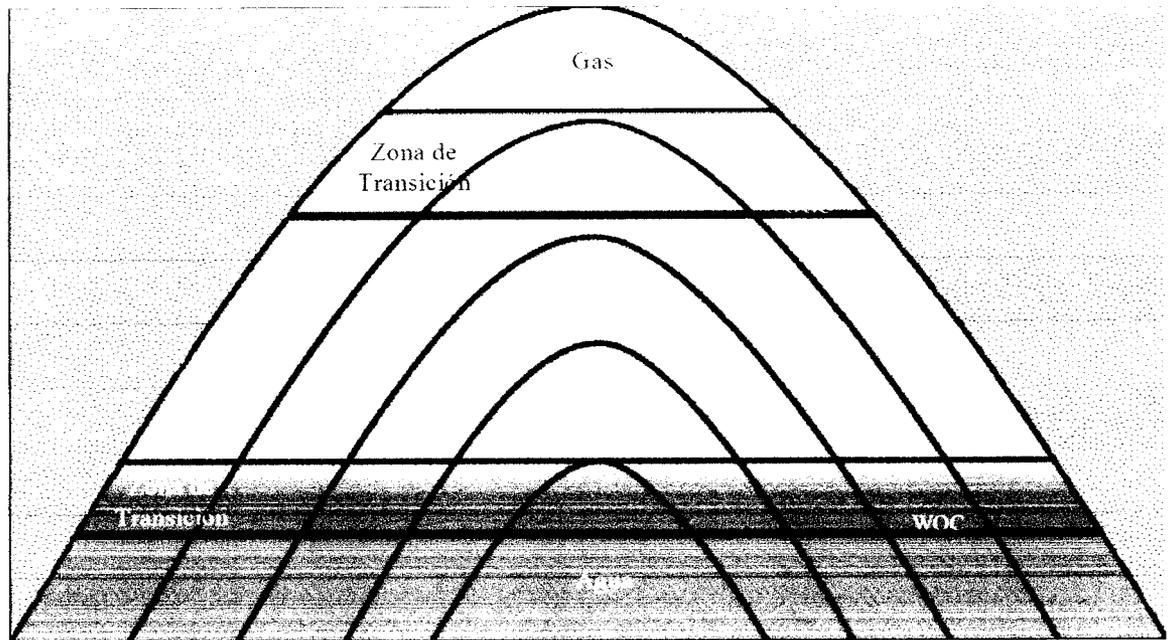
Este proceso de inicialización en algunos modelos numéricos no es tratado muy a fondo, ya que solo utilizan muestras, núcleos o registros Geofísicos para realizar la distribución inicial de los fluidos, se toma en cuenta que el contacto agua aceite (WOC) es una línea horizontal a través del yacimiento al igual que el contacto aceite-gas (OGC) y agua-gas (WGC) en el caso de ser yacimientos de gas, además de que en algunos casos se supone un cambio drástico en la saturación de los fluidos, lo cual indica la ausencia de una zona de transición, esto se puede visualizar en la Figura 1.1.



- $S_g=100\%$
- $S_w=100\%$
- $S_{og}=100\%$

Figura 1.1. Distribución Homogénea de los Fluidos en el Yacimiento.

En cambio en muchas ocasiones debido a fuerzas capilares, propiedades de la roca y fluidos las alturas de los contactos pueden variar a través del yacimiento hasta por varios metros de altura de un punto a otro, de la misma manera sucede con las zonas de transición en las interfases de los fluidos (agua-aceite, aceite-gas, agua-gas) lo cual es representado gráficamente por la figura 1.2, pero por falta de datos estas zonas también se consideran homogéneas.



$S_2 = 100\%$ $S_g = 100\%$ $S_w = 100\%$
 Figura 1.2. Zonas de Transición Homogéneas.

El hacer este tipo de consideraciones en los simuladores numéricos puede traer consigo errores graves durante la simulación del yacimiento, y estos errores se pueden ver reflejados en los resultados de la producción del yacimiento, en la invasión o avance del agua y gas hacia los pozos. Debido a estos problemas que se pueden crear al toma en cuenta estas suposiciones, es nuestro interés por tratar este tema mas a fondo, ya que si se puede determinar una buena inicialización o distribución inicial de fluidos dentro del yacimiento, muchos errores dentro de la simulación pueden ser desplazados, y así tener una aproximación mas cercana al comportamiento real del yacimiento.

Muchas veces los modelos consideran que las zonas de transición son independientes de las propiedades de la roca (esto únicamente por simplicidad), pero esto contradice a lo que se ha demostrado, ya que diversos estudios han concluido que la distribución inicial de los fluidos depende tanto de las propiedades de la roca como de los fluidos.

La Inicialización de Yacimientos se refiere a la distribución inicial de fluidos existentes en el yacimiento, su posición inicial, las saturaciones de estos, las propiedades de los fluidos, su composición y la interfase que crean unos con otros. Por ejemplo la interfase entre el agua y el aceite, entre el aceite y gas, o cuando se trata de yacimiento únicamente de gas, la interfase entre el agua y el gas, y las respectivas zonas de transición que causan cada una de estas interfases. Este tema es de gran importancia para los modelos numéricos, ya que debido a estos los resultados de la simulación pueden variar de forma significativa, como por ejemplo en el avance del agua, si no se tiene una buena Inicialización, se podría determinar una zona para terminar pozos, la cual no sería la más adecuada, ya que esta zona podría ser alcanzada rápidamente por el agua (si se tiene un acuífero asociado y activo), y también es importante para saber cuales son las zonas o capas del yacimiento donde económicamente sería mas viable terminar los pozos, y así terminar los pozos en las zonas mas alejadas de las zonas de transición, que son las zonas donde el agua o gas avanzan mas rápidamente hacia los pozos (y evitar con esto la conificación de agua o gas).

Como mencionamos, se ha demostrado que la distribución de los fluidos dentro del yacimiento es dependiente de las propiedades de la roca y de los fluidos, así que cuando se requiere un modelo numérico de un yacimiento en particular, se deben analizar a fondo estas propiedades, para poder tener una buena inicialización y por consiguiente, una buena predicción del comportamiento del yacimiento. Del mismo modo cuando se requiere un modelo numérico de un yacimiento que ya paso por una etapa de producción se debe de analizar a fondo la distribución y propiedades tanto de la roca como de los fluidos existentes en ese momento ya que después de la etapa de producción la distribución inicial ha cambiado demasiado con respecto a actual, esto debido a que si la presión desciende por debajo de la presión de saturación, en el yacimiento existirá gas libre (esto en un yacimiento de aceite), lo cual podría formar una segunda interfase (aceite-gas), la cual también debe ser evaluada, y en el caso de yacimientos de Gas y Condensado podrían formar condensados, posteriormente a que la presión descienda por debajo de la presión de rocío, lo cual modificaría también la distribución de los fluidos.

En el caso de que el yacimiento cuente con un acuífero asociado y de forma activa, este podría invadir la zona de los hidrocarburos y modificar las saturaciones. Así que este tema también es de importancia ya que en muchas ocasiones se necesita simular yacimientos que ya fueron sometidos a una etapa de explotación. Debido a estos motivos, debe ser estudiado a fondo el tema de la distribución de los fluidos ya que de estos dependerá directamente el comportamiento del flujo de fluido dentro del yacimiento.

El objetivo de este trabajo es el de tratar este tema mas a fondo y discutir distintas formas o métodos que existen para realizar la Inicialización, al mismo tiempo se presentara un par de programas mediante los cuales se realiza la distribución inicial de fluidos dentro del yacimiento.

El primer programa esta basado en el análisis de la distribución de fluidos mediante equilibrio gravitacional y en al cual se pretende tener una distribución de saturación de fluidos debida a la diferencia de densidades.

El segundo programa esta basado en la “Función J de Leverett”, dentro de la cual se calculan y representan las distintas saturaciones que existen en el yacimiento y básicamente la diferencia de saturaciones que existe a través de la zona de transición, la cual se forma, debido a las fuerzas capilares entre los fluidos y la roca.

Así que por medio de estos programas, se pretende tener como resultados, distribuciones de fluidos más cercanas a las existentes en los yacimientos, tales como las que se muestran en la figura 1.3 y 1.4.

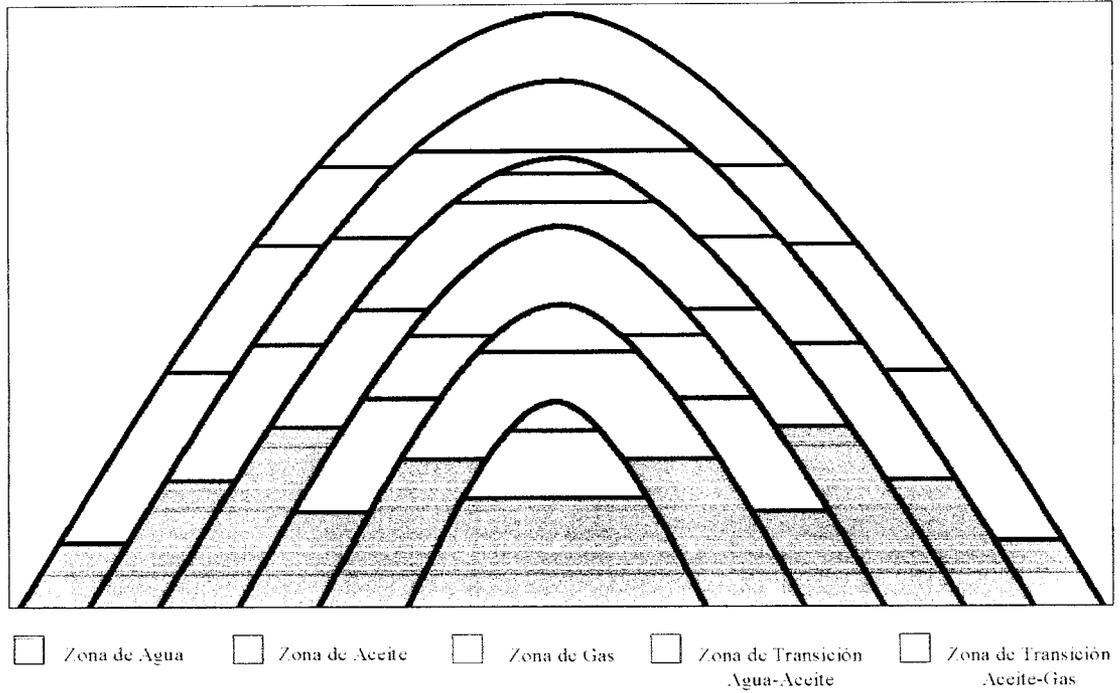


Figura 1.3. Zonas de Transición Heterogéneas.

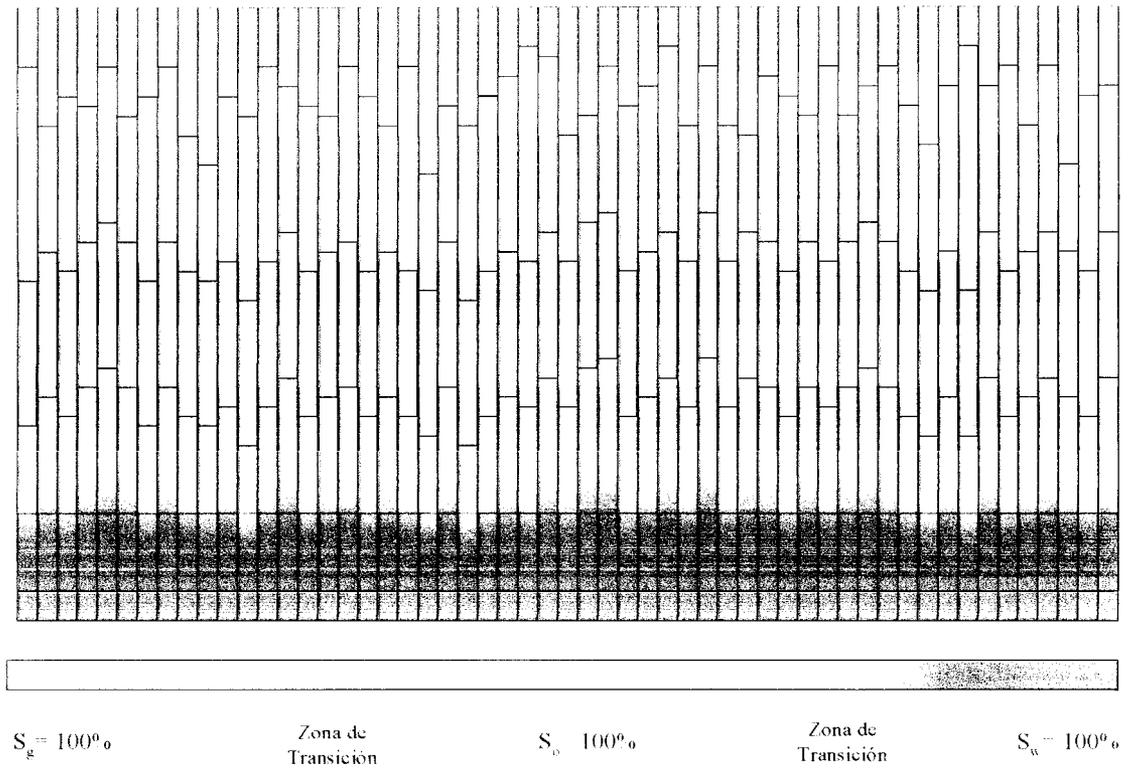


Figura 1.4. Zonas de Transición Heterogéneas.

CAPITULO 2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se mencionarán algunas de las características o propiedades de la roca donde se almacenan los fluidos, tales como el aceite, gas y agua, en un yacimiento petrolero, también describiremos algunas formas para determinar las propiedades y cual el impacto de cada una de estas dentro de la explotación de los hidrocarburos. Debido a que en los poros de las rocas es el lugar donde los hidrocarburos se almacenan, es de vital importancia saber las propiedades y sus características, ya que de éstas dependerá en gran medida la cantidad de hidrocarburos extraíbles.

Es sencillo determinar las propiedades de la roca cuando solo existe un fluido dentro de ellas, ya que solo se considerara un sistema de fuerzas, que son las fuerzas de atracción que existen entre la roca y el fluido, pero para el caso de Ingeniería Petrolera, dentro de los yacimiento existen dos y en muchos casos hasta tres fluidos, así que debido a esto, las formas de determinar las propiedades de la roca y de los fluidos deben ser modificadas y no solo se requiere del estudio de fuerzas entre la roca y el fluido, si no que se debe introducir la definición de términos como los de presión capilar p_c , permeabilidad relativa k_{rp} y mojabilidad, entre otros.

El análisis que se hace a los yacimientos depende en gran medida de la temperatura, presión, propiedades de la roca y de los fluidos contenidos dentro de este, las cuales son afectadas en severamente por la presión y temperatura a la que se encuentra el yacimiento. A continuación se detallan las propiedades de la roca que tienen mas influencia sobre el comportamiento del yacimiento, tanto en su formación como en el proceso de explotación y de las cuales se pueden desarrollar otras propiedades y conceptos que también influyen al comportamiento del mismo.

Las propiedades más importantes de la roca que deben ser entendidas para el análisis del comportamiento de los yacimientos son: la porosidad ϕ , que es una medida del espacio vacío dentro de las rocas (granos); la permeabilidad k , que es una medida de la transmisibilidad del fluido a través de la roca; la permeabilidad relativa k_{rp} , que es una medida de flujo de una fase p , a través de la roca; la presión capilar p_c , que es la fuerza que existe entre los fluidos; saturación de los fluidos S_p , que es el porcentaje de volumen de espacio poroso que ocupa una fase p dentro de la roca; la mojabilidad que es una de las propiedades más importantes, ya que determina que fluido estará adherido a las paredes de la roca; y la compresibilidad de la roca c_r , que determina que volumen se expandirá la roca por cada unidad de presión disminuida a la presión del yacimiento.

2.1 POROSIDAD.

La porosidad se define como la relación de espacio vacío o volumen poroso entre el total de volumen de la roca y puede ser expresada como fracción o porcentaje, cualquiera de las dos opciones es aceptada, aunque cuando un valor de porosidad es utilizado en una ecuación regularmente se expresa en fracción. Otro concepto común es la porosidad de hidrocarburos, la cual se refiere a la porosidad multiplicada por la saturación del fluido, y esto resulta en un volumen de hidrocarburos que ocupan el espacio vacío. La porosidad puede ser dividida en varios tipos (que serán desarrolladas posteriormente), pero las más importantes para la Ingeniería Petrolera son: la porosidad total ϕ_T , que expresa el volumen total de poros o espacios vacíos que existen dentro de una roca (poros comunicados y no comunicados); y la porosidad efectiva ϕ_e , que es la cantidad de poros comunicados dentro de la roca y los cuales contribuyen al flujo de fluidos.

La porosidad efectiva es la que usualmente se intenta medir en el laboratorio para propósitos de cálculos de volúmenes de fluidos y de flujo de fluidos. Sin embargo las mediciones de herramientas ocupadas dentro de los pozos tienden a medir la porosidad total, lo cual nos lleva a cometer errores de sobrestimación de la cantidad de fluidos que están contenidos dentro del yacimiento, por lo que en casi todas las ocasiones se

obtienen muestras de roca de los yacimientos para así poder obtener valores de porosidades efectivas mas reales.

Como se mencionó no todos los poros de una roca están siempre comunicados; en ocasiones, algunos de estos poros están aislados, por lo que generalmente:

Se denomina porosidad absoluta ϕ_a , a la relación que existe entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca total.

$$\phi_a = \frac{(V_{pc} + V_{pnc})}{V_r} \quad 2.1$$

En donde:

V_{pc} Es el volumen de poros comunicados.

V_{pnc} Es el volumen de poros no comunicados.

Se considera porosidad efectiva ϕ_e , a la relación de poros comunicados entre el volumen de roca total.

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad 2.2$$

De acuerdo a lo anterior, la porosidad absoluta se puede expresar de la siguiente manera:

$$\phi_a = \phi_e + \phi_{nc} \quad 2.3$$

Donde:

ϕ_{nc} Es la porosidad debida a los poros no comunicados o poros aislados.

Para examinar la porosidad en arenas teóricamente consolidadas, se considera una formación ideal la cual consiste en granos perfectamente esféricos y de igual tamaño, depositados en un patrón, en el cual cada grano se encuentra en contacto en seis puntos con seis granos más. Este tipo de empaques y otros más han sido estudiado por diferentes autores como **Graton & Fraser et. al., 1935**, gracias ha estos estudios se han determinado varios tipos de empaques y algunos de estos son mostrados a continuación:

1. Empaque Cúbico.

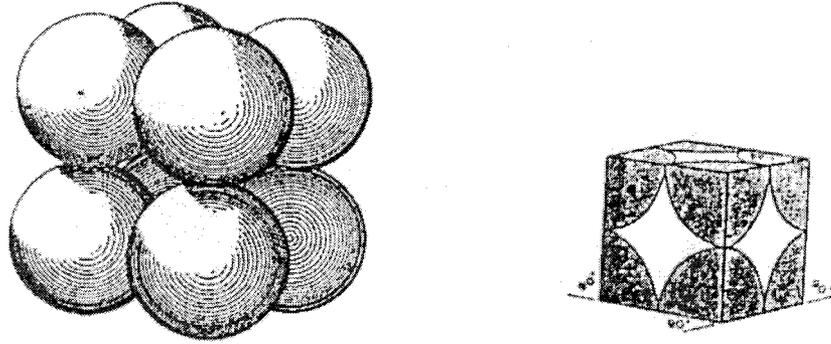


Figura 2.1. Empaque Cúbico, (Graton & Fraser et. al., 1935).

2. Empaque Ortorrómbico.

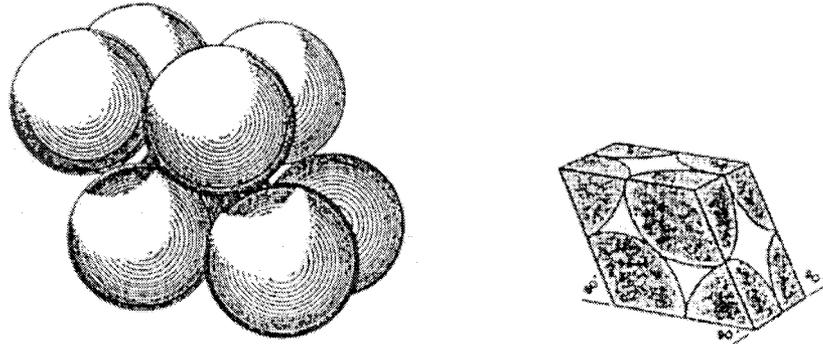


Figura 2.2. Empaque Ortorrómbico, (Graton & Fraser et. al., 1935).

3. Empaque Romboédrico.

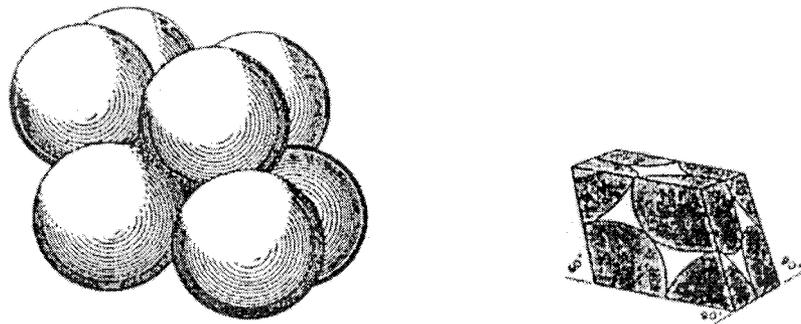


Figura 2.3 Empaque Romboédrico, (Graton & Fraser et. al., 1935).

Para los patrones cúbicos, la porosidad puede ser calculada como un volumen total $V_T = 8r^3$, el volumen de las partículas esféricas $V_e = \left(\frac{4}{3}\right)\pi r^3$, y el volumen del espacio poroso es $V_p = 8r^3 - \left(\frac{4}{3}\right)\pi r^3$, lo cual resulta en la porosidad ϕ , como:

$$\phi = \frac{8r^3 - \left(\frac{4}{3}\right)\pi r^3}{8r^3} \quad 2.4$$

Arreglando obtenemos:

$$\phi = 1 - \left(\frac{\pi}{6}\right) \quad 2.5$$

Por lo que en un empaque esférico:

$$\phi = 0.4764$$

Para el caso de los empaques ortorrómbico y romboédrico, las ecuaciones que describen su porosidad son:

$$\phi = 1 - \left(\frac{\pi}{6}\right) \quad 2.6$$

$$\phi = 1 - \left(\frac{\pi}{3\sqrt{3}}\right) \quad 2.7$$

Como podemos observar en las ecuaciones anteriores, el resultado de la porosidad es independiente del tamaño de la partícula cuando el empaque es cúbico, para el caso de un empaque ortorrómbico y romboédrico el resultado es similar ya que los resultados de la porosidad también son independientes del tamaño del grano cuando se tiene un empaque como los antes mencionados. Para el empaque ortorrómbico la $\phi = 0.3954$ y para el romboédrico la $\phi = 0.2595$.

Si esferas del mismo tamaño en empaques cúbicos, ortorrómbicos y romboédricos producen porosidades de 0.4764, 0.3954 y 0.2595 respectivamente, los cuales como observamos son independientes del tamaño de grano, por lo que podemos decir que la porosidad en empaques hechos con esferas perfectas es únicamente función del

empaquete, entonces, es importante saber qué factores son los que hacen que la porosidad se reduzca, ya que es muy difícil encontrar yacimientos con porosidades del orden de $\phi = 0.2595$.

Como se mencionó existen diferentes tipos de porosidades, tales como porosidad total y efectiva, aunque para el propósito de ingeniería petrolera se han determinado otros más, los cuales se enumeran y describen a continuación:

- Primaria (ϕ_p):

La porosidad primaria es la primera en aparecer y esto se debe a la compactación natural de las rocas, la forma en la que se acomodan, el tamaño de los granos de roca, la forma de los granos, el ambiente donde se depositaron, etc.

- Secundaria (ϕ_s):

La porosidad secundaria se encuentra en procesos posteriores, donde se presenta la cementación, la diagénesis, la tensión de compresión, fracturas, disoluciones de algún material, etc. La porosidad secundaria también se puede dar por algunos procesos geológicos posteriores a la depositación natural de las rocas.

- Absoluta (ϕ_a):

La porosidad absoluta, es en la cual se cuentan los poros comunicados y los no comunicados, aunque para propósitos de ingeniería petrolera los más importantes son los comunicados.

- Efectiva (ϕ_e):

La porosidad efectiva es la de mayor interés para la industria petrolera, ya que los cálculos de volúmenes acumulados de fluidos se hacen en base a esta, debido a que solo los fluidos que se encuentren en los poros comunicados podrán fluir hacia los pozos y ser producidos. Cabe mencionar que en el caso de arenas limpias (no contienen arcillas) la porosidad efectiva es casi la misma o tiende a

ser la porosidad absoluta ($\phi_e \rightarrow \phi_a$). En contraste en materiales o en formaciones altamente cementadas o en carbonatos la porosidad absoluta es mayor a la efectiva ($\phi_e < \phi_a$).

- Matriz (ϕ_m).

La porosidad de la matriz se refiere a la porosidad que solo se encuentra en la matriz de la roca, sin considerar la porosidad secundaria, como fracturas o vgulos, este tipo de medición es para fines de estudios en particular.

- Total (ϕ_T):

La porosidad total podría ser un sinónimo de la porosidad absoluta pero en realidad no, ya que en esta solo se consideran las porosidades que tienen fluido y podrían aportarlo, como en fracturas, vgulos, matriz, etc. No se considera la porosidad de poros incomunicados.

2.2 PERMEABILIDAD.

La permeabilidad se puede definir como la capacidad de la roca para dejar fluir o conducir fluidos a través de ella, de aquí el nombre de que una formación sea permeable. Ahora, haciendo analogía con los conductores eléctricos, la permeabilidad representa el recíproco de la resistencia que el medio poroso ofrece al flujo de los fluidos.

Darcy et. al., 1856, formuló el concepto de permeabilidad para medir la presión de una gota de agua fluyendo a través de filtros de arena no consolidada. Esta ecuación propuesta es únicamente para flujo horizontal y sin considerar efectos gravitacionales, por lo que su expresión matemática es la siguiente:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad 2.8$$

La ecuación tiene un signo negativo, debido a que el flujo es considerado positivo en dirección x y la presión decrece en esa dirección.

Existen ciertas consideraciones básicas dentro de la ecuación de Darcy, por ejemplo, la ecuación solo es válida para una sola fase, un fluido incompresible, flujo continuo y un medio poroso homogéneo. Del mismo modo la ecuación debe estar en un sistema de unidades coherentes para que pueda ser aplicada correctamente, aunque Darcy propuso sus propias unidades de permeabilidad para un sistema de unidades donde la viscosidad del fluido es de 1 cp que fluye a un gasto de $1 \frac{\text{cm}^3}{\text{s}}$ a través de un medio poroso con área de 1 cm^2 , con un gradiente de presión de $1 \frac{\text{atm}}{\text{cm}}$ y que tiene una permeabilidad de 1 Darcy . La tabla 2.2 muestra la permeabilidad para otros sistemas de unidades.

Note que las unidades de la permeabilidad en el sistema internacional son m^2 . Esto es fácil de mostrar si se sustituye todo en sistema internacional dentro de la ecuación 2.8. Sin embargo una permeabilidad de 1 m^2 es extremadamente grande, por lo que no es conveniente utilizar esa unidad. La unidad que se recomienda es utilizar μm^2 o $\text{m}^2 * 10^{-12}$. El factor de conversión para esas unidades es $1 \text{ darcy} = 0.9896233 \mu\text{m}^2$, en términos de proximidad $1 \text{ darcy} = 1.0 \mu\text{m}^2$.

Las unidades de campo que se muestran en la tabla 2.2 no son coherentes para la ecuación, por lo que la ecuación 2.8 debe ser alterada con un factor de conversión, el cual solo es valido para las unidades de campo, resultando la ecuación de la siguiente manera:

$$q = - \frac{0.0001127 \text{ kA}}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad 2.9$$

Tabla 2.1. Sistemas de Unidades utilizados para la Ley de Darcy.					
	Sistema Internacional	Ingles	cgs	Darcy	Unidades de Campo
k	m^2	ft^2	cm^2	$mdDarcy$	md
p	Pa	$\frac{lb}{ft^2}$	$\frac{dinas}{cm^2}$	atm	$psia$
q	$\frac{m^3}{s}$	$\frac{ft^3}{s}$	$\frac{cm^3}{s}$	$\frac{cm^3}{s}$	$\frac{barriles}{dia}$
μ	$Pa * s$	$\frac{lbf - s}{ft^2}$	cp	cp	cp
A	m^2	ft^2	cm^2	cm^2	ft^2

2.2.1 PERMEABILIDADES RELATIVAS.

La ecuación de Darcy puede ser aplicada a un sistema multifásico, mediante la introducción del concepto de permeabilidad relativa, lo que se puede realizar si fluyen varias fases juntas en un medio poroso, para este caso la ecuación de Darcy se puede aplicar independientemente a cada una de estas fases y así calcular su permeabilidad relativa, por ejemplo, si tuviéramos un medio en cual fluyen tres fluidos juntos (aceite o , agua w , y gas g), podríamos determinar la permeabilidad de cada una de las fases presentes (k_o , k_w , k_g , permeabilidad efectiva del aceite, agua y gas respectivamente) y relacionarlas con la permeabilidad absoluta de la roca k , y de esta manera obtendríamos las llamadas permeabilidades relativas, las cuales se definen matemáticamente de la siguiente manera:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad 2.10$$

Es la permeabilidad relativa al aceite.

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad 2.11$$

Es la permeabilidad relativa al agua.

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad 2.12$$

Es la permeabilidad relativa al gas.

En las ecuaciones anteriores se observa que la permeabilidad relativa es adimensional.

Debido a las ecuaciones de permeabilidad relativa de cada fase, podría parecer que la suma de estas es igual a la permeabilidad total, ($k_{ro} + k_{rw} + k_{rg} = 1.0$), lo cual es falso, ya que cuando existen dos o mas fluidos en un medio se presenta el fenómeno de presión capilar la cual hace que el flujo de cada fase se reduzca en forma no lineal.

Debido a esto podemos decir que la suma de las permeabilidades relativas es menor a la permeabilidad total o absoluta ($k_{ro} + k_{rw} + k_{rg} < 1.0$).

Es preciso mencionar que cuando tenemos una saturación de agua irreductible ($S_w = S_{wi}$), la permeabilidad relativa del agua es cero ($k_{rw} = 0.0$), debido a las fuerzas que existen entre la roca y el fluido, por el mismo motivo la permeabilidad relativa del aceite o gas estaría en su valor máximo, aunque este valor no sería igual a la unidad ya que una parte del volumen lo ocupa el agua irreductible. De la misma forma sucede cuando llegamos a la saturación de aceite residual ($S_o = S_{or}$), y debido a que su permeabilidad relativa es cero ($k_{ro} = 0.0$), la permeabilidad relativa al agua alcanza su valor máximo (en la zona agua-aceite) sin llegar a la unidad. Para el caso donde también estuviera presente el gas, la permeabilidad se repartiría entre el agua y el gas, dependiendo de la distribución de saturaciones. La figura 2.4 es la representación esquemática de la variación de las Permeabilidades Relativas con respecto a la Saturación.

Tabla 2.3. Permeabilidades Relativas vs Saturación			
Sw	So	Krw	Krow
0.05000		0.00000	0.98008
0.10000	0.90000	0.00000	0.88889
0.15000	0.85000	0.00001	0.79562
0.20000	0.80000	0.00015	0.70233
0.25000	0.75000	0.00077	0.61085
0.30000	0.70000	0.00244	0.52279
0.35000	0.65000	0.00595	0.43950
0.40000	0.60000	0.01235	0.36214
0.45000	0.55000	0.02287	0.29162
0.50000	0.50000	0.03902	0.22862
0.55000	0.45000	0.06250	0.17361
0.60000	0.40000	0.09526	0.12681
0.65000	0.35000	0.13947	0.08822
0.70000	0.30000	0.19753	0.05761
0.75000	0.25000	0.27207	0.03453
0.80000	0.20000	0.36595	0.01829
0.85000	0.15000	0.48225	0.00797
0.90000	0.10000	0.62430	0.00244
0.95000	0.05000	0.79562	0.00031
1.00000	0.00000	1.00000	0.00000

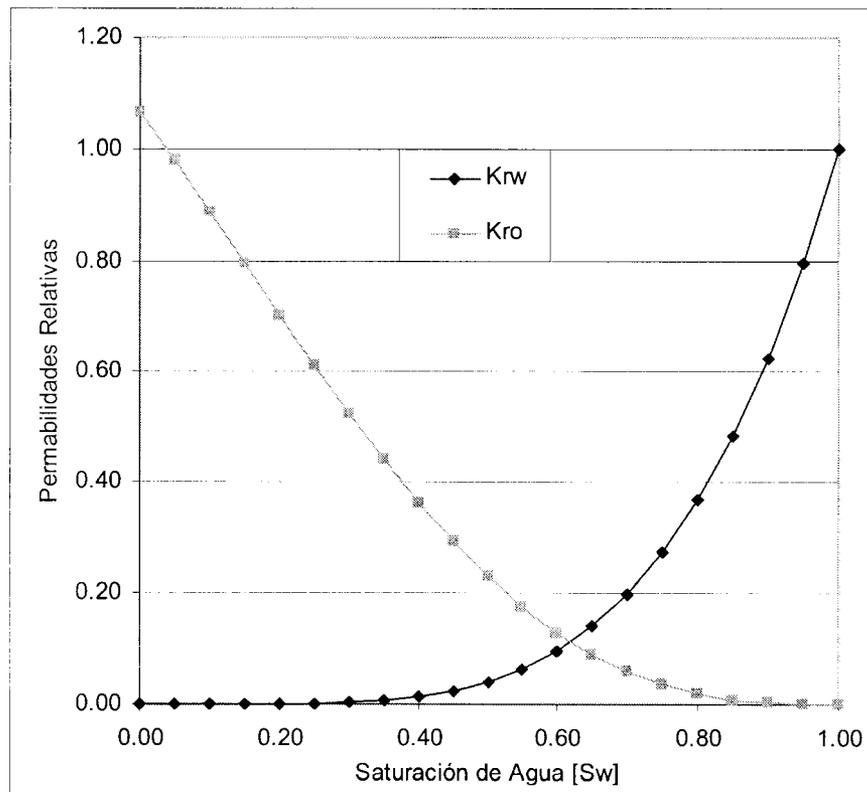


Figura 2.4. Permeabilidades Relativas vs. Saturación del Agua.

2.3 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA.

La compresibilidad de la roca c_r , para un estado isotérmico esta dada por la siguiente expresión matemática:

$$c_r = -\frac{1}{V_\phi} \left(\frac{\delta V_\phi}{\delta p} \right)_T \quad 2.13$$

Donde:

V_ϕ Es el volumen poroso de la roca.

La ecuación 2.13, describe el cambio en el volumen que experimenta el espacio poroso dentro de una roca, con respecto al cambio de presión y temperatura constante, debido a su naturaleza, la compresibilidad tiene unidades del inverso de la presión.

En el caso en que la presión del fluido que se encuentra dentro del medio poroso es reducida y la presión de sobrecarga se mantenga constante, existen dos cambios en el volumen de la roca, el primero tiende a que el volumen total de la roca se reduzca debido a la presión de sobrecarga y la liberación de fluido, mientras que el volumen del sólido aumenta, debido a la expansión de la roca. Estos dos cambios en el volumen de la roca hacen que el volumen poroso se reduzca ligeramente, lo cual ayuda a que los fluidos fluyan hacia lugares con menor presión (Pozos).

Las rocas están sujetas a presiones internas y externas, las presiones internas son hechas por los fluidos que se encuentran en el espacio poroso, estas son causadas únicamente por la columna hidrostática de los fluidos ($p = \rho g h$) pero las presiones externas pueden ser diferentes y en distintas direcciones, ya que además de soportar el peso de las rocas que se encuentran sobre ellas, también deben soportar movimientos geológicos y esfuerzos de tensión y compresión a los que las rocas están sometidas.

Un trabajo desarrollado por **Van Der Knaap et. al., 1959**, mostró que los cambios en la porosidad, son función solo de la diferencia entre la presión interna y externa que sufre la roca y no del valor absoluto de la presión. De esta manera la compresibilidad de la formación c_f , es relacionada con la compresibilidad de la roca c_r , por lo que el

volumen poroso decrece con el incremento del volumen de la roca, y se puede expresar de la siguiente manera:

$$c_f = c_r \frac{1.0 - \phi}{\phi} \quad 2.14$$

Estas compresibilidades no son constantes pero tienden a ser función de la presión.

Existen rangos de valores determinados de la compresibilidad de la formación para ciertos tipos de roca, los cuales han sido estudiados exhaustivamente y se sabe que se encuentran frecuentemente en yacimientos petroleros, la tabla 2.3 muestra algunas formaciones y sus rangos de valores de compresibilidad.

Aunque existen rangos entre los cuales se encuentran las compresibilidades de las formaciones, se han registrado muchos casos de yacimientos con valores de compresibilidad más alta. Algunos ejemplos son los yacimientos Ekofisk y Valhall, en el Mar del norte, donde se han registrado valores de $c_f = 150 * 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

Tabla 2.3 Compresibilidades y Densidades de Formaciones.		
Tipo de Roca	Compresibilidad de Formación psi^{-1}	Densidad $\frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$
Calizas	$c_f = \frac{0.853531}{(1 + 2.47664 * 10^6 \phi)^{0.92990}}$	2.71
Areniscas	$c_f = \frac{97.3200 * 10^{-6}}{(1 + 55.8721\phi)^{1.42859}}$	2.65
Dolomías	$c_f = \frac{32.580012 * 10^{-9}}{(1 + 55.8721 * 10^3 \phi)^{0.08562}}$	2.87

2.4 PRESIÓN CAPILAR Y FUERZAS SUPERFICIALES.

La presión capilar es una interacción roca-fluido causada por la tensión interfacial actuando en un tubo capilar. Si una pequeña abertura hacia el exterior del tubo es colocada en contacto con dos fluidos, el fluido más pesado se elevara dentro del tubo capilar, como se muestra en la figura 2.4.

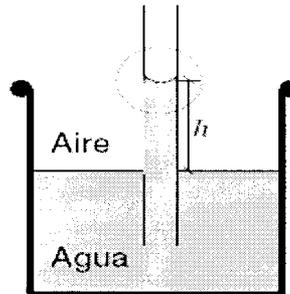


Figura 2.5 Elevación del fluido menos denso en un tubo capilar.

La presión capilar que causa esta altura del fluido esta dada por:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad 2.15$$

Donde:

σ Es la tensión interfacial del fluido.

θ Es el ángulo de mojabilidad.

r Es el radio del tubo capilar.

Estos son los tres parámetros que afectan a la función de presión capilar en la roca.

Cabe mencionar que cuando existe más de un fluido en el medio poroso, se presentan al menos tres tipos de fuerzas que afectan las presiones capilares y la mojabilidad. Esto es por que en un sistema de hidrocarburos no solo es necesario el considerar la interfase entre un gas y un líquido, si no también el considerar las fuerzas que existen en la interfase de los líquidos inmiscibles (agua-aceite) y las fuerzas entre los líquidos y los sólidos.

La combinación de estas fuerzas superficiales en el yacimiento, determina la mojabilidad y las presiones capilares del mismo.

La presión capilar da lugar a la formación de zonas de transición de la saturación de fluidos, por arriba de la interfase del los fluidos (para este caso el fluido en cuestión es el agua, ya que por diferencia de densidades el agua se coloca por debajo del aceite), causando que la saturación de agua decrezca por arriba de la interfase agua-aceite. Por lo tanto, la saturación de agua es una función de la presión capilar, contrariamente los datos de presión capilar son usualmente medidos y graficados en función de la saturación del agua, lo cual da una falsa impresión de la dependencia real. La figura 2.5a muestra una curva de presión capilar (drene e imbibición) y la figura 2.5b muestra las curvas de presión capilar para dos medios distintos, observe que la presión capilar es una diferencia entre las presiones de las fases; consecuentemente las unidades son unidades de presión, pero esta no debería llevar la designación de presión absoluta, debido a que la presión capilar es función del radio del poro, por lo cual esta es función de la porosidad y la permeabilidad, ya que la curva se desplazará hacia arriba o hacia abajo según la magnitud de estas dos propiedades.

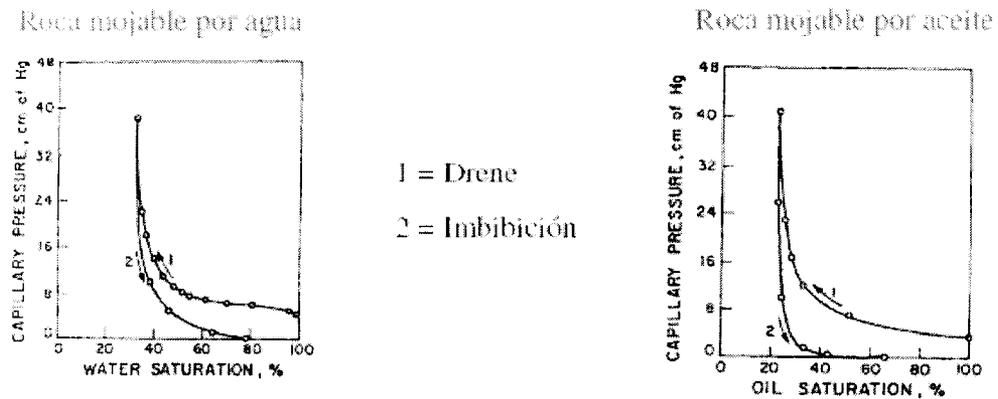


Figura 2.5a. Curva de Presión Capilar (Drene e imbibición).

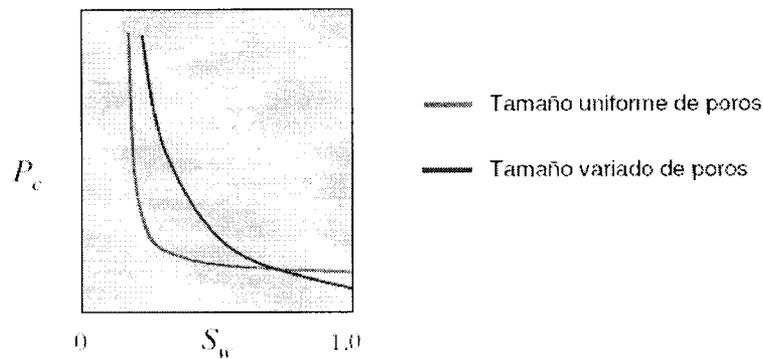


Figura 2.5b. Curva de Presión Capilar para distintos Medios.

Para el caso en el que exista más de un fluido, se deben analizar las fuerzas que actúan en la interfase cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto. Cuando estos dos fluidos son líquido y gas, la interfase normalmente es referida a la superficie líquida (fase más densa). Debido a esto se cumple que todas las moléculas son atraídas unas a otras en proporción directa al producto de sus masas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellas (primer Ley de Gravitación Universal), ahora, si analizamos un sistema de dos fluidos (aceite y agua), podemos observar que en la parte más baja y conforme no alejamos de la interfase agua aceite (WOC), las moléculas de agua estarán rodeadas por otras moléculas de la misma índole, por lo cual la fuerza atractiva entre las moléculas será cero. Sin embargo esto no sucede con una molécula que se encuentra en la interfase, ya que esta molécula tendrá fuerzas actuando sobre ella, debido a las moléculas de aceite que se encuentren inmediatamente arriba como de las moléculas que se encuentren por debajo de la interfase, lo mismo sucede con moléculas que se encuentren por encima de la interfase. Las fuerzas resultantes de esta interacción son desequilibradas y dan lugar a la tensión interfacial. Esta tensión interfacial es la fuerza por unidad de longitud para crear una nueva superficie.

La tensión interfacial o tensión superficial es comúnmente expresada en $\left[\frac{\text{Dinas}}{\text{cm}} \right]$ y es medida en laboratorio por algunos métodos, tales como: el tensiómetro, el método de la gota y algunos otros.

Cuando los datos de los registros geofísicos son confiables, deberían ser la base para establecer la distribución vertical de saturaciones en el yacimiento, sin embargo la exactitud de los registros no es suficiente para poder evaluar los cambios que sufre esta distribución en dirección vertical. Pero el acudir a datos de Presión Capilar es la mejor opción para poder determinar la distribución vertical de la saturación.

El conocimiento de esta técnica es una excelente herramienta para el entendimiento físico de la variación de la presión capilar en el yacimiento.

La altura que se forma en un tubo capilar que contiene dos fluidos, depende del diámetro y composición del tubo, del ángulo que forma la fase mojante y la tensión interfacial que existe entre la superficie y la fase mojante.

La fuerza que actúa en un tubo capilar es proporcional a la energía requerida para mantener la interfase entre los fluidos. La tensión superficial para una interfase líquido-gas o líquido-líquido la llamamos tensión interfacial. La tensión interfacial es la unidad de fuerza por unidad de longitud, la longitud sobre la cual esta fuerza es aplicada en un tubo capilar es la circunferencia de un círculo de radio r o longitud $2\pi r$.

Así, la fuerza capilar total es $2\pi r\sigma$ y la fuerza vertical sería $2\pi r\sigma \cos\theta$. Cuando esta es expresada como una presión dividida por la fuerza total por el área transversal πr^2 , se obtiene la ecuación 2.16:

$$p_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad 2.16$$

También podemos expresar la presión capilar p_c , como una función del peso de la columna hidrostática h , del fluido. Sabemos que el gradiente de presión para una columna de agua es $0.433 \frac{psi}{ft}$ y que el gradiente de presión para una columna de agua de un fluido de gravedad específica (densidad específica) γ , es 0.433γ .

Así que la presión equivalente de la columna de fluido es igual a la presión capilar:

$$p_c = 0.433(\Delta\gamma)h \quad 2.17$$

Donde:

$\Delta\gamma$ Es la diferencia entre las gravedades específicas de los dos fluidos.

Si igualamos las ecuaciones 2.16 y 2.17 podemos mostrar que la altura de la presión capilar es proporcional a la tensión interfacial y al coseno del ángulo de la fase mojante, e inversamente proporcional al radio del tubo capilar y la diferencia de gravedades específicas de la fase mojante y la no mojante.

$$h = \frac{2\sigma \cos\theta}{r(\rho_w - \rho_o)} \quad 2.18$$

Una vez que conocemos los valores de presión capilar para un yacimiento, un método sencillo y directo para calcular la distribución inicial de fluidos es por medio de los datos de presión capilar, con los cuales podemos interpretar y formar curvas de presión capilar vs. Saturación. Entonces una o más curvas de presión capilar pueden ser obtenidas para representar el yacimiento. Estas pueden requerir funciones “J”, datos de distribución de permeabilidad y un conocimiento geológico del yacimiento.

Después es necesario convertir los datos de laboratorio a datos de yacimiento, reconociendo las diferencias entre los fluidos utilizados en el laboratorio y los que se encuentran en el yacimiento. Entonces las curvas de presión capilar del yacimiento pueden ser interpretadas en términos de la distribución de saturación contra la curva de profundidad. Una vez que sea calculada la tensión interfacial y se tengan los datos de porosidad y permeabilidad, podríamos aplicar la función “J” de Leverett. Creando una curva de presión capilar para todo el yacimiento o varias en el caso de que este fuera heterogéneo, ya que sería impracticable el medir una curva de presión capilar para cada valor de porosidad y permeabilidad, debido a que todas las curvas de presión capilar para un yacimiento pueden ser combinadas dentro de una misma curva mediante el uso de “La Función J de Leverett”, la cual será detallada posteriormente.

Un segundo método para calcular la presión capilar, puede ser mediante una expresión muy conocida, que es la de Plateau, la que esta basada en la tensión interfacial y la curvatura de la interfase, pero únicamente se aplica a empaques donde los granos son esferas perfectas, lo cual es una gran desventaja debido a que en la realidad no existe una clasificación tan alta en los depósitos de rocas sedimentarias. La forma para determinar la presión capilar para esferas perfectas, es la siguiente:

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad 2.19$$

Donde:

R_1 y R_2 Son los dos principales radios de la curvatura da la interfase.

σ Es la tensión interfacial entre los dos fluidos.

Para dar una idea de los radios R_1 y R_2 , podemos observar la figura 2.6, los cuales deben ser medidos en forma perpendicular al plano de estos, lo que hace que esta técnica sea casi imposible de realizar, por lo tanto es necesario determinar los radios de alguna forma empírica, basándose en otras propiedades del medio poroso.

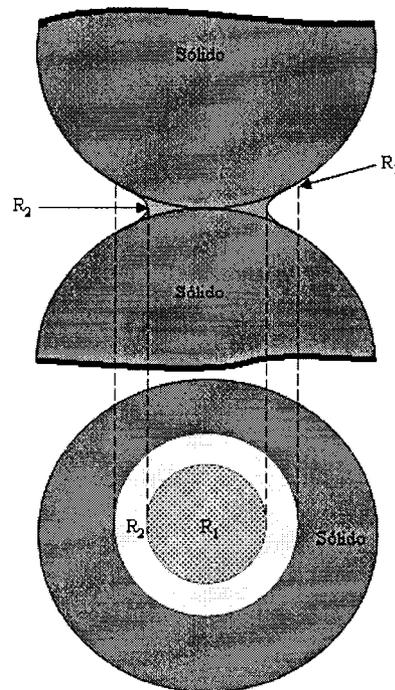


Figura 2.6. Ejemplificación de los radios R_1 y R_2 , para la ecuación de Plateau.

2.4.1 CONVERTIR DATOS DE PRESIÓN CAPILAR DE LABORATORIO A DATOS DE PRESIÓN CAPILAR DEL YACIMIENTO.

Muchos sistemas de fluidos son utilizados dentro del laboratorio para medir las presiones capilares características de muestras de yacimientos, por ejemplo aceite-agua, agua-aire o mercurio-aire, son algunos sistemas de fluidos que son utilizados para las mediciones, los fluidos utilizados dentro del laboratorio no son los mismos que se encuentran en el yacimiento. En la ecuación 2.16 se puede apreciar que las presiones capilares sufren cambios muy notables cuando se utilizan diferentes fluidos, debido a que el ángulo de mojabilidad θ , y la tensión interfacial σ , cambian con respecto a los fluidos utilizados. Por esta razón las mediciones de presión capilar deben ser corregidas antes de que sean utilizadas como datos de algún yacimiento.

La forma de hacer estas correcciones es la siguiente, si conocemos el ángulo de mojabilidad y la tensión interfacial entre los fluidos del yacimiento y los usados en el laboratorio, entonces la forma de corregir los datos de presión capilar y llevarlos a datos del yacimiento es mediante la siguiente formula:

$$P_{cR} = P_{clab} \frac{(\sigma \cos \theta)_R}{(\sigma \cos \theta)_{lab}} \quad 2.18a$$

El utilizar esta ecuación representa algunas dificultades, ya que aunque la tensión interfacial y el ángulo de mojabilidad entre los fluidos de laboratorio pueden ser conocidos u obtenidos en el laboratorio, no existe gran cantidad de datos de la tensión interfacial y el ángulo de mojabilidad para los fluidos del yacimiento a condiciones del yacimiento, y las mediciones de estos parámetros en el laboratorio son casi imposibles ya que se necesitan sofisticados equipos para medir la tensión interfacial con gas disuelto en aceite a presiones y temperaturas relativamente altas.

Uno de los mayores problemas dentro de la caracterización del yacimiento es el determinar las presiones capilares, ya que solo sabemos los valores de porosidad y permeabilidad en cada pozo, pero en realidad no sabemos cual es la distribución ni los cambios verticales y laterales de porosidad y permeabilidad que existe entre los pozos.

Existen algunos métodos estáticos para determinar matemáticamente la mejor división de zonas, aunque algunos autores proponen que se puede llegar a mejores resultados utilizando un buen criterio de la variación de estas propiedades en el yacimiento entre los pozos.

2.4.2 MÉTODOS PARA DETERMINAR LAS PRESIONES CAPILARES.

2.4.2.1 FUNCIÓN “J” DE LEVERETT.

Los datos de presión capilar son obtenidos de pequeñas muestras de núcleos, que representan pequeñísimas partes del yacimiento, por lo tanto, es necesario el combinar todos los datos de presión capilar para caracterizar un yacimiento. Las curvas de presión capilar de casi todos los materiales porosos naturales, tienen características en común, pero la relación que existe entre la saturación de fluidos y las presiones capilares siempre es afectada por la permeabilidad del yacimiento, así que es necesario idear ecuaciones que describan tales curvas de presión capilar para predecir el comportamiento del yacimiento.

Existen dos métodos que se utilizan actualmente para la correlación de presiones capilares, uno es el método propuesto por Leverett, donde una función correlaciona estos valores y es llamada la función “J” de Leverett. El segundo método que fue desarrollado por **Guthrie et. al., 1955**, solo es una aproximación estática al problema.

Uno de los métodos clásicos para obtener los porcentajes de presión capilar, es la función “J”. La cual esta basada en una relación teórica entre la permeabilidad y la porosidad, esta puede ser derivada asumiendo que un medio poroso puede ser caracterizado como un conjunto de tubos capilares que no están intercomunicados.

El flujo a través de un tubo capilar esta descrito por la ecuación de Poisuelles, que está definida de la siguiente manera:

$$q' = \frac{\pi (r')^4 \Delta p'}{8 \mu L'_{cap}} \quad 2.19a$$

Donde:

q' Es el gasto volumétrico en unidades de Darcy.

Por lo anterior si consideramos un número "n" de tubos capilares para hacer similitud con el yacimiento, la ecuación puede ser escrita de la siguiente manera:

$$q' = \frac{n \pi (r')^4 \Delta p'}{8 \mu L'_{cap}} \quad 2.20$$

La porosidad de una formación hecha de un conjunto de tubos capilares es:

$$\phi = \frac{n \pi r'^2}{A} \quad 2.21$$

Considerando la ecuación de la permeabilidad definida por Darcy:

$$k = \frac{q' \mu L'_{core}}{A' \Delta p'} \quad 2.22$$

Si despejamos de la ecuación 2.22 el gasto q' y lo igualamos con la ecuación 2.20, obtenemos:

$$\frac{k A' \Delta p'}{\mu L'_{core}} = \frac{n \pi (r')^4 \Delta p'}{8 \mu L'_{cap}} \quad 2.23a$$

Arreglamos la ecuación y llegamos a:

$$8 k A' = n \pi (r')^4 \frac{L'_{core}}{L'_{cap}} \quad 2.23b$$

Despejando A de la ecuación 2.21 y sustituyéndola en la anterior llegamos a:

$$\frac{8k}{\phi} = (r')^2 \frac{L'_{core}}{L'_{cap}} \quad 2.24$$

Donde podemos observar que la permeabilidad y la porosidad están relacionadas.

Arreglando la ecuación 2.24 para que el radio quede despejado, obtenemos:

$$r^2 = \frac{8k L'_{cap}}{\phi L'_{core}} \quad 2.25$$

Note que la longitud del tubo capilar es diferente que la longitud del núcleo, ya que en un tubo capilar la trayectoria es una línea recta de un extremo a otro, pero esto no sucede en un núcleo poroso, donde la trayectoria que siguen los fluidos de un lado a otro, depende de la comunicación que exista entre los poros y las formas en la que se realizó la compactación del yacimiento. Ya que esta pudo tener una depositación normal, y posteriormente una cementación lo cual modifica la trayectoria que tienen que seguir los fluidos para moverse de un punto del yacimiento a otro.

A la relación que existe entre la longitud del tubo capilar y la trayectoria que se sigue en el núcleo se denomina tortuosidad. Ahora, si consideramos que la tortuosidad en una constante para cada yacimiento y se forma una constante numérica dentro de la ecuación

2.25 (la constante numérica sería $cte = \left(8 \frac{L'_{cap}}{L'_{core}}\right)^{0.5}$) se puede mostrar que el radio

relaciona a la permeabilidad y la porosidad:

$$r = cte \left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5} \quad 2.26$$

Si sustituimos esta ecuación dentro de la ecuación de la definición de presión capilar (Ecuación 2.16), se produce la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{cte \left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5}} \quad 2.27$$

Si resolvemos la ecuación para las constantes que se tienen, resulta:

$$J(S_w) = \frac{2}{cte} \frac{P_c \left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5}}{\sigma \cos \theta} \quad 2.28$$

Leverett et. al., 1941, abordó el problema desde un punto de vista de análisis dimensional. Por lo que la función “J” de Leverett es una función adimensional de presión capilar, así que una vez que Leverett relacionó la dependencia de la presión capilar con la porosidad, tensión interfacial y del promedio del radio del poro, también definió una función de la saturación, únicamente mediante el uso de propiedades físicas de la roca y el fluido, así que la expresión puede ser escrita de la siguiente manera:

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{p_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad 2.29$$

Donde:

$J(S_w)$ Es la función “J” de Leverett.

p_c Es la presión capilar.

σ Es la tensión interfacial.

La función “J” de Leverett fue originalmente propuesta como el promedio de todos los datos de presión capilar convertidos a una curva universal. Debido a la existencia de significativas diferencias en la correlación de la función “J” de Leverett con la saturación del agua de una formación a otra, no se puede obtener una curva universal. Aunque para una misma formación, esta función de presión capilar es aplicable totalmente, y en muchos casos sirve para desaparecer discrepancias en la curva de presión capilar p_c , contra saturación de agua S_w y así reducir estas a una curva común.

Algunos autores han incluido dentro de la expresión de Leverett el $\cos \theta$, el cual es el ángulo de contacto entre los fluidos. De tal forma que la expresión de Leverett modificada puede ser escrita de la siguiente manera:

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{p_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad 2.30$$

2.4.2.2 MÉTODO ESTÁTICO.

El segundo método para evaluar los datos de presión capilar, es mediante el análisis de un número determinado de muestras representativas, tratar los datos estáticamente y derivar una correlación, que junto con datos de porosidad y permeabilidad, permita determinar la saturación de agua connata (o congénita) para el campo. En este método primero se realizan graficas de saturación de agua contra el logaritmo de permeabilidad, para valores constantes de presión capilar y mediante estas graficas se puede aproximar una tendencia lineal y ajustar la ecuación de una línea recta, que tendría una forma general como la siguiente:

$$S_w = a \log k + C \quad 2.31$$

Donde:

a y C Son constantes determinadas en el laboratorio.

S_w Es la saturación de agua.

k Es la permeabilidad.

Sin embargo se sabe que la saturación del agua a presión capilar constante no siempre es función de la permeabilidad, por lo cual se necesitan hacer modificaciones a la ecuación 2.31 para corregir estos errores.

Una forma de verificar o calcular las profundidades de la presión capilar en el yacimiento puede ser el siguiente: Sabemos que por arriba del contacto agua-aceite (WOC) o agua-gas (WGC) existe una saturación de agua ya que las fuerzas capilares están balanceadas por fuerzas gravitacionales, así que:

$$P_{cow} = (\rho_o - \rho_w)gh \quad 2.32$$

Donde:

h Es la altura arriba del nivel de agua libre.

El nivel de agua libre es ligeramente diferente que el contacto agua-aceite, porque la curva de presión capilar durante el proceso de drene solo tiene un valor cercano a cero (pero nunca es cero) cuando se alcanza la saturación de agua máxima $S_w = 100\%$.

Este punto final que no alcanza el valor de cero es causado por la presión de entrada que tiene el aceite ya que el agua satura a la roca mientras el aceite migra o es desplazado. En consecuencia h debe ser medida del nivel de agua libre y no del contacto agua-aceite. Una ecuación similar a la anterior se podría aplicar para el contacto agua-gas.

La ecuación 2.32 debe ser aplicada en un sistema de unidades consistente, o si se aplica en unidades de campo puede ser escrita de la siguiente manera:

$$p_{cpw} = \frac{(\rho_w - \rho_o) g}{144 g_c} h \quad 2.33$$

Donde:

p_{cpw} Esta en *psi*.

ρ_w y ρ_o Están en $\frac{lbm}{ft^3}$.

h Esta en *ft*.

$g = 32.2 \frac{ft}{sec^2}$.

$g_c = 32.2 \frac{lbm - ft}{(sec^2 - lbf)}$

Las ecuaciones 2.32 y 2.33 determinan el valor de la presión capilar en cualquier punto del yacimiento. Entonces, la función de presión capilar de la saturación del agua es utilizada para determinar la saturación del agua en esos puntos.

2.5 MOJABILIDAD.

La mojabilidad de una formación o de una roca, es la afinidad de fluido para adherirse a las paredes de la roca, por lo que el fluido que se adhiere a las paredes del sólido (fase o fluido mojante) lo envuelve totalmente creando una capa alrededor de este y de esta forma el o los otros fluidos existentes (fases o fluidos no mojantes) se encuentran alrededor del fluido mojante.

La tensión de adhesión, determina el fluido que tiende preferentemente a adherirse a la roca. En la figura 2.7 se puede observar dos líquidos (aceite-agua) que están en contacto con un sólido y en esta misma se pueden apreciar las distintas formas que toma la fase mojanete y no mojanete, cuando varía la mojanete del sólido. Por convención el ángulo de mojanete θ , se mide a través de la fase con mayor densidad, en un rango de 0° a 180° , donde con un ángulo de 0° , el sólido sería mojado por el agua y con un ángulo de 180° estaría mojado por aceite.

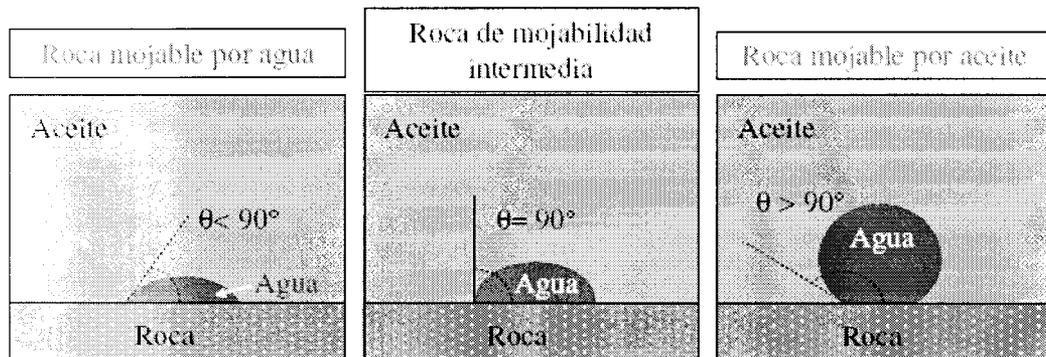


Figura 2.7. Preferencia de un líquido por mojanete una superficie.

Con los conceptos definidos podemos definir la expresión que describe la tensión de adhesión, como:

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta_{wo} \quad 2.34$$

Donde:

A_T Es la tensión de adhesión.

σ_{so} Es la tensión interfacial entre el sólido y la fase más ligera.

σ_{sw} Es la tensión interfacial entre el sólido y la fase más pesada.

σ_{wo} Es la tensión interfacial entre los fluidos.

Y el $\cos \theta$ como:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{wo}} \quad 2.35$$

Si el resultado de la tensión de adhesión resulta en un valor positivo indica que el sólido será preferentemente mojado por la fase menos densa, si resulta en un valor de cero significa que ambas fases tiene igual afinidad por la superficie del sólido y si es negativo será mojado por la fase de mayor densidad.

La ecuación 2.34 indica la magnitud de la tensión de adhesión, así que si el valor de A_T es muy grande o el valor del ángulo θ es pequeño, la fase más densa se extenderá y va a tender a cubrir la superficie. En cambio si el ángulo de contacto es muy grande se necesitara alguna fuente de energía externa para lograr que esta fase se extienda en la superficie. Cabe mencionar que el ángulo de mojabilidad cambia, según sea el tipo de fluidos y de superficie, por lo que para un mismo par de fluidos se tendrán distintos ángulos de contacto, si el tipo de superficie varía, por ejemplo: entre carbonatos, arenas, etc. Hay que mencionar que la preferencia de mojar un fluido a la superficie de una roca mucho depende de la mineralogía de roca y la composición del fluido, por esto es necesario estudiar exhaustivamente las muestras de yacimiento, ya que la fase mojanete ocupara los lugares mas pequeños del medio (lugares o poros intersticiales).

2.6 SATURACIONES DE LOS FLUIDOS.

La saturación de un fluido en un medio poroso se escribe con el símbolo de S_p , donde p se refiere a la saturación de la fase en cuestión y se define como la relación que existe entre el volumen del fluido en el sistema o medio poroso (aceite, gas o agua) entre el volumen de poros en el yacimiento, expresado en forma matemática se puede escribir de la siguiente manera para cada uno de los fluidos:

$$S_o = \frac{V_o}{V_{Tp}} \quad 2.36$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_{Tp}} \quad 2.37$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_{Tp}} \quad 2.38$$

Donde:

V_{Tp} Es el volumen total de poros.

V_p Es el volumen de la fase, (aceite o , gas g , agua w).

En un medio poroso por definición la suma de todas las saturaciones debe ser igual a uno, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$S_o + S_g + S_w = 1.0 \quad 2.39$$

Debido a la expresión matemática se puede observar que la saturación es adimensional, y también esta puede ser expresada en porcentaje o en fracción.

La saturación es una propiedad de la roca, que depende de la forma y tiempo en que los fluidos migraron desde la zona generadora hasta la zona que los almacena, también depende de algunas de las propiedades de los fluidos, como la densidad ya que dependiendo de esta propiedad los fluidos tienden a distribuirse en el yacimiento, como se muestra en la figura 2.8.

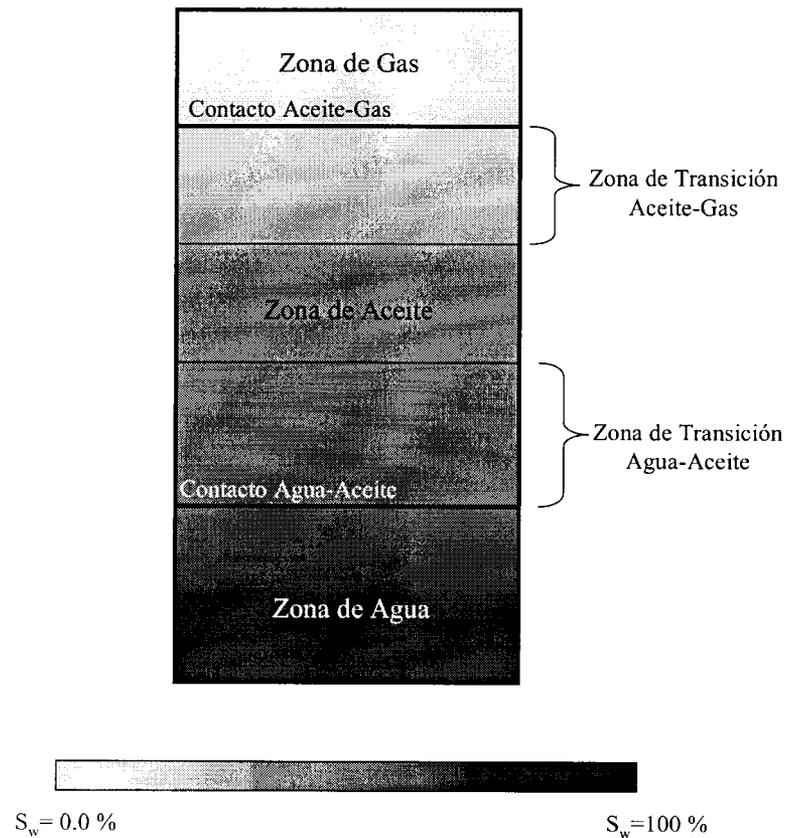


Figura 2.8. Distribución de los fluidos en un yacimiento por efectos gravitacionales.

CAPITULO 3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se analizará la importancia que tienen las propiedades de los fluidos dentro del yacimiento, así como la definición de estas y algunas correlaciones para determinarlas, ya que las propiedades de los fluidos juegan un papel muy importante dentro del comportamiento del yacimiento. Además de que estas propiedades junto con la presión y temperatura a la que se encuentran el yacimiento, determinan la situación actual y el comportamiento del mismo.

Las sustancias de interés dentro de los yacimientos petroleros son el aceite (o), agua (w), gas (g) y algunos componentes no hidrocarburos. Normalmente se espera encontrar al aceite, gas o agua, como fluidos, pero en algunos casos el aceite puede ser muy viscoso o llegar al grado de encontrarse en estado sólido, de la misma forma en algunos casos el agua puede estar en estado sólido, esto depende de la zona en la que se encuentre.

Cuando estudiamos los fluidos, normalmente se prefiere trabajar con estudios obtenidos de laboratorio, que provienen de muestras de fluidos actuales del yacimiento que se encuentran en la etapa de producción. Pero cuando no se cuenta con esta información se debe acudir a correlaciones publicadas, muestras de fluidos similares o muestras de fluidos de yacimientos o campos cercanos.

3.1 ANÁLISIS PVT.

En todo estudio de Ingeniería de Yacimientos es necesario contar con las propiedades, tanto de los fluidos como de la roca rocas que los contienen; es por eso que la toma de muestras debe realizarse en la etapa inicial de desarrollo del campo. Uno de los principales objetivos de tomar muestras de los fluidos de un yacimiento, es el de conocer lo mejor posible sus características y comportamiento, las cuales se obtienen en laboratorio por medio de estudios o análisis PVT, que ayudan a determinar las propiedades físicas y termodinámicas de los fluidos, así como su comportamiento durante el agotamiento de los yacimientos. Estos estudios son de vital importancia y absolutamente necesarios para comenzar a realizar los estudios de Ingeniería de Yacimientos.

La consideración principal que se debe tener en cuenta, es el volumen de fluido que se tomará para realizar los análisis de forma completa. De acuerdo a la literatura, para el muestreo de fondo se necesitan un mínimo de tres muestras representativas de aproximadamente 600 cm^3 (0.02118 ft^3) cada una, y para el muestreo de superficie o recombinado, se necesitan tres cilindros del separador de líquidos de 600 cm^3 (0.02118 ft^3), y tres cilindros de 20 litros (7.06 ft^3) del separador de gas.

Para tener la certeza de que el muestreo es representativo, se hace una validación exhaustiva tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento medidos durante la toma de las muestras, tales como:

- Presión estática del yacimiento.
- Presión de fondo fluyendo.
- Presión en la cabeza del pozo.
- Temperatura en la cabeza del pozo.
- Presión y temperatura del separador.
- Gastos de líquido y gas en el separador, así como el líquido en el tanque.
- Factor de encogimiento del aceite.

En el laboratorio:

- Verificar la valides de las muestras.
- Comprobar los datos del campo con los datos del laboratorio.
- Comparar las muestras tomadas en superficie mediante recombinedo de las muestras tomadas de fondo.
- Realizar los estudios completos del fluido por medio de los diferentes experimentos como son:
 1. Agotamiento a Composición Constante (ACC) o (CCE) por sus siglas en ingles.
 2. Agotamiento Diferencial (AD) o (DL) por sus siglas en ingles. Solo en aceites.
 3. Agotamiento a volumen Constante (AVC) o (CVD) por sus siglas en ingles.
 4. Estudio de separadores en Etapas (ESE).
 5. Determinación de las propiedades físicas como viscosidad, densidad, etc.

3.2 PROPIEDADES DEL GAS.

El gas es uno de los dos principales fluidos que nos interesa extraer de los yacimientos, y debido a esto es necesario estudiar sus propiedades y comportamiento dentro y fuera de este, ya que muchas veces de él depende la cantidad de hidrocarburos que se podrá extraer del yacimiento, debido a que si se encuentra disuelto en el aceite, o de forma continua como una capa de gas, este es un mecanismo de empuje para producir los líquidos, o bien ayudará a mantener la presión del yacimiento y que la vida de este sea mas duradera. Aunque el gas también podría perjudicar la producción del yacimiento, ya que en el caso de querer producir una mayor cantidad de líquidos, es necesario no hacer que la presión descienda por debajo de la presión de saturación, ya que si existiera una capa de gas esta puede invadir los pozos y así se produciría mas gas que aceite.

Por estos motivos y otros es la importancia de estudiar las propiedades y comportamiento del gas.

3.2.1 FACTOR “Z” DE COMPRESIBILIDAD.

El volumen de un gas real usualmente es menor que el volumen de un gas ideal, por lo tanto, se dice que un gas real es supercompresible. La relación que existe entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal, es una medida de la cantidad de desviación que tiene el comportamiento de un gas real, en relación con el comportamiento ideal, esta relación es llamada el “Factor de Supercompresibilidad” (comúnmente reduce a Factor de Compresibilidad del Gas), o factor de desviación del gas o el factor “z”. Por definición el factor de desviación del gas es la relación que existe entre el volumen ocupado por un gas real entre el volumen ocupado por un gas ideal, a una presión y temperatura dadas. Matemáticamente se escribe de la siguiente manera:

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad 3.1$$

Donde:

V_{real} Es el volumen real del gas a condiciones de presión y temperatura dadas.

V_{ideal} Es el volumen ideal del gas a las mismas condiciones de presión y temperatura.

La ecuación de estado de los gases reales puede ser escrita de la siguiente manera:

$$pv = ZRT \quad 3.2$$

Donde:

p Es la presión.

T Es la temperatura.

v Es el volumen molar.

R Es la constante de los gases.

Z Factor de desviación.

Una mejor aproximación para el factor de desviación del gas para programas y hojas de calculo, es la Ecuación de Estado de **Dranchuk y Abou-Kassem et. al., 1975**, ya que ellos ajustaron una ecuación a los datos de Standing & Katz. La Ecuación de Estado de Dranchuk y Abou-Kassem esta basada en la Ecuación de Estado Generalizada de **Starling et. al., 1973**, y el factor es expresado de la siguiente manera:

$$Z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right) \rho_{pr} + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_{pr}^2 - A_9 \left(\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_{pr}^5 + A_{10} \left(1 + A_{11} \rho_{pr}^2 \right) \left(\frac{\rho_{pr}^2}{T_{pr}^3} \right) * \exp(-A_{11} \rho_{pr}^2) \quad 3.3$$

Donde:

$$\rho_{pr} = \frac{0.27 p_r}{Z T_r} \quad 3.4$$

$$A_1 = 0.3265, \quad A_2 = -1.0700, \quad A_3 = -0.5339, \quad A_4 = 0.01569, \quad A_5 = -0.01565, \\ A_6 = 0.5475, \quad A_7 = -0.7361, \quad A_8 = 0.1844, \quad A_9 = 0.1056, \quad A_{10} = 0.6134, \quad A_{11} = 0.7210.$$

Dranchuk y Abou-Kassem encontraron un error dentro de la ecuación de 0.486%, con una desviación estándar de 0.00747 dentro de los rangos de presión y temperatura pseudoreducidas de:

$$0.2 \leq p_{pr} \leq 30$$

$$1.0 \leq T_{pr} \leq 3.0$$

Y para:

$$p_{pr} \leq 1.0 \text{ con } 0.7 \leq T_{pr} \leq 1.0$$

Los autores encontraron que esta Ecuación de Estado y otras mas dan resultados inaceptables para temperaturas cercanas a la crítica ($T_{pr} = 1.0$ y $p_{pr} \geq 1.0$), por lo que no es recomendable utilizarlas dentro de estos rangos.

3.2.2 FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACIÓN.

El factor de volumen de formación B_g , es definido como la relación que existe entre el gas a temperatura y presión del yacimiento y el volumen de la misma cantidad de gas a condiciones de superficie o estándar (presión y temperatura). Esta es una cantidad adimensional pero frecuentemente es expresada en términos de pies cúbicos o barriles a condiciones de yacimiento sobre pies cúbicos de gas a condiciones estándar. Con este factor podemos relacionar el volumen de gas en el yacimiento al volumen del gas en la

superficie, mediante el uso de la ecuación de los gases reales:

$$B_g = \frac{V_{yac}}{V_{sup}} = \frac{\frac{znRT}{p}}{\frac{z_{sup}nRT_{sup}}{p_{sup}}} = \frac{zT p_{sup}}{z_{sup} T_{sup} p} \quad 3.5$$

Normalmente, cuando utilizamos unidades de campo, las condiciones superficiales son las siguientes:

$$T_{sup} = 520^{\circ}R$$

$$p_{sup} = 14.7 \text{ psia}$$

$$z_{sup} = 1.0$$

Por lo que al sustituir estas condiciones en la ecuación 3.5, tenemos:

$$B_g = 0.0282793 \frac{zT}{p} \quad 3.6$$

Donde:

T Es la temperatura en $^{\circ}R$.

p Es la presión en $psia$.

z Es el factor de compresibilidad del gas y es adimensional.

En algunos casos es de mayor utilidad el tener expresado B_g con unidades de $Barriles_R$, por pie cúbico estándar sft^3 . Por lo que la ecuación 3.6, quedaría expresada como:

$$B_g = 0.00503676 \frac{zT}{p} \quad 3.7$$

Donde:

T Es la temperatura en $^{\circ}R$.

p Es la presión en $psia$.

En la figura 3.1 se puede observar el comportamiento del B_g .

P_g [Mpa]	B_g [m ³ /m ³]
11.5	0.01112
14.0	0.00910
17.4	0.00730
20.6	0.00623
24.5	0.00538
28.3	0.00480
31.3	0.00446
34.0	0.00422
36.2	0.00404
38.2	0.00391
62.0	0.00365

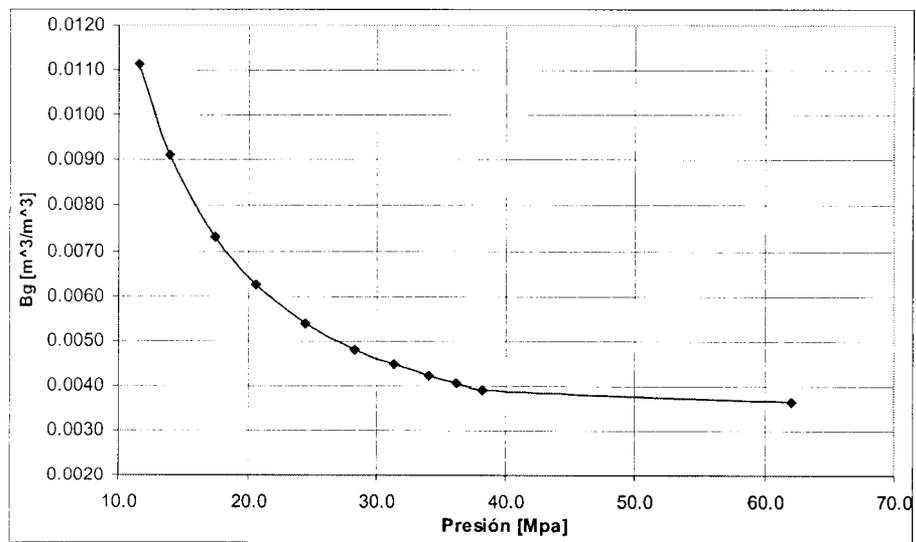


Figura 3.1. Comportamiento del Factor de Volumen de Formación del Gas.

3.2.3 DENSIDAD DEL GAS.

La densidad de un gas esta definida como la masa del gas dividida por el volumen que ocupa a condiciones dadas. Y puede ser derivada y determinada fácilmente mediante el uso de la ecuación de los gases reales:

$$pV = ZnRT \quad 3.8$$

Como sabemos en número de moles n es igual a:

$$n_g = \frac{m_g}{M_g} \quad 3.9$$

Por lo que sustituyendo la ecuación 3.9 en la ecuación 3.8, tenemos que:

$$pV_g = \frac{m_g}{M_g} ZRT \quad 3.10$$

Arreglando la ecuación 3.10, tenemos:

$$\rho_g = \frac{m_g}{V_g} = \frac{pM_g}{ZRT} \quad 3.11$$

Sabemos que la masa del aire multiplicada por la densidad específica del gas es la masa aparente del gas, por lo que:

$$M_g = \gamma_g M_a \quad 3.12$$

Donde:

$$M_a \text{ Es la masa aparente del aire } M_a = 28.97 \frac{lb}{lb.mol}.$$

Por lo que sustituyendo la ecuación 3.12 y M_a en la ecuación 3.11, la densidad del gas resulta en:

$$\rho_g = \frac{m_g}{V_g} = \frac{28.97\gamma_g p}{ZRT} \quad 3.13$$

En la distribución de fluidos la densidad juega un papel importante, ya que además de las presiones capilares, la densidad es un parámetro importante para determinar la distribución de fluidos, ya que por diferencia de densidades los fluidos también tienden a ocupar un lugar (Verticalmente) en el yacimiento, debido a que los fluidos más ligeros siempre tienden a ir a las partes más altas.

En la figura 3.2, se puede observar el comportamiento de la densidad del gas.

Presión [Mpa]	Densidad [kg/m ³]
14.0	83.637443
17.4	102.2235414
20.6	127.3862593
24.5	149.1911145
28.3	172.6821034
31.3	193.6867101
34.0	208.304575
36.2	220.5088377
38.2	230.0029682
62.0	237.9341051
0.0	254.7725187

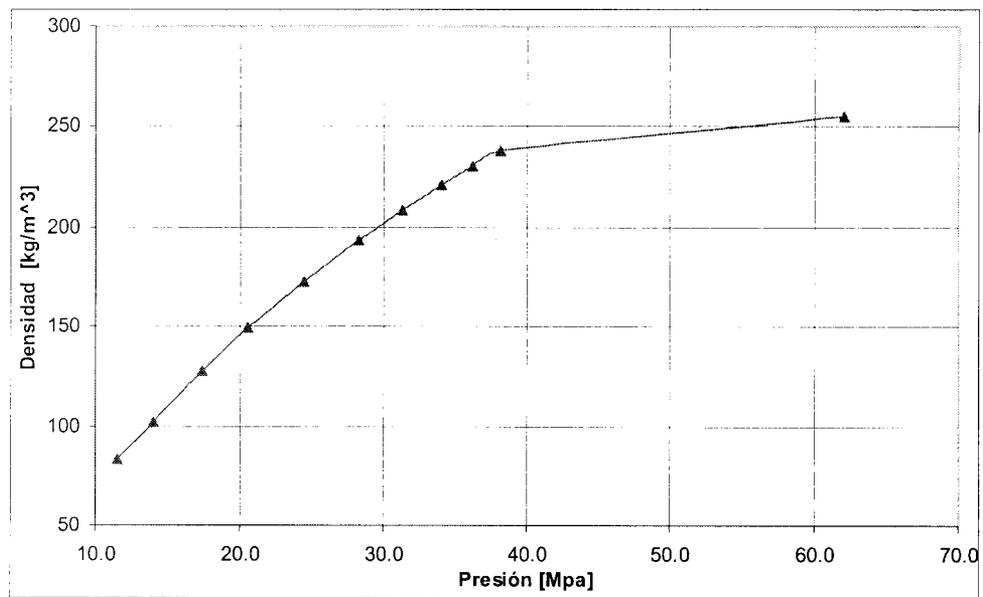


Figura 3.2. Comportamiento de la densidad del gas.

3.2.4 COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA.

Dentro de la ingeniería de yacimientos siempre se encuentran fluidos compresibles, así que al estar sometidos a un incremento de presión tienden a disminuir su volumen y en caso contrario cuando experimentan una disminución de presión tienden a expandirse, debido a este tipo de fenómenos que suceden en el yacimiento, es muy importante estudiar la compresibilidad de los gases, ya que dentro del yacimiento el medio mas compresible es el gas (no confundir con el factor Z de compresibilidad). Existe una formulación matemática general para definir la compresibilidad isotérmica de un material, la cual es expresada de la siguiente forma:

$$c = -\frac{1}{V} \left[\frac{\partial V}{\partial p} \right]_T \quad 3.14$$

El signo menos de la ecuación es únicamente por convención ya que el término de la derivada tiene un signo menos implícito, así que la derivación matemática para la compresibilidad puede ser a partir de la ecuación de los gases reales:

$$pV = ZnRT \quad 3.15$$

$$V = nRT \frac{Z}{p} \quad 3.16$$

Al derivar la ecuación 3.16 con respecto al volumen y aplicándola a un gas, tenemos:

$$\left[\frac{\partial V_g}{\partial p} \right]_T = \frac{nRT}{p} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T - \frac{ZnRT}{p^2} \quad 3.17$$

Aplicando la ecuación 3.17 a un gas, tenemos:

$$c_g = -\left[\frac{1}{V_g} \right] \left[\frac{\partial V_g}{\partial p} \right]_T \quad 3.18$$

Ahora al sustituir la ecuación 3.16 y 3.17 en 3.18, resulta:

$$c_g = -\left[\frac{p}{ZnRT} \right] \left[\frac{nRT}{p^2} \left(p \frac{\partial Z}{\partial p} - Z \right) \right] \quad 3.19$$

Arreglando la ecuación anterior, producimos:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \quad 3.20$$

En esta ecuación podemos observar que la compresibilidad de un gas puede ser calculada, si tenemos los datos del factor de compresibilidad del gas Z , como una función de la presión. Además cuando se tiene un gas dulce y se comporta como un gas ideal, la compresibilidad es muy pequeña y puede considerarse como despreciable, por lo que la ecuación anterior se reduce a:

$$c_g = \frac{1}{p} \quad 3.21$$

3.2.5 VISCOSIDAD.

La compresibilidad del gas es mucho mayor que la compresibilidad del aceite, agua o de la roca, por lo tanto la densidad del gas natural es de menor valor que la del agua o aceite. Esto hace que el gas sea mucho más móvil dentro del yacimiento que cualquiera de los otros fluidos mencionados, por lo que su viscosidad es muy baja. La viscosidad es la resistencia de un fluido a fluir en cualquier medio, las mezclas de gas en el yacimiento regularmente tienen un rango de viscosidad de 0.01 a 0.03 cp , cuando se encuentran a condiciones estándar, pero para condiciones de yacimientos alcanzan valores de hasta 0.1 cp . La estimación de las viscosidades a temperaturas y presiones elevadas, es generalmente hecha con un procedimiento básico de dos pasos:

1. Calcular la viscosidad μ_{gcs} de la mezcla a una baja presión y temperatura (condiciones estándar), mediante la teoría de **Chapman-Enskog et. al., 1968**.
2. Correlacionar este valor mediante el efecto de la presión y temperatura, con la ley de los estados correspondientes o la correlación de la densidad del gas.

Estas correlaciones relacionan el valor de la viscosidad actual μ_g , a bajas presiones y temperaturas, mediante el uso de la relación de $\frac{\mu_g}{\mu_{gcs}}$ o la diferencia $(\mu_g - \mu_{gcs})$, como una función de propiedades pseudoreducidas p_{pr} y T_{pr} , o como una función de la densidad pseudoreducida ρ_{pr} .

Debido a la escasez de instrumentos para medir la viscosidad directamente, esta es correlacionada y por este debe ser estudiada. La viscosidad del gas de un yacimiento, frecuentemente es determinada mediante correlaciones graficas, como función de

$$\frac{\mu_g}{\mu_{ges}} = f(T_r, p_r), \text{ la cual fue propuesta por Carr et. al., 1954.}$$

En la figura 3.2 se observa el comportamiento de la viscosidad del gas.

Tabla 3.3 Presión vs Viscosidad del Gas	
Presión [Mpa]	Viscosidad [cp]
14.0	0.0162
17.4	0.0171
20.6	0.0184
24.5	0.0197
28.3	0.0213
31.3	0.023
34.0	0.0244
36.2	0.0255
38.2	0.0265
62.0	0.0274
0.0	0.0295

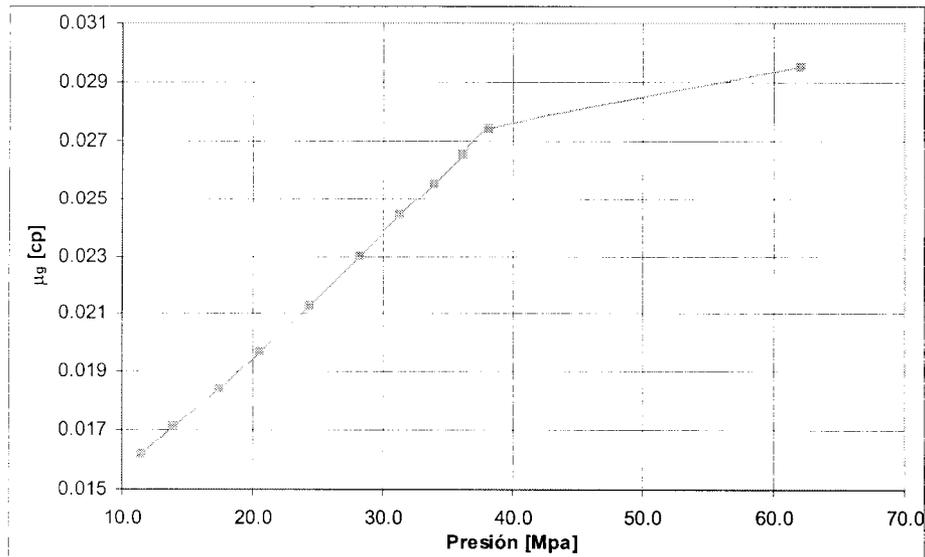


Figura 3.3. Comportamiento de la viscosidad del gas.

3.3 PROPIEDADES DEL ACEITE.

El aceite es el principal fluido que se pretende extraer en algunas partes de México y del mundo. Debido a que existe una gran cantidad de mezclas distintas y comportamientos diferentes, es de vital importancia el estudiar tanto las propiedades del aceite como su comportamiento dentro de las condiciones a las que estará sometido durante la explotación del yacimiento. Ya que se ha dispuesto de miles de datos de tipos de aceites, se han desarrollado distintas correlaciones para determinar sus propiedades, por lo que en esta parte se presentan las propiedades consideradas más importantes del aceite, así como algunas correlaciones para calcularlas.

3.3.1 PRESIÓN DE SATURACIÓN.

La presión de saturación, es aquella presión a partir de la cual las dos fases (líquido y gas) están presentes y burbujas de gas salen del aceite. También es llamada presión de burbuja p_b . La presión de saturación es un punto muy importante, debido a que en ella muchas propiedades de las mezclas de hidrocarburos cambian drásticamente su comportamiento, por lo que es de gran interés para la Ingeniería Petrolera discutir, analizar, calcular y predecir la presión de saturación.

3.3.2 FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACIÓN.

El gas disuelto en el aceite y las altas temperaturas del yacimiento, causan que el aceite ocupe grandes volúmenes dentro del mismo, que no ocuparía a condiciones atmosféricas o estándar. El aceite se encoge cuando es llevado a la superficie, lo que se puede apreciar en el comportamiento del B_o , ya que este siempre es mayor a 1.0. El inverso del factor de formación es llamado factor de encogimiento, aunque este termino es poco utilizado. El factor de volumen de formación del aceite o B_o , es definido a cualquier presión como:

$$B_o = \frac{V_R}{V_s} \tag{3.22}$$

Donde:

V_R Es el volumen ocupado por una cantidad de aceite a condiciones de yacimiento (presión y temperatura).

V_s Es el volumen ocupado por la misma cantidad de aceite a condiciones estándar (1 atm y 60° F).

Aunque el B_o , es adimensional, siempre mantiene unidades de volumen a condiciones de yacimiento por volumen a condiciones estándar. Para medir las propiedades *PVT* (Presión/Volumen/Temperatura), del aceite existen dos formas:

1. Midiendo las propiedades a partir de muestras de fondo.
2. En caso de carecer de las muestras se pueden realizar mediante la combinación de muestras de aceite y gas y llevándolas a condiciones de yacimiento. Mediante la obtención de muestras de aceite y gas de los separadores, y midiendo el gasto de cada fase.

El factor de volumen de formación para una sola fase, puede ser estimado mediante el uso del gas en solución, la densidad del gas en solución, la densidad del aceite “*API*” en el tanque de separación, y la temperatura del yacimiento, esto mediante la correlación de **Standing et. al., 1947** o **Vásquez y Beggs et. al., 1980**.

La correlación de Standing para determinar el B_o , para presiones por debajo de la presión de saturación es la siguiente:

$$p \leq p_b$$
$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.176} \quad 3.23$$

Donde:

$$F = R_{sc} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T_R \quad 3.24$$

γ_o Es la densidad específica del aceite.

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \gamma_{API}}$$

3.25

T_R Es la temperatura del yacimiento en $^{\circ}F$.

En la figura 3.4 se puede ver el comportamiento del Factor de Volumen del Aceite.

Tabla 3.6 Presión vs Factor de Formación	
Presión [Mpa]	Bo[m ³ /m ³]
14.0	1.3001
17.4	1.3359
20.6	1.3891
24.5	1.4425
28.3	1.5141
31.3	1.5938
34.0	1.663
36.2	1.7315
38.2	1.7953
62.0	1.854
0.0	1.778694248

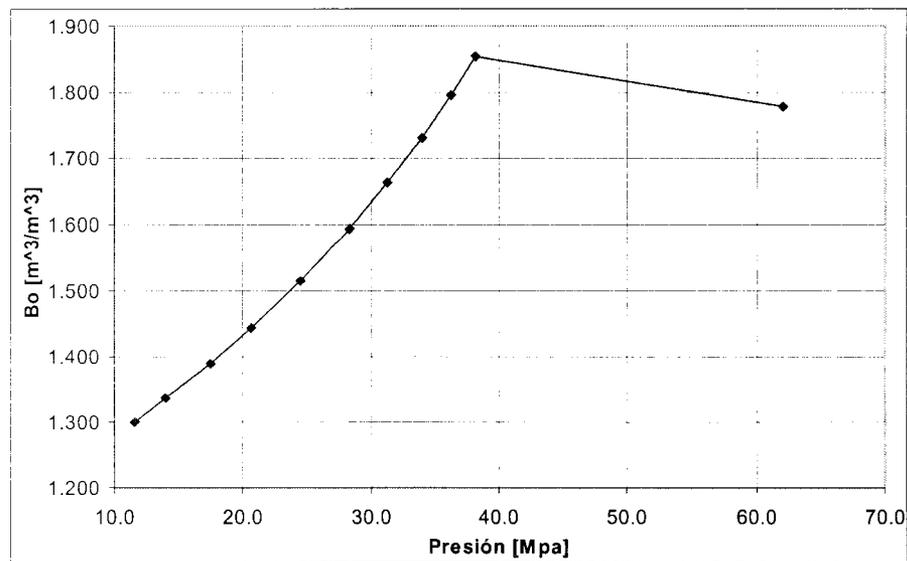


Figura 3.4. Comportamiento del Factor de Volumen del Aceite.

3.3.3 COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA.

La compresibilidad es la variación del volumen del aceite por unidad de presión, la cual varía de $3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, para aceites pesados, hasta $50 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, para aceites ligeros o volátiles. La variación de la compresibilidad con respecto a la presión es pequeña aunque para los aceites volátiles puede ser significativa, principalmente cuando se trabaja con ecuaciones de Balance de Materia y cálculos de simuladores. Algunas veces es preferible trabajar con valores de compresibilidad del líquido que con el factor del volumen, esto por simplicidad de algunas ecuaciones. La compresibilidad de un líquido y en particular la del aceite, se define de la siguiente manera:

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_T \quad 3.26$$

La ecuación 3.26 puede ser escrita en términos del factor de volumen de formación del aceite, de la siguiente manera:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \quad 3.27$$

3.3.4 DENSIDAD.

La densidad se define como una la cantidad de masa entre el volumen que esta ocupa a ciertas condiciones, la densidad del aceite varía de $30 \frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3}$ para aceites volátiles o ligeros hasta $60 \frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3}$ para aceite negros o pesados. Existen varias correlaciones para determinar las propiedades volumétricas del aceite, las cuales incluyen soluciones ideales para mezclas, por ejemplo: Ecuaciones de Estado, Correlaciones de los Estados Correspondientes y correlaciones empíricas. La densidad del aceite esta dada por:

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136\gamma_g R_s}{B_o} \quad 3.28$$

Una de las correlaciones para determinar la densidad del aceite es la de **Standing y Katz et. al., 1942**, la cual es una correlación muy exacta:

$$\rho_o = \rho_{po} + \Delta\rho_p + \Delta\rho_T \quad 3.29$$

Donde:

ρ_{po} Es la densidad del pseudolíquido.

$\Delta\rho_T$ Es la corrección por temperatura.

$\Delta\rho_P$ Es la corrección por presión.

La figura 3.5 muestra el comportamiento de la Densidad del Aceite.

Presión [Mpa]	Densidad [kg/m ³]
973.9	677.372867
973.9	669.137387
974.0	657.4588477
974.0	646.3225866
974.0	632.4928724
974.0	618.3201262
974.0	606.8308615
974.1	596.4049819
974.1	587.0173786
974.2	578.8822815
0.0	603.3908025

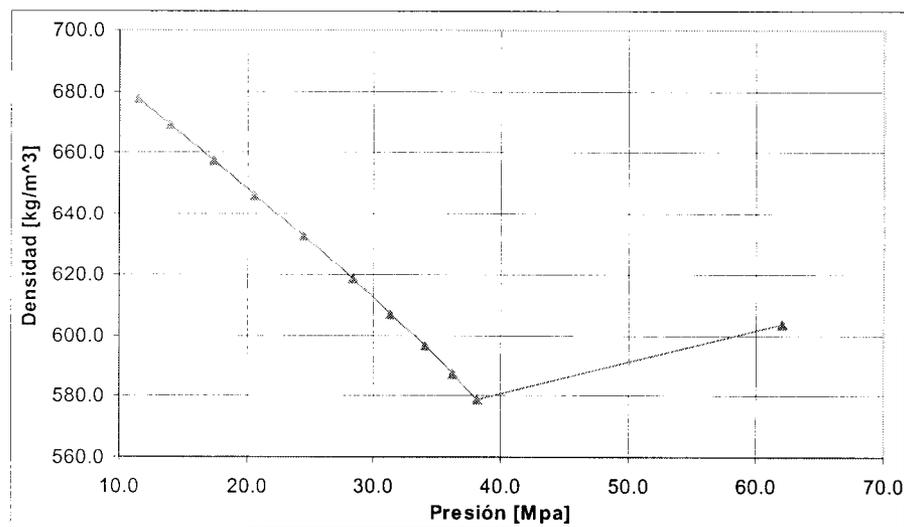


Figura 3.5. Comportamiento de la Densidad del Aceite.

3.3.5 RELACIÓN DE SOLUBILIDAD GAS-ACEITE.

El aceite dentro del yacimiento siempre contiene gas en solución, esto hace que el volumen del aceite se incremente. La cantidad del gas disuelto dentro del aceite depende básicamente de tres propiedades:

1. La temperatura del yacimiento T_R .
2. La presión del yacimiento p_R .
3. La composición de la mezcla de hidrocarburos (gas y aceite).

Al mantenerse la temperatura constante el gas disuelto aumenta con el incremento de la presión. Se dice que un aceite es “saturado”, si al aplicar un decremento de presión este libera gas, en caso contrario se dice que el aceite esta “bajosaturado” (a esta presión). En el caso en que en el yacimiento exista una capa de gas en contacto con el aceite, se dice que el aceite es saturado, en caso contrario el aceite es bajosaturado, aunque esto solo será mientras se encuentre por arriba de la presión de saturación.

La relación de solubilidad gas-aceite es medida normalmente en el laboratorio, mediante experimentos *PVT* estándar. Cuando no se tienen datos disponibles para poder realizar el análisis *PVT*, la relación de solubilidad R_s , puede ser determinada mediante correlaciones. Estas correlaciones pueden determinar el valor de la relación de solubilidad a cualquier presión debajo de la presión de saturación. El valor inverso de R_s , a la presión de saturación, puede ser utilizado para determinar el valor de R_s a cualquier presión. Una de las correlaciones más utilizadas es la de Standing, la cual puede ser derivada a partir de la ecuación para la presión de burbuja:

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{p}{18 * 10^{y_g}} \right]^{1.204} \quad 3.30$$

Donde:

$$y_g = 0.00091T_R - 0.0125\gamma_{o,API} \quad 3.31$$

R_s Es la relación de solubilidad gas-aceite.

y_g Es la fracción mol del gas.

En la siguiente figura se puede observar el comportamiento de la Relación de Solubilidad.

Tabla 3.8 Presión vs Relación de Solubilidad	
Presión [Mpa]	Rso[m ³ /m ³]
14.0	65.36064114
17.4	79.60819234
20.6	100.445236
24.5	120.9260908
28.3	148.1745325
31.3	178.09439
34.0	203.5618878
36.2	228.8512912
38.2	251.6473731
62.0	272.4844167
0.0	272.4844167

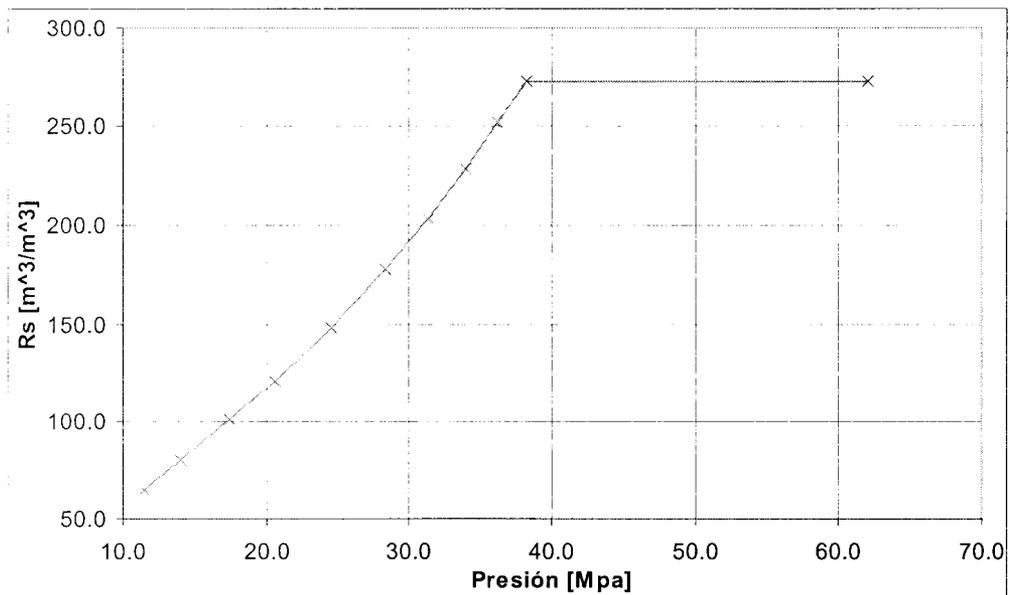


Figura 3.6. Comportamiento de la Relación de Solubilidad del Aceite.

3.3.6 VISCOSIDAD.

Al igual que todas las propiedades *PVT* la viscosidad del aceite también es medida en el laboratorio. La viscosidad tiene un comportamiento distinto en presiones arriba del punto de burbuja y por debajo de este. Abajo de la presión de saturación la viscosidad decrece con el incremento de presión, esto debido al incremento del gas en solución, en cambio cuando se encuentra por arriba de la presión de saturación la viscosidad aumenta con el incremento en la presión, ya que el gas disuelto se mantiene constante.

Esto es importante ya que muchas veces de la viscosidad depende que el aceite pueda o no fluir, ya que en el caso de que el aceite sea muy viscoso, será mas fácil que las otras dos fases (gas y agua) puedan moverse hacia los pozos, y para el caso de querer mover el aceite se tiene que recurrir a métodos térmicos de recuperación

Existen diversas correlaciones para estimar el valor de la viscosidad de un aceite, regularmente estas correlaciones evalúan la viscosidad arriba y debajo de la presión de saturación. Usualmente estas correlaciones deben hacerse en dos partes, la primera es evaluar la viscosidad del aceite “muerto”, esto es, calcular la viscosidad del aceite en condiciones superficiales, cuando el aceite no contiene gas en solución. Posteriormente se debe realizar el cálculo de la viscosidad considerando los dos efectos, tanto el aceite muerto como el efecto del gas disuelto.

La correlación de **Egbogah et. al., 1975**, para aceites muertos para $p \leq p_b$ es la siguiente:

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 1.8653 - 0.025086\gamma_{o,API} - 0.5644 \log(T_R) \quad 3.32$$

Donde:

μ_{od} Es la densidad del aceite muerto.

T_R Es la temperatura del yacimiento.

La ecuación anterior fue desarrollada tomando muestras dentro de los siguientes rangos:

$$59^\circ F \leq T \leq 176^\circ F$$

$$5.0^\circ API \leq \gamma_{o,API} \leq 58^\circ API$$

La correlación de **Beggs y Robinson et. al., 1975** para la viscosidad de aceite muerto es la siguiente:

$$\mu_{od} = 10^x - 1.0 \quad 3.33$$

Donde:

$$x = T^{-1.163} * \exp(6.9824 - 0.04658\gamma_{o,API}) \quad 3.34$$

Estos mismos autores desarrollaron una correlación para la viscosidad de aceites con gas disuelto, la cual utiliza la ecuación 3.33:

$$\mu_o = a\mu_{od}^b \quad 3.35$$

Donde:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad 3.36$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.0338} \quad 3.37$$

El porcentaje de error absoluto dentro de esta correlación fue de 1.83%, de 2,072 muestras de aceite en los siguientes rangos:

$$0.0 \text{ psig} \leq p \leq 5,250 \text{ psig}$$

$$70^\circ F \leq T \leq 295^\circ F$$

$$20 \frac{\text{ft}^3 \text{ estándar}}{\text{Barriles Estándard}} \leq R_s \leq 2,199 \frac{\text{ft}^3 \text{ estándar}}{\text{Barriles Estándard}}$$

$$16^\circ API \leq \gamma_{o,API} \leq 58^\circ API$$

En la siguiente figura se presenta el comportamiento de la Densidad del Aceite.

Presión [Mpa]	Viscosidad [cp]
13.99939286	0.529
17.43892857	0.487
20.61653571	0.436
24.49032143	0.397
28.32964286	0.351
31.32114286	0.31
34.01625	0.278
36.22196429	0.248
38.22089286	0.229
62.03571429	0.21
0	0.222861617

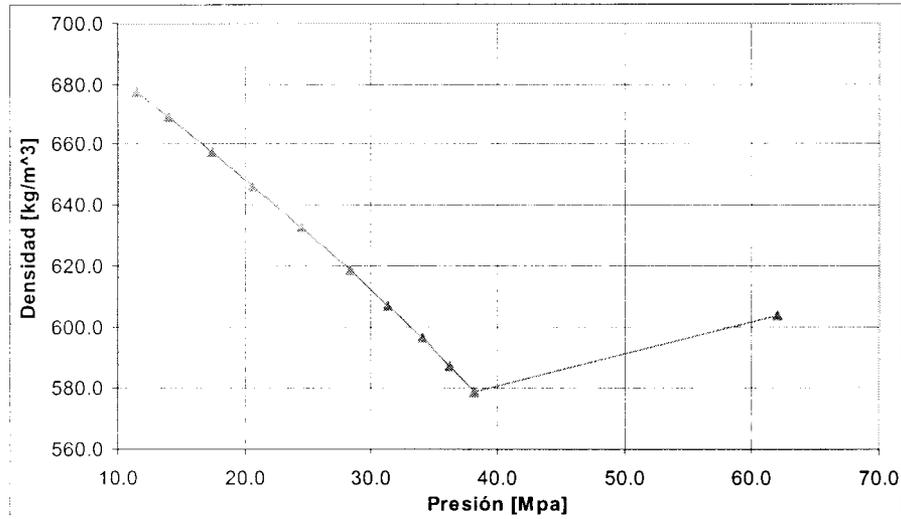


Figura 3.7. Comportamiento de la Viscosidad.

3.4 PROPIEDADES DEL AGUA.

Otro fluido importante dentro del yacimiento es el agua de formación, debido a que esta juega un papel primordial durante la formación y explotación del mismo; ya que en la formación del yacimiento regularmente el agua invade la zona donde migrarán los hidrocarburos y de esta forma el agua permanecerá adherida a los sólidos, permitiendo que posteriormente los hidrocarburos se almacenen dentro de la roca sin estar en contacto con los sólidos, para después fluir fácilmente a través del yacimiento, ya que en el caso en que los hidrocarburos sean los que se adhieran a los sólidos, será más difícil que estos fluyan hacia los pozos.

En el caso de existir un acuífero asociado (que regularmente existe), este también juega un papel muy importante ya que en muchas ocasiones es un mecanismo de empuje para extraer a los hidrocarburos, aunque en ocasiones el avance del agua puede causar problemas al invadir los pozos. Debido a estos y otros motivos es de vital importancia el estudiar las propiedades y el comportamiento del agua dentro de un yacimiento.

3.4.1 PRESIÓN DE SATURACIÓN.

La presión de saturación del agua de formación es la misma presión de saturación que la del aceite, con el cual esta en equilibrio, por lo que la ecuación que gobierna a ambas fases (aceite y agua) es la misma.

La presión de saturación es un punto muy importante a discutir ya que en esta presión muchas propiedades de las mezclas de hidrocarburos, cambian drásticamente, debido a lo anterior es de gran interés para la ingeniería petrolera discutir, analizar, calcular y predecir la presión de saturación. Los métodos que se mencionan a continuación fueron discutidos anteriormente para la presión de saturación de aceite y pueden ser aplicados al agua de formación:

1. **Standing et. al., 1950.** La cual correlaciona la presión de burbuja a partir de 105 muestras de aceite de California.
2. **Vásquez y Beggs et. al., 1980.**
3. **Levitan y Murtha et. al., 1999.** Esta es solo una variación de la correlación de Standing.

3.4.2 FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACIÓN.

Al igual que para el aceite y gas, el factor de volumen de formación es la relación del volumen del agua que existe en el yacimiento entre esa misma cantidad de agua pero con el volumen a condiciones estándar o superficiales. Existen diversas correlaciones para determinar el factor de volumen de formación del agua, pero una de las más utilizadas es la correlación desarrollada por **McCain et. al., 1989, 1991**, que se presenta a continuación:

$$B_w = (1 + \Delta_{wT})(1 + \Delta_{wp}) \quad 3.38$$

Donde:

$$V_{wT} = -(1.0001 * 10^{-2}) + (1.33391 * 10^{-2})T + (5.50654 * 10^{-7})T^2 \quad 3.39$$

$$V_{wp} = -(1.95301 * 10^{-9})pT - (1.72834 * 10^{-13})p^2 T - (3.588922 * 10^{-7})p - (2.25341 * 10^{-10})p^2 \quad 3.40$$

Esta correlación puede ser aplicada a una rango de temperaturas de hasta $260^{\circ}F$ y presiones de hasta 5000 psia . También esta correlación puede ser aplicada a todo el rango de salinidades.

McCain et. al., 1989, reporto que cuando existe un alto incremento en la salinidad del agua este provoca que V_{wT} se incremente y directamente hace que V_{wp} decrezca. Pero aunque esto puede hacer que los valores varíen hasta un 1%, la correlación no necesita de un ajuste ya que el cambio es despreciable.

También sabemos que el factor de volumen del agua incrementa conforme la presión disminuye, cuando se está por debajo de la presión de saturación. Esto es debido a que la expansión isotérmica del agua causada por la disminución de presión es mayor que el encogimiento isotérmico causado por la liberación del gas en solución, aunque es demasiado pequeño. En la figura 3.8 se muestra el comportamiento del B_w ; cabe mencionar que este comportamiento es el mas común, aunque puede variar.

Tabla 3.11 Presión vs Factor de Volumen	
Presión [Mpa]	Bw[m ³ /m ³]
14,0	1,07
17,4	1,069984202
20,6	1,069962121
24,5	1,069941722
28,3	1,069916853
31,3	1,069892207
34,0	1,069873004
36,2	1,069855703
38,2	1,069841545
62,0	1,069828714
0,0	1,069675858

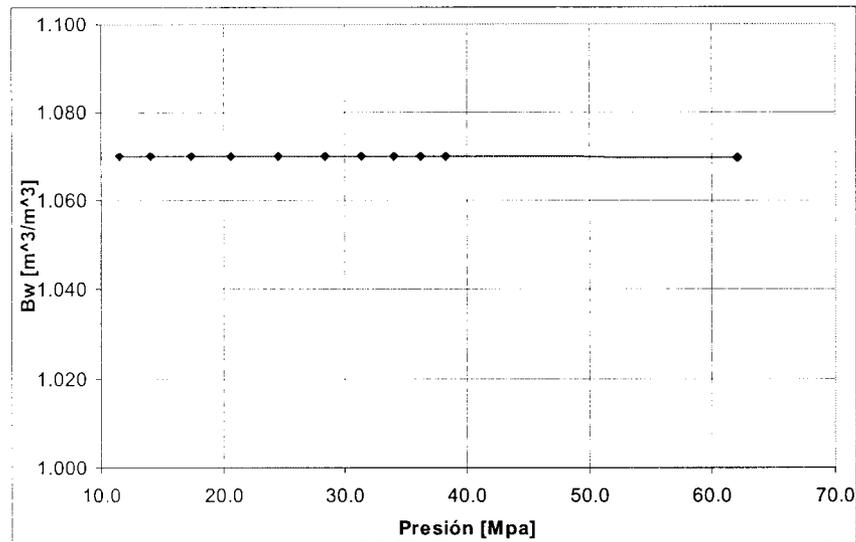


Figura 3.8. Comportamiento del Factor de Volumen de Formación del Agua.

3.4.3 VISCOSIDAD.

Otra propiedad importante del agua de formación es la viscosidad. Debido a que el agua y el aceite siempre están en contacto, la diferencia de viscosidades entre el agua y el aceite puede provocar que un fluido fluya más fácilmente, según las fuerzas y magnitudes de las presiones capilares que actúen sobre estos dos fluidos.

Al igual que para las viscosidades del aceite y gas, para el agua existen diversas correlaciones que determinan esta propiedad, una de ellas es la desarrollada por **McCain et. al., 1989, 1991**, la cual calcula la viscosidad del agua a presión atmosférica y temperatura del yacimiento.

$$\mu_{wf} = DT^B \tag{3.41}$$

$$B = -1.12166 + (2.63951 * 10^{-2})s - (6.79461 * 10^{-4})s^2 - (5.47119 * 10^{-5})s^3 + (1.55586 * 10^{-6})s^4 \tag{3.42}$$

$$D = 109.574 - 8.40564s + 0.313314s^2 + (8.72213 * 10^{-3})s^3 \tag{3.43}$$

Mediante estos datos obtenidos, la viscosidad del agua puede ser ajustada para la presión del yacimiento mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wl}} = 0.9994 + (4.0285 * 10^{-5})p + (3.1062 * 10^{-9})p^2 \quad 3.44$$

Esta correlación tiene un error del 4% para presiones menores a 10,000 *psia* y un error del 7% para presiones en el siguiente rango:

$$10,000 \text{ psia} \leq p \leq 15,000 \text{ psia}$$

La correlación fue desarrollada para las siguientes temperaturas:

$$86^\circ F \leq T \leq 167^\circ F$$

A continuación se presenta una grafica del comportamiento de la densidad y de la viscosidad del agua.

Presión [Mpa]	Viscosidad [cp]
13.99939286	0.35
17.43892857	0.35
20.61653571	0.35
24.49032143	0.35
28.32964286	0.35
31.32114286	0.35
34.01625	0.35
36.22196429	0.35
38.22089286	0.35
62.03571429	0.35
0	0.35

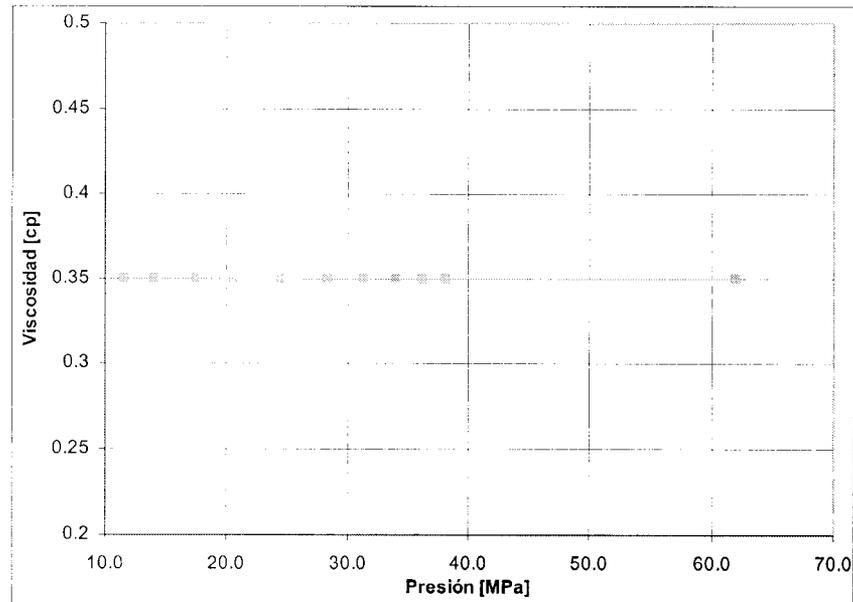


Figura 3.9. Comportamiento de la Viscosidad del Agua.

CÁPITULO 4. DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS.

INTRODUCCIÓN.

En este capítulo examinaremos la distribución inicial de los fluidos dentro del yacimiento (agua, aceite y gas). La distribución de la saturación inicial es gobernada principalmente por las fuerzas capilares que por las fuerzas de balance gravitacional. La fuerza capilar es una función del radio de capilaridad (radio de poro), lo que significa que la presión capilar es una función de la porosidad y la permeabilidad, las cuales varían a través de todo el yacimiento. Por lo que la presión capilar no es función de la saturación como comúnmente se menciona, pero la saturación de los fluidos si es función de la presión capilar.

De la misma forma la presión capilar es función de la tensión interfacial σ , y del ángulo de mojabilidad θ , pero estas dos características del yacimiento son regularmente constantes a través de todo el yacimiento. La presión capilar usualmente es correlacionada por medio de la “Función J de Leverett” que discutimos anteriormente, esta función de Leverett resulta en una curva única para cada zona del yacimiento (o en algunos casos para todo el yacimiento, esto depende de la homogeneidad o heterogeneidad del mismo) dentro de un campo. Por lo tanto, aunque la porosidad y la permeabilidad pueden variar de un lugar a otro dentro del yacimiento, la distribución de la saturación inicial puede ser calculada mediante el uso de la función “J” de **Leverett et. al., 1941**.

Así que en esta parte mostraremos cuales son las características y propiedades de la roca y de los fluidos que determinan la distribución de los fluidos dentro del yacimiento.

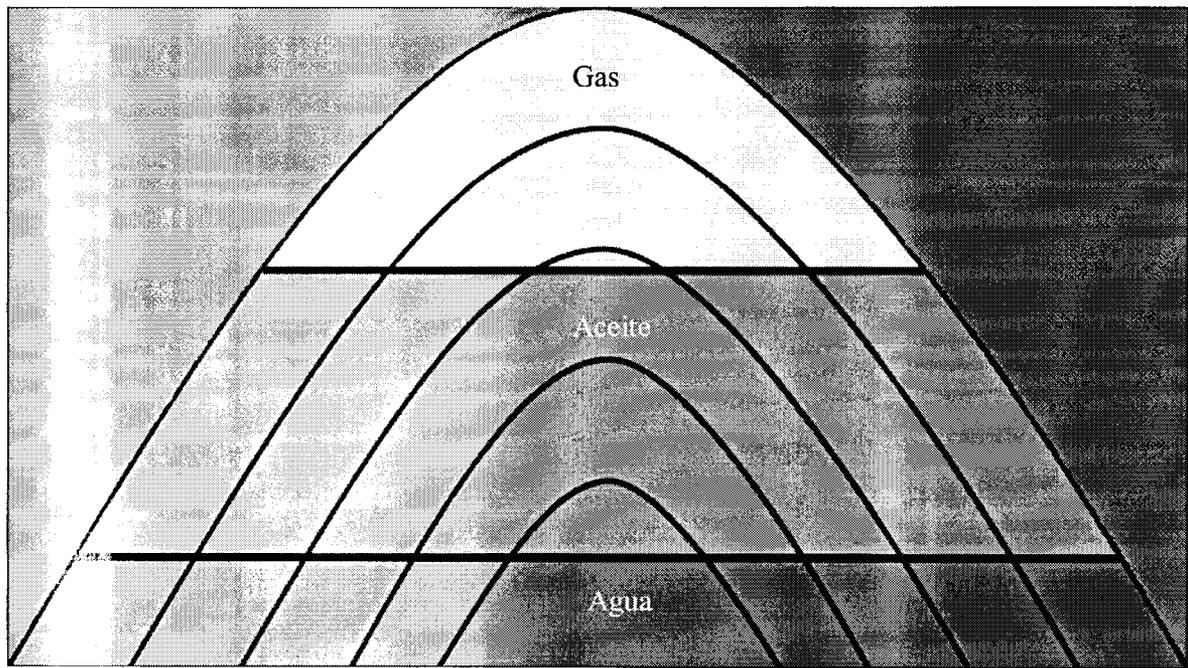
4.1 DISTRIBUCIÓN INICIAL DE LAS SATURACIONES.

La distribución de saturaciones en el yacimiento, ya sea lateral o vertical, se puede determinar en cualquier momento de la explotación del yacimiento, mediante la relación que existe entre la distribución de la saturación de fluidos, las fuerzas gravitacionales causadas por la segregación (Densidad de los Fluidos), y las diferentes fuerzas de viscosidad asociadas con el movimiento de los fluidos en el yacimiento. Estos principios también pueden ayudar para determinar la distribución de saturaciones en el yacimiento durante algún método de desplazamiento, particularmente se pueden aplicar en procesos de desplazamiento o en empujes de aceite por medio de entrada de agua (Inyección o Entrada Natural de Agua) o expansión de un casquete de gas, incluyendo conificación de agua y puede ser aplicable para el caso donde los contactos agua-aceite o gas-aceite se encuentren inclinados.

Para determinar la distribución de fluidos tanto vertical como lateralmente dentro del yacimiento, es necesario tener datos de las saturaciones de algún método de laboratorio, tener mediciones de presión capilar p_c , datos de las propiedades de la roca como: porosidad ϕ , permeabilidad k , mojabilidad, etc., así como datos de la composición y propiedades de los fluidos, tales como: viscosidad μ , densidad ρ , etc.

Aunque sabemos que algunas veces es más fácil y más confiable el determinar la saturación inicial mediante el uso de Registros Geofísicos de Pozos.

Al intentar describir la posición de los fluidos dentro del yacimiento, generalmente se asume que existe un cambio muy grande en las saturaciones en dirección vertical (lo que indica la ausencia de zonas de transición), lo cual no es cierto. Esto puede ser apreciado esquemáticamente en la figura 4.1, donde se muestra la distribución que existiría en el yacimiento, cuando se pasa de una zona de agua a una de aceite o de una zona de aceite a una zona de gas, si contar con zonas de transición.



- $S_g = 100\%$
- $S_o = 100\%$
- $S_w = 100\%$

Figura 4.1. Distribución de fluidos, sin Zonas de Transición.

En la realidad este tipo de casos, no se presentan. Generalmente se tiene una distribución inicial de fluidos en la cual al pasar de una zona de agua a una de aceite, la saturación de agua decrece gradualmente hasta un valor que se puede aproximar al valor de la saturación de agua irreductible o congénita, de tal manera que esta disminuye desde una saturación de agua del 100%, en la llamada zona del acuífero, donde:

$$S_w = 100\% \tag{4.1}$$

Hasta alcanzar una saturación de agua particular de cada yacimiento que puede ser la irreductible o alguna otra muy cercana. A la zona donde la saturación de agua decrece y la saturación del aceite aumenta en dirección vertical se le conoce como Zona de Transición Agua-Aceite, y esta gobernada por las siguientes ecuaciones:

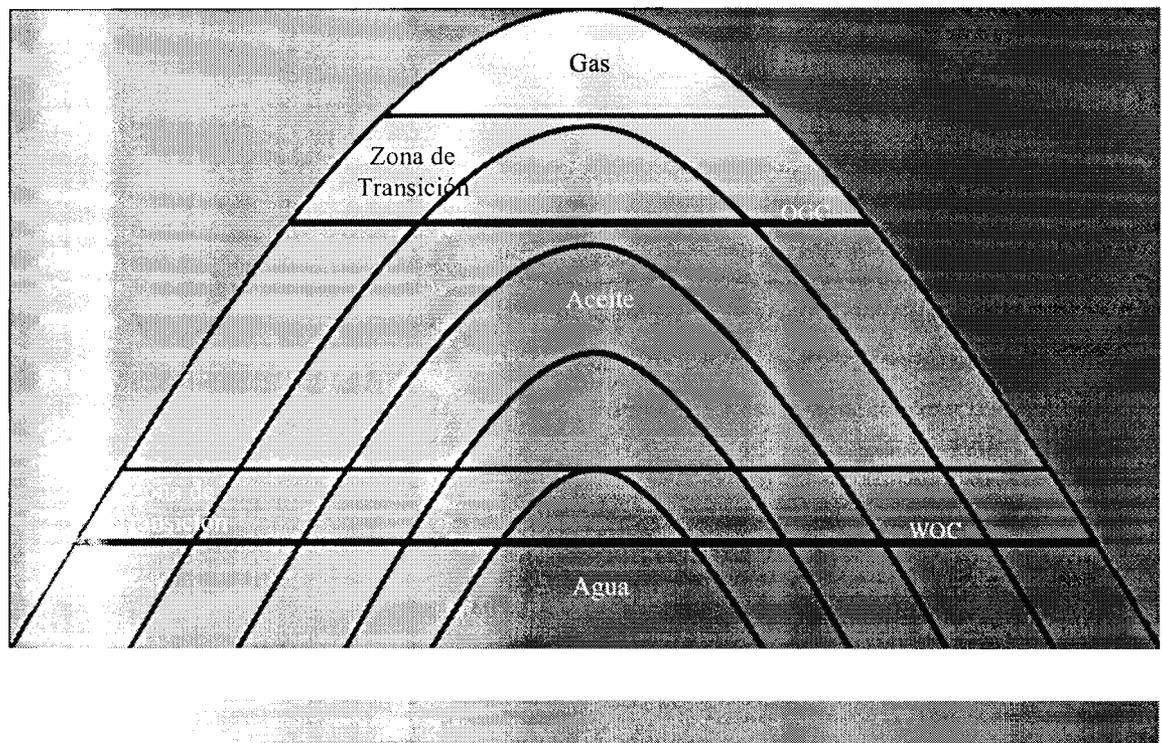
$$S_w + S_o = 1.0 \tag{4.2}$$

$$S_g = 0.0 \tag{4.3}$$

De igual forma sucede con la zona donde el aceite disminuye gradualmente y la saturación de gas aumenta (esto en el caso de que la fase gas estuviera presente), hasta alcanzar su valor máximo y la saturación del aceite se reduce hasta llegar a cero, a esta zona se le conoce como Zona de Transición Aceite-Gas, y en esta zona se cumple la siguiente ecuación para la saturación:

$$S_w + S_o + S_g = 1.0 \quad 4.4$$

Cabe mencionar que la saturación de agua mínima (la cual es particular de cada yacimiento) regularmente se mantiene constante hasta esta zona del yacimiento (casquete de gas) y muy probablemente la saturación del agua en esta zona es la saturación de agua irreductible. Lo antes mencionado puede apreciarse gráficamente en la figura 4.2.



$S_g = 100\%$

$S_o = 100\%$

$S_w = 100\%$

Figura 4.2. Yacimiento con Zonas de Transición (Homogéneas).

Existen casos particulares de yacimientos donde solo se puede presentar la zona de transición agua-aceite (inicialmente) o agua-gas, pero para un caso práctico se muestran las tres fases y las dos zonas de transición que podrían existir en un yacimiento.

Como mencionamos, en la figura 4.2 se pueden apreciar ambas zonas de transición y los contactos agua-aceite *WOC* y aceite-gas *OGC*. Esta figura representa de forma más aproximada la situación inicial de los yacimientos, por lo que es importante determinar con precisión las profundidades de los contactos, así como las de las zonas de transición.

4.1.1 SATURACIÓN INICIAL DE AGUA.

El verdadero origen del fenómeno de la saturación proviene de la relación que existe entre las presiones capilares de los fluidos existentes en el yacimiento y las propiedades de la roca.

La saturación inicial de agua, resulta después de que el aceite migra a la zona donde es almacenado, como se mencionó al formarse los yacimientos inicialmente el agua llena todo el volumen poroso que existe en alguna roca, por lo que en ese momento la saturación que existe es 100 % agua, posteriormente el aceite migra de otra formación que lo almacenaba o de la zona donde se formó hacia zonas de menor presión. Al mismo tiempo que llena el espacio poroso desplaza al agua que se encontraba en el lugar, cabe mencionar que no toda el agua es desplazada, ya que debido a las fuerzas de atracción que existen entre la roca y el agua, los granos de la roca quedan rodeados por una delgada capa de agua, y posteriormente debido a las fuerzas gravitacionales, presiones capilares, propiedades de la roca y de los fluidos, el aceite ocupa la parte alta del yacimiento y el agua la parte baja, debido a estos factores las saturaciones varían de un lugar a otro.

Normalmente la saturación de agua por arriba de la Zona de Transición Agua-Aceite, es pequeña y en algunos casos, la saturación después de esta zona es la saturación de agua irreductible y se mantiene constante hasta la cima del yacimiento, si no existe alguna heterogeneidad dentro del mismo.

4.1.1.1 SATURACIÓN DE AGUA INTERSTICIAL.

La Saturación de Agua Irreductible como lo hemos mencionando, es la saturación de agua mínima que existe en alguna zona del yacimiento y se debe a las fuerzas capilares que existen y a que el agua fue el primer fluido en llenar los espacios porosos y también los espacios mas pequeños (Poros Intersticiales), lugares de donde el aceite no podrá desplazar el agua. La saturación irreductible es particular de cada yacimiento y de cada zona del mismo, ya que esta cambia cuando al yacimiento lo forman distintos tipos de roca (Yacimiento Heterogéneo).

Esencialmente existen tres métodos disponibles dentro de la Ingeniería de Yacimientos para determinar la saturación de agua intersticial, esos métodos son:

1. Mediante núcleos de formación.
2. Calcularla mediante registros eléctricos.
3. Determinarla de datos de presión capilar.

Una correlación realizada entre saturación de agua y permeabilidad al aire, mostró que existe una tendencia de aumentar la saturación de agua cuando la permeabilidad del aire disminuye, esto mismo se cumple en los yacimientos, ya que a medida que disminuye la permeabilidad al aceite, la saturación de agua se incrementa, cabe resaltar que esto no se cumple necesariamente en la zona de transición, debido a que en esta zona puede existir gas libre que desplace al agua.

En cambio cuando se utilizan valores de presión capilar para determinar la saturación de fluidos, estos resultados deben ser comparados con algún otro método, por ejemplo: cuando se determina la saturación de agua mediante datos de presión capilar y registros eléctricos, regularmente se obtiene una buena concordancia entre estos dos métodos, lo cual se observa en la figura 4.3, que es una comparación entre estos dos métodos.

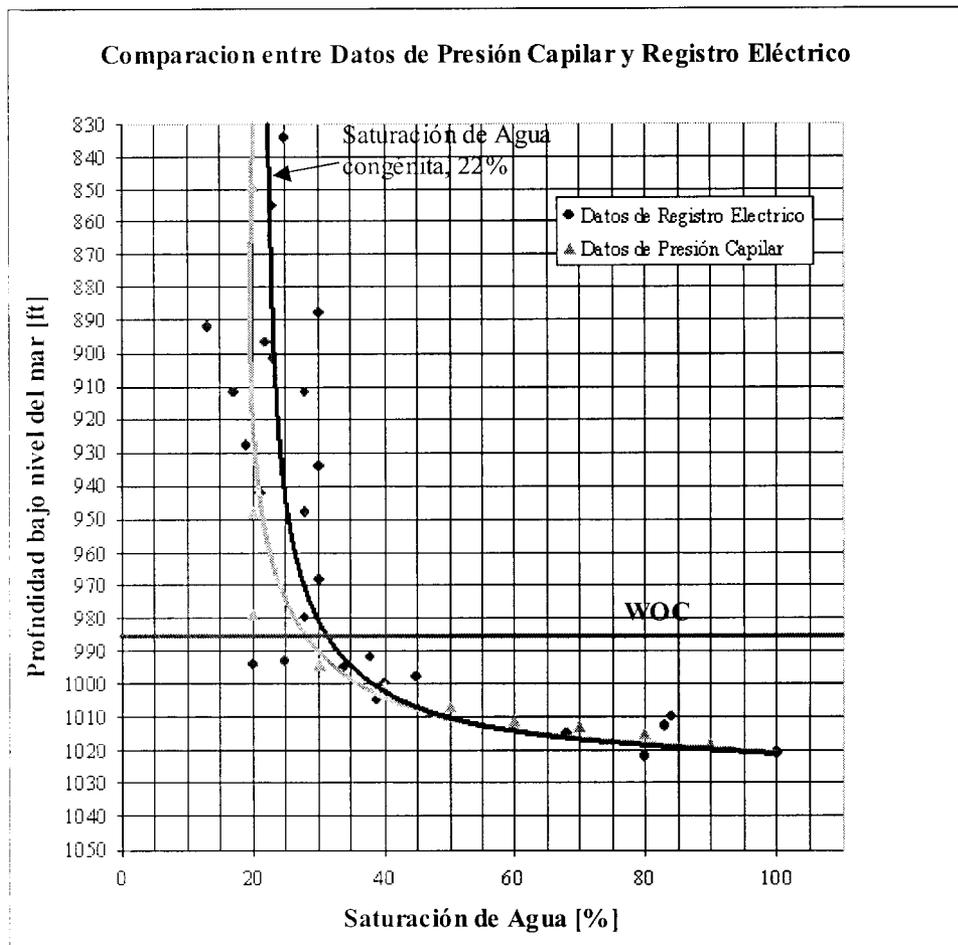


Figura 4.3. Comparación de Datos de Laboratorio y Registro Eléctrico, (Amyx, J. W. Bass, 1960).

También se sabe que la saturación de agua no varía mucho respecto a la profundidad en la zona del gas, sin embargo, en la zona del aceite no sucede lo mismo ya que en la zona de transición existe una gran variación del agua respecto a la profundidad, lo cual se debe conocer a detalle para tener una buena exactitud acerca de la saturación en esta zona, ya que la zona de transición agua-aceite, juega un papel muy importante a la hora de determinar las profundidades a las cuales serán terminados los pozos.

4.1.2 SATURACIÓN INICIAL DE ACEITE.

Debido a las fuerzas capilares y los efectos gravitacionales al migrar el aceite a la formación almacenadora, este ocupará tanto una posición (profundidad) dentro del yacimiento como una cantidad de volumen de los poros. Esto dependerá del volumen del yacimiento y de la cantidad de aceite que migra hacia esta zona, ya que el agua desplazada, busca alguna salida y otro lugar donde almacenarse (existen casos donde el agua no es la fase mojante (formaciones mojadas por hidrocarburos), pero son poco comunes). Y debido a la presión de esa zona y la existencia de alguna formación o zona de menor permeabilidad el aceite no puede seguir migrando hacia zonas de menor presión. Debido a la diferencia de densidades que existe, entre los fluidos (agua y aceite), el aceite ocupará la parte más alta del yacimiento y dependiendo de las presiones capilares que existan entre los fluidos y las propiedades de la roca se determinará la forma y tamaño de la zona de transición.

Por lo que la saturación de aceite, será función de la relación que existe entre el volumen total de poros y el volumen de aceite que migró a esta zona, así como de las fuerzas que existan entre la roca y el agua de formación ya que de esta también dependerá, que cantidad de agua no pueda ser móvil. De la misma forma la composición también es un factor determinante en la distribución de saturaciones, ya que dependiendo de la composición del hidrocarburo, las magnitudes de las presiones capilares pueden variar, por lo que pueden hacer que más o menos agua, se mantenga en la zona invadida por el aceite.

4.1.3 SATURACIÓN INICIAL DE GAS.

Al igual que el aceite, el gas se distribuye inicialmente por la diferencia de densidades que existe entre el aceite y el agua, por lo cual, al ser el de menor densidad, ocupa la parte mas alta del yacimiento y dependiendo la magnitud de las fuerzas capilares será la forma y tamaño de la zona de transición entre el aceite y el gas. En el caso en que el gas también migre hacia la zona de menor presión ocupada por el agua (generalmente), el agua ocupara la zona mas baja y la poca agua que se mantenga en las zonas altas se deberá a las fuerzas capilares entre la roca y el agua, debido a que la viscosidad del gas es menor que la del agua este fluye mas fácilmente, por lo que es mas sencillo que el gas desplace mayor cantidad de agua y al mismo tiempo que la desplace de los lugares o poros mas pequeños (esto no lo puede hacer el aceite), tales como los poros intersticiales, es por este motivo que regularmente en la zona ocupada por el gas solo existe la saturación de agua irreductible.

Pero en la zona en la que esta en contacto con el aceite (Zona de transición Gas-Aceite), las fuerzas capilares son las que gobiernan la distribución de saturaciones, por lo que debido a la magnitud de estas y las propiedades de la roca, la saturación de agua, regularmente se mantiene constante:

$$S_w = S_{wi} \quad 4.5$$

Mientras que la saturación de aceite disminuye hasta llegar a cero y la saturación de gas aumenta hasta alcanzar su valor máximo:

$$S_g = 1.0 - S_{wi} \quad 4.6$$

En la zona de transición se cumple la siguiente ecuación:

$$S_w + S_o + S_g = 1.0 \quad 4.4$$

Debido a lo anterior es la importancia por tener un buen conocimiento acerca de los valores y distribución de las presiones capilares.

Inicialmente la saturación de gas es cero en yacimiento bajosaturados, pero en algún momento de la formación o de la explotación del yacimiento, la presión desciende por debajo de la presión de saturación, el gas se hará presente, por lo que la saturación de gas se incrementara con forme el gas disuelto en el aceite sea liberado. Posteriormente el

gas intentará ascender a la parte más alta del yacimiento, y aunque la permeabilidad en dirección vertical sea baja debido a que el gas es el fluido de menor viscosidad, su permeabilidad relativa es mayor y poco a poco se acumulará en la zona superior, formando así, una capa de gas continua y una zona de transición.

Aunque en algunos casos, durante la explotación del yacimiento, si la reducción de presión es muy grande, el gas tiende a fluir hacia la zona de menor presión (Pozos), por lo que en lugar de que el gas ascienda a la parte alta del yacimiento, una parte de este fluirá, hacia el pozo, reduciendo así la saturación de gas posible.

4.2 DISTRIBUCIÓN INICIAL DE LAS PRESIONES.

La distribución de presiones dentro del yacimiento, esta regida por las características o propiedades de los fluidos como por alguna propiedades de las formaciones, debido a que la presión en el yacimiento varia en forma lineal, dependiendo el fluido y la región o zona en la que se este analizando dicha propiedad. Debido a la columna hidrostática que ejercen los fluidos dentro del yacimiento, es la magnitud de la presión en cada zona, por lo que es muy importante analizar las propiedades de los fluidos, ya que de estas dependerá la presión del yacimiento, así como las presiones capilares entre los fluidos. La composición de la mezcla de hidrocarburos también es un parámetro importante, ya que la composición, esta estrechamente relacionada con las densidades de los fluidos, y debido a las densidades, propiedades de los fluidos y de la roca se tendrá una distribución de presiones para cada fluido, como la que se muestra a continuación en la figura 4.4.

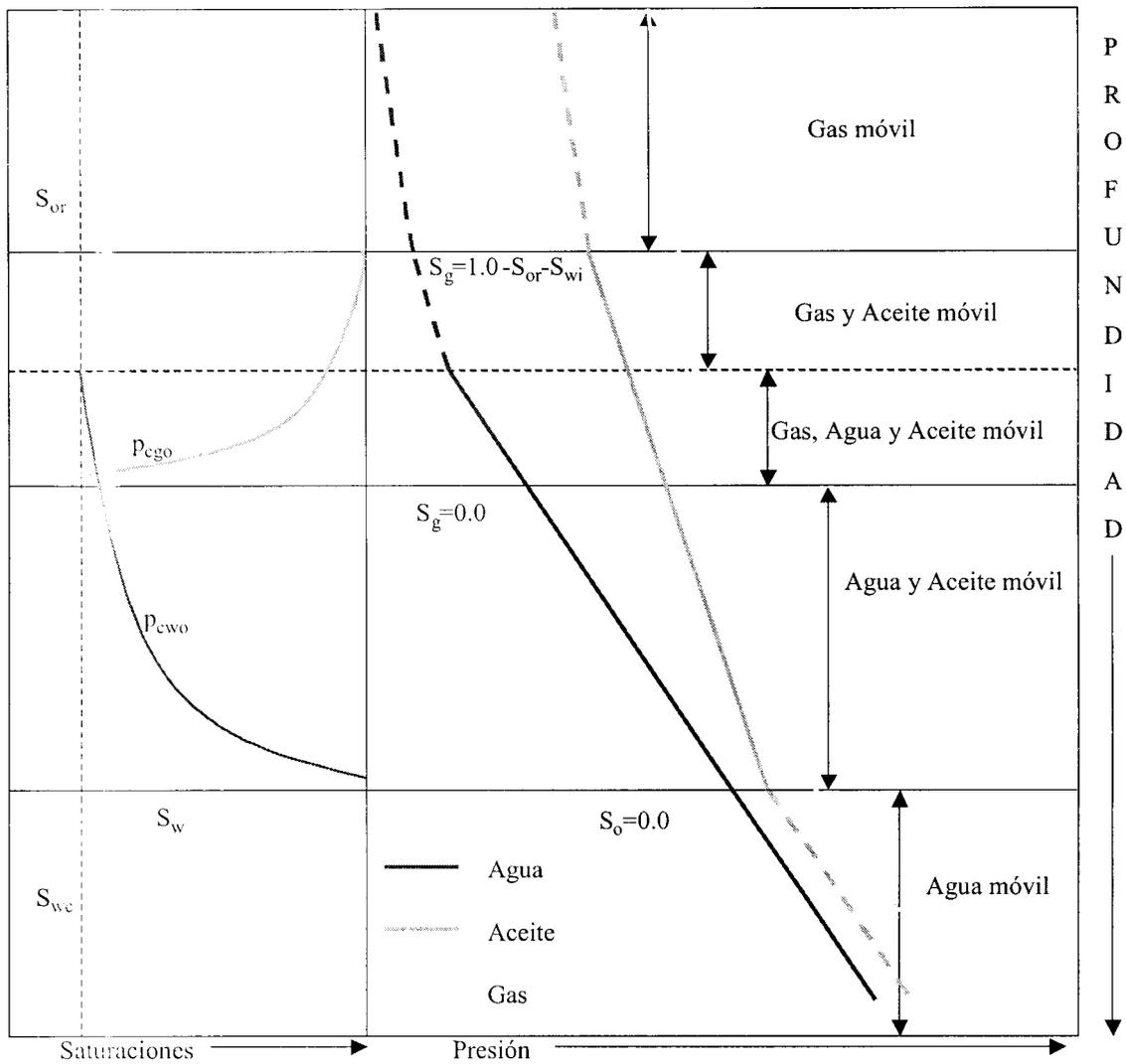


Figura 4.4. Distribución de Presiones para cada fase.

4.3 DEFINICIÓN DE CONTACTO DE FLUIDOS.

Para evitar confusiones posteriores, definiremos cual es la profundidad a la que se sitúan los contactos Agua-Aceite y Gas-Aceite, ya que según el propósito para el cual sean utilizados o el criterio aplicado estos pueden variar en cuanto a su profundidad o elevación.

4.3.1 CONTACTO AGUA-ACEITE.

El contacto que se encuentra a mayor profundidad es el contacto Agua-Aceite, y lo definiremos como la profundidad donde la saturación de agua es igual al 100% ($S_w = 100\%$), de forma similar se puede definir el contacto Agua-Gas, en un sistema donde solo exista agua y gas. El motivo por lo que se pretende definir en esta sección la profundidad de estos contactos, es que por algún motivo, algunas veces estos contactos son definidos como la profundidad donde solo el agua es producida (o solo el agua es móvil), y debido a las consideraciones de permeabilidad relativa, estas dos profundidades (El WOC y la zona donde solo el agua es móvil) no son las mismas en el yacimiento (Slider, H. C. Et. al., 1983).

Lo mismo sucede con el contacto Agua-Gas, pero al igual que el anterior, el contacto Agua-Gas es la zona donde la saturación de agua es el 100% ($S_w = 100\%$) y no la profundidad donde solo el agua es producida o móvil. El contacto Agua-Aceite, puede visualizarse en la figura 4.2.

4.3.2 CONTACTO GAS-ACEITE.

De manera similar, el contacto Aceite-Gas es definido como la profundidad a la cual la saturación existente de líquido en el yacimiento es igual al 100% (Slider, H. C. Et. al., 1983).

$$S_w + S_o = 100\%$$

Por lo que:

$$S_g = 0.0\%$$

Sin embargo otros autores prefieren definir el contacto Aceite-Gas como la profundidad máxima a la cual únicamente puede ser producido el gas libre.

El contacto Gas-Aceite se puede observar en la figura 4.2.

4.3.3 MÉTODOS PARA DETERMINAR LOS CONTACTOS.

Existen varios métodos con los cuales es posible el determinar ambos contactos dentro de un yacimiento. Muchos de estos métodos determinan los contactos, mas cualitativa que cuantitativamente, ya que es muy difícil el distinguir entre el nivel donde existe un 100% de agua y el nivel donde se produce el 100% de agua. Ocurre algo similar para el contacto Aceite-Gas. Una forma para determinar a estos, es mediante una prueba de producción, en la cual se puede determinar, tanto el contacto Agua-Aceite como el contacto Aceite-Gas.

Existen métodos más sofisticados para determinar estos contactos: uno es por medio de un dispositivo que tiene una herramienta, la cual puede tomar varias muestras del pozo, con diferencias de espesor relativamente pequeñas, este método tiene algunos inconvenientes, por ejemplo: solo se puede realizar antes de que se coloquen las tuberías de revestimiento, el número de muestras obtenidas debe ser grande y el problema mayor es que el fluido de perforación que se filtra en las formaciones junto con los cambios de presión y temperatura que sufren los núcleos al transportarse hacia la superficie, dificultan el determinar con precisión la profundidad de dichos contactos, aunque para fines prácticos este método es realmente suficiente.

Dentro de otros métodos se encuentran los Registros Geofísicos, tales como los Registros Eléctricos y Registros de Radioactividad, los cuales son una de las herramientas más confiables. Sin embargo debido a la interpretación que se hace a los registros, estos mantienen un grado de incertidumbre, que puede estar sujeto a una prueba de flujo para ser verificado.

Como se menciona, uno de los métodos más confiables para determinar ambos contactos, es mediante el análisis de núcleos, solo que en este método debemos recordar que los núcleos pueden no representar la saturación real del yacimiento, por lo que se deben hacer las consideraciones pertinentes antes de determinar la profundidad de los contactos.

También debemos recordar que cuando se corta una muestra o un núcleo en el yacimiento, este estuvo sometido a un lavado, debido al fluido de perforación o al filtrado del fluido de perforación, por lo que en el momento de ser cortada la muestra, dentro de ella se encuentra filtrado del lodo de perforación, saturación de agua, saturación de aceite remanente y el gas en solución dentro del aceite. Posteriormente al llevar la muestra a la superficie, estará sometida a un cambio de presión y temperatura, las cuales van decreciendo hasta alcanzar la presión y temperatura atmosférica. Debido a esta reducción de la presión temperatura, el gas en solución dentro del aceite es liberado, por lo que una muestra que llega a la superficie contiene: aceite remanente, gas en solución, gas libre, la saturación de agua y filtrado del fluido de perforación. De la misma forma una muestra que se extrae de la zona de gas contiene: fluido de perforación, gas libre, el agua irreductible y posiblemente aceite vaporizado (En el caso de un yacimiento de Gas y Condensado). Todas estas consideraciones deben ser hechas en el momento de analizar la muestra e intentar determinar la profundidad de los contactos.

CAPITULO 5. INICIALIZACIÓN.

INTRODUCCIÓN.

Un consistente procedimiento de inicialización debe evaluar las cantidades correctas de los fluidos en los bloques de la malla, manteniendo condiciones de equilibrio, propiedades de la roca y de los fluidos, además de las leyes que gobiernan la distribución inicial de los fluidos en el yacimiento. Aunque tales procedimientos han sido usados por simuladores comerciales (Eclipse, 1998), estos temas no han sido muy discutidos o detallados en la literatura de la Industria Petrolera. **Aziz y Settari et. al., 1979**, **Max y Dalton et. al., 1990**, discutieron y dieron una guía muy general acerca de la Distribución Inicial de la Presión y Saturación.

En la Simulación Numérica, el yacimiento es asumido en equilibrio inicialmente, las velocidades (o gastos) para todas las fases debe ser cero en cada conexión entre los bloques adyacentes.

Como sabemos los gastos de una fase p a través de la conexión (i, j) es:

$$q_p^* = T_{ij} \left(\frac{K_{rp}}{\mu_p} \right)_{ij} (\Phi_{p,j} - \Phi_{p,i}) \quad 5.1$$

Por lo tanto, al menos una de las siguientes condiciones tiene que ser satisfecha para cada fase p en cada conexión ij , para mantener el equilibrio:

$$1. \quad T_{ij} = 0.0 \quad 5.2$$

$$2. \quad k_{rp,ij} = 0.0 \quad 5.3$$

$$3. \quad \Phi_{p,j} = \Phi_{p,i} \quad 5.4$$

Las bases del proceso de inicialización son garantizar que al menos una de las condiciones previas, sea satisfecha en cada una de las conexiones de la malla. De igual manera las fuerzas de flotación y capilares deben de ser cumplidas.

Si la primera condición ($T_{ij} = 0.0$) es satisfecha, entonces esta garantiza que no existirá flujo de todas las fases en las conexiones dadas.

Esto usualmente ocurre entre conexiones de los bloques de lados opuestos de una falla tipo sello o bloques incomunicados; En este caso, $\Phi_{p,j}$ no es necesario que sea igual a $\Phi_{p,i}$ y así $K_{rp,ij} \neq 0.0$. La presencia de bloques comunicados ($T_{ij} \neq 0.0$), no requiere una especial manipulación de los términos de las fuerzas capilares y gravitacionales para garantizar las condiciones 2 y 3. Una de las condiciones de frontera para las ecuaciones de flujo en el yacimiento, es que todas las variables deben ser especificadas o conocidas al iniciar la simulación. Para modelos de Aceite Negro: las presiones y saturaciones, deben ser definidas inicialmente para todos los bloques de la malla. Para los Modelos Composicionales, además de estas variables existen otros parámetros extras, que son las composiciones de los fluidos que contiene el yacimiento. Frecuentemente al inicio de la simulación se tiene un equilibrio de estado. En otros casos esto puede ser conveniente, cuando se va a iniciar una simulación partiendo del final de una simulación previa.

5.1 EQUILIBRIO DE ESTADO INICIAL.

Un simulador debe calcular el equilibrio de estado inicial, basado en una variedad de datos de entrada, como los que se mencionan a continuación:

- Una presión y una profundidad de referencia para esa presión dada.
- La posición del contacto Agua-Aceite y el contacto Gas-Aceite.
- Datos de los fluidos, para calcular las densidades de los mismos en cada fase.
- Datos de una función de saturación (permeabilidad relativa y presiones capilares).

Las presiones capilares son necesarias para arreglar la distribución de saturaciones en las Zonas de Transición (agua-aceite y gas-aceite), y para el caso de yacimientos de gas en la zona de transición agua-gas. Los puntos finales de funciones de permeabilidad relativa son cruciales para las distribuciones iniciales de saturación. Las siguientes funciones de saturación serán usadas en los puntos finales:

- La máxima saturación de agua en la tabla de saturaciones Agua-Aceite. La saturación de agua por debajo del contacto Agua-Aceite será igual a este valor máximo. En la mayoría de los casos este valor será de 1.0. En ningún caso el aceite o gas estará presente por debajo de contacto agua-aceite al iniciarse la simulación.
- La mínima saturación en la tabla Agua-Aceite. La saturación de agua arriba de la zona de transición Agua-Aceite, será el valor mínimo de la tabla de saturación de agua. Normalmente esta saturación es igual a la saturación de agua crítica o irreductible.
- La mínima saturación de gas en la tabla de saturación Gas-Aceite. La saturación inicial de gas debajo del contacto Gas-Aceite será el valor de saturación mínima de gas. El valor de la saturación es de 0.0, únicamente para propósitos prácticos. Por lo que se asume que no existe gas libre en el contacto Gas-Aceite y por debajo de este.
- El valor máximo de saturación de gas en la tabla de saturaciones Gas-Aceite. Este valor es usualmente 1.0 menos el valor de la saturación de agua crítica, y será usado para definir la saturación de gas arriba de la zona de transición Gas-Aceite.

5.2 MÉTODOS DE INICIALIZACIÓN.

En todo simulador numérico, se necesitan condiciones iniciales y condiciones de frontera, por lo que es necesario definirlas. Los métodos de Inicialización pretenden representar la situación actual del yacimiento o antes del proceso de simulación y en algunos casos representar la situación en la que se encuentra el yacimiento después de una etapa de producción.

Por lo que los Métodos de Inicialización pretenden determinar las propiedades actuales de cada celda de la malla, por ejemplo: la presión de la celda, la saturación de cada fluido (aceite, gas y agua), esto asumiendo que el yacimiento se encuentra en equilibrio inicialmente. Así que es importante el tener una buena Inicialización del Yacimiento, ya que de no ser así, se pueden tener errores graves cuando durante el proceso de simulación.

Como se menciona en capítulos anteriores, dentro del yacimiento existen diferentes zonas, las que se pretende determinar con los métodos de Inicialización. En algunos casos, se pueden determinar hasta cinco diferentes zonas dentro del yacimiento, distinguidas verticalmente por la diferencia de saturaciones, desde la cima hasta la base, como se muestra en la figura 5.1:

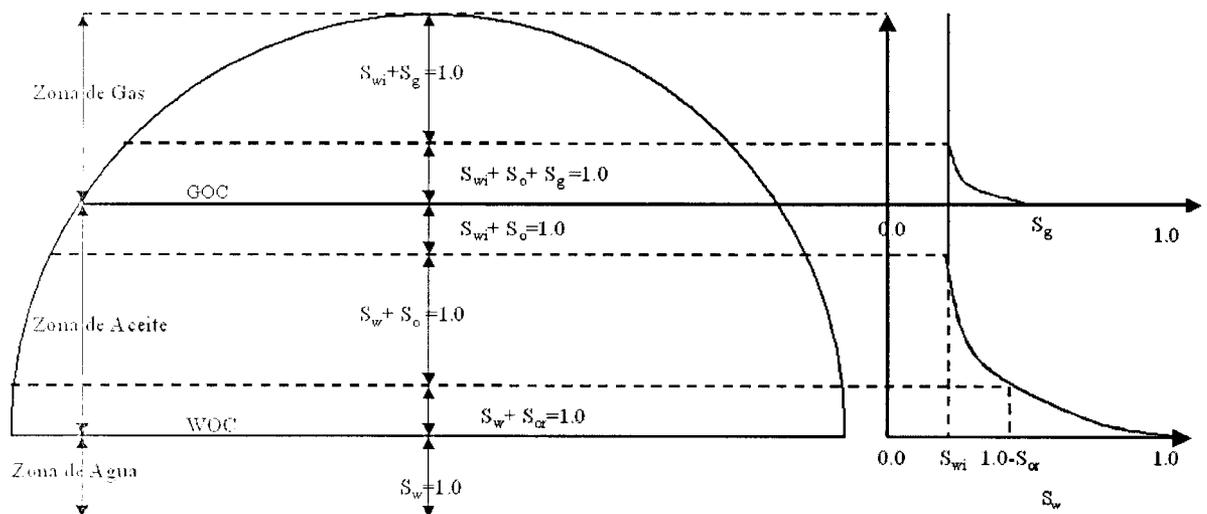


Figura 5.1. Zonas de un yacimiento reconocidas por la diferencia de saturaciones.

Dentro de las zonas que podemos encontrar en el yacimiento, están:

1. En la zona que se encuentra debajo del contacto Agua-Aceite (Zona del Acuífero), los poros están saturados al 100% por agua de formación, por lo que la saturación de agua es igual a 1.0, y por consiguiente las presiones capilares en esta zona son igual a cero, ya que solo existe una fase presente.
2. Arriba del contacto agua-aceite se encuentra la zona de transición y en esta la saturación de agua disminuye desde uno hasta un valor mínimo, que puede ser la saturación de agua irreductible, al mismo tiempo que la saturación del aceite aumenta desde cero hasta uno menos la saturación de agua irreductible. En esta zona fluyen tanto aceite como agua y en la parte inferior existe una zona del yacimiento en la cual únicamente se tiene saturación de aceite residual y la saturación de agua es igual a uno menos esta. Esta zona forma parte de la zona de transición, aunque en algunos casos es indispensable reconocerla, ya que aunque se encuentran los dos fluidos presentes, solo el agua puede fluir hacia los pozos.
3. La tercera zona es la llamada zona de aceite, en la cual únicamente fluirá aceite hacia los pozos y en la cual la saturación de agua es la irreductible, por lo que entre mas espesor tenga esta capa es mejor ya que la recuperación de aceite será mayor y hay menor posibilidad de que se presente el efecto de conificación de agua o gas (en el caso de estar presente).
4. La cuarta zona, es la zona de transición gas-aceite, en la que se encuentran presentes los tres fluidos, aunque no los tres fluyen hacia los pozos, en esta zona la saturación de aceite disminuye desde uno menos la saturación de agua crítica hasta cero, la saturación de agua es constante (puede ser la irreductible), y la saturación de gas aumenta desde cero hasta uno menos la saturación de agua irreductible.

5. Por ultimo, la zona del gas, lugar donde únicamente fluye el gas aunque el agua esta presente, debido a que la saturación de agua es la irreductible.

El motivo por el cual las zonas de transición muestran diferencias entre las saturaciones de los fluidos, se debe a varios motivos entre los cuales se encuentran: bajas permeabilidades, alta tensión interfacial, pequeñas diferencias entre las densidades y en algunos casos se puede deber a procesos químicos que alteran localmente la mojabilidad del medio.

Para tener una buena representación de la situación inicial de los yacimientos, se presentan algunos de los métodos de inicialización más utilizados, los cuales dan resultados muy aproximados a los reales, a excepción del primero que solo es una aproximación sin considerar las Zonas de Transición:

1. Método de Inicialización sin considerar Zonas de Transición ($p_c = 0$).
2. Método de Inicialización por Balance Gravitacional.
3. Método de Inicialización utilizando la Función “J” de Leverett.

A continuación desarrollaremos cada uno de estos métodos, sus consideraciones, y las ecuaciones que gobiernan a estos.

5.2.1 INICIALIZACIÓN SIN ZONAS DE TRANSICIÓN.

Un método de Inicialización con menor rango de aplicación y resultados pocos confiables es el siguiente, en el cual la inicialización se basa únicamente en determinar las presiones del yacimiento en base a la columna de fluido.

En este método no se considera la presión capilar ($p_c = 0.0$). Lo anterior no es muy representativo y para el caso de las saturaciones, este método no incluye zonas de transición, únicamente distingue un contacto Agua-Aceite y un contacto Gas-Aceite (si este existiera), y la distribución de saturaciones resulta a partir de esta consideración.

Donde asume que por arriba del contacto Agua-Aceite, únicamente existe la saturación de agua irreductible, y por consiguiente la saturación de aceite, esta dada por la siguiente ecuación:

$$S_o = 1.0 - S_{wi} \quad 5.5$$

Lo mismo sucede arriba del contacto Gas-Aceite, ya que la saturación del agua se mantiene constante e igual a la irreductible y la saturación del aceite es cero, por lo tanto, la saturación del gas (si este existe) en la zona más alta del yacimiento es:

$$S_g = 1.0 - S_{wi} \quad 5.6$$

Debido a las consideraciones hechas, este método resulta impracticable, y los resultados son poco representativos del yacimiento, por lo que no es recomendable determinar la distribución de saturaciones de esta forma.

5.2.2 INICIALIZACIÓN POR BALANCE GRAVITACIONAL.

Este método toma como consideraciones iniciales que las presiones y saturaciones, varían con respecto a la profundidad, definiendo así, zonas de flujo de una y dos fases. Para el caso de un yacimiento de Aceite Negro se establece la presión de la fase aceite en cada una de las celdas, posteriormente se determinan la saturación del agua, aceite y gas.

Para dar inicio a la Simulación, se requieren conocer ciertos datos e información acerca de la malla que representa al yacimiento, las propiedades de la roca y de los fluidos, así como algunos otros datos importantes enumerados a continuación:

1. Dimensiones del yacimiento, (Longitud en (x, y, z)), así como la profundidad de la cima del yacimiento.
2. La presión p_{ref} , a una profundidad de referencia del yacimiento z_{ref} , esto para establecer el equilibrio vertical en el yacimiento.

3. Profundidades de los contactos Agua-Aceite y Gas-Aceite, si es que existiera. Para el caso de un yacimiento de Gas, la profundidad del contacto Agua-Gas.
4. Curvas de Presión Capilar de los sistemas Agua-Aceite y Gas- Aceite, para las saturaciones respectivas.
5. Fase en la que se encuentra el fluido inicialmente dentro del yacimiento (líquido o gas).
6. Saturación de Agua Irreductible S_{wi} .
7. Saturación de Aceite Residual S_{or} .
8. Saturación de Gas Crítica S_{gc} .

Los datos de Presión Capilar pueden ser obtenidos mediante pruebas de laboratorio en núcleos, en los cuales regularmente se utilizan otro tipo de fluidos diferentes, pero en el Capítulo 2, se presentó un método para convertir los datos de laboratorio a datos del yacimiento, estos datos también pueden ser obtenidos mediante correlaciones publicadas. Por otro lado, para determinar la profundidad de los contactos, se pueden aplicar Pruebas de Formación o mediante el uso de Registros Eléctricos, y se debe poner mucha atención en este punto ya que la profundidad de los contactos nos sirve como referencia para establecer la distribución vertical de las saturaciones de los fluidos dentro del yacimiento, así que, si el valor de la profundidad de los contactos varia demasiado, podrían producir errores en este método de inicialización.

Para dar inicio al método se hacen las siguientes consideraciones acerca de la distribución de saturaciones, en las distintas zonas:

Zona de Agua:

$$S_w = 1.0 \quad 5.7$$

$$S_g = 0.0 \quad 5.8$$

$$S_o = 1.0 \quad 5.9$$

Zona de Transición Agua-Aceite:

$$S_w = S_{wi} \quad 5.10$$

$$S_g = 0.0 \quad 5.8$$

$$S_o = 1.0 - S_w \quad 5.12$$

La saturación de agua se calcula a partir de los datos de presión capilar.

Zona de Aceite:

$$S_w = S_{wi} \quad 5.13$$

$$S_g = 0.0 \quad 5.8$$

$$S_o = 1.0 - S_{wi} \quad 5.14$$

$$p_{cwo} = p_o - p_w \quad 5.15$$

Donde la presión capilar agua-aceite, es mayor a la presión capilar que a la que se tiene la saturación de agua irreductible.

Zona de transición Gas-Aceite.

$$S_w = S_{wi} \quad 5.13$$

$$S_g = S_g \quad 5.16$$

$$S_o = 1.0 - S_w - S_g \quad 5.17$$

$$p_{cgo} = p_g - p_o \quad 5.18$$

Donde la saturación de gas se obtiene a partir de los datos de presión capilar de la fase Gas-Aceite.

Zona de Gas.

$$S_w = S_{wi} \quad 5.13$$

$$S_g = 1.0 - S_{wi} \quad 5.19$$

$$S_o = S_{or} \quad 5.20$$

$$p_{cgo} = p_g - p_o \quad 5.18$$

Donde la saturación de aceite es la residual o puede ser nula y la presión capilar gas-aceite es mayor a la que se tiene cuando la saturación de aceite es la residual.

5.2.2.1 INICIALIZACIÓN DE LA PRESIÓN.

Para la inicialización de la malla se establece una distribución de presiones de forma vertical para los fluidos en el yacimiento; ya que al suponer que existe un equilibrio gravitacional y capilar, significa que no existe flujo de las fases al tiempo cero, es decir, que los gradientes de potencial de las fases en cualquier punto y cualquier dirección son cero. Esto al considerar la Ley de Darcy, aplicado a una fase p .

$$\frac{kk_{rp}}{\mu_p} (\nabla p_p - \gamma_p \nabla p) = 0.0 \quad 5.21$$

Donde p , se refiere a la fase aceite gas o agua.

Aplicando, a lo largo de un plano horizontal (XY) ubicado en una posición cualquiera con la coordenada (Z) constante, se tiene:

$$\frac{\partial p_p}{\partial x} = 0.0 \quad 5.22$$

$$\frac{\partial p_p}{\partial y} = 0.0 \quad 5.23$$

Lo cual indica que en condiciones de equilibrio, las presiones en un plano horizontal cualquiera permanecen constantes y para estas condiciones, también tenemos que en dirección Z :

$$\frac{\partial p_p}{\partial z} - \gamma_p = 0.0 \quad 5.24$$

Donde:

γ_p Es la diferencia entre las densidades de las fases presentes.

Lo que significa que en condiciones de equilibrio, la distribución vertical de presiones esta dada por el peso de la columna hidrostática de los fluidos. Si conocemos la presión de referencia de la fase $p_{p,ref}$, dada a una profundidad de referencia z_{ref} , es posible calcular la presión a cualquier profundidad en el yacimiento.

A partir de la ecuación 5.24, tenemos que:

$$\partial p_p = \gamma_p \partial z \quad 5.25$$

Al integrar esta ecuación, tenemos que:

$$\int_{p_{p,ref}}^{p_p} dp_p = \int_{z_{ref}}^z \gamma_p(p) dz \quad 5.26$$

Resultando, así:

$$p_p = p_{p,ref} - \gamma_p(p_p) [z - z_{ref}] \quad 5.27$$

El signo negativo es debido al sistema de referencia que se maneja en la malla.

En esta ecuación p_p puede ser aproximada como el promedio aritmético de las presiones p_p y $p_{p,ref}$, de la siguiente manera:

$$\bar{p} = \frac{p_p + p_{p,ref}}{2} \quad 5.28$$

Como la presión p_p esta implícita, y debido a que γ_p , depende de esta variable; la solución de p_p puede obtenerse mediante el Método Iterativo de Newton-Raphson.

De la ecuación 5.27 podemos crear una función residuo, la cual resulta:

$$F(p) = p_p - p_{p,ref} + \gamma_p(\bar{p}) [z - z_{ref}] = 0.0 \quad 5.29$$

Al expandir en una serie de Taylor y truncar la serie en la primera derivada, queda de la siguiente manera:

$$F(p)^{v+1} = F(p)^v + \left(\frac{dF(p)^v}{dp} \right) \partial p^{v+1} \quad 5.30$$

Despejando a ∂p^{v+1} :

$$\partial p^{v+1} = \frac{F(p)^v}{\left(\frac{dF(p)^v}{dp} \right)} \quad 5.31$$

Lo cual representa el incremento en la presión a partir del punto de referencia.

Si despejamos la presión de la fase de la ecuación 5.28, tenemos que:

$$p_p = 2\bar{p} - p_{ref} \quad 5.32$$

Sustituyendo en la ecuación 5.27, resulta:

$$F(p) = 2(\bar{p} - p_{p.ref}) + \gamma_p [z - z_{ref}] \quad 5.33$$

Al derivar:

$$\frac{dF(p)}{dp} = 2 - (z_{ref} - z) \frac{d\rho}{dp} \quad 5.34$$

Y el equilibrio se establece a partir del punto de referencia hacia arriba y debajo de la malla para cada fase, como se muestra a continuación.

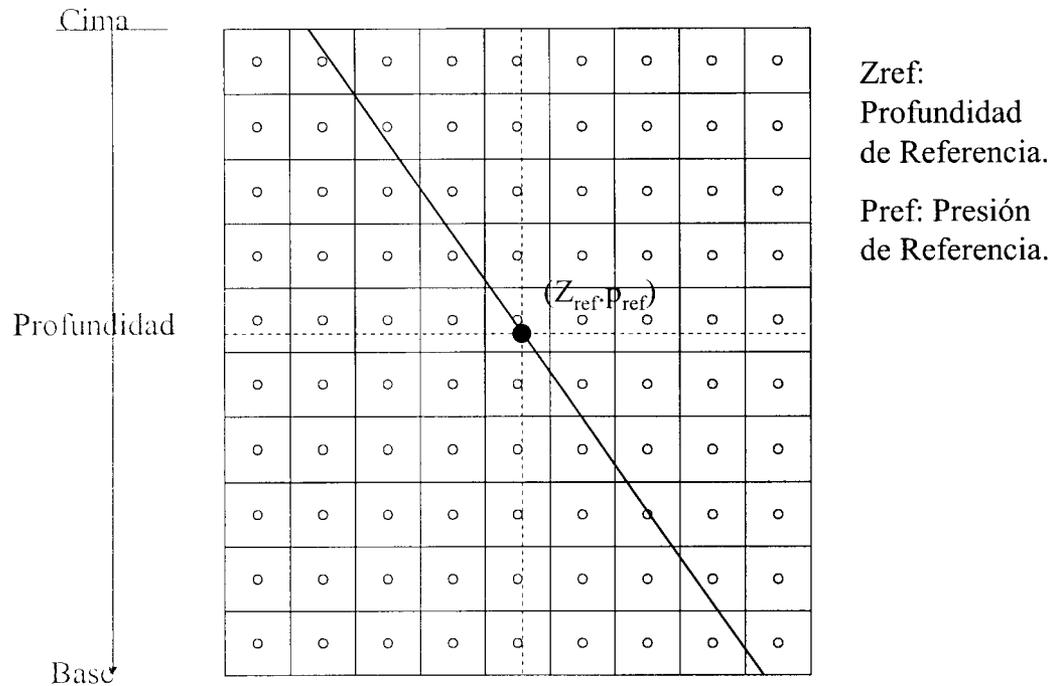


Figura 5.2. Puntos de Referencia en el Yacimiento.

De la ecuación 5.27, aplicada a una fase, podemos escribir la ecuación de la siguiente manera:

$$p_o = p_{o.ref} - \gamma_o (p_o) [z - z_{ref}] \quad 5.35$$

Con esta ecuación calculamos las presiones de cada una de las celdas en la malla, excepto para las celdas que se encuentran por debajo del contacto Agua-Aceite.

En el caso de existir una capa de gas, podemos conocer la presión de la fase gas arriba del contacto Gas-Aceite a partir de la presión de la fase aceite en el contacto y

considerando la presión capilar gas-aceite que tenemos de las tablas de saturación podemos obtener la presión de la fase gas en el contacto Gas-Aceite.

$$P_{g,z,go} = P_o + P_{cgo} \quad 5.36$$

Estableciendo un gradiente de presiones y tomando en cuenta las propiedades del gas, podemos determinar la presión capilar gas-aceite en el contacto gas aceite, a partir de:

$$P_{cgo} = P_{g,zcgo} - P_{o,zcgo} \quad 5.37$$

De forma análoga, podemos obtener la presión del agua en el contacto Agua-Aceite empleando la presión conocida de las tablas de saturación por medio de la ecuación:

$$P_{w,zcwo} = P_{o,zcwo} - P_{cwo} \quad 5.38$$

Posteriormente calculamos las presiones del agua en todas las celdas, con estos datos y con los calculados de las presiones de la fase aceite, podemos determinar las presiones capilares agua-aceite, y con estos datos posteriormente determinar la saturación de agua y aceite en cada celda a partir de las tablas de saturaciones (interpolando).

La distribución de presiones de las fases gas y agua pueden ser conocidas a partir de las siguientes ecuaciones:

$$P_w = P_{w,zcwo} - \gamma_w (\bar{P}_w) [z - z_{cwo}] \quad 5.39$$

$$P_g = P_{g,zcgo} - \gamma_g (\bar{P}_g) [z - z_{cgo}] \quad 5.40$$

Conocida la distribución vertical de presiones de las fases en el yacimiento, es posible calcular la distribución de presiones capilares, dado que:

$$P_{cgo}(S_g) = P_g(z) - P_o(z) \quad 5.41$$

$$P_{cwo}(S_w) = P_o(z) - P_w(z) \quad 5.42$$

Una vez conocidas las presiones capilares podemos determinar la distribución de saturaciones dentro del yacimiento.

5.2.2.2 INICIALIZACIÓN DE LAS SATURACIONES.

Una vez obtenidas las presiones de las fases en los contactos, calculamos la presión de la fase y a partir de la definición de presión capilar obtenemos las presiones capilares para cada sistema, utilizando un proceso de interpolación inversa obtenemos las curvas de p_{cgo} contra S_g y p_{cow} contra S_w , la distribución inicial de saturaciones de las fases gas y agua, S_g y S_w respectivamente. Por ultimo la saturación de aceite la obtenemos por medio de la ecuación 5.17:

$$S_o = 1.0 - S_w - S_g \quad 5.17$$

Como criterio de ajuste para los valores de presión capilar, agua-aceite y gas-aceite, se asumirá lo siguiente, para cada caso en particular:

En caso de que un valor obtenido de presión capilar Agua-Aceite sea mayor al valor máximo que se dispone en la tabla de Presión Capilar, la saturación asumida para ese valor será la saturación de agua irreductible. En el caso de obtener un valor interpolado menor a la saturación de agua irreductible, el valor para esa celda será el valor de la saturación de agua irreductible.

El mismo criterio es establecido para el caso de la fase gas, solo que se considera la saturación de aceite residual. Ya que en el caso de que la presión capilar calculada sea mayor al valor que se tiene en la tabla de Presión Capilar, el valor de saturación de gas será igual a uno menos la saturación de agua irreductible.

En el caso de obtenerse una saturación de aceite menor a la saturación de aceite residual, el valor de saturación de aceite asumido para la celda será el valor residual.

Posterior al calculo de la saturación del agua, definimos zonas de movilidad de una y dos fases. Para la zona donde fluyen ambos fluidos (agua y aceite), el valor de las presiones permanece sin cambios, pero para el caso de la zona donde solo fluye aceite, se hace una corrección a la presión del agua, esto para concordar con las definiciones anteriores de movilidad de los fluidos. La corrección del agua es la siguiente:

$$p_w = p_o - p_{cow}(S_{wi}) \quad 5.43$$

De igual forma en la zona donde solo es móvil el agua, la presión del aceite es corregida de la siguiente manera:

$$p_o = p_w - p_{cwo}(1.0 - S_{or}) \quad 5.44$$

En la zona de Gas-Aceite se hacen las mismas consideraciones y ajustes, con lo que la ecuación para el gas donde solo el aceite es móvil, es la siguiente:

$$p_g = p_o - p_{cgo}(S_{gi}) \quad 5.45$$

La ecuación de corrección para el aceite en la zona donde solo es móvil el gas, es la siguiente:

$$p_o = p_g - p_{cgo}(1.0 - S_{or}) \quad 5.46$$

Debido a lo anterior, el gradiente de presiones queda de acuerdo a la figura 5.3:

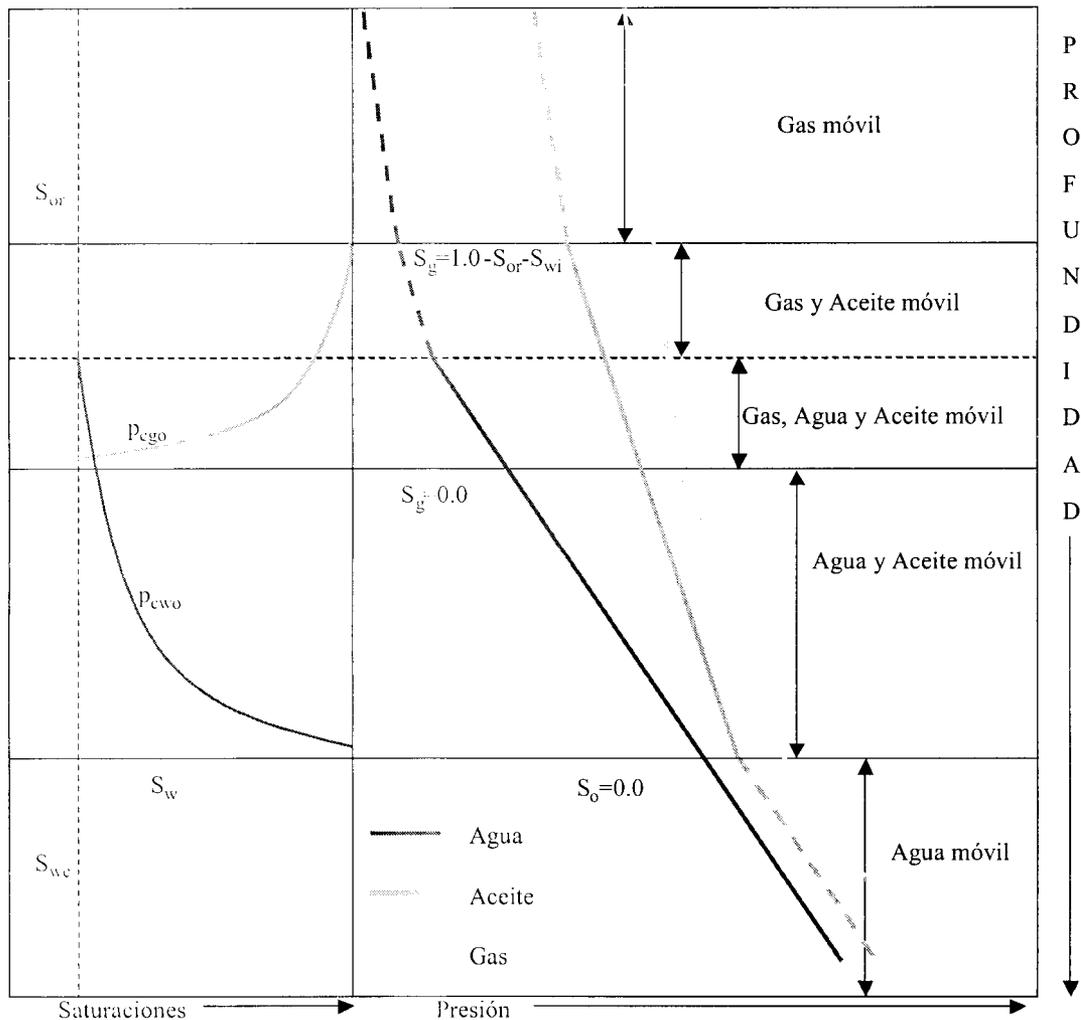


Figura 5.3. Distribución de presiones (Método Equilibrio Gravitacional).

Para el cálculo de las saturaciones existen otras consideraciones que deben ser hechas, con el fin de que la representación sea más aproximada a la real, a continuación se enumeran estas:

1. Las celdas que se encuentran por debajo del contacto Agua-Aceite $S_w = 1.0$ y $S_g = 0.0$.

2. Las celdas con presión mayor que la presión de saturación $p_{i,j,k} \geq p_{sat}$, y abajo del contacto agua aceite:

- a. Determinar la Presión Capilar agua-aceite a la profundidad $z_{i,j,k}$.
- b. Verificar que el contacto agua aceite no se encuentre dentro de la celda analizada.

Si la presión capilar Agua-Aceite es mayor que la presión capilar Agua-Aceite máxima, dentro de las tablas de Presión Capilar, las saturaciones para cada celda será la siguiente:

$$S_{w, i,j,k} = S_{wi} \tag{5.47}$$

Si la presión es menor a este valor la saturación se calcula a partir del centro del bloque con una interpolación inversa, para la p_{cwo} , determinada.

3. Para las celdas arriba del contacto Gas-Aceite la saturación del gas se obtiene de la distribución de saturaciones a partir de la base del yacimiento.

- a. Se determina la presión capilar de la celda, a la profundidad $z_{i,j,k}$.
- b. Se verifica que el contacto Gas-Aceite, no se encuentre dentro de la celda.

Si la presión capilar es mayor que la presión capilar máxima disponible, la saturación de gas es la siguiente:

$$S_{g, i,j,k} = 1.0 - S_{w, i,j,k} - S_{or} \tag{5.48}$$

Si la Presión Capilar es menor a esta, la saturación se calcula con la interpolación inversa para el centro de la celda.

4. Si el contacto Agua-Aceite o Gas-Aceite, se encuentra dentro de la celda analizada, se requiere de un análisis diferente y un Balance de Materia para cada contacto:

CONTACTO AGUA-ACEITE.

Para la celda que contenga el contacto Agua-Aceite, esto es, que la z_{cwo} se encuentra entre el $zb_{i,j,k} + \frac{\Delta z}{2}$ y $zb_{i,j,k} - \frac{\Delta z}{2}$, se calcula una saturación de aceite ponderada, (Tomando en cuenta el volumen de la celda que es ocupado por un 100% de agua y que volumen tiene una saturación de agua distinta), por lo que dentro de la celda se definen dos zonas. La Zona 1 es aquella que se encuentra por arriba del contacto Agua-Aceite, la cual tiene una saturación de agua menor al 100%, y la Zona 2 es aquella que tiene 100% de saturación de agua, como se muestra en la figura 5.4.

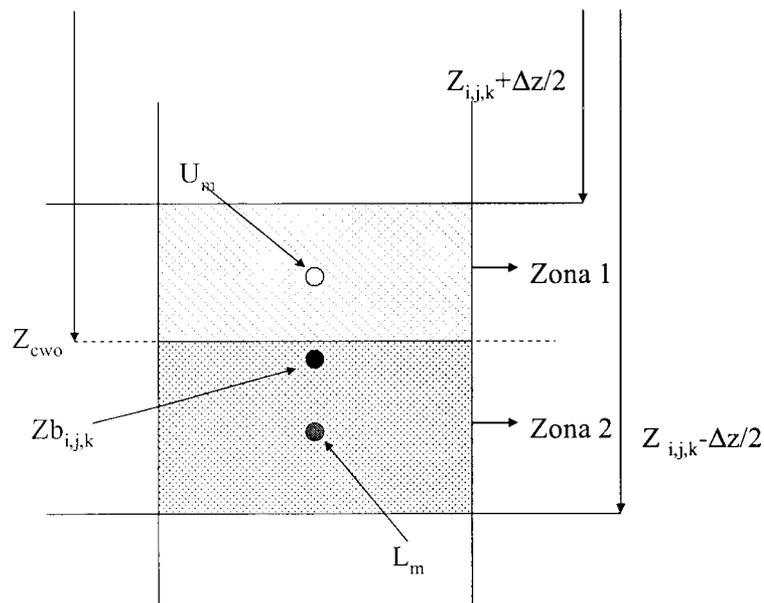


Figura 5.4. Contacto Agua-Aceite dentro de la celda Analizada.

Si la Presión Capilar $p_{cwo,Um} < p_{cwo,max}$ en la Zona 1, la saturación de agua se obtiene por medio de una interpolación inversa usando el punto medio de la Zona 1 para la Presión Capilar en el punto medio, por lo que:

$$p_{cwo,U_m} = p_{o,U_m} - p_{w,U_m} \quad 5.49$$

Donde el punto medio se obtiene de la siguiente manera:

$$U_m = \frac{zb_{i,j,k} + \frac{\Delta z}{2} - z_{cwo}}{2} + z_{cwo} \quad 5.50$$

De lo anterior sabemos que existe una distribución de agua y aceite, debido a capilaridad y se realiza una interpolación inversa para determinar S_{w,U_m} , con lo que la saturación de aceite resultante para la Zona 1, es:

$$S_{o,U_m} = 1.0 - S_{w,U_m} \quad 5.51$$

Y la saturación de aceite para la celda será un promedio entre el volumen de agua y aceite y el volumen poroso.

Para el caso donde $p_{cwo,U_m} > p_{cwo,max}$, la saturación de aceite en la Zona 1 es la saturación de aceite residual, y para la celda (haciendo un promedio general), la saturación final de aceite esta dada por:

$$S_{o,i,j,k} = \frac{S_{o,U_m} \left[\left(zb_{i,j,k} + \frac{\Delta z}{2} \right) - z_{cwo} \right]}{\Delta z} \quad 5.52$$

La ecuación 5.52, es obtenida de la definición de saturación de aceite:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} = \frac{\Delta x \Delta y \left([\Delta z S_o]_{Zona1} + [\Delta z S_o]_{Zona2} \right) \phi}{\Delta x \Delta y \Delta z \phi} = \frac{\left([\Delta z S_o]_{Zona1} + [\Delta z S_o]_{Zona2} \right)}{\Delta z} \quad 5.53$$

Y la saturación de gas se mantiene como:

$$S_{g,i,j,k} = 0.0 \quad 5.54$$

CONTACTO GAS-ACEITE.

Para el caso en que la celda contenga el contacto Gas-Aceite, esto es, que la z_{cgo} se encuentra entre el $zb_{i,j,k} + \frac{\Delta z}{2}$ y $zb_{i,j,k} - \frac{\Delta z}{2}$, se calcula una saturación de aceite ponderada (tomando en cuenta el volumen de la celda que es ocupado por un 100% de liquido y el volumen que tiene una saturación de gas), por lo que al igual que en el caso del contacto Agua-Aceite, se definen dos zonas. La Zona 1 es aquella que se encuentra por arriba del contacto Aceite-Gas, la cual tiene una saturación de liquido menor al 100% y la zona 2 tienen 100% liquido, como se muestra en la figura 5.5.

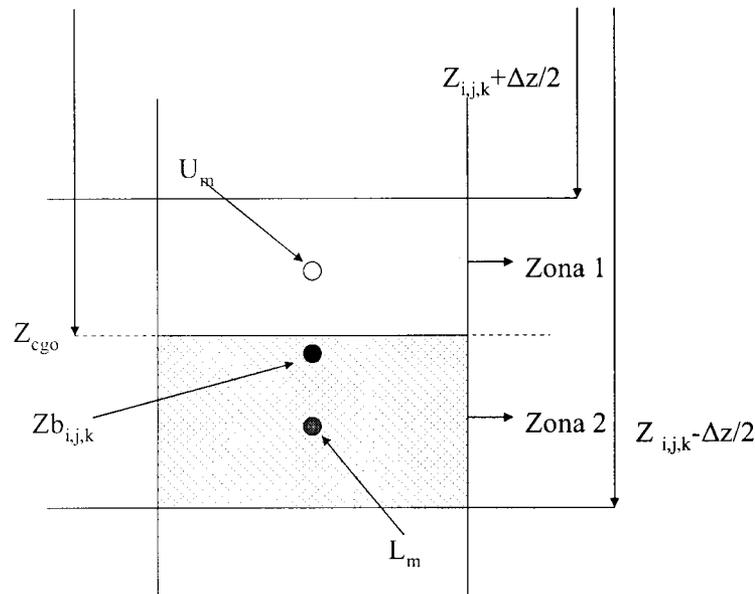


Figura 5.5. Contacto Gas-Aceite dentro de la celda analizada.

Si la Presión Capilar $p_{cgo} < p_{cgo,max}$ existen ambas fases (líquido y vapor). Para determinar la S_g en el punto medio de la Zona 1, se realiza una interpolación inversa, utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{cgo,U_m} = P_{g,U_m} - P_{o,U_m} \quad 5.55$$

Donde el punto medio se obtiene de la siguiente manera:

$$U_m = \frac{zb_{i,j,k} + \frac{\Delta z}{2} - z_{cgo}}{2} + z_{cgo} \quad 5.56$$

Por lo tanto existe una distribución de aceite y gas debido a capilaridad. En este caso se realiza una interpolación inversa para determinar S_{g,U_m} utilizando p_{cgo,U_m} y de esta manera determinar la saturación de aceite en la Zona 1 mediante la siguiente ecuación:

$$S_{o,U_m} = 1.0 - S_{g,U_m} - S_{w,i,j,k} \quad 5.57$$

Y la saturación de la celda se relaciona con los volúmenes de aceite, agua y gas para tener una saturación homogénea para toda la celda.

Si la $p_{cgo} > p_{cgo,max}$, la saturación de aceite en la Zona 1 es cero.

Por lo que para la Zona 2, abajo del contacto Gas-Aceite, la saturación de aceite esta dada por la siguiente ecuación:

$$S_{o,U_m} = 1.0 - S_{w,i,j,k} \quad 5.58$$

Por lo que, la saturación total de la celda, es la siguiente:

$$S_o = \frac{(1.0 - S_{w,i,j,k}) \left[z_{cgo} - \left(zb_{i,j,k} - \frac{\Delta z_{i,j,k}}{2} \right) \right] + S_{o,U_m} \left[\left(zb_{i,j,k} + \frac{\Delta z_{i,j,k}}{2} \right) - z_{cgo} \right]}{\Delta z_{i,j,k}} \quad 5.59$$

Y la saturación de gas y agua, resulta en:

$$S_{g,i,j,k} = 1.0 - S_o - S_{w,i,j,k} \quad 5.60$$

$$S_{w,i,j,k} = S_{w,i,j,k} \quad 5.61$$

En base a lo anterior, dentro del simulador se establece la siguiente metodología para inicializar la malla:

1. Verificamos el tipo de fluido y la presencia de ambos contactos, Agua-Aceite y Aceite-Gas.
2. A partir del punto de referencia se cuenta el número de nodos en dirección vertical que se encuentran por debajo de este, así como el número de nodos debajo de cada contacto existente.
3. Se calcula la Presión de Aceite en los contactos.

4. Calculamos la Presión del Agua en el contacto Agua-Aceite y la Presión del Gas en el contacto Gas-Aceite, considerando la Presión Capilar disponible en las Tablas de saturación.
5. Si existe contacto Agua-Aceite se realiza un equilibrio Gravitacional desde la base hasta la cima (en este orden).
6. Con los datos de Presión calculados para cada fase en cada nodo, obtenemos las presiones capilares de cada sistema.
7. Con los datos de Presión Capilar calculados y mediante el uso de las curvas de Presión Capilar proporcionadas, se interpola el valor de la saturación (Agua o Gas) de manera vertical.
8. En las zonas donde se encuentran más de dos fases pero solo una de estas fluye, se hacen las correcciones pertinentes.
9. En el caso de el que algún contacto se encuentre dentro de alguna celda de la malla, se aplicara el procedimiento descrito anteriormente.

El programa para realizar la Inicialización mediante método de “Inicialización por Balance Gravitacional”, realizado en Fortran 90, Lahey ED Developer. El código del programa realizado se encuentra en el Apéndice A.

5.2.3 INICIALIZACIÓN UTILIZANDO LA FUNCIÓN “J” DE LEVERETT et. al Leverett, 1941.

Este método toma como consideraciones iniciales que las presiones y saturaciones, varían con respecto a la profundidad, tomando en cuenta la variación de la presión capilar a través de todo el yacimiento y que esta es función de la propiedades físicas de la roca, tales como la porosidad y permeabilidad, además de diferenciar entre zonas que tienen distintas Propiedades de Roca y Fluidos (medios heterogéneos), definiendo así, zonas de flujo de una y dos fases.

El propósito inicial de la Función “J” de Leverett, era el determinar una curva de Presión Capilar general para todas las formaciones, lo cual fracasó debido a que era imposible el representar cualquier tipo de formación con solo una curva de Presión Capilar, en cambio la función “J” puede ser utilizada para las distintas zonas de un yacimiento o para un campo, lo cual conduce a buenos resultados dependiendo de la heterogeneidad del yacimiento. Esta función utiliza las propiedades físicas de la roca y la tensión interfacial entre los fluidos, con lo que al tomar en cuenta estas propiedades puede ser más representativa, ya que considera la variación de estas a través de todo el yacimiento, asumiendo que existe una Presión Capilar diferente de cero ($p_c \neq 0.0$) y diferente para cada zona.

Para este método debemos tomar en consideración algunas limitantes que serán posteriormente mencionadas. Al igual que cualquier otro método de Inicialización, se necesitan datos de entrada para dar inicio al procedimiento de Inicialización, los datos necesarios para aplicar este método son enumerados a continuación:

1. Propiedades de la roca, como Porosidad, Permeabilidad.
2. Angulo de contacto entre los fluidos.
3. Saturación de Agua Irreductible S_{wi} .
4. Saturación de Aceite Residual S_{or} .
5. Saturación de Gas Irreductible S_{gi} .

6. Dimensiones del yacimiento, profundidad de la cima y el espesor del mismo.
7. La presión a una profundidad de referencia del yacimiento, esto para determinar algunas de las propiedades iniciales de los fluidos dentro del yacimiento.
8. Un experimento PVT, el cual nos proporcione valores de densidad de los fluidos existentes en el yacimiento, a distintas presiones (comportamiento).
9. La profundidad de los contactos, Agua-Aceite y Gas-Aceite (Si es que existen).
10. Curvas de Presión Capilar de los sistemas Agua-Aceite y Gas-Aceite, para la distribución de presiones.

Como se menciona los datos de Presión Capilar pueden ser obtenidos por cualquier método, registros geofísicos, laboratorio o correlaciones. Los sistemas (Fluidos) que se ocupan para determinar las presiones capilares, son distintos a los que se encuentran en el yacimiento, por lo que es necesario algún método para convertir los datos de presión capilar de datos de laboratorio a datos del yacimiento. En el “Capítulo 2”, se mostró un método útil para realizar este procedimiento.

Para dar inicio a este método es necesario el determinar, las condiciones para cada una de las zonas, las cuales se mencionan a continuación:

Zona de Agua:

$$S_w = 1.0 \quad 5.7$$

$$S_g = 0.0 \quad 5.8$$

$$S_o = 1.0 \quad 5.9$$

Zona de Transición Agua-Aceite:

$$S_w = S_w \quad 5.10$$

$$S_g = 0.0 \quad 5.8$$

$$S_o = 1.0 - S_w \quad 5.12$$

La saturación de agua se calcula a partir de los datos de Presión Capilar obtenidos con la función “J”.

Zona de Aceite:

$$S_w = S_{wi} \quad 5.13$$

$$S_g = 0.0 \quad 5.8$$

$$S_o = 1.0 - S_{wi} \quad 5.14$$

$$P_{cow}(S_w) = P_o - P_w \quad 5.62$$

Donde la presión capilar agua-aceite, es mayor a la presión capilar que a la que se tiene la saturación de agua irreductible.

Zona de transición Gas-Aceite.

$$S_w = S_{wi} \quad 5.13$$

$$S_g = S_g \quad 5.16$$

$$S_o = 1.0 - S_w - S_g \quad 5.17$$

$$P_{cgo}(S_g) = P_g - P_o \quad 5.63$$

Donde la saturación de gas se obtiene a partir de los datos de presión capilar de la fase Gas-Aceite.2

Zona de Gas.

$$S_w = S_{wi} \quad 5.13$$

$$S_g = 1.0 - S_{wi} \quad 5.19$$

$$S_o = S_{or} \quad 5.20$$

$$P_{cgo}(S_g) = P_g - P_o \quad 5.63$$

Donde la saturación de aceite es la residual o puede ser nula y la presión capilar gas-aceite es mayor a la que se tiene cuando la saturación de aceite es la residual.

5.2.3.1 INICIALIZACIÓN DE LAS PRESIONES CAPILARES et. al Leverett, 1941..

Datos de registros usualmente revelan variaciones en la distribución de saturaciones en diferentes localizaciones del yacimiento debido a la diferencia de presiones capilares.

Para mejorar la distribución inicial de saturaciones es conveniente introducir el concepto de “La Función J de Leverett”, la cual es un grupo variables que permite que la presión capilar sea correlacionada por medio de las propiedades de la roca:

$$J(S) = \frac{p_c}{\sigma} \left(\frac{k}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}} \quad 5.64$$

Donde k es el porcentaje de la permeabilidad absoluta horizontal, ϕ es la porosidad, σ es la tensión interfacial.

La función “J” para diferentes tipos de roca es determinada y suministrada por el simulador.

Las presiones capilares de los bloques de la malla son relacionadas con las propiedades del bloque utilizando la siguiente expresión:

$$p_c = J(S) \sigma \left(\frac{\phi}{k} \right)^{\frac{1}{2}} \quad 5.65$$

Por lo que las presiones capilares de cada bloque de la malla relacionan sus propiedades físicas, así las presiones capilares de cada celda para cada sistema de fluidos, están dadas por:

$$p_{cpp,i,j,k} = J(S)_{i,j,k} \sigma \left(\frac{\phi_{i,j,k}}{k_{i,j,k}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad 5.66$$

Donde:

$p_{cpp,i,j,k}$ Es la Presión Capilar de un sistema (Agua-Aceite o Gas-Aceite), para un bloque de coordenadas (i, j, k) , en la malla.

Por lo que para las zonas por debajo del contacto Gas-Aceite, tendríamos presiones capilares Agua-Aceite de la forma:

$$P_{cwo,i,j,k} = J(S)_{i,j,k} \sigma \left(\frac{\phi_{i,j,k}}{k_{i,j,k}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad 5.67$$

Y para las zonas por arriba del contacto Gas-Aceite, tendríamos:

$$P_{cgo,i,j,k} = J(S)_{i,j,k} \sigma \left(\frac{\phi_{i,j,k}}{k_{i,j,k}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad 5.68$$

5.2.3.2 INICIALIZACIÓN DE LAS SATURACIONES.

Una vez conocidas las presiones capilares de cada sistema para cada zona del yacimiento, es posible determinar las saturaciones de cada una de las celdas, por medio de la definición de Presión Capilar y conocidas las tablas de Presión Capilar de cada sistema para cada zona del yacimiento, es posible aplicar el Método de Interpolación Spline Cúbico, el cual ha demostrado dar resultados muy aproximados a los experimentales, ya que este método adapta un polinomio de tercer grado para cada par de puntos (intervalo), lo que hace que sea más eficiente.

Cabe mencionar que las únicas saturaciones que se calculan, son las del Agua y la del Gas, ya que la saturación de aceite es determinada por medio de la ecuación 5.12 o 5.17, dependiendo de la zona del yacimiento donde se encuentre la celda en análisis:

$$S_o = 1.0 - S_w \quad 5.12$$

$$S_o = 1.0 - S_w - S_g \quad 5.17$$

Por medio de las curvas de Presión Capilar que se tienen de cada zona es determinada la saturación de cada celda, tomando en cuenta las consideraciones hechas al inicio de este método, con lo que por arriba del contacto Gas-Aceite:

$$S_w = S_{wi} \quad 5.13$$

Así cada celda contiene una saturación de Aceite, Gas y Agua.

Para el caso en que el contacto Agua-Aceite o Gas-Aceite se encuentre dentro de la celda analizada, se aplicará un procedimiento similar al utilizado en el método anterior, en el que la saturación de Agua, Gas o Aceite son ponderadas a el volumen ocupado por ellas dentro de la celda.

En base a lo anterior, dentro del simulador se establece la siguiente metodología para inicializar la malla y realizar el procedimiento de Inicialización:

1. Verificamos el tipo de fluido y la presencia de ambos contactos, Agua-Aceite y Aceite-Gas.
2. A partir de la presión de referencia y las propiedades de los fluidos, se determina el espesor de las zonas de transición sobre cada contacto existente.
3. Se determina el espesor de la zona de agua para hacer el ajuste pertinente a cada celda.
4. El simulador determina el valor de la Función “J” para cada celda en a sus propiedades de la roca y la tensión interfacial entre los fluidos.
5. Se calcula la Presión Capilar en cada una de las celdas para el sistema correspondiente, según la ubicación de la celda analizada.
6. Con los datos de Presión Capilar calculados, y mediante el uso de las curvas de Presión Capilar proporcionadas, se interpola el valor de la saturación (Agua o Gas), mediante el uso del método Spline Cúbico de Interpolación.
7. Se determina la saturación de Aceite para cada Celda.
8. En el caso en que alguno de los contactos se encuentre dentro de la celda analizada, se hacen las correcciones pertinentes.

El programa para realizar la Inicialización mediante método de “La Función J de Leverett”, fue realizado en Fortran 90, Lahey ED Developer. El código de dicho programa se encuentra en el Apéndice A.

5.2.4 INICIALIZACIÓN SIN EQUILIBRIO.

La simulación de un yacimiento puede iniciar de un estado inicial sin equilibrio. Esto es una alternativa conveniente cuando se tiene el caso de un yacimiento que estuvo sometido a un método de explotación y posteriormente se requiere hacer una simulación de este. Esto tiene un problema intrínseco, el cual es el de reproducir el comportamiento del yacimiento y la forma de explotación a la cual estuvo sometido. Por lo cual se debe realizar una Inicialización, mediante la cual se pueda representar completamente la situación actual del yacimiento, y en el caso de requerirse una Inicialización del yacimiento para reproducir su vida de producción.

Por lo que los datos para la inicialización, tales como presión y saturación en todos los bloques de la malla, deben de ser almacenados en un archivo al final de cada periodo de explotación. Los datos de este archivo son de mucha importancia para la predicción de modelos, permitiendo que las predicciones inicien de un estado en el que el yacimiento ya fue sometido a un periodo de producción.

CAPITULO 6. APLICACIÓN EN UN SIMULADOR NUMERICO.

INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se aplican los datos de Saturación y Presión obtenidos por medio de los Métodos de Inicialización desarrollados (Programas) en un Simulador Numérico, con el fin de comparar el estado inicial y final del yacimiento, así como los resultados de producción del yacimiento al término de la Simulación hecha con los distintos métodos de Inicialización. Del mismo modo se determinarían los volúmenes originales de cada uno de los fluidos después de realizarse la Inicialización mediante cada uno de los métodos y estos serán comparados con los resultados obtenidos con algún otro método, por ejemplo: Balance de Materia.

De esta forma podremos tener un criterio acerca de que método entrega mejores resultados y cuales serían las circunstancias más adecuadas para aplicar cada uno de estos, ya que ambos métodos evalúan propiedades distintas del yacimiento, por ejemplo el primer método “Balance Gravitacional”, está más enfocado a las propiedades de los fluidos, en cambio el método de la “Función J de Leverett” evalúa las propiedades físicas de la roca y algunas propiedades de los fluidos, por lo que cada método podría ser aplicado a Yacimientos con distintas características.

6.1 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

Al realizar la Inicialización del yacimiento mediante los dos métodos propuestos en este trabajo se obtuvieron los siguientes resultados en cuanto a la distribución de Saturaciones y cálculo de volúmenes de los fluidos. A continuación se presenta un análisis acerca de la naturaleza de los resultados y cual es el impacto en la Simulación Numérica.

En primera instancia compararemos los resultados de ambos métodos de inicialización aplicados a un mismo yacimiento y de esta manera podremos evaluar las diferencias entre un método y otro y así saber que método sobrestima los volúmenes de hidrocarburos, al igual que se podrán observar las zonas que son mas propicias para terminar los pozos y las zonas en las que podría tener el fenómeno de conificación, o en el caso de aplicar un sistema de Recuperación Secundaria o Mejorada, se podrán evaluar las zonas y tal vez los métodos mas convenientes para el yacimiento.

Al realizar la Inicialización con el método de “Balance Gravitacional” se obtuvo una distribución de saturaciones como las que se muestran en las figuras 6.1, 6.2 y 6.3, donde para las celdas (i, j, k) el valor de j es constante.

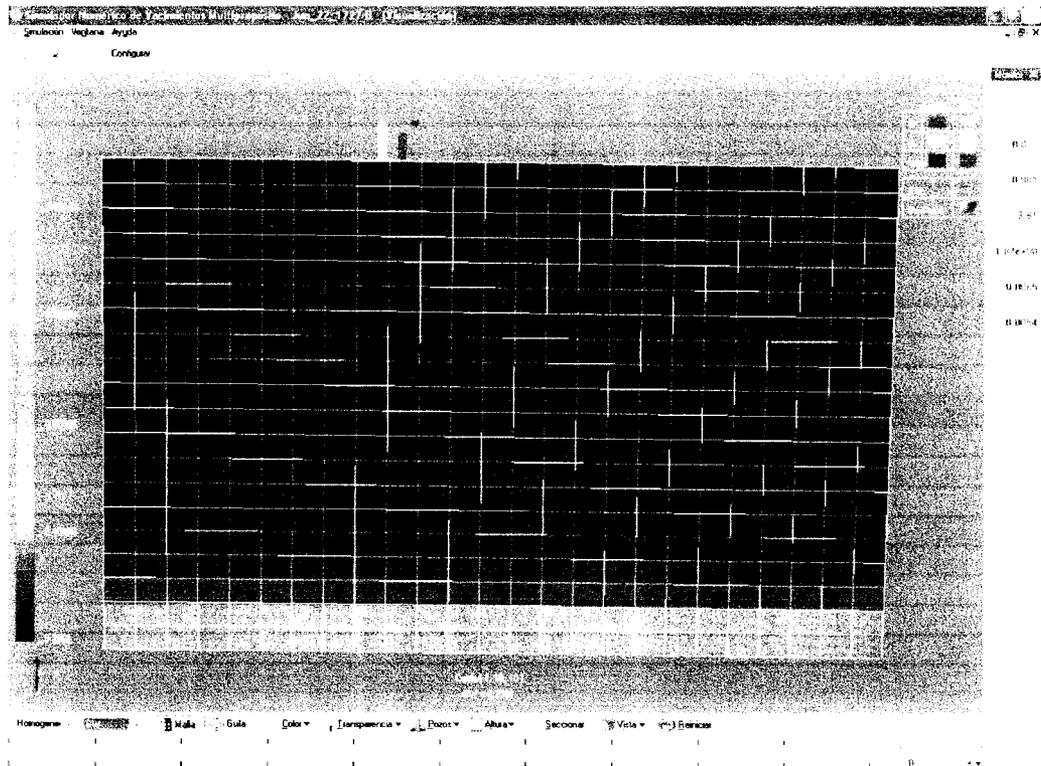


Figura 6.1. Distribución de Saturación de Agua, “Método de Balance Gravitacional”.

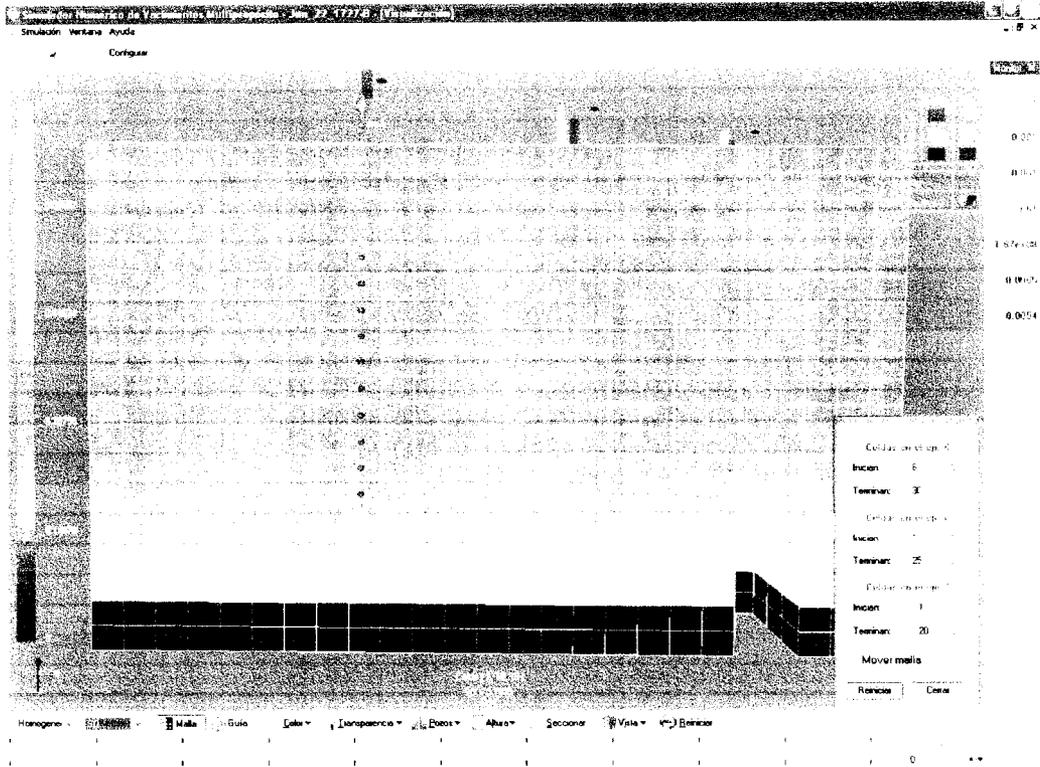


Figura 6.2. Distribución de Saturación de Aceite, “Método de Balance Gravitacional”.

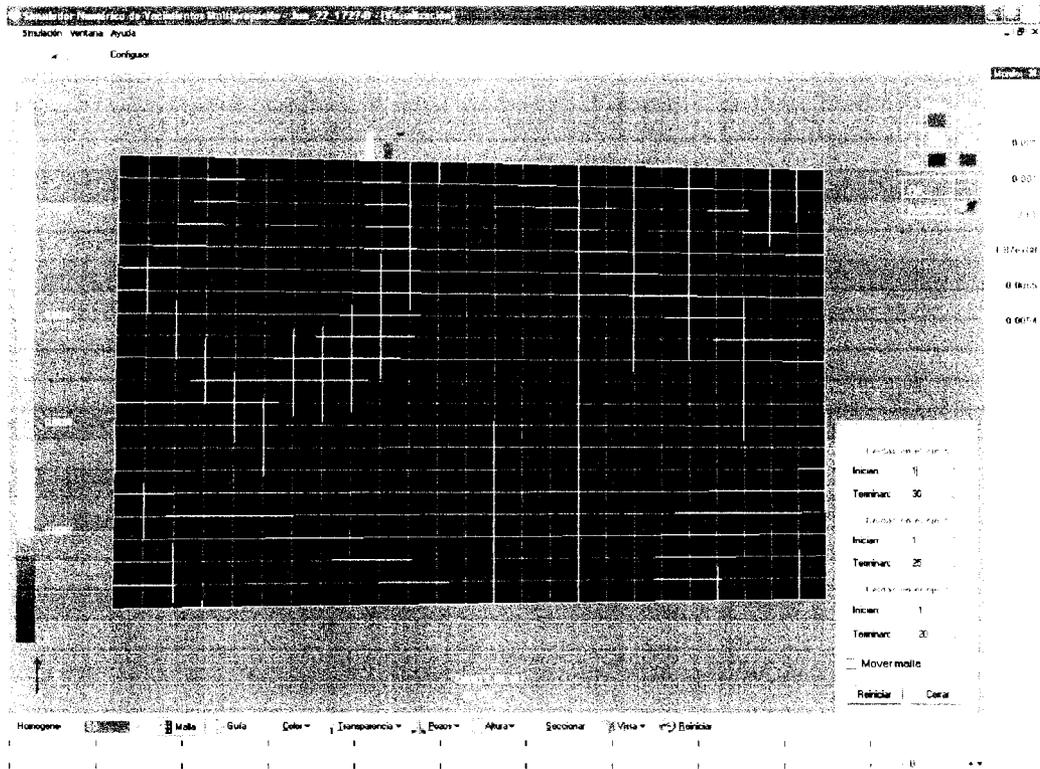


Figura 6.3. Distribución de Saturación de Gas, “Método de Balance Gravitacional”.

Al aplicar el método de la “Función j de Leverett” se obtuvieron los siguientes resultados y se muestran las mismas celdas que se mostraron con el método anterior. Las figuras 6.4, 6.5 y 6.6, muestran la distribución de los distintos fluidos dentro del yacimiento, en las celdas (i, j, k) tienen el valor de j constante.

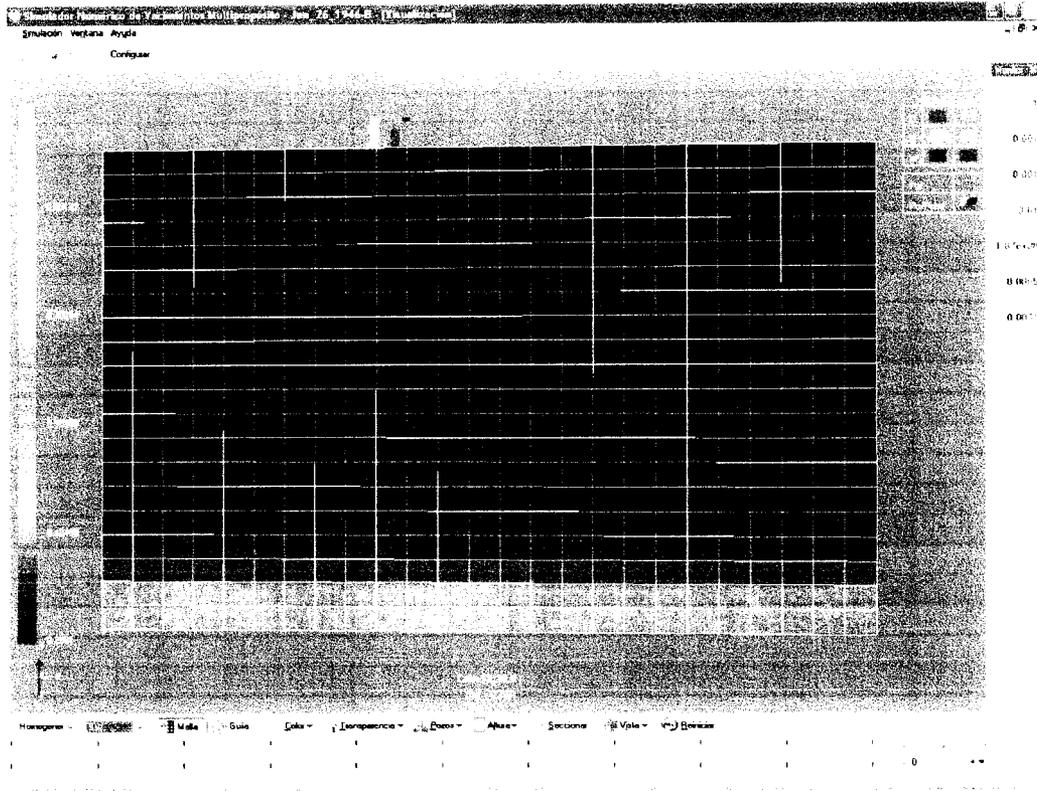


Figura 6.4. Distribución de Saturación de Agua, “Método de la Función J de Leverett”.

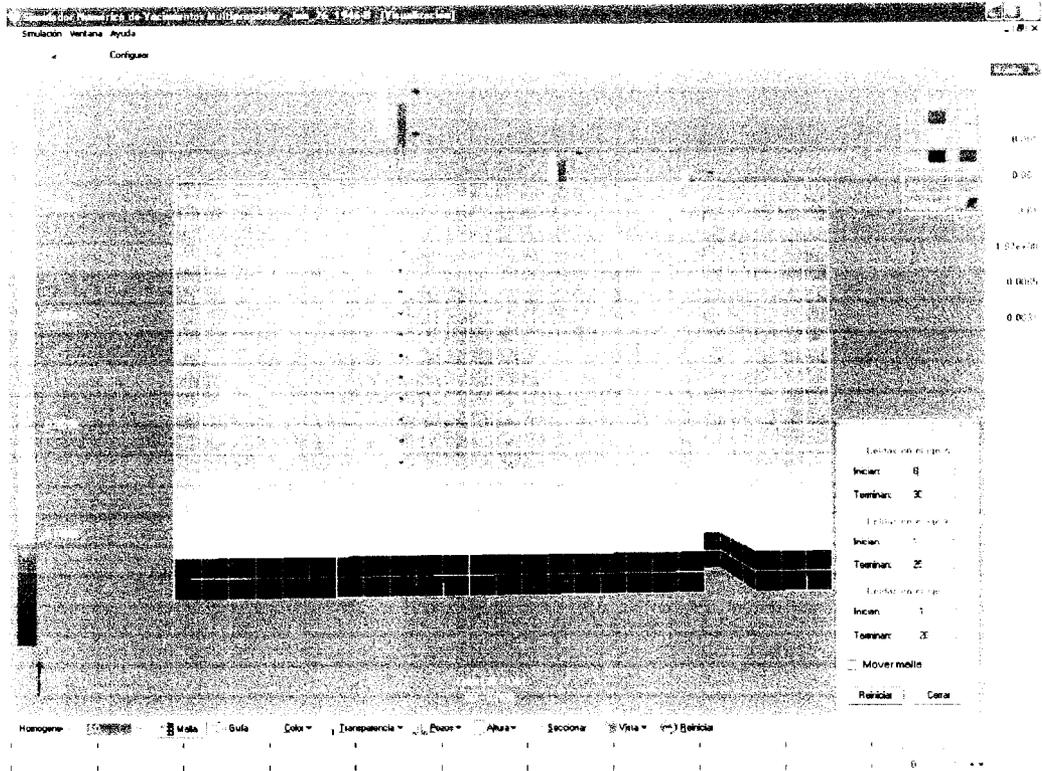


Figura 6.5. Distribución de Saturación de Aceite, “Método de la Función J de Leverett”.

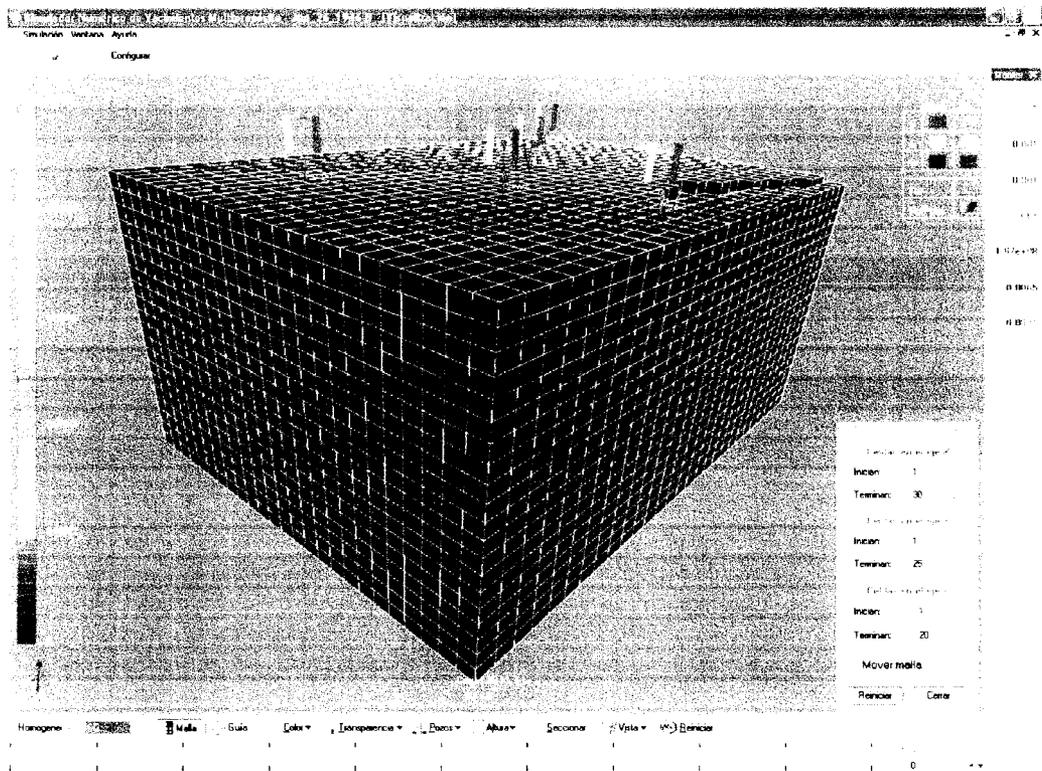


Figura 6.6. Distribución de Saturación de Gas, “Método de la Función J de Leverett”.

Después de aplicar ambos métodos de inicialización podemos observar que para este yacimiento los resultados son muy similares ya que las zonas de transición son aproximadamente del mismo tamaño y las saturaciones de agua entre las celdas varían muy poco (alrededor de 0.005) el cual para fines prácticos es un error bajo.

Para este caso se pretende comparar la distribución de fluidos y al mismo tiempo verificar que el volumen evaluado de cada uno de los fluidos sea muy cercano al real. Al aplicar ambos métodos de inicialización podemos observar que para este caso (yacimiento), los resultados de los volúmenes de los fluidos y la distribución de saturaciones son muy similares, por lo que podemos concluir que ambos métodos son eficientes, pero cabe mencionar que existen yacimientos estratificados, en los que existe una gran variación de las propiedades de la roca a través de todo el yacimiento o que las propiedades de los fluidos varían, por ejemplo en casos donde se tiene mojabilidad mixta, esto se discutirá posteriormente.

Como mencionamos con ambos métodos obtuvimos resultados similares de los volúmenes de fluidos, estos se presentan a continuación en la tabla 6.1, cabe mencionar que se agrega el caso en el que no se consideran zonas de transición por lo que en este caso el error es muy grande, el primer resultado se refiere al método que no considera presión capilar y por consiguiente no tiene zonas de transición, los siguientes dos resultados fueron calculados mediante los métodos de Balance Gravitacional y la Función J de Leverett, respectivamente, el último resultado fue calculado con un Método de Balance de Materia, utilizando los datos de producción obtenidos.

Tabla 6.1 Comparación de Resultados de Volúmenes Iniciales de Fluidos.		
	Volumen de Aceite. [m ³]	Volumen de Agua. [m ³]
Método Presión Capilar $p_c \equiv 0.0$.	252659984	79512566
Método de Balance Gravitacional.	186642666	145529884
Método de la Función “J” de Leverett.	186488325	145684225
Balance de Materia	179852982	152319568

Como se puede observar en los resultados anteriores, cuando se evalúa sin considerar las zonas de transición, el valor del volumen de hidrocarburos se sobrestima, aunque el volumen total (volumen poroso) es el mismo, el valor del aceite y el del gas son los sobrestimados ya que se considera que solo existe agua irreductible por arriba de la zona del acuífero, y al utilizar estos resultados se pueden causar serios conflictos, ya que se esperaría obtener volúmenes que no son posibles de producir, además de poder elegir zonas para terminar los pozos donde se podría tener una rápida producción de agua o gas o el problema de conificación de estos fluidos.

Los volúmenes calculados con ambos métodos propuestos en este trabajo no reportan una diferencia muy grande entre ellos ni con el método de balance de materia, por lo que podemos decir que cualquiera de los dos métodos puede ser aplicado a este yacimiento. La diferencia entre ambos métodos propuestos es alrededor de 0.08% y la diferencia entre los métodos de “Balance Gravitacional” y “Función J de Leverett” con el método de Balance de Materia es de aproximadamente 3.55% y 3.63% respectivamente. En cambio entre el método de “Balance de Materia” y el que no considera zonas de transición el error es mucho mayor y se encuentra alrededor del 30%, por lo que esto hace que el valor del volumen de los hidrocarburos sea muy sobrestimado al no considerar zonas de transición. motivo por el cual se realiza este trabajo.

Para el caso en que estos dos resultados de ambos métodos tuvieran una alta discrepancia no se podría determinar o afirmar que un método no sea eficaz, lo que se debe analizar es que factores son los que tienen mayor influencia sobre el yacimiento, si las propiedades del fluido o las propiedades de la roca, y una vez realizado este análisis podríamos determinar que circunstancias son más apropiadas para aplicar un método u otro, como se menciona antes un método se enfoca más en las propiedades de los fluidos, y en el caso en que se tengan problemas como: variación de porosidad, permeabilidad, variación de movilidad debido a fuerzas interfaciales o variación de presión capilar sería más conveniente aplicar el método de la Función “J” de Leverett, ya que este puede evaluar este tipo de variaciones. Pero en el caso en que el yacimiento sea homogéneo y que la composición u otras propiedades de los hidrocarburos jueguen un papel muy importante en la distribución de los mismos, tal es el caso de yacimientos de Gas y Condensado o aceite volátil, podría ser más conveniente aplicar el método de “Balance Gravitacional”. Por lo que primero se deben analizar se debe analizar las características del yacimiento y las propiedades de los fluidos, antes de aplicar un método de inicialización.

Para validar en otro punto ambos métodos de inicialización, se realizó una simulación a un tiempo de 5000 días aplicando ambos métodos, con los cuales se obtuvieron los siguientes Resultados de Producción y Estados finales de las Saturaciones de los fluidos. A continuación se presentan las gráficas de la producción de aceite, gas y agua con el propósito de comparar las producciones de los fluidos con ambos métodos, de la misma forma se presentan figuras de la situación final del yacimiento, con las cuales podríamos tener más elementos para decidir acerca de que método es preferible utilizar y en que circunstancias utilizarlo, esto se base a los datos que se tengan de la situación actual del yacimiento.

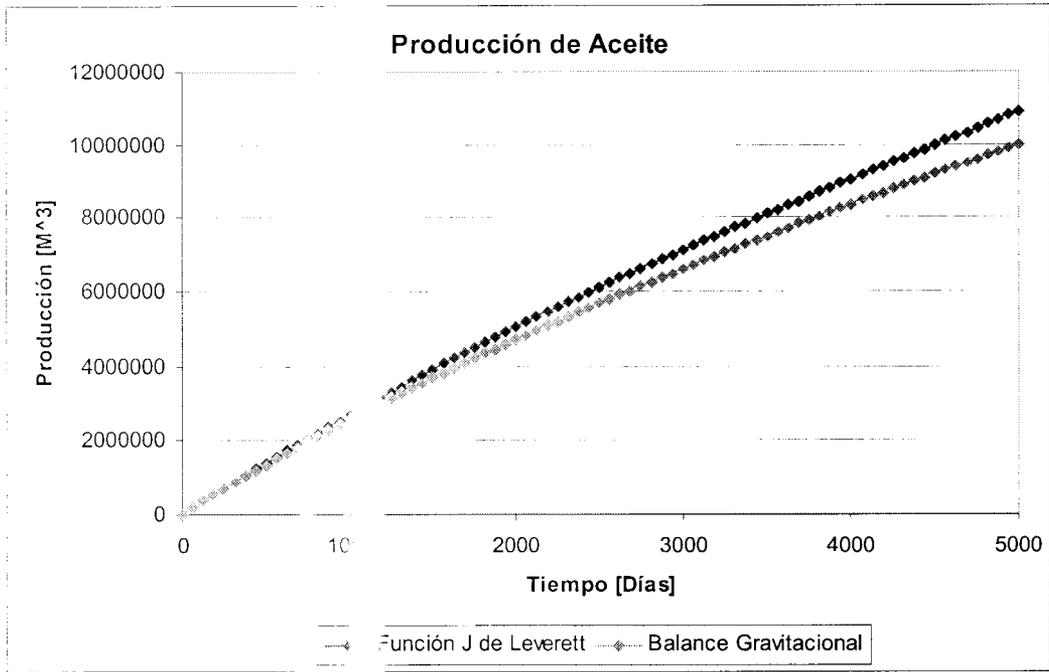


Figura 6.7. Producción de Aceite.

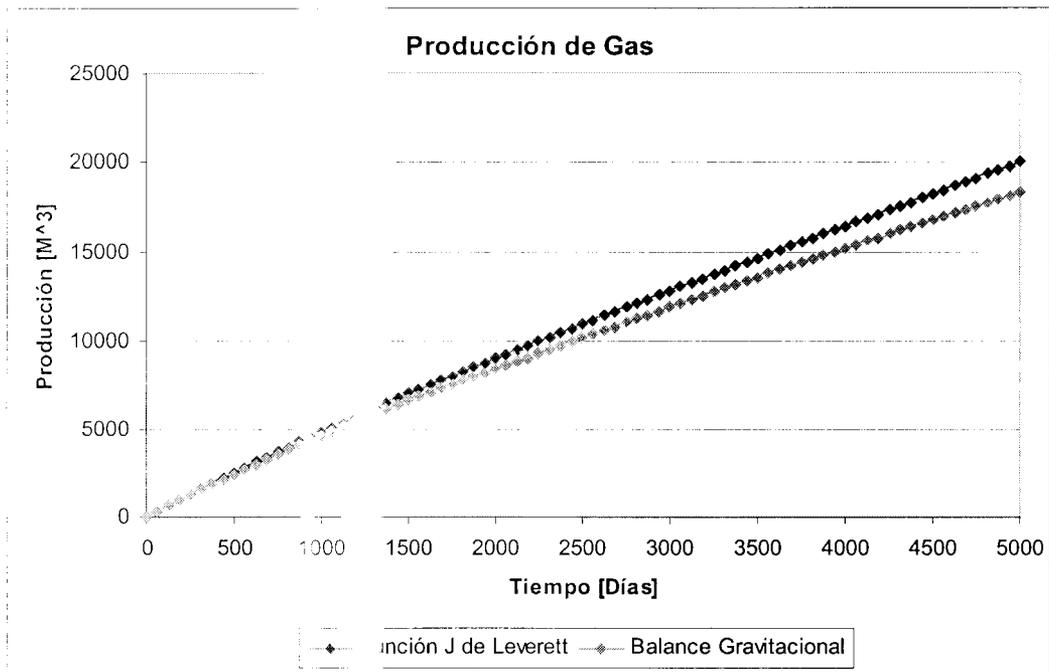


Figura 6.8. Producción de Gas.

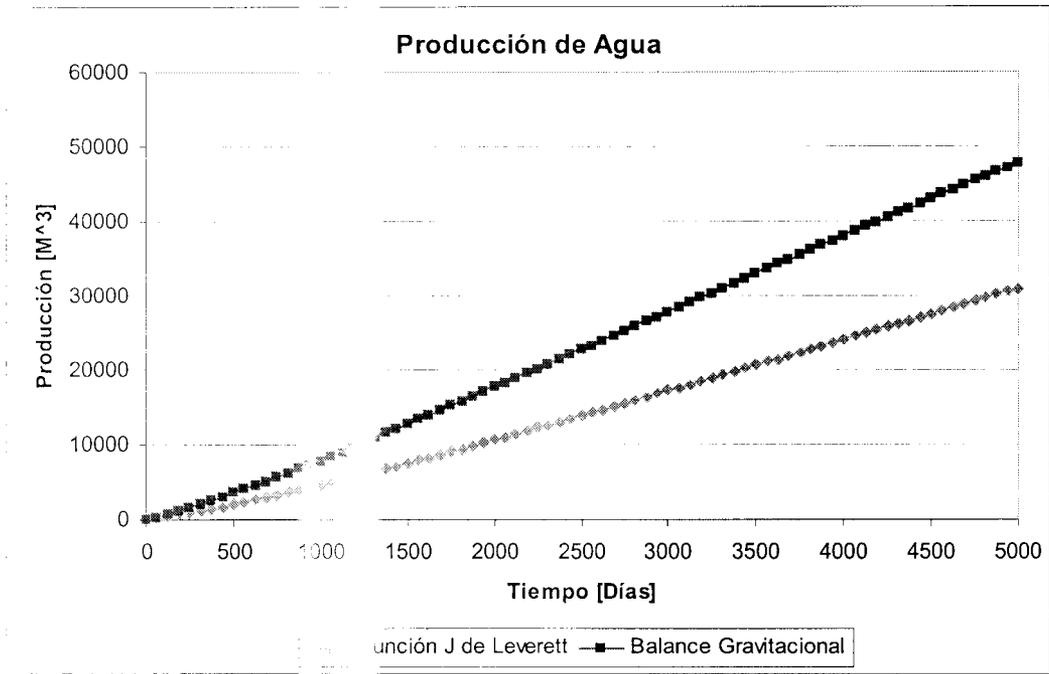


Figura 6.9. Producción de Agua

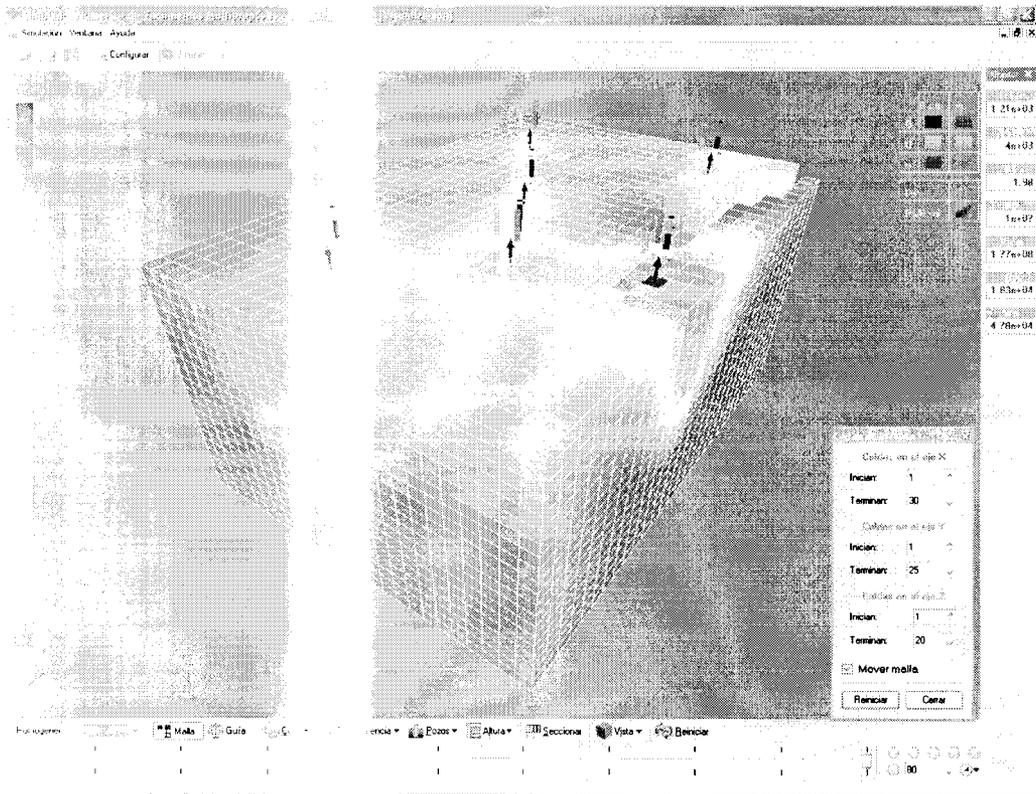


Figura 6.10. Saturación final de Gas, método de “Balance Gravitacional”.

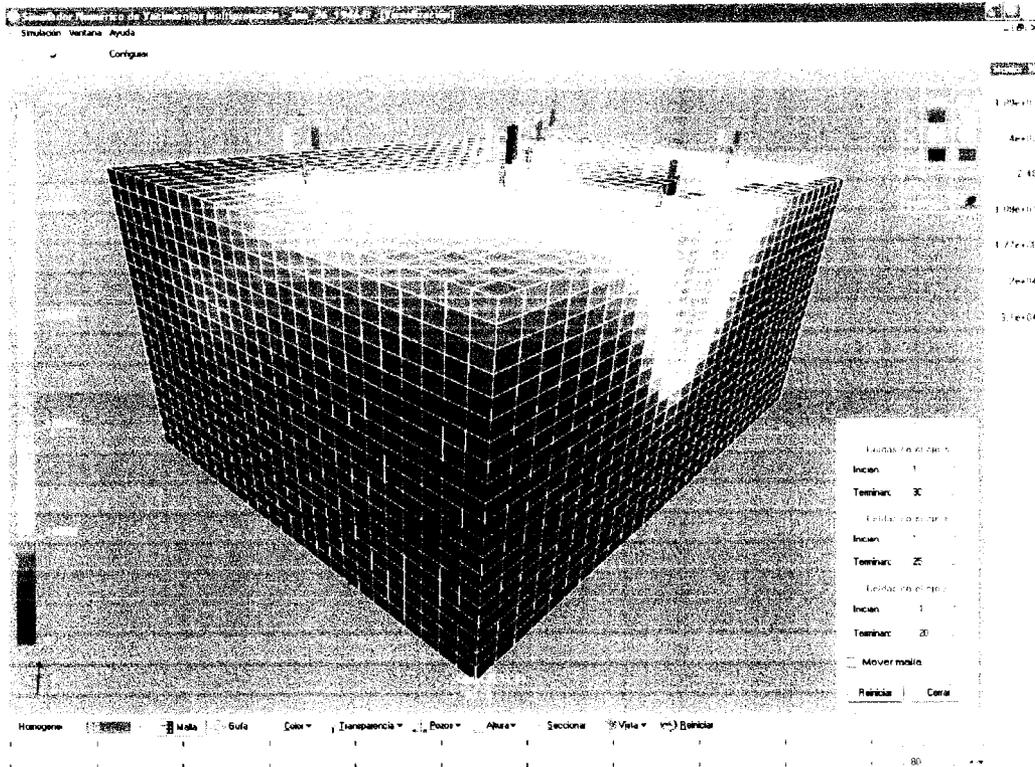


Figura 6.11. Saturación final de Gas, método de “función J de Leverett”.

Con el fin de comparar ambos métodos se presentan las siguientes tablas en las cuales se contienen los resultados de los fluidos extraídos y la cantidad de aceite remanente calculado con los tres métodos disponibles.

Tabla 6.2 Comparación de Resultados de Producción de Fluidos.			
	Volumen de Aceite. $[m^3]$	Volumen de Gas. $[m^3]$	Volumen de Agua. $[m^3]$
Método de Balance Gravitacional.	9996316	18318	47756
Método de la Función “J” de Leverett.	10001698	19994	31004

Tabla 6.3 Comparación de Resultados de Volúmenes Aceite Remanente.	
	Volumen de Aceite Remanente. [m ³]
Método de Balance Gravitacional.	176646353
Método de la Función de Leverett.	176586627
Balance de Materia	174938033

En las tablas anteriores se puede observar los resultados de ambos métodos y verificar que reportan valores aproximados entre si, al igual que con el método de balance de Materia, por lo que cualquier método puede ser aplicado en este yacimiento y en yacimientos con características similares, aunque para ciertos tipos de yacimientos donde no se cumple lo anterior se debe realizar un análisis exhaustivo acerca de cual método podría determinar valores mas aproximados a los reales, ya que cada yacimiento cuenta con características de roca y de fluidos distintas.

Como mencionamos, en yacimientos donde la variación de las propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, presión capilar) es muy grande (heterogéneos o estratificados) el tener un mejor conocimiento de la distribución de saturaciones representa una ventaja considerable, ya que nos permite evaluar las zonas que posiblemente serían invadidas por agua o gas mas rápidamente que otras y con esta información es posible determinar una mejor ubicación y profundidad de los pozos.

Para el caso en que se pretenda aplicar un método de Recuperación Secundaria o Mejorada, sabremos que capas pueden ser altamente conductivas y si realmente representaría un beneficio el aplicar alguno de estos métodos, ya que ciertas capas del yacimiento podrían conducir mas rápidamente al vapor o agua caliente al otro lado del yacimiento (en el caso de aplicar alguno de estos métodos), lo que haría que el método no fuera eficiente.

Al aplicar el “Método de la Función J de Leverett”, se pretende representar yacimientos en los cuales se presentan problemas de estratificación por lo que las distribuciones de saturaciones y presión son altamente heterogéneas. Debido a la naturaleza de la función “J” de Leverett es posible determinar la distribución de saturaciones de una forma más apegada a la real cuando en el yacimiento se presentan problemas de estratificación, ya que este método no solo evalúa algunas características de los fluidos si no que también toma en cuenta algunas de las características más importantes de la roca tales como la porosidad y la permeabilidad, por lo que la distribución de saturaciones calculada con este método puede ser más precisa en yacimientos heterogéneos como se mostrara posteriormente.

Para el caso en que se presenten yacimientos estratificados o altamente heterogéneos donde la variación de la porosidad y permeabilidad es muy grande entre cada una de las capas provoca que las presiones capilares sean modificadas teniendo curvas de presión capilar para los sistemas agua-aceite y gas-aceite, como las que se muestran en la figura 6.12.

El tener distintas curvas de presión capilar provoca que exista una variación de la distribución de fluidos entre una capa y provoca que la elevación de los contactos sea modificada. El método de la Función “J” de Leverett puede evaluar este tipo de variaciones, en el que se tienen distintas curvas de presión capilar para cada capa, y para ver la eficiencia de este método de inicialización se aplica para el caso en estudio anterior, con lo cual después de correlacionar las propiedades llegamos a una Inicialización como la que se muestra en las figuras siguientes.

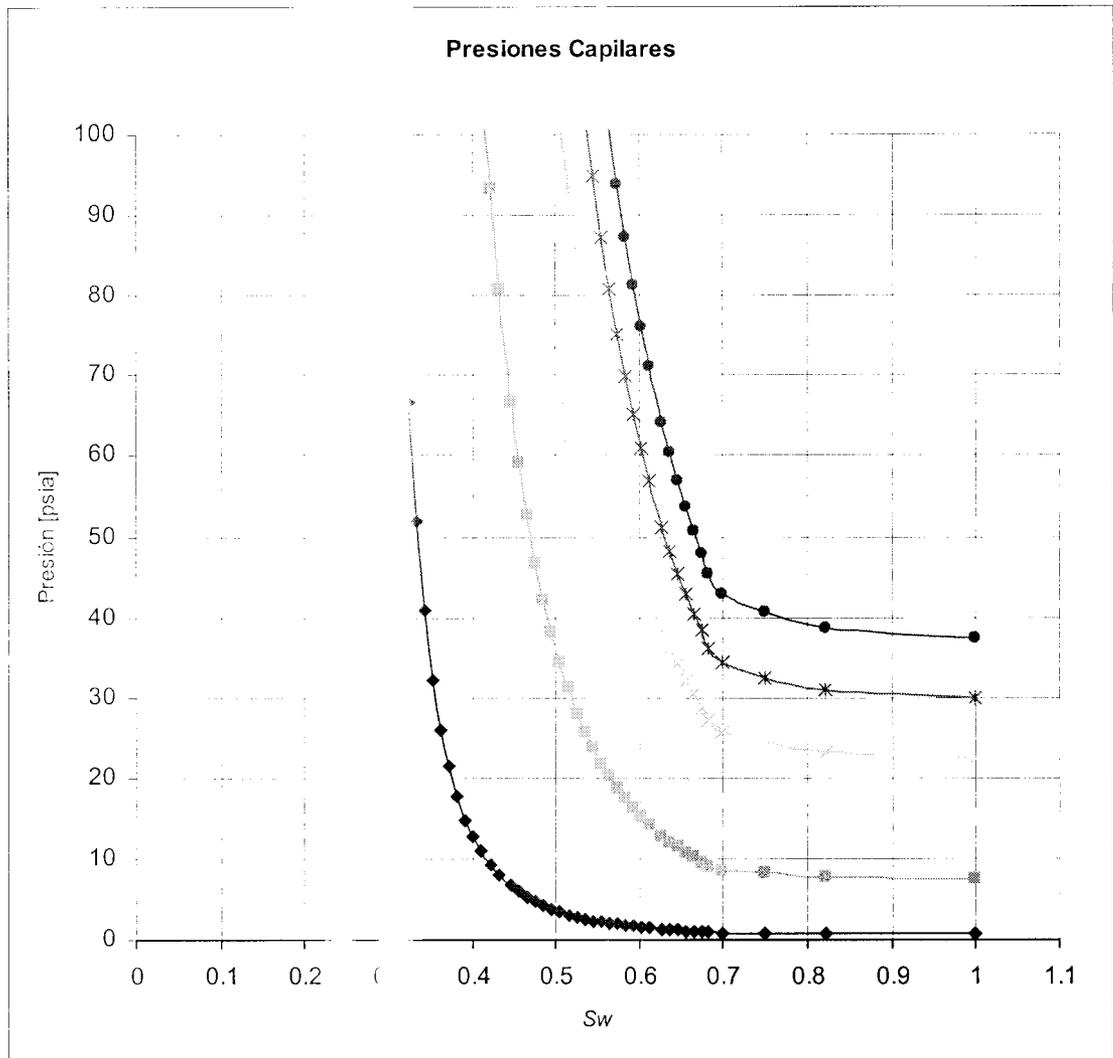


Figura 6.12. Curvas de Presión Capilar para distintas propiedades.

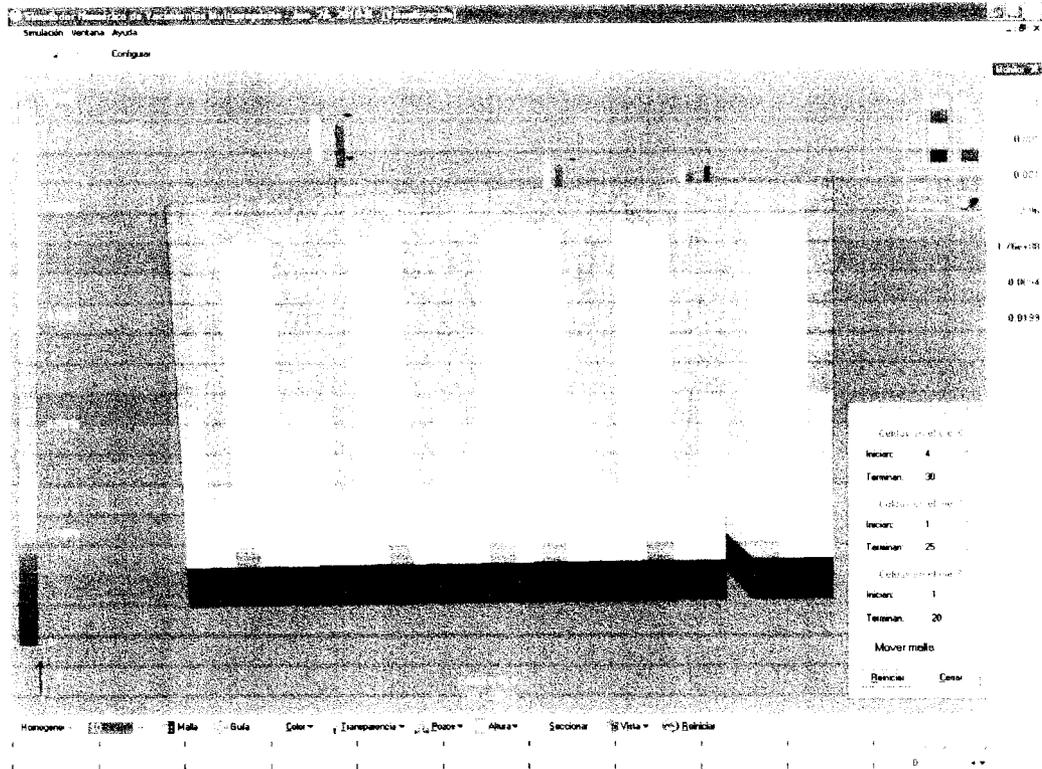


Figura 6.15. Distribución de Saturación de Aceite, “Método de Función J de Leverett”.

Los resultados de producción de los fluidos y las condiciones finales en las que se encuentra el yacimiento después de realizar una simulación de explotación durante 5000 días, se muestra a continuación.

Cabe mencionar que para un yacimiento con estas características la explotación de los fluidos puede ser muy compleja ya que debido a la diferencia de características entre las capas del yacimiento hace que los fluidos tengan un avance distinto al que se da en yacimientos homogéneos.

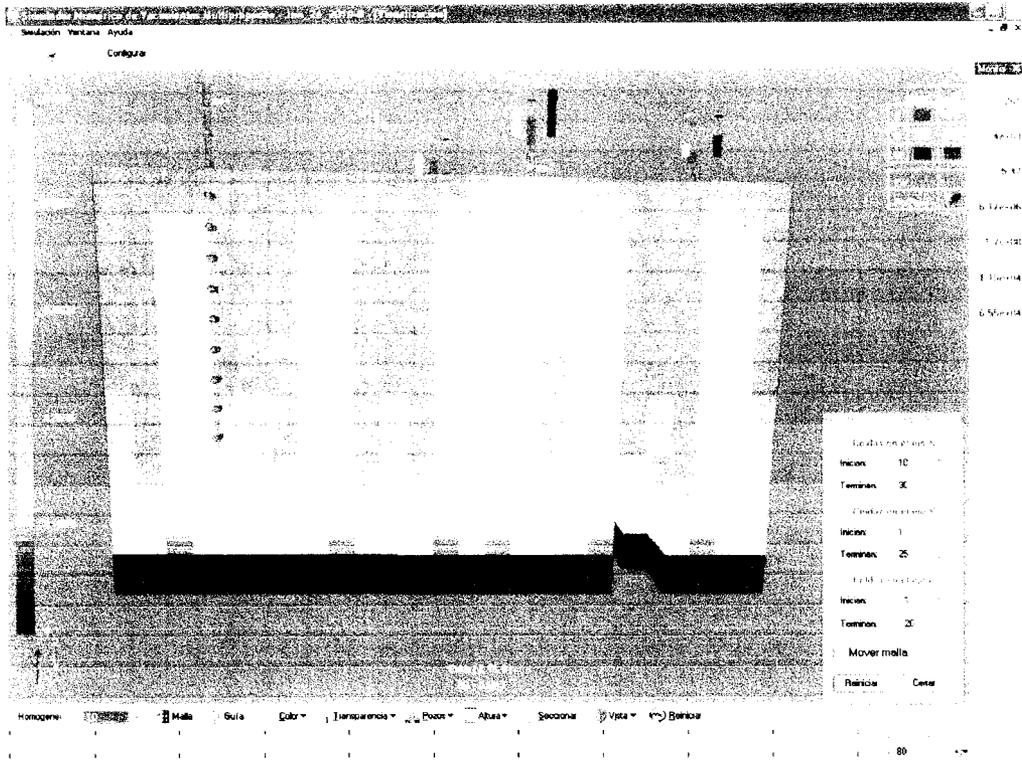


Figura 6.16. Distribución final de Saturación de Aceite, “Función J de Leverett”.

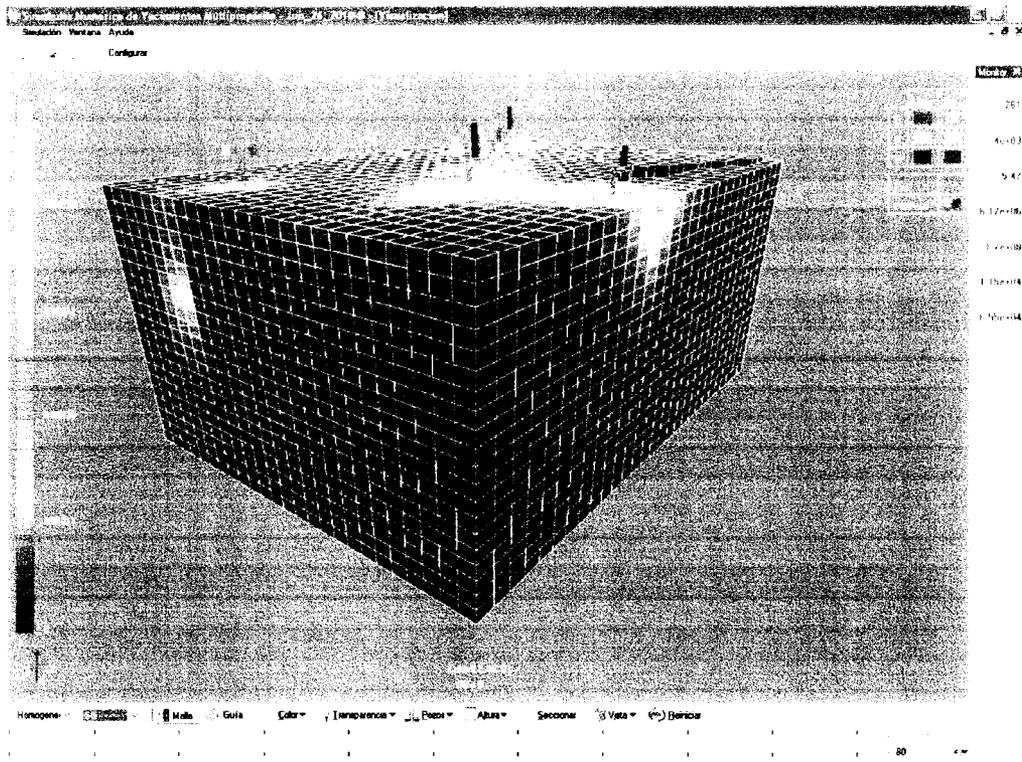


Figura 6.17. Distribución final de Saturación de Gas, “Función J de Leverett”.

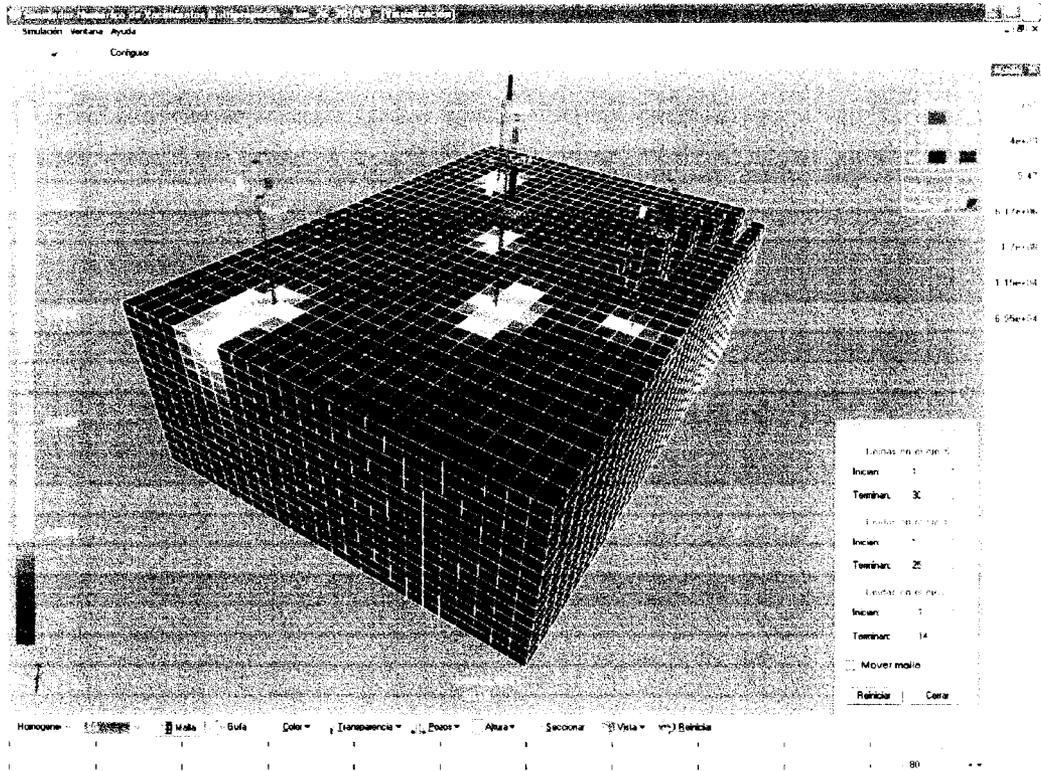


Figura 6.18. Distribución final de Saturación de Gas, “Función J de Leverett”.

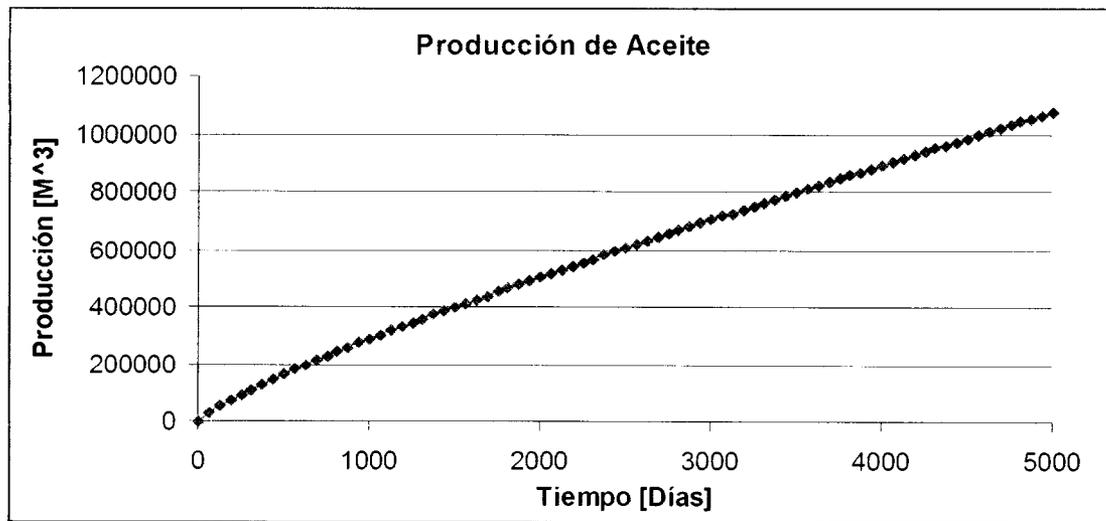


Figura 6.19. Producción de Aceite, “Método de la Función J de Leverett”.

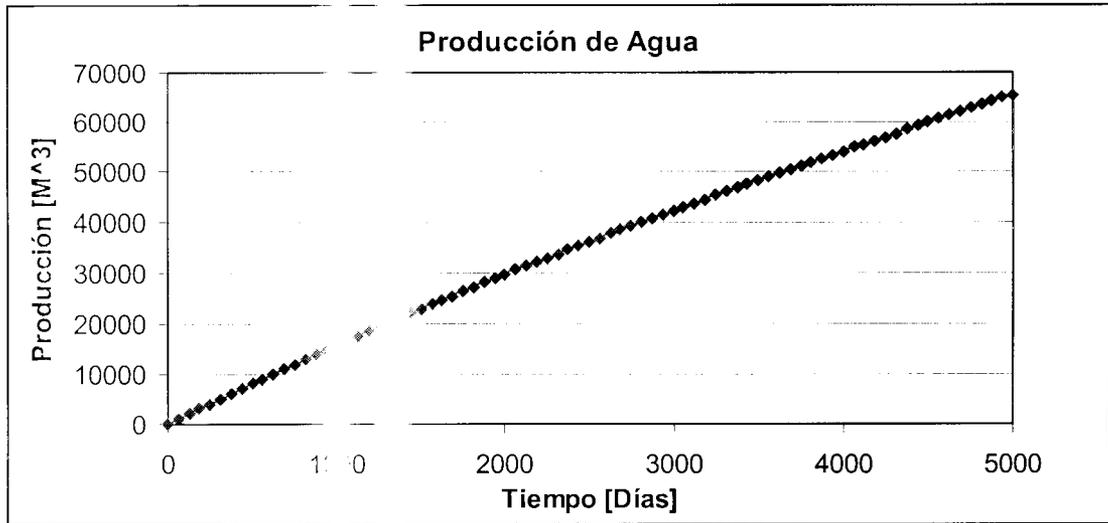


Figura 6.20. Produção de Água, “Método de la Función J de Leverett”.

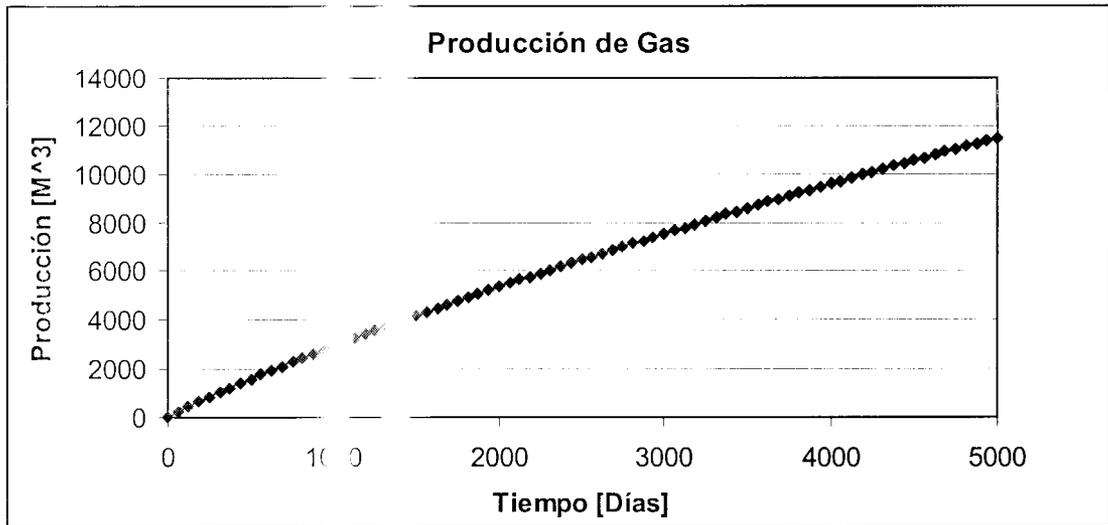


Figura 6.21. Produção de Gas, “Método de la Función J de Leverett”.

Es de vital importancia comenzar con una Inicialización correcta en este tipo de yacimientos ya que debido a su complejidad es necesario tener una representación del yacimiento lo mas cercana posible a la real, para de esta manera reproducir su comportamiento de la forma más precisa posible.

Los Métodos de Inicialización son una parte importante dentro de la simulación, ya que deben reproducir de una forma muy precisa las condiciones iniciales del yacimiento que será simulado por primera vez, y para el caso en que un yacimiento ya estuvo sometido a algún proceso de explotación, la Inicialización debe reproducir satisfactoriamente las condiciones en las que se encuentra el yacimiento después del proceso de explotación, para que de esta forma la Simulación pueda reproducir la Historia de Producción del Yacimiento y con esto dar inicio a la Simulación del mismo.

CAPITULO 7. CONCLUSIONES.

Como se mostró a lo largo de este trabajo la saturación y distribución inicial de los fluidos en un yacimiento es controlada por la presión capilar y otras propiedades de la roca y los fluidos, por lo que es de vital importancia evaluar constantemente estas propiedades, tanto en la inicialización como en el proceso de simulación y explotación del yacimiento.

Observando los resultados de los volúmenes de fluidos iniciales obtenidos mediante los dos métodos de Inicialización, el método de Balance de Materia, y el caso en el que no se considera la presión capilar (sin zonas de transición) podemos concluir que es necesario un método de inicialización el cual evalúe las zonas de transición del yacimiento, ya que de no ser así los errores en el cálculo de los volúmenes de fluidos son muy grandes y pueden traer problemas graves (producción y económicos).

Al comparar los resultados obtenidos con cada uno de los métodos de inicialización con un método de Balance de Materia podemos observar que ambos métodos tienen un error muy bajo, ya que se aproximan a los resultados (para este yacimiento) calculados. En el caso en que un método tuviera un error mas grande, no quiere decir que necesariamente ese método este evaluando mal, que solo el otro método tiene buenos resultados, ya que como se menciona en el capítulo anterior cada uno tiene enfoques distintos, ya que talvez para este yacimiento un método inicialización puede ser mas preciso, pero en otro caso puede ser totalmente contrario.

Debido a lo anterior y lo comentado en el Capítulo 6, también podemos concluir que cada método puede ser aplicado a distintos yacimientos, esto debido a que ambos métodos tienen diferentes principios, por lo que podríamos decir que, prácticamente el método de “Balance Gravitacional” puede ser enfocado a yacimientos donde la composición de los fluidos sea compleja, por ejemplo en yacimientos de Aceite Volátil y Gas y Condensado, en cambio el segundo método de “La función J de Leverett” podría dar mejores resultados cuando este se aplique a yacimientos donde la formación

almacenadora sea heterogénea. Si las propiedades físicas de la roca varían demasiado de una zona del yacimiento a otra, como por ejemplo en Yacimientos Fracturados, Carbonatados, Estratificados, etc.

Debido a que cada yacimiento es distinto es necesario tener una buena caracterización del yacimiento y así conocer todas las propiedades del yacimiento y del fluido para de esta forma tener mas bases para decidir que método es el mejor para aplicarlo en el yacimiento, y de esta forma podríamos tener una mejor inicialización y simulación del yacimiento, ya que básicamente para reproducir el comportamiento del yacimiento con un simulador composicional se necesita tener la mayor cantidad de datos acerca del yacimiento tanto propiedades del mismo como historia de producción o pruebas de presión, debido a esto es de gran importancia de tener una buena caracterización del yacimiento, ya que de esta dependerá directamente la simulación.

Pienso que de forma adicional a mi trabajo y para tener una mejor aproximación de la distribución inicial de los fluidos en cualquier tipo de yacimiento, se podría desarrollar la formulación de un método que alojara a los dos métodos propuestos en este trabajo, con lo cual se podría evaluar tanto propiedades de la roca como de los fluidos, y en el cual posiblemente se podría incluir la composición de la mezcla de hidrocarburos y del agua de formación que contiene el yacimiento y de esta forma se obtendría una mejor inicialización.

NOMENCLATURA

a Constante en la ecuación de formación de Archie.

A Área, L^2 .

A_T Tensión de adhesión.

b Exponente de viscosidad para la correlación de Beggs y Robinson.

B Constante de correlación.

B_g Factor de volumen de formación del gas, $\frac{L^3}{L^3}$, $\frac{\text{Barriles}_R}{\text{estándar ft}^3}$.

B_{gd} Factor de formación de gas seco, $\frac{L^3}{L^3}$, $\frac{\text{ft}_R^3}{\text{ft}_s^3}$.

B_{ob} Factor de volumen de formación del aceite al punto de burbuja, $\frac{L^3}{L^3}$, $\frac{\text{Barriles}_R}{\text{Barriles}_s}$.

B_w Factor de volumen de formación del agua, $\frac{L^3}{L^3}$, $\frac{\text{Barriles}_R}{\text{Barriles}_s}$.

c Compresibilidad isotérmica, $\left[\frac{m}{L t^2} \right]$, psi .

C Constante de correlación.

d Derivada.

D Constante de correlación.

F Factor definido por la ecuación 3.38.

f_g Fracción mol del gas.

J Función "J" de Leverett.

k Porcentaje de permeabilidad, L^2 , md

k_{rg} Permeabilidad relativa al gas.

k_{ro} Permeabilidad relativa al aceite.

k_{rw} Permeabilidad relativa al agua.

m Masa, m , lbm .

M Peso molecular, m .

n Numero de moles, n .

p Presión actual del yacimiento $\left[\frac{m}{Lt^2} \right]$, psi .

Δp Presión inicial menos presión actual, $\left[\frac{m}{Lt^2} \right]$, psi .

p_c Presión capilar, $\left[\frac{m}{Lt^2} \right]$, psi .

r Radio del tubo capilar, L , ft .

R Constante universal de los gases, $10.732 \left[\frac{psi \text{ ft}^3}{lb - mol \text{ } ^\circ R} \right]$, $\frac{mL^2}{t^2 T}$.

R_p Es la relación gas-aceite producido en, $\frac{L^3}{L^3}$, $\frac{ft^3}{Barril_s}$.

R_s Relación de solubilidad gas-aceite, $\frac{L^3}{L^3}$, $\frac{\text{estándar } ft^3}{Barriles_s}$.

R_{sb} Relación de solubilidad gas-aceite en el punto de burbuja, $\frac{L^3}{L^3}$, $\frac{\text{estándar } ft^3}{Barriles_s}$.

R_{so} Relación de solubilidad gas-aceite en la fase aceite, $\frac{L^3}{L^3}$, $\frac{\text{estándar } ft^3}{Barriles_s}$.

R_v Relación de vaporización aceite-gas en la fase gas, $\frac{L^3}{L^3}$, $\frac{\text{estándar } ft^3}{Barriles_s}$.

R_{vi} Relación de vaporización aceite-gas en la fase gas inicial, $\frac{L^3}{L^3}$, $\frac{\text{estándar } ft^3}{Barriles_s}$.

R_w Resistividad del agua de formación, $\left[\frac{mL^3}{tq^2} \right]$, $\Omega * m$.

S Saturación.

s Salinidad % de sólidos.

T Temperatura, T , $^\circ R$.

T_{pc} Temperatura pseudocrítica, T , $^\circ R$.

T_{pr} Temperatura pseudoreducida, T , $^\circ R$.

V Volumen, L^3 , ft^3 .

V_{pc} Es el volumen de poros comunicados, L^3 , ft^3 .

V_{pnc} Es el volumen de poros no comunicados, L^3 , ft^3 .

V_{ϕ} Volumen poroso, L^3 , ft^3 .

y Fracción mol de un componente.

y_{CO_2} Fracción mol del CO_2 en una mezcla de gas.

$y_{CO_2+H_2S}$ Suma de las fracciones mol del CO_2 y H_2S en una mezcla de gas.

y_{H_2S} Fracción mol del H_2S en una mezcla de gas.

Z Factor z o factor de supercompresibilidad.

LETRAS GRIEGAS

γ Densidad específica de un fluido.

$\gamma_{o,API}$ Densidad API del aceite.

∂ Derivada parcial.

ε Parámetro de desviación.

θ Angulo de mojabilidad.

μ Viscosidad de un fluido, $\frac{m}{Lt}$, cp .

μ_{gcs} Viscosidad de un fluido a baja presión, $\frac{m}{Lt}$, cp .

ρ Densidad de un fluido, $\frac{m}{L^3}$, $\frac{m}{ft^3}$.

σ Tensión interfacial, $\frac{m}{Lt^2}$, $\frac{din}{cm^2}$.

ϕ Porosidad.

ϕ_e Porosidad efectiva.

ϕ_T Porosidad total.

SUBINDICES

- a* A presión atmosférica.
- b* Condiciones a punto de burbuja.
- d* Punto de rocío.
- f* Formación.
- g* Gas.
- i* Propiedad irreductible.
- lab* Condiciones de Laboratorio.
- o* Aceite.
- od* Aceite muerto.
- ob* Aceite a la presión del punto de burbuja.
- pc* Pseudocrítica.
- pr* Pseudoreducida.
- r* Roca.
- R* Condiciones de yacimiento.
- s* Condiciones estándar.
- sb* Gas en solución a la presión de saturación.
- T* Temperatura.
- w* Agua.

SUPERINDICES

- m* Exponente de Archie en la relación del factor de formación.
- ' Primer derivada.

REFERENCIAS

- Amhed, Tarek.** Reservoir Engineering Handbook, Second Edition. Gulf Professional Publishing 2001.
- Amyx, J. W. Bass, D. M. and Whiting, R. L.:** Petroleum Reservoir Engineering "Chapter Physical Properties", McGraw-Hill Book, New York City (1960).
- Beggs, H. D. and Robinson, J. R.:** "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems," JPT (September 1975).
- Carr, N. L., Kobayashi, R., and Burrows, D. B.:** "Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure," Transaction, AIME (1954).
- Charles R. S., Tracy, G. W. and Farrar, R. L.:** Applied Reservoir Engineering Vol. 1, "Chapter Properties of Rocks", Oil and Gas Consultants International, Inc. Tulsa.
- Coats, K. H.:** "Simulation of Gas-Condensate Reservoir Performance," JPT (October 1985).
- Curtis H. Whitson & Michael L. Brule:** Phase Behavior, AIME, SPE Inc. Richardson, Texas 2000.
- Dempsey, J. R.:** "Computer Routine Treats Gas Viscosity as a Variable," Oil & Gas Journal (August 1965).
- Dotson, B. J.:** "Porosity-Measurements Comparison by Five Laboratories," AIME
- Dranchuk, P. M. and Abou-Kassem, J. H.:** "Calculation of Z Factors for natural Gases Using Equation of State," J. Cdn. Pet. Tech. (July-September 1975).
- Egbogah, E. O.:** "An Improved Temperature-Viscosity Correlation for Crude Systems," JPT (September 1975).
- Ellis, Philips, Lahey.** "Fortran 90 Programming", Addison-Wesley. 1994.
- Graton, L. C. and Fraser, H. M.:** "Studies on the Packing of Spheres," J. Geology (1935).
- Guthrie, R. K. and Martin, L.:** "The Use of Multiple Correlation Analyses for Interpreting Petroleum Engineering Data," New Orleans. L. A., 1955.
- Lee, A. L., Gonzales, M. H.:** "The Viscosity of Natural Gases," JPT (August 1996); Transaction AIME.

- Leverett, J.:** "Capillary Behavior in Porous Solid," Transaction AIME (1941).
- Levitan, L. L. and Murtha, M.:** "New Correlations Estimate p_b and Formation Volume Factor," Oil & Gas Journal. (8 March 1999).
- McCain, W. D.:** "Reservoir Fluid Property Correlations-State of the Art," SPERE (May 1991).
- McCain, W. D.:** The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition, Penn Well Publishing Co., Tulsa Oklahoma, (1989).
- McCain, W. D. Jr. and Rollin, J. B.:** "The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils at Pressure below The Bubblepoint," SPEFE (September 1988).
- Nemeth, L. K. and Kennedy, J. T.:** "A Correlation of Dewpoint Pressure With Fluid Compositional and Temperature," SPEJ (June 1967); Transaction AIME.
- Newman, G. H.:** "Pore Volume Compressibility of Consolidate, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rock under Hydrostatic Loading," JPT (February 1970).
- Geertsema, J.:** "The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Change of Porous Rocks" JPT (December 1970); Transaction, AIME.
- Organick, E. I. and Golding, F. H.:** "Prediction of Saturation Pressure for Condensate-Gas and Volatile Oil Mixtures," Transaction AIME (1952).
- Osif, T. L.:** "The Effects of Salt Gas, Temperature and Pressure on the Compressibility of Water," SPERE (February 1988).
- Risnes, R., Dalen, V. and Jenning, J. I.:** "Phase Equilibrium Calculations in the Near-Critical Region," European Symposium on EOR Bournemouth, U. K. (1981).
- Rose, Walter and W. A. Bruce:** "Evaluation of Capillary Characters in Petroleum Reservoir Rocks", Transaction AIME, 1949.
- Sage, B. H. and Olds, R. H.:** "Volumetric Behavior of Oil and Gas from Several San Joaquin Valley Fields," Transaction AIME (1947).
- Slider, H. C.:** Worldwide Practical Petroleum Engineering Methods, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1981.
- Standing, M. B.:** Oil-System Correlations, P. P. Handbook (ed.), McGraw-Hill Book Co. Inc. New York City (1959).

- Standing, M. B.:** "A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixture of California Oils and Gases," Drill & Prod. Prac. (February 1947).
- Standing, M. B. and Katz D. L.:** "Density of Natural Gases," Transaction, AIME 1942.
- Starling, K. E.:** "Fluids Thermodynamics Properties for Light Hydrocarbon Systems," Gulf Publishing Co., Houston (1973)
- Sutton, R. P.:** "Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases," Paper SPE 14265, presented at the 1985 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, 22-25 September.
- Trube, A. S.:** "Compressibility of Undersaturated Hydrocarbon Reservoir Fluids," Transaction, AIME (1957).
- Van Der Knaap:** "Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media," Transaction AIME (1959).
- Vasquez, M. and Beggs, H. D.:** "Correlations for Fluid Physical Property Prediction," JPT (June 1980).
- Whitson, C. H.:** "Characterizing Hydrocarbon plus Fractions," Paper SPE 12333, presented in 1980, London.
- Wichert, E. and Aziz, K.:** "Calculate Z's for Sour Gases", Hydrocarbon Processing, Gulf Publishing Co., Houston (1973).

APENDICE A

Método de Balance Gravitacional

! Last change: LCA 23 Jun 2006 3:52 pm
MODULE INITIALIZATION

```
USE constants
USE my_library
USE varcam, ONLY : NX,NY,NZ,NS,NPCW, NPCGO, NPVTO, NPVTG,      &
                  NPVTW, SWA, SGA, HZ, HZCWO, ZCGO, ZPOCO, &
                  SWI, SGI, POL, DOL, PGL, DGL, DWL, ZB,      &
                  SWCL, SGCL, PCWOL, PCGOL, SEL, PHI, PERX, PERY, PREF
USE varcam, ONLY : SGLI, KRGLI, KROGLI, KWLI, KRWLI, KROWLI,  &
                  SGCLI, PCGOLI, SWCLI, pcwol, xlp!, NPCGO

IMPLICIT NONE
REAL(KIND=dp), PRIVATE, ALLOCATABLE, DIMENSION(:,:,:)::SOA
REAL(KIND=DP), PRIVATE::DX,DY,DZ
!REAL(KIND=DP), ALLOCATABLE, DIMENSION(:)                ::SWCL,SGCL
!REAL(KIND=DP), ALLOCATABLE, DIMENSION(:)                ::PCWOL,PCGOL
!VARIABLES NO EXISTENTES
!!INTEGER                                                ::I,J,K,M,N
!!REAL(KIND=DP)                                          ::HZCWO,HZCGO,VWCORR,VGCORR
!!REAL(KIND=DP)                                          ::PREF,DOREF,DGREF,DWREF
!!REAL(KIND=DP)
::SUMP,SUMAG,SUMDG,SUMDI,AG,BG,SUMAW,SUMDW,SUMDW2,AW,BW
!!REAL(KIND=DP), ALLOCATABLE, DIMENSION(:)              ::ATRI,BTRI,CTRI,DTRI,CWT,CGT,THOMAS
!!REAL(KIND=DP), ALLOCATABLE, DIMENSION(:)              ::CAP,CBP,CCP,CDP
!!REAL(KIND=DP), ALLOCATABLE, DIMENSION(:)              ::CAPS,CBPS,CCPS,CDPS
!!REAL(KIND=DP), ALLOCATABLE, DIMENSION(:)              ::HZTWOMAX,HZTGOMAX
!!REAL(KIND=DP), ALLOCATABLE, DIMENSION(:,:)            ::PCCWOL,PCCGOL
!!REAL(KIND=DP), ALLOCATABLE, DIMENSION(:,:,:)          ::PERPROM,JFUN,PCCWOJF,PCCGOJF

CONTAINS

! Inicializacion de la mala de simulacion
SUBROUTINE pso01
USE varcam, ONLY : tipo,zcgo,zb,pref,dref,      &
                  flui,swi,POA,&!SGA,SWA,hz,zcgo, &
                  PSAT,SCEL,PBPD,sgi,soi,POI,
                  SGCL,PCGOL,PCGO,DPCGO,      &
                  pcwol,swcl,&!npwo,NPVTO,      &
                  RSO,RSA,rssa,DRSP,zre
USE varcam, ONLY : SGLI,KRGLI,KROGLI, KWLI,KRWLI,KROWLI,  &
                  SGCLI,PCGOLI,SWCLI,pcwol, xlp!, NPCGO
!USE varcam, ONLY : nz,nx,ns
INTEGER,PARAMETER:: f = 1
REAL(KIND=dp)::pzcwo,pzcco,base
INTEGER::k,indo,indw,indg
CHARACTER(LEN=1)::phase
LOGICAL::woc,goc,gwe

PSAT(:,:,:) = PBPD
base = zre - hz
IF (flui == "G") THEN
  IF( zcco < zre .AND. zcco > base )THEN
    gwc = .true.
  ELSE
    gwc = .false.
  END IF
ELSE
  indo = COUNT(zb(1,1,1:nz) < dref)
  IF( zcco <= zcco .and. zcco < zre .and. zcco > base )THEN
    PRINT*,"Error en los contactos!!!"
    stop
  ELSE

```