



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“DETERMINACIÓN DEL ACEITE RESIDUAL
EN YACIMIENTOS PETROLEROS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A

CRUZ OROPEZA JOSÉ MIGUEL

DIRECTOR DE TESIS: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



CD. UNIVERSITARIA, MEXICO, D.F. A 15 DE JUNIO DE 2009

AGRADECIMIENTOS

A Victoria Oropeza Reyes, mi madre, por toda el apoyo que me brindaste por todo el sacrificio que hiciste para que yo y mis hermanos tuviéramos la educación necesaria para ser mejores personas.

A Miguel Cruz Hernández, mi padre, por todo el apoyo que me brindaste no solo económico sino moral y emocional mucho de lo que soy ahora te lo debo a ti papá y eso no se puede pagar con nada.

A Dios, por nunca dejarme solo, por cumplirme siempre lo que he pedido, por darme la voluntad y las fuerzas para seguir y por siempre estar ahí cuando mas te he necesitado.

A Evangelina, Juan Manuel y Victor Hugo, mis hermanitos, por el apoyo que me daban cuando parecía que la voluntad y la energía se me acababan por esos momentos de compañía que solo se pueden pagar con el corazón.

A mi familia en general, por todos aquellos instantes que pasaron dándome un consejo, sus grandes palabras también las tengo presentes siempre.

A mis amigos Eraim, Alejandro, Fernando, Alma, Laura, Sandra, Carlos, Arturo, Alonso, Leticia, Israel, por todo el apoyo y los consejos que solo personas como ustedes saben dar.

A Manuel Villamar Viguera, mi director de tesis, que sin su ayuda, consejo y tiempo; este trabajo no hubiera sido posible.

A Silvia González Salinas, por acompañarme y apoyarme siempre en todo lo que hago, por darme la fuerza y el ejemplo de la dedicación y sobre todo por todo aquello que siempre me hace muy feliz.

ÍNDICE

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

I.- CONCEPTOS FUNDAMENTALES	Página
I.1 Porosidad	1
I.1.1 Porosidad absoluta	1
I.1.2 Porosidad efectiva	1
I.1.3 Porosidad primaria	2
I.1.4 Porosidad secundaria	2
I.1.5 Factores que afectan la porosidad	2
I.2 Saturación	3
I.2.1 Saturación inicial	4
I.2.2 Saturación residual	4
I.2.3 Saturación crítica	4
I.2.4 Saturación de agua crítica	4
I.2.5 Saturación irreductible	5
I.2.6 Saturación de agua irreductible	5
I.2.7 Saturación Residual de aceite S_{or}	5
I.2.8 Saturaciones residuales de aceite y gas durante la perforación	6
I.3 Permeabilidad	7
I.3.1 Permeabilidad absoluta	8
I.3.2 Permeabilidad efectiva	8
I.3.3 Permeabilidad relativa	9
I.4 Resistividad Eléctrica	9
I.4.1 Factores que afectan la resistividad	10
I.5 Energías y fuerzas del yacimiento	11
I.5.1 Tensión interfacial	11
I.5.2 Fuerzas capilares	12
I.5.3 Mojabilidad	12
I.5.4 Capilaridad	25
I.5.5 Presión capilar	25
I.5.6 Presión Umbral	29
I.5.7 Curva de drene	29
I.5.8 Curva de Imbibición	30

I.6 Registros Geofísicos de Pozos	31
I.6.1 Aplicaciones	31

II.- OBTENCIÓN DEL ACEITE RESIDUAL POR PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO Y DE CAMPO

II.1 Saturación de fluidos	32
II.2 Métodos para determinar la saturación de fluidos	32
II.3 Diferentes métodos para la obtención de la saturación residual de aceite	33
II.4 Métodos de laboratorio	36
II.4.1 Análisis de núcleos	36
II.5 Métodos de campo	63
II.5.1 Registros y formaciones limpias	63
II.5.2 Obtención de la Saturación residual de aceite con ayuda de Registros Geofísicos	65
II.5.3 Registros geofísicos de pozos comúnmente utilizados en la determinación de la Saturación residual de aceite (S_{or})	69
II.5.4 Saturación residual de aceite	75
II.5.5 Pruebas de Pozo	78
II.5.6 Trazadores Químicos	79

III.- OBTENCIÓN DEL ACEITE RESIDUAL POR MEDIO DE OTROS PROCEDIMIENTOS

III.1 Diferentes métodos o herramientas para la determinación de la saturación residual de aceite (S_{or})	83
III.2 Balance de Materia	87
III.3 Uso del Método USBM para determinar el Aceite Residual	90
III.4 Determinación del Aceite Residual mediante el Número Capilar	91
III.5 Correlaciones que dependen de Registros Geofísicos	93
III.5.1 Registro- Inyección- Registro (LIL)	95
III.6 Determinación de la S_{or} mediante el cálculo del volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento por métodos volumétricos o directos.	97
III.6.1 Límites de los yacimientos	98

III.6.2 Método de Cimas y Bases	100
III.6.3 Método de Isopacas	103
III.6.4 Método de Isohidrocarburos	106
III.7 Correlación para América del norte	109
III.8 Importancia y Aplicación del valor de Saturación de Aceite Residual S_{or}	110

IV.- CORRELACIONES DEL ACEITE RESIDUAL CON PARÁMETROS PETROFÍSICOS

IV.1 Correlaciones	117
IV.2 Correlaciones Experimentales	119
IV.2.1 Correlaciones Generales	126
IV.2.2 Mojabilidad	128
IV.2.3 Por Tipo de Roca	133

V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 140

REFERENCIAS

BIBLIOGRAFÍA

RESUMEN:

El presente trabajo consta de cinco capítulos, en los que se tratan los conceptos relacionados con la determinación y aplicación del valor de saturación residual de aceite (S_{or}). Los temas desarrollados son de gran relevancia, ya que con esta información se adquieren las bases para poder realizar una caracterización y recaracterización del yacimiento o pozo petrolero y, poder así, proponer opciones para implementar o establecer un método de recuperación secundaria o mejorada de hidrocarburos.

Los temas desarrollados a lo largo de este trabajo son de gran utilidad, ya que al tener más conocimientos sobre la saturación residual de aceite (S_{or}), se conoce mejor el comportamiento del aceite en el yacimiento y las fuerzas retentivas del mismo, para finalmente planear mejor su extracción y de esta manera establecer el mejor régimen de explotación.

Estos temas se desarrollan con textos amplios y se complementan con imágenes, tablas y esquemas que ayudan a un mejor entendimiento de los mismos, así también se establecen algunas observaciones y recomendaciones que deben tenerse en cuenta en la determinación del valor de S_{or} , para tener la seguridad y confiabilidad en cualquiera de los métodos aquí presentados. Los capítulos en que se divide este trabajo son:

Capítulo I, **CONCEPTOS FUNDAMENTALES**. Se definen cada una de las propiedades relacionadas con la saturación residual de aceite (S_{or}) y en general con los conceptos que estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera deben conocer y manejar para entender de manera adecuada este trabajo y para mejorar el entendimiento de la Ingeniería de Yacimientos.

Capítulo II, **OBTENCIÓN DEL ACEITE RESIDUAL POR PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO Y DE CAMPO.** Se enfoca en la descripción de métodos que se llevan a cabo en laboratorios especializados, como el método de la centrífuga, de la membrana semipermeable, etc. y algunos de campo, como los basados en registros geofísicos de pozos, trazadores químicos, etc. con los cuales podemos determinar de manera directa el valor de saturación residual de aceite (S_{or}).

Capítulo III, **OBTENCIÓN DEL ACEITE RESIDUAL POR MEDIO DE OTROS PROCEDIMIENTOS.** Se describen otros métodos para la determinación del valor de saturación residual de aceite (S_{or}), los cuales se basan en ecuaciones matemáticas o correlaciones que han sido establecidas por diferentes autores.

Capítulo IV, **CORRELACIONES DEL ACEITE RESIDUAL CON PARÁMETROS PETROFÍSICOS.** Aquí se presenta el comportamiento que tiene el valor de saturación residual de aceite (S_{or}) con respecto a otros parámetros petrofísicos, como la porosidad y la permeabilidad básicamente, aunque también con respecto a otros como la mojabilidad, el tipo de roca, etc. Se presentan gráficos, los cuales pueden ayudar a determinar la saturación residual de aceite (S_{or}) sin necesidad de llevar a cabo pruebas de laboratorio o de campo y que nos permitan obtener un valor con mayor rapidez en caso de ser necesario y que además tenga un valor alto de confiabilidad.

Capítulo V, **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.** Muestra las observaciones y resultados analizados en cada capítulo, así como algunas recomendaciones que pueden llevarse a cabo antes y después de realizar alguna de las pruebas o técnicas mencionadas en este trabajo, además de establecer sus múltiples aplicaciones en la Ingeniería Petrolera, lo cual será de gran apoyo durante la evolución y administración de yacimientos.

INTRODUCCIÓN

La amplia demanda de crudo y la notable disminución de las reservas, han generado un gran interés en la búsqueda y explotación de nuevos yacimientos. Sin embargo, su recuperación se hace cada día más compleja debido a las condiciones que presentan los fluidos o a la localización de estos.

Diversos métodos de recuperación secundaria o mejorada han sido desarrollados con base en los resultados que arrojan experimentos de laboratorio principalmente, estos experimentos se enfocan en la determinación de un parámetro principal, el cual es el valor de saturación residual de aceite (S_{or}) entre los que se destacan los procesos de inyección de fluidos (agua o gas), térmicos de vapor, combustión “in-situ” y el calentamiento eléctrico. Para implementar alguno de estos métodos es necesario realizar las siguientes validaciones:

- 1) Estudio experimental de laboratorio
- 2) Simulación numérica
- 3) Pruebas piloto en campo

El estudio experimental incluye el diseño y ejecución de pruebas en un simulador físico escalado, el cual tiene la ventaja de capturar fenómenos físicos que puedan estar ocurriendo en un proceso en particular. De esta manera el conocimiento del valor de saturación residual de aceite (S_{or}), se convierte en fundamental en procesos de recuperación secundaria y/o mejorada.

Dentro de las intervenciones más frecuentes que permiten optimizar la explotación de los pozos o eliminar algunas anomalías presentes está la estimulación de pozos, cuyo objetivo es la de reestablecer o incrementar la capacidad productiva de un pozo.

Debido a que estas operaciones implican costos muy elevados, tanto por el costo mismo de la operación como por el inherente a la producción esperada, es necesario simular las condiciones de cada pozo (de presión y temperatura) en laboratorio antes de realizar cualquier operación y así asegurar el éxito de ella.

En este trabajo se incluyen sólo algunos métodos para la obtención del valor de saturación residual de aceite (S_{or}). Tales pruebas o métodos darán una idea global del porqué de cada una de ellas, en cuanto a su relación entre la teoría y operación en el campo, con el fin de que cada método aquí presentado tenga su fundamento en la experimentación y de ahí se pueda evaluar de manera concreta la teoría.

Debido a que existen pocas fuentes bibliográficas en español actualizadas acerca de estos temas, este trabajo servirá, no solo para apoyar a estudiantes de la asignatura correspondiente, sino como una fuente de consulta para otras asignaturas afines y para estudiantes de postgrado.

Este trabajo consistió en la recopilación de información de distintas fuentes bibliográficas para actualizar los conceptos fundamentales de Ingeniería de Yacimientos y disponer de un material en español que sirva de forma didáctica y como una herramienta de estudio o consulta para los estudiantes de esta asignatura y así mejorar el proceso de enseñanza aprendizaje. También puede ser de utilidad para agrupar a estudiantes de carreras relacionadas, para estudiantes de postgrado que quieran revisar los conceptos fundamentales de Ingeniería de Yacimientos y para los profesionales que se encuentran laborando en la exploración y explotación de yacimientos de fluidos.

Los conceptos que se manejan en este trabajo van a permitir a los estudiantes de ingeniería petrolera poder tener una base para estudiar los conceptos relacionados con la Ingeniería de Yacimientos, y adquirir conocimientos previos para las asignaturas relacionadas con la recuperación de hidrocarburos.

I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Uno de los objetivos principales de la Industria Petrolera mundial es la búsqueda de yacimientos productores de hidrocarburos y por la importancia que revisten ciertos parámetros petrofísicos como son la porosidad, saturación, permeabilidad y resistividad eléctrica; que se utilizan como base para la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos, expondré a continuación los conceptos y medidas de dichos parámetros.

I.1 Porosidad (ϕ).

La porosidad de una roca representa una medida del espacio disponible para el almacenamiento de fluidos y es la relación del volumen de poros y huecos entre el volumen bruto de la roca, indicándose en por ciento. Se calcula con la expresión:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (1)$$

Donde:

V_p : Volumen poroso

V_r : Volumen total de roca

I.1.1 Porosidad absoluta. Considera el volumen poroso tanto de los poros aislados como los comunicados entre el volumen bruto de la roca.

I.1.2 Porosidad efectiva. Es la relación de volumen de huecos comunicados entre el volumen bruto de la roca. En caso de una roca basáltica se puede tener una porosidad absoluta muy alta, pero muy reducida o nula porosidad efectiva.

De acuerdo con el modo en que se originó, la porosidad puede clasificarse en:

I.1.3 Original o primaria. Se forma en el momento de la depositación de los materiales que integran la roca, se caracteriza como intergranular en las arenas y areniscas y como intercrystalina u oolítica en algunas calizas.

I.1.4 Secundaria. Se debe a procesos geológicos y/o químicos que experimentan el mismo medio poroso después de la depositación, como disolución de material calcáreo por corrientes submarinas, fracturamiento, etc.

La porosidad varía normalmente en los yacimientos entre el 5 y el 30%. Puede obtenerse directamente de núcleos en el laboratorio o indirectamente a partir de los registros geofísicos de pozos.

I.1.5 Factores que afectan la porosidad

- a) Empacamiento
- b) Selección
- c) Redondez
- d) Compactación
- e) Tipo de cemento

I.1.5.1 Empaquetamiento. Se refiere a la forma en que están acomodados los granos, por lo tanto podemos tener, granos acomodados en forma cúbica y en forma hexagonal.

- cúbica (granos unos sobre otros) se obtiene mayor porosidad máximo 47%
- hexagonal (cuatro granos sostienen uno) se obtiene menor porosidad máximo 25.9 %

I.1.5.2 Selección. Se dice que una roca está bien seleccionada cuando los granos tienden a ser del mismo tamaño, por lo tanto una roca bien seleccionada nos da una mayor porosidad y viceversa.

I.1.5.3 Redondez. Es el grado o medida que tiene un grano de parecerse a una esfera. Si los granos son más redondos tenemos mayor porosidad.

I.1.5.4 Compactación. Aumenta con la profundidad, a mayor profundidad mayor compactación y menor porosidad. Ejemplo: calizas y carbonatos.

I.1.5.5 Tipo de cemento. A medida que la roca está más cementada, la porosidad disminuye. El cemento puede ser carbonato de calcio o sílice.

I.2 Saturación(S)

Fracción o porcentaje del volumen de poro ocupado por un fluido específico.

La saturación de un fluido en un medio poroso es una medida del volumen de ese fluido en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra en el yacimiento.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2)$$

Donde:

S_f : Saturación de fluido

V_f : Volumen del fluido

V_p : Volumen poroso

El volumen de fluido en un yacimiento puede representar: aceite, agua o gas, como lo muestra la figura 1.1.

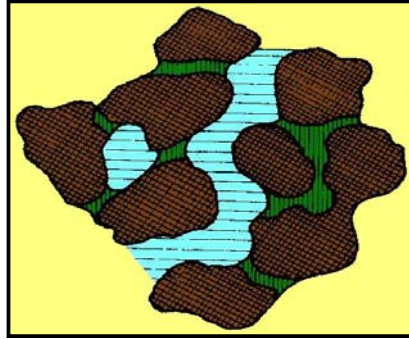


FIGURA 1.1 ROCA SATURADA CON FLUIDOS

Dependiendo las condiciones a las que se encuentre existen diferentes formas de clasificar las saturaciones, dentro de las más comunes tenemos:

1.2.1 Saturación inicial. Será aquella a la cual es descubierto el yacimiento. En el caso del agua, también se le denomina saturación de agua congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los sedimentos y de la cantidad de hidrocarburos presentes, dependiendo su valor, el agua congénita podrá tener movimiento o no.

1.2.2 Saturación residual. Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada. Dependiendo del movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se esta sometiendo el yacimiento y el tiempo, ésta puede ser igual, menor o, en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.

1.2.3 Saturación crítica. Es aquella a la que el fluido contenido en los poros comienza a moverse. Es aquel valor de saturación de un fluido específico (fase líquida o gas) en el cual éste empezará a fluir primero, a medida que su saturación aumenta. La habilidad para fluir está relacionada a la continuidad de la fase. Una fase discontinua no fluirá en condiciones de producción normal.

1.2.4 Saturación de agua crítica. La mayor saturación de agua que una roca puede mantener mientras produce hidrocarburos antes de que empiece a fluir el agua.

I.2.5 Saturación irreductible. Saturación mínima de un fluido mojante cuando es desplazado de un medio poroso por otro fluido inmisible.

I.2.6 Saturación de agua irreductible. Fracción del volumen de poros ocupado por agua en un yacimiento con máxima saturación de hidrocarburos. En rocas mojadas por agua, se presenta como una capa de agua absorbida que cubre las superficies de los granos. Difiere de la saturación residual de agua medida por análisis de núcleos porque la invasión del filtrado y la expansión del gas son eliminadas cuando el núcleo es sacado de su estado natural.

I.2.7 Saturación residual de aceite S_{or} . Es aquella saturación o volumen de aceite que permanece en el yacimiento después de que se ha dejado actuar a alguno de los mecanismos de recuperación. Con frecuencia se asocia este concepto con una saturación irreductible de aceite, que representa la saturación de aceite a la cual el aceite remanente se vuelve inmóvil o completamente entrampado bajo ciertos aspectos prácticos operacionales. Los valores típicos de S_{or} fluctúan entre un 25 y un 50% del volumen de poros, los cuales están en función de un mecanismo microscópico de entrampamiento que está controlado por la interacción de las fuerzas viscosas y capilares, aunque en ciertos casos también intervienen las de inercia. Se ha observado que en diversas zonas existen S_{or} aún mayores, y que en algunos casos permanecen casi iguales a las iniciales, lo que generalmente se debe a los procesos macroscópicos que están asociados al flujo no-Darciano de barrido en el yacimiento y a la interacción de la velocidad de flujo con el gradiente de presión, así como a la aceleración local en ciertos canales de flujo preferencial que contribuyen al entrampamiento del aceite.

A partir de las pruebas de laboratorio y de campo se ha podido apreciar que a nivel microscópico la S_{or} depende principalmente de la mojabilidad, distribución del tamaño del poro, heterogeneidad microscópica de la roca, así como de las propiedades de los fluidos. A nivel macroscópico, la S_{or} depende

en gran medida del arreglo de los pozos, ritmos de explotación, intervalos disparados y de las heterogeneidades de la roca.

1.2.8 Saturaciones residuales de aceite y gas durante la perforación

Al considerar las saturaciones residuales de gas y aceite en la zona invadida, se deben distinguir dos zonas: la zona lavada y la zona invadida propiamente dicha. La zona lavada es la que está inmediatamente alrededor del pozo y no se extiende mas de 3 a 6 pulgadas.

La zona invadida propiamente dicha es la que sigue a la zona lavada. En los cálculos e interpretaciones de perfiles eléctricos, generalmente se supone que la saturación residual de gas y aceite en la zona invadida varía gradualmente entre los valores de las zonas lavada y virgen. Por falta de buena información, los valores de gas y aceite residuales se asumen con base en las características físicas de la roca. Con tal fin, las rocas se dividen en dos clases: de alta porosidad y de baja porosidad. En formaciones de baja porosidad (menos de 15%), con una permeabilidad inferior a 5 milidarcys, se supone que no existe invasión. Como se muestra en la figura 1.2.

Si la permeabilidad es de 5 a 100 milidarcys, el gas y el aceite residuales serán funciones de la pérdida de filtrado. Si la pérdida de filtrado en el encabezado del perfil es menor de 10 cm^3 en 30 minutos, se puede esperar una invasión moderada con una saturación residual del 30% para aceites pesados y 20% para aceites ligeros. Si la pérdida de filtrado es mayor a 10 cm^3 en 30 minutos, puede esperarse una invasión profunda con una saturación residual del 20% para aceites pesados y del 10% para aceites ligeros.

En formaciones de alta porosidad (más del 15%) con permeabilidades inferiores a 100 milidarcys, se espera una invasión moderada con una saturación residual de aceite del 20%. Si la permeabilidad es mayor de 100 milidarcys, se obtendrá una invasión poco profunda con una saturación de aceite residual del 30% aproximadamente.

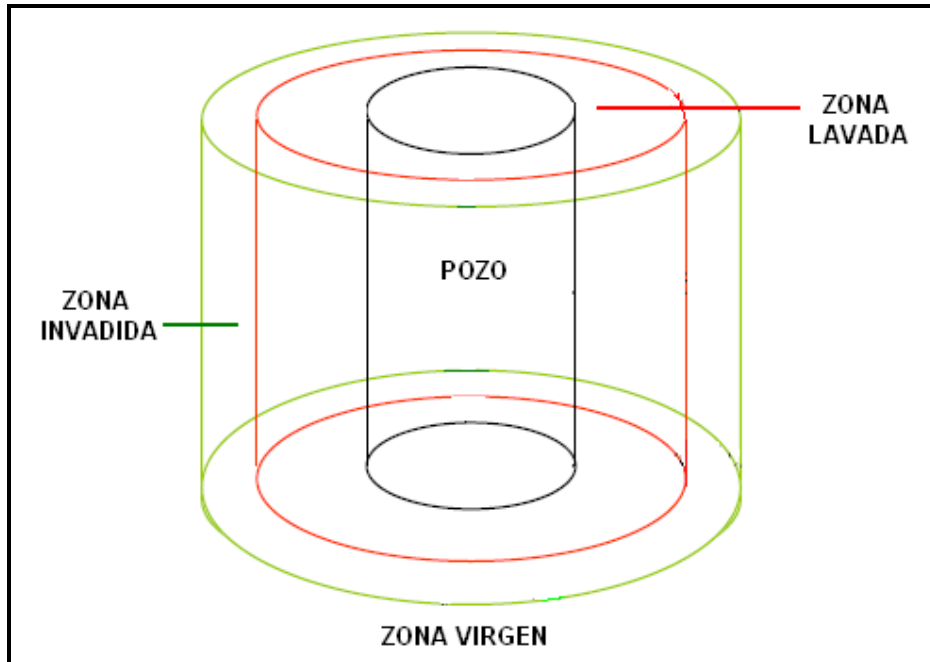


FIGURA 1.2 ZONAS ALEDAÑAS AL POZO DE ACUERDO AL FILTRADO DE LODO

I.3 Permeabilidad (K)

La permeabilidad es la medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una formación. En una determinada muestra de roca y con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca en sí.

Los estudios experimentales hechos por H. Darcy en 1856 sobre el flujo de agua en arenas no consolidadas, lo llevaron a la formulación de la ley que lleva su nombre, la cual ha sido extendida para describir, con algunas limitaciones, al flujo de otros fluidos en rocas consolidadas. La ecuación de Darcy establece la proporción directa que existe entre la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso y el gradiente de presión, y la proporción inversa con respecto a la viscosidad de fluido, es decir:

$$V = \frac{K}{\mu} * \frac{dp}{ds} \quad (3)$$

Donde:

V : Velocidad aparente, en cm/s

μ : Viscosidad de fluido, en centipoise

K : Permeabilidad de la roca, en Darcy

$\frac{dp}{ds}$: Gradiente de presión, en atm/cm

Una roca debe tener poros interconectados o fracturas capilares para ser permeable. Por lo general una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo esta no es una regla absoluta, porque se pueden presentar los siguientes casos:

- Las lutitas y ciertas clases de arenas tienen altas porosidades, pero sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de líquidos son escasos y tortuosos, y por lo tanto su permeabilidad puede ser baja.
- Otras formaciones, como la caliza, pueden presentar pequeñas fracturas o fisuras de una gran extensión. La porosidad de esta formación será baja, pero la permeabilidad de una fractura puede ser muy grande. En consecuencia, las calizas fracturadas pueden tener bajas porosidades, pero permeabilidades muy altas.

La permeabilidad puede ser:

1.3.1 Permeabilidad absoluta (K). Es la propiedad de la roca que permite el paso de un líquido, cuando se encuentra saturada al 100% de este líquido.

1.3.2 Permeabilidad efectiva (K_o, K_g, K_w). La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

1.3.3 Permeabilidad relativa (K_{ro}, K_{rg}, K_{rw}). La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta. Como se muestra en la figura 1.3.

$$K_{rf} = \frac{K_f}{K} \quad (4)$$

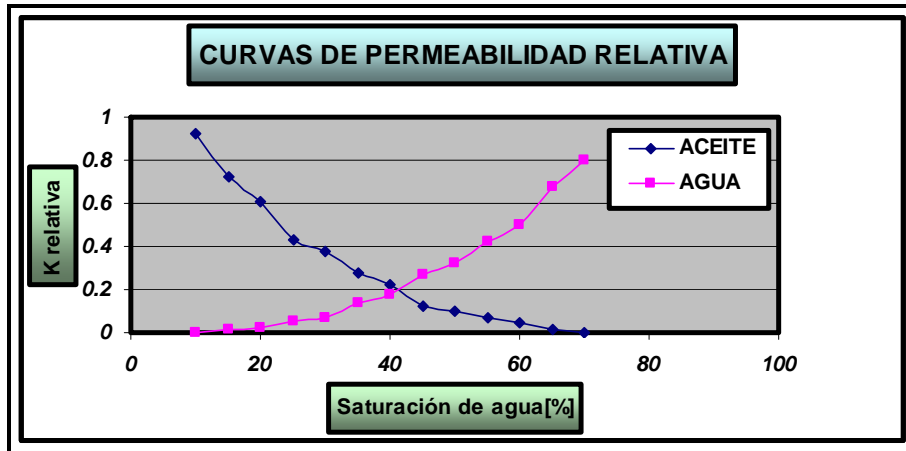


FIGURA 1.3 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

1.4 Resistividad Eléctrica

La resistividad eléctrica de una sustancia es la capacidad de impedir o resistir el paso de corriente eléctrica a través de si misma. La conductividad eléctrica es lo contrario a éste fenómeno.

La unidad utilizada en los registros es el ohm-m²/m, generalmente expresada en ohm-m para la resistividad y en milíohms/m para la conductividad.

La mayoría de las formaciones que se registran para buscar saturaciones potenciales de petróleo, aceite y/o gas se componen de rocas, que al estar secas, no conducirán una corriente eléctrica, es decir, la matriz de una roca tiene una conductividad nula o resistividad infinitamente alta. Una corriente eléctrica fluirá solo a través del agua intersticial que satura la estructura porosa de la formación, solamente si el agua intersticial contiene sales disueltas y mientras mayor sea la concentración salina, menor será la resistividad del agua intersticial y, por lo tanto, de la formación.

Las resistividades en las formaciones arenosas caen en el rango de 0.2 a 1,000 ohm/m.

En formaciones calcáreas, las resistividades pueden ser más altas, del orden de 100 a 40,000 ohm/m.

Por otro lado, mientras la porosidad de la formación sea más grande y como consecuencia presente mayor cantidad de agua de formación, la resistividad será menor. Las mediciones de resistividad, junto con las de resistividades del agua y la porosidad, se utilizan para obtener los valores de saturación de agua.

I.4.1 Factores que afectan la resistividad

I.4.1.1 La cantidad de sal en el agua. Como regla general la cantidad de sal en el agua aumenta con la profundidad, por lo tanto a medida que aumenta la cantidad de sal en el agua la resistividad disminuye, esto debido a que la cantidad de iones aumenta.

I.4.1.2 Temperatura: A medida que aumenta la temperatura, la resistividad de la formación disminuye, debido a que los iones que transportan electricidad se mueven con mayor rapidez.

I.4.1.3 Saturación de agua: A medida que se tiene mayor saturación de agua, la resistividad será menor, por ejemplo: una formación que contiene hidrocarburos tendrá una saturación de agua baja por lo que nos da una alta resistividad.

I.4.1.4 Porosidad: Si la porosidad es alta la resistividad será baja, debido a que en estas condiciones se tendrá mayor cantidad de agua para un mismo porcentaje de saturación de agua.

I.4.1.5 Litología: si la formación es arenisca, la resistividad será menor que si la formación fuera carbonato, debido a que en los carbonatos el recorrido que tiene que seguir la corriente es mayor.

I.5 Energías y fuerzas del yacimiento

Las fuerzas naturales que retienen los hidrocarburos en el yacimiento, pero que también los desplazan son: inercia, atracción gravitacional, atracción magnética, atracción eléctrica, presión, tensión superficial, tensión interfacial y presión capilar.

I.5.1 Tensión interfacial (σ). Es el resultado de los efectos moleculares por los cuales se forma una interfase que separa dos líquidos. Si $\sigma = 0$ se dice que los líquidos son miscibles entre sí, como el agua y el alcohol. Un ejemplo clásico de fluidos inmiscibles se tiene con el agua y el aceite. En el caso de una interfase gas-líquido, se llama tensión superficial.

Se define como la energía requerida para incrementar el área de la interfase en una unidad. Generalmente se emplea una campana tensiométrica para determinar σ , la cual se coloca en la interfase y luego se le va aplicando una fuerza cada vez mayor para levantarla, con lo cual se incrementa el área interfacial hasta un punto de ruptura. La fuerza aplicada hasta ese punto, dividida por la circunferencia de la campana (corregida previamente por un factor geométrico) es precisamente σ . Se debe tratar de evaluar la σ a las condiciones de yacimiento, ya que de lo contrario se incurrirá en un importante error. Los valores típicos de σ fluctúan normalmente entre 10 y 30 $\frac{\text{dinas}}{\text{cm}}$ a condiciones de yacimiento, cuando se determina la σ entre un líquido y su vapor (o aire), se le denomina tensión superficial.

Se puede decir que la σ representa una medida de miscibilidad, es decir, cuando se tienen bajos valores de σ , las dos fases se aproximan a la miscibilidad. Por ejemplo, conforme se alcanza el punto crítico, las propiedades de la fase líquida se parecen más a las de la fase vapor y consecuentemente la σ tiende a cero. Cuando se producen reducciones substanciales en la σ , se

presentaran pequeños cambios en la permeabilidades relativas. Cuando se reduce la σ de 35.0 a 5.0 dinas/cm se incrementarán las permeabilidades relativas tanto del agua como del aceite de 20 – 30%.

En algunos procesos de Recuperación Mejorada se emplean bajas y muy bajas σ para desplazar el aceite, conforme la σ disminuye, se requiere una energía menor para disminuir la S_{or} .

Sin embargo, los efectos interfaciales también están en función de la mojabilidad y de la geometría de poro, cuyo principal efecto será el de incrementar la permeabilidad de cada fase.

Teóricamente las permeabilidades relativas de dos fases están en función de sus saturaciones correspondientes cuando se encuentran cerca de la región de miscibilidad. Bajo estas condiciones, se supone que ambas fases estarán fluyendo conjuntamente con las porciones de fluidos atrapados ó aislados que se encuentran en las trampas.

Existe muy poca información acerca del efecto de la σ sobre los procesos de recuperación, en especial sobre las permeabilidades relativas. No obstante, se ha confirmado que conforme se reduce la σ , la relación de permeabilidades de la fase desplazada a la fase desplazante se incrementa, con una consecuente mayor producción de aceite.

1.5.2 Fuerzas capilares. Son el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, de tamaño y forma de los poros y del valor relativo de la fuerzas de cohesión de los líquidos, es decir de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

1.5.3 Mojabilidad. Es la tendencia de un fluido a adherirse o esparcirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. La cual se debe a la interacción entre la superficie de la roca del yacimiento con los fluidos. Esta propiedad constituye el principal factor que controla la localización, distribución y flujo de fluidos en el yacimiento, como se observa en la figura 1.4. En un

núcleo, la mojabilidad afecta casi todos los análisis que se realizan en el, incluyendo presión capilar, permeabilidad relativa, saturación residual de aceite, saturación irreductible de agua, propiedades eléctricas, así como aquellos desplazamientos con agua u otros fluidos para procesos de recuperación mejorada. Por lo que es necesario que estas pruebas se lleven a cabo en núcleos presurizados o bien con condiciones de mojabilidad restablecidas a su estado original, y se realizan a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Se emplean ciertos aditivos en los fluidos de perforación o terminación del pozo, que pueden alterar la mojabilidad del núcleo mediante la adsorción de componentes polares y/o la depositación material orgánico que inicialmente se encontraba en el aceite. En general, el grado de alteración está determinado por la interacción de los componentes del aceite, la superficie mineral y la química de la salmuera.

Los cambios en la mojabilidad de los núcleos afectan a las siguientes propiedades del sistema roca – fluidos:

- Características eléctricas
- Presión capilar
- Permeabilidad relativa
- Saturación de agua irreductible
- Saturación de aceite residual

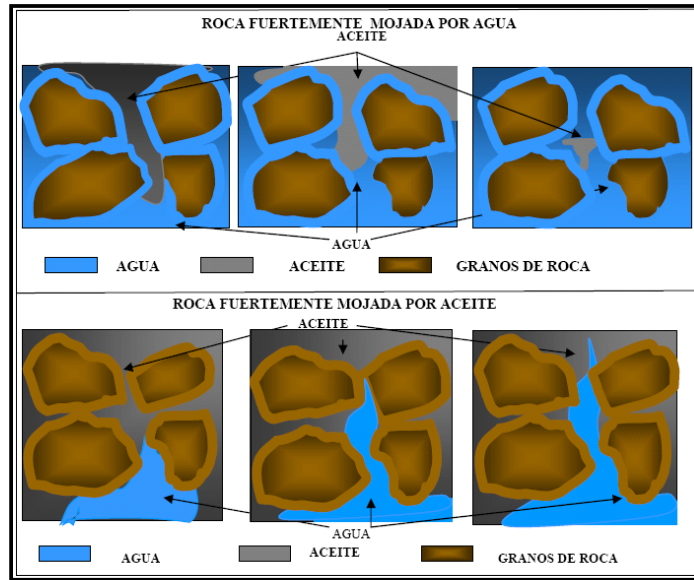


FIGURA 1.4 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS DE ACUERDO A LA MOJABILIDAD

I.5.3.1 Tipos de Mojabilidad. Hace algunos años se consideraba que casi todos los yacimientos petroleros estaban mojados por agua, con base en que casi todas las rocas sedimentarias limpias son fuertemente mojadas por agua y a que los yacimientos formados por areniscas fueron depositados en medios acuosos, dentro de los cuales el aceite migró posteriormente, por lo que se supuso que el agua evitaría que el aceite tocara las superficies rocosas.

Algunos investigadores, como Nutting en 1934, observó que algunos campos presentaban características de gran preferencia a ser mojadas por aceite, a tal grado que por ejemplo, la arenisca Tensleep de Wyoming tenía una capa de hidrocarburos pesados de 0.7 μm de espesor, la cual no se pudo remover con solventes o gasolina, únicamente fue posible removerla quemando dichos hidrocarburos.

Treiber y Cols determinaron la mojabilidad de 55 yacimientos empleando la técnica de medición de ángulo de contacto. De los yacimientos carbonatados analizados, el 8% resultó mojado por agua, el 8% presentó mojabilidad intermedia, y el 84% presentó mojabilidad al aceite (campos localizados al oeste de Texas).

Finalmente Chillingar y Yen determinaron la mojabilidad a 161 muestras midiéndoles el ángulo de contacto, entre los cuales incluía a 90 núcleos de calizas y dolomías Asmari del Medio Oriente, 15 dolomías del oeste de Texas, 3 calizas Madison de Wyoming, 4 núcleos carbonatados de campos de México, 4 carbonatados del campo Rengiu de China, 16 núcleos carbonatados de Alberta, 19 núcleos de pizarra Chalk del Mar del Norte, 5 muestras de la India y 5 muestras de campos Soviéticos de la región Volga-Urales. Los resultados se muestran a continuación, los cuales muestran que un 80% de los campos mencionados son mojados por aceite.

MOJABILIDAD	ANGULO DE CONTACTO	% DE YACIMIENTOS
Al Agua	0° - 80°	8.0
Intermedia	80° - 100°	12.0
Al aceite	100° - 160°	65.0
Fuertemente al Aceite	160° - 180°	15.0

Salathiel propuso el término de mojabilidad mixta para el caso especial de cuando las superficies mojables al aceite forman un medio continuo a través de los poros grandes, mientras que los poros pequeños permanecen mojables al agua sin contenido de aceite. La mojabilidad fraccional se debe a que algunos componentes del aceite son absorbidos fuertemente en ciertas áreas de la roca, por lo que una porción resulta preferentemente mojado por aceite, en tanto otra lo es por agua.

En general, se puede decir que la mayoría de las rocas carbonatadas son preferentemente mojadas por aceite, mientras que algunos de los yacimientos de arenisca son preferentemente mojados por agua, debido principalmente a que los silicatos normalmente tienen cargas negativas con superficies ligeramente ácidas en agua neutral, y los carbonatos tienen cargas positivas con superficies ligeramente básicas.

Por lo anteriormente discutido, es necesario considerar el pH, la salinidad, la acidez del crudo y la mojabilidad original del sistema para planear un desplazamiento con una solución alcalina.

I.5.3.2 Determinación de la Mojabilidad. Se han propuesto varios métodos para la determinación de la mojabilidad, dentro de los cuales se incluyen algunas técnicas cuantitativas, como la medición del ángulo de contacto, el método USBM y el de Amott (imbibición y desplazamiento forzado), así como algunos métodos cualitativos que incluyen el análisis de los ritmos de imbibición, el análisis microscópico de núcleos, el de flotación, el de resbalamiento en cristal, el de análisis de curvas de permeabilidades relativas, las relaciones de permeabilidad / saturación, las curvas de presión capilar, el método capilarimétrico, el de presión capilar de desplazamiento, el de los registros de resistividad, el de magnetismo nuclear de resonancia y el de adsorción.

La histéresis es uno de los problemas principales que se tiene con la medición del ángulo de contacto, ya que como se ha visto experimentalmente, una gota líquida en una superficie puede presentar diferentes ángulos de contacto estables, por lo que es conveniente calcular ya sea el ángulo de avance o el de retroceso, pues estos se consideran reproducibles, aún cuando en algunas ocasiones la diferencia pudiese ser mayor de los 60°, lo cual se puede deber a la rugosidad superficial, a la heterogeneidad de la superficie o bien a la inmovilidad superficial a escala macromolecular.

El método Amott combina la imbibición y el desplazamiento forzado para medir la mojabilidad promedio del núcleo. Se basa en el hecho de que el fluido mojante se imbebe espontáneamente en el núcleo, desplazando al no mojante. La relación de la imbibición espontánea a la forzada se emplea para reducir la influencia de algunos otros factores, como la permeabilidad relativa, la viscosidad y la saturación inicial.

El principal problema de esta técnica y de sus modificaciones, consiste en su insensibilidad cerca del punto de mojabilidad intermedia, ya que este método mide la facilidad con la cual el fluido mojante desplaza espontáneamente al no mojante. Sin embargo ninguno de los fluidos imbebe o desplaza al otro, cuando se tiene un ángulo de contacto entre 60 y 120° (de 1 a 2.1 rad.).

Donaldson y Cols desarrollaron el método USBM para medir la mojabilidad promedio del núcleo de una forma relativamente rápida, pues se requieren unos cuantos días para 4 u 8 núcleos. Su principal ventaja sobre el método de Amott consiste en que esta técnica si es sensible a la mojabilidad neutral. No obstante, la mojabilidad solo se puede determinar en pequeños núcleos, ya que éstos se colocan en una centrífuga. Este método compara el trabajo necesario para que un fluido desplace a otro, ya que el cambio favorable de energía libre hace que el trabajo desarrollado por el fluido mojante para desplazar al no mojante del núcleo sea menor, el cual es proporcional al área bajo la curva de presión capilar correspondiente. Cuando se tiene un núcleo mojado al agua, el área bajo la curva de presión capilar cuando el agua desplaza al aceite (A_1) es menor al área cuando el aceite desplaza al agua (A_2), cuya relación logarítmica (A_1/A_2) es precisamente el índice de mojabilidad (W) para este método.

La técnica de imbibición es el más popular de los métodos cualitativos para estimar la mojabilidad, debido a su rapidez sin requerir aparatos complicados, aunque solo nos proporciona una idea somera de la mojabilidad. Originalmente esta era determinada a temperatura y presión atmosférica. Recientemente Kyte y Cols, realizaron algunas modificaciones al equipo original a fin de determinar la mojabilidad a condiciones del yacimiento. El principal problema de este método, consiste en que los ritmos de imbibición también dependen de las permeabilidades relativas, viscosidad, tensión interfacial, estructura porosa, así como de la saturación inicial.

I.5.3.3 Efectos de la Mojabilidad. Se ha observado que esta propiedad tiene gran influencia sobre las siguientes propiedades y aspectos:

- 1) Eléctricas
- 2) Presión capilar
- 3) Permeabilidades relativas
- 4) Recuperación de aceite
- 5) Inyección de agua

I.5.3.3.1 Sobre las propiedades eléctricas. Para el cálculo de la saturación de agua congénita a partir de los registros de resistividad, se emplea el exponente de saturación de Archie, cuyo valor para una arenisca limpia, consolidada y preferentemente mojada por agua, es de 2, mientras que en núcleos preservados o no mojados por agua es mucho mayor. Cuando se tiene una formación uniformemente mojada por aceite y con baja saturación de agua, el valor del exponente de saturación n , alcanza valores mayores de 10. Estos valores se deben a que la porción de salmuera se encuentra atrapada o está aislada, lo que la hace incapaz de contribuir a la conductividad eléctrica.

Por esta razón, cuando se emplea un núcleo con mojabilidad al agua, debido a los procedimientos de limpieza empleados para medir el exponente n , en un yacimiento realmente mojado por aceite, la saturación de agua será subvaluada a partir de los registros de resistividad.

I.5.3.3.2 Sobre la presión capilar. No existe una relación inmediata entre la presión capilar P_c determinada a dos mojabilidades diferentes. Cuando se tiene un medio poroso con mojabilidad uniforme, el efecto de la geometría de poro en un medio poroso con superficies extremadamente rugosas hará que la curva de presión capilar sea insensible en sistemas con pequeños ángulos de contacto (menores a los 50° , 0.87 rad.) para la curva de presión capilar de drene, y mayor a los 20° (0.35 rad.) para la de imbibición.

Cuando el medio poroso presenta condiciones de mojabilidad de tipo mixto o fraccional, la cantidad y la distribución de las superficies mojadas por aceite y agua determinan la forma de la curva de presión capilar, la saturación residual, así como el comportamiento de imbibición, ya que ésta también depende de la interacción de la mojabilidad con la estructura porosa, saturación inicial e historia de saturaciones. Debido a esto, existe un gran rango de variación en las mediciones del ángulo de contacto, en donde ni el aceite ni el agua se imbiben libremente en un núcleo uniformemente mojado. En cambio, en una formación con mojabilidad fraccional o mixta, tanto el aceite como el agua se pueden imbibir libremente.

Generalmente, no es posible simular un medio poroso a partir de un juego de tubos capilares y solo se podrán emplear sistemas aire/salmuera o aire/mercurio cuando el núcleo sea mojado por agua en la determinación de la curva de presión capilar, dichas muestras deben conservar sus condiciones originales de mojabilidad, ya que de lo contrario se obtendrían diferentes valores de P_c , así como una S_{or} diferente de acuerdo al grado de alteración de mojabilidad. Finalmente, si se determina el ritmo de recuperación de aceite por imbibición, con un núcleo que ha sido lavado sin restituir sus condiciones originales de mojabilidad, esta será sobreestimada, sobre todo si el yacimiento es fracturado.

Debido a que las fuerzas capilares son de los factores predominantes que gobiernan el flujo y la distribución de los fluidos dentro del yacimiento, es de esperar que la mojabilidad, que forma parte del número capilar, desempeñe un papel importante en la determinación de las propiedades del flujo multifásico, considerando que una pequeña variación en la mojabilidad alteraría las permeabilidades relativas, la dispersión, así como las saturaciones de fluidos fluyentes y atrapados. La dispersión de cada fase se incrementa conforme disminuye su saturación. En general, el flujo de la fase no mojante es mucho más disperso que el de la fase mojante, lo cual favorece el flujo de la fase mojante y reduce el de la no mojante.

I.5.3.3.3 Sobre las permeabilidades relativas. La mojabilidad afecta de manera importante las permeabilidades relativas, debido a que es uno de los principales factores que controlan la localización, el flujo y la distribución de los fluidos en el medio poroso. En medios porosos mojados uniformemente o fraccionalmente, la permeabilidad relativa al agua se incrementa, mientras que la permeabilidad relativa al aceite disminuye. Cuando el sistema presenta condiciones de mojabilidad mixta, se tendrá una fase continua de aceite mojando la superficie de los sólidos mayores que alteran la curva de permeabilidad relativa, hasta alcanzar una baja saturación residual de aceite S_{or} después de haber inyectado varios volúmenes porosos de agua. Entonces es necesario, realizar las mediciones de las permeabilidades relativas en núcleos cuya mojabilidad sea preservada o restaurada, ya que de lo contrario se incurriría en serios errores.

Ya que la permeabilidad relativa K_r es una medida directa de la habilidad del medio poroso para permitir el flujo de un fluido en presencia de otros, es de vital importancia que los valores obtenidos de K_r sean lo más cercano a la realidad. Durante una prueba de desplazamiento en un medio mojado por agua se tendrá un frente moviéndose casi uniformemente a través del medio poroso, el agua inyectada tenderá a imbibirse dentro de cualquier poro regular o pequeño, moviendo al aceite dentro de los poros grandes donde es fácilmente desplazado, fluyendo adelante del frente. En la zona frontal, cada fluido se moverá a través de sus propios poros, llevando consigo un poco del fluido mojante localizado en cada poro. En esta zona, donde se encuentran fluyendo aceite y agua, una porción del aceite se encontrará en fase continua con algunas ramificaciones, mientras que el resto permanece atrapada en forma de gotas o glóbulos discontinuos. Cuando el agua desplaza al aceite de un poro mojado por agua, ésta avanzará a lo largo de las paredes del poro, desplazando al aceite delante del frente. En determinado instante, el cuello que conecta al aceite del frente con el aceite remanente en el poro se volverá inestable hasta romperse, dejando sin recuperar al aceite en forma de gotas casi esféricas de aceite en el centro del poro. Una vez que ha pasado el frente

de desplazamiento, el aceite remanente se vuelve inmóvil. Es por esta razón, que después del surgimiento del agua, se tendrá muy poca o ninguna producción de aceite. El aceite residual desconectado hidráulicamente del patrón del flujo se presentará en dos formas básicas: como glóbulos esféricos pequeños localizados en el centro de un poro, así como estructuras de aceite que se prolongan por varios poros.

Cuando el núcleo es fuertemente mojado por aceite, la superficie de la roca se encontrará preferentemente mojada por aceite, y la localización de los fluidos es inversa al caso de una muestra mojada por agua. En este caso, el aceite se encontrará en los poros pequeños y como una capa delgada que cubre la superficie de la roca en los poros grandes, mientras que el agua estará alojada en el centro de los poros grandes. Si se trata de desplazar al aceite con agua en un medio de este tipo, su eficiencia será mucho menor que en el caso de un sistema mojado por agua, ya que se formarán canales preferenciales al flujo del agua o interdigitaciones a través de la red de los poros mayores, desplazando solamente una pequeña fracción de aceite adelante del frente.

Conforme se incrementa el volumen de agua inyectado, ésta invade los poros pequeños, hasta formar canales continuos de flujo adicionales, con un consecuente incremento ligero en la producción de aceite, hasta que prácticamente cesa el flujo de aceite, debido al llenado de estos poros, dejando un volumen considerable de aceite remanente en la mayoría de los poros pequeños, como una superficie que cubre los granos de la roca y como grandes bolsas de aceite atrapado rodeado por agua. En este caso, existe un gran volumen de aceite que puede producirse, por lo que en general no se alcanza la saturación residual de aceite S_{or} .

1.5.3.3.4 Sobre la recuperación de aceite. La determinación de la mojabilidad in-situ y su efecto sobre la recuperación de aceite han sido tratados extensamente en la literatura técnica. Varios investigadores sustentan que la recuperación de aceite por agua es mucho mayor en formaciones fuertemente mojadas por agua. Owens y Archer observaron que la recuperación de aceite

disminuía conforme aumentaba el ángulo de contacto de avance. En 1955, Richardson y Cols obtuvieron bajas saturaciones residuales en núcleos lavados, las cuales se fueron incrementando al volverse el núcleo fuertemente mojado por agua.

Salathiel postuló un nuevo tipo de mojabilidad (mixto) para aquellos campos en los cuales se encontraban algunas partes de la superficie porosa en contacto con el aceite, mientras el resto permanecía en contacto con agua. En estos medios, el aceite continúa fluyendo aún a muy bajas saturaciones, lo cual explicaba el comportamiento reportado por Richardson y Cols aún cuando las bajas saturaciones residuales encontradas es ese campo, no se deben al desplazamiento del agua, sino mas bien al drene gravitacional.

Rathmell y Cols reportaron bajas saturaciones residuales a partir de algunas pruebas de imbibición, observando que para la mayoría de los sistemas, el entrapamiento del aceite disminuía cuando la muestra se tornaba ligeramente mojada por agua. Amott también obtuvo bajas saturaciones residuales a partir de pruebas de desplazamiento realizadas en sistemas ligeramente mojados por agua.

No resulta sencillo llevar a cabo un estudio del efecto de la mojabilidad sobre la recuperación. Quizá la mayor dificultad en este tipo de estudios se tiene cuando se trabaja con superficies minerales con alto nivel de energía. Se han realizado varios intentos para correlacionar el cambio de mojabilidad con las reacciones que se presentan cuando existen silicatos. Sin embargo, ninguno de los procedimientos publicados ha tenido aceptación general. Existen algunas relaciones entre el ángulo de contacto con el nivel de concentración de los componentes del aceite. No obstante, se han encontrado serios obstáculos cuando se trata de reproducir el ángulo de contacto medido en este tipo de sistemas, especialmente en medios porosos complejos.

En algunos casos, se ha observado que ciertos componentes del aceite pueden alterar la mojabilidad de la superficie mineral de la roca, especialmente los asfaltenos y los componentes no hidrocarburos. Cuando se tienen núcleos

con capas de asfaltenos es necesario que al removerlos se mantenga la mojabilidad original. Actualmente ya se conocen los mecanismos básicos por medio de los cuales los asfaltenos pueden removerse o permanecer en contacto con la superficie mineral sin alterar el grado de mojabilidad.

La adhesión de algunos componentes hidrocarburos y la depositación de una pequeña capa de éstos, está en función de la cantidad de energía superficial del mineral de la roca de formación. Esto ocasiona que la permeabilidad relativa al agua sea reducida, favoreciendo el control de la movilidad y en consecuencia se mejorará la eficiencia de barrido. Sin embargo, estos valores se incrementan con el gradiente de presión, así como el número capilar necesario para la movilización del aceite residual. Aunque en algunos estudios, como el desarrollado por Lorenz y Cols, encontraron que la saturación residual disminuía del 30% cuando era fuertemente mojado por agua, a casi 20% cuando el sistema tenía mojabilidad neutral, y el mínimo de la curva se alcanzaba cuando se tenía un sistema ligeramente mojado por aceite.

I.5.3.3.5 Sobre la Inyección de agua. Se ha empleado la inyección de agua en varios campos a nivel mundial, como un método de recuperación secundaria para desplazar el aceite y tratar de obtener una mayor recuperación en el menor tiempo. Si se supone que inicialmente en el yacimiento el agua está inmóvil, se producirá únicamente aceite hasta el momento en el cual surja el agua en el pozo productor. Después de la irrupción del agua, se incrementa notablemente la cantidad de agua producida y disminuye la de aceite, hasta que la relación agua-aceite producida (*WOR*) es tan alta, que no es rentable seguir explotando el pozo.

Realmente, existe una gran diferencia en el comportamiento de un medio mojado por aceite de uno mojado por agua en un desplazamiento por agua. En un sistema uniformemente mojado, se logra un desplazamiento mas eficiente en un medio mojado por agua que uno mojado por aceite. Generalmente, las permeabilidades relativas al agua y al aceite y la relación de viscosidades $\frac{\text{agua}}{\text{aceite}}$ controlan la recuperación en una prueba de laboratorio, ya que se

pueden despreciar los efectos capilares en un medio horizontal. Sin embargo, en estas pruebas existen efectos de entrada y de salida que pueden afectar los resultados. En este caso, es posible emplear la ecuación de flujo fraccional descrita por Craig, para evaluar el comportamiento de la recuperación, es decir:

$$f_{w(S_w)} = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)\left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right)\right)} \quad (5)$$

Donde:

f_w = Flujo fraccional de agua

S_w = Saturación de agua

μ_o = Viscosidad del aceite

μ_w = Viscosidad del agua

K_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

Con esta expresión se puede calcular el flujo fraccional a una saturación dada, la cual se incrementa a medida que la relación de viscosidades $\frac{\text{agua}}{\text{aceite}}$ disminuye. Esta disminución origina un surgimiento prematuro del agua inyectada con una consecuente disminución en la recuperación de aceite.

Las permeabilidades relativas al aceite y al agua, están explícitamente en función de la saturación de agua y son afectadas por la geometría del poro, mojabilidad, distribución de fluidos y la historia de saturaciones.

Como se ha visto en campos de todo el mundo, la recuperación al surgimiento en un medio poroso fuertemente mojados por agua, es alta, con una pequeña producción adicional después de la irrupción del agua. Pero cuando se tiene un sistema fuertemente mojado por aceite, éste se recupera después de un largo periodo de tiempo de producción simultánea de agua y de aceite, además de que se debe inyectar un volumen mucho mayor de agua. En un yacimiento con

mojabilidad fraccional, su comportamiento es similar al de medios uniformemente mojados, solo que la S_{or} se incrementa a medida que el medio se torna mas mojado por aceite. Cuando se tiene un medio con mojabilidad mixta, se puede observar una variación en las curvas de permeabilidad relativa, debido a esto es posible continuar desplazando aceite, aún después de haber inyectado varios volúmenes porosos (VP) de agua. La mojabilidad también afectará algunas propiedades del flujo multifásico, incluyendo la presión capilar y las propiedades eléctricas. Entonces, tanto el surgimiento, como la recuperación de aceite al límite económico, dependen de la mojabilidad y la relación de viscosidades. Si disminuye la movilidad del aceite debido a una alta relación de viscosidades, se tendrá una baja recuperación al surgimiento del agua.

Es conveniente realizar las pruebas de desplazamiento con núcleos presurizados, en caso contrario es necesario restablecer las condiciones originales de mojabilidad, ya que de lo contrario se sobreestimarán la recuperación final si el medio no tiene condiciones de mojabilidad intermedia o al aceite, y serán subestimadas cuando sea fraccional o mixta.

1.5.4 Capilaridad. Cuando un capilar se sumerge en la interfase de dos fluidos puede producirse un ascenso o un descenso de la interfase. En el primer caso se produce el denominado "ascenso capilar", y en el segundo caso se habla de "descenso capilar". Estos movimientos ocurren como consecuencia de los fenómenos de superficie que dan lugar a que la fase mojante invada en forma preferencial el medio poroso. En términos generales, el ascenso o descenso capilar se detiene cuando la gravedad contrarresta (en función de la altura y de la diferente densidad de los fluidos) la fuerza capilar desarrollada en el sistema.

1.5.5 Presión capilar. Es la diferencia de presión existente entre la fase mojante y la no-mojante a una condición de saturación determinada del sistema y en una historia de saturación predeterminada.

Cuando dos o más fluidos están presentes en una formación porosa a la misma elevación y aún cuando los fluidos estén a la presión de equilibrio, éstos no se encuentran a la misma presión.

Esta situación se genera debido a que la atracción mutua entre la roca y el fluido (tensión de adhesión) es diferente para cada fluido. La diferencia en la presión entre las dos fases en equilibrio a la misma elevación se denomina presión capilar entre las fases.

El fluido con la mayor tendencia a mojar la roca tendrá la presión capilar más baja.

Así la presión capilar entre dos fluidos puede ser definida como:

$$P_C = P_{nw} - P_w \quad (6)$$

Donde:

P_C : Presión capilar

P_{nw} : Presión del fluido no mojante

P_w : Presión del fluido mojante

La presión capilar es la diferencia de presión a través de la interfase entre dos fluidos inmiscibles. La diferencia de presión es proporcional a la tensión superficial e inversamente proporcional al radio efectivo de la interfase, también depende del ángulo de contacto θ del líquido sobre la superficie de capilaridad. Se considera que existe cierta analogía entre los poros de la roca del yacimiento y los tubos capilares, ya que sus diámetros son similares. Cuando esto ocurre, las fuerzas superficiales inducidas por la mojabilidad preferencial del sólido, hacen que alguno de los fluidos se extienda sobre su interfase, ocasionando una diferencial de presión medible entre las dos fases a través de la interfase. En un tubo capilar, el agua se puede desplazar inyectando aceite, y éste a su vez puede ser desplazado espontáneamente si se reduce su presión. Figura 1.5.

En general, se define a la presión capilar como una diferencia de presiones, solo que cuando el sistema es mojable al aceite, este valor será negativo, y se podrá evaluar con:

$$P_c = P_{nw} - P_w = \frac{2\sigma_{nw} \cos \theta}{r} \quad (7)$$

Que también se puede expresar mediante la ecuación desarrollada por Laplace en su forma general, la que se representa como:

$$P_o - P_w = \sigma_{o/w} \left[\left(\frac{1}{r_1} \right) + \left(\frac{1}{r_e} \right) \right] \quad (8)$$

Donde r_1 y r_e , representan los radios principales de curvatura en la interfase y σ la tensión interfacial. Y como la presión capilar se define como ya se dijo en $P_c = P_{nw} - P_w$, lo cual involucra para aceite y agua que en la mayoría de los casos se tendrá una curvatura positiva en la fase aceite, mientras que en la fase agua se presentará una negativa. Cuando se tiene una superficie plana, la presión capilar se vuelve cero.

Se supone que el radio de curvatura en la interfase y por consiguiente la presión capilar, están en función de la geometría de poro, la mojabilidad, las saturaciones, así como de su historia. Es demasiado complicado tratar de resolver analíticamente las ecuaciones para el calculo de la curvatura interfacial en la mayoría de los medios porosos reales. Para estos casos, no es posible desarrollar una relación simple como la que se emplea en tubos capilares. Cuando se tiene un tubo capilar suficientemente pequeño, la interfase se puede aproximar como una porción de una esfera de radio r , el cual generalmente es mucho mayor al radio del tubo capilar. La relación entre los dos radios será:

$$\cos \theta = \frac{r_i}{r} \quad (9)$$

Considerando esta expresión para el cálculo de la presión capilar en términos del radio del tubo y las fuerzas interfaciales, se puede llegar a la definición inicial de presión capilar. No obstante, actualmente existen varios métodos para obtener en forma precisa la presión capilar en función de la saturación y la geometría de los poros de la roca del yacimiento.

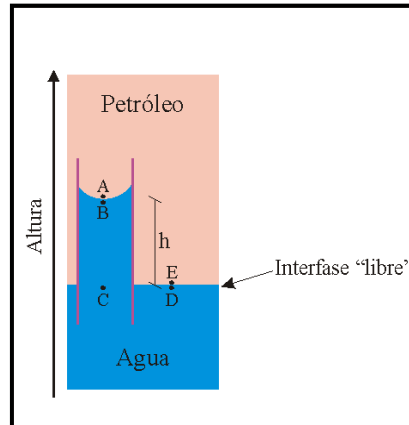


FIGURA 1.5 ESQUEMATIZACIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR

Cuando el agua y el aceite se juntan, forman una interfase curvada con un ángulo de contacto que puede extenderse de 0° a 180° .

Por convención sí:

$0^\circ < \theta < 60^\circ$ - 75° el sistema es mojado por agua

105° - $120^\circ < \theta < 180^\circ$ el sistema es mojado por aceite

60° - $75^\circ < \theta < 105^\circ$ - 120° el sistema tiene mojabilidad neutra

Hay dos procesos básicos para la presión capilar: Drene e Imbibición.

- En el proceso de drene, el fluido no mojante desplaza al fluido mojante. Proceso en donde la fase no-mojante va aumentando su saturación en el sistema con el tiempo. Este es un proceso forzado.

- En el proceso de imbibición, el fluido mojante desplaza al fluido no mojante. Es el proceso inverso al drene y en éste la fase mojante incrementa su saturación en el sistema con el tiempo. Este es un proceso espontáneo.
- Generalmente existe histéresis en la presión capilar pues varía la saturación, siendo la histéresis la diferencia entre las curvas de drene e imbibición.

I.5.6 Presión Umbral. Es la mínima diferencia de presión necesaria para poder introducir fase no-mojante al sistema poroso.

I.5.7 Curva de drene. Para establecer una curva de presión capilar de drene, la saturación de la fase mojante es reducida desde un máximo de 100% hasta su saturación irreductible aumentando la presión capilar de un valor de cero hasta un valor grande positivo. Como se muestra en la figura 1.6.

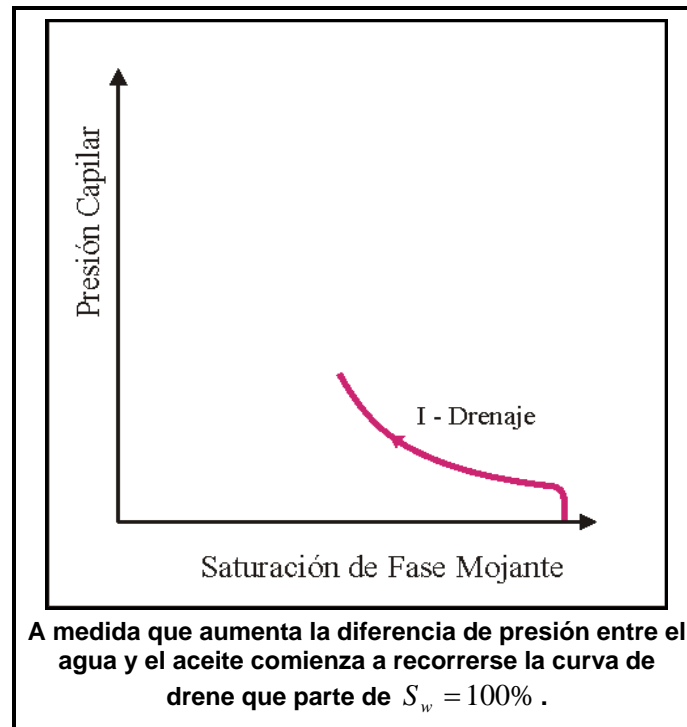


FIGURA 1.6 CURVA DE DRENE

I.5.8 Curva de imbibición. Para establecer una curva de presión capilar de imbibición se aumenta la saturación de la fase mojanante. Como se muestra en la figura 1.7.

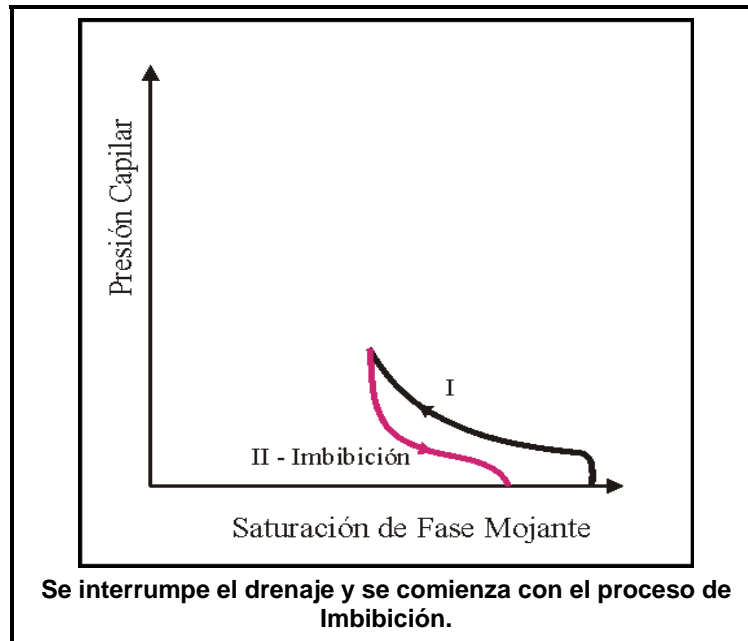


FIGURA 1.7 CURVA DE IMBIBICIÓN

El radio de curvatura en la interfase y por lo tanto la presión capilar son determinados por:

- La geometría local del poro
- La mojabilidad
- La saturación de fluidos
- La historia de la saturación

Para la mayoría de los medios porosos, las ecuaciones para la curvatura interfacial son muy complicadas, por lo que la presión capilar se debe determinar experimentalmente.

I.6 Registros Geofísicos de Pozos

El registro geofísico de pozos, consiste en una serie mediciones o registros de parámetros, obtenida por una sonda con varios sensores o antenas transmisoras y receptoras que se introduce en una perforación de barrena para determinar las curvas de cada parámetro que se desea conocer. Con esta técnica se obtienen a diferentes profundidades los parámetros físicos de la formación. Se lleva a cabo para determinar las características físicas de las rocas, de los fluidos que la saturan y de las propiedades en la vecindad del pozo.

Con estos datos se determinan: la litología, la resistividad real, la densidad volumétrica, la geometría, porosidad y permeabilidad, así como la saturación de fluidos (por supuesto nos permiten determinar el valor de saturación de aceite residual), para poder definir los intervalos donde se encuentran las capas productoras.

I.6.1 Aplicaciones

Permite determinar:

- Tamaño de grano.
- Los horizontes con acumulación de hidrocarburos.
- Las capas con contenido de fluidos o zonas saturadas y las de mayor flujo subterráneo.
- Fracturamiento o aperturas por disolución o derrumbe.
- La porosidad total o densidad volumétrica y efectiva o resistividad verdadera.
- La litología y su correlación estratigráfica, así como el contenido de arcilla.

II.- OBTENCIÓN DEL ACEITE RESIDUAL POR PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO Y DE CAMPO

II.1 Saturación de fluidos

En la ingeniería de yacimientos es importante determinar factores que ayuden a la predicción del comportamiento del yacimiento, entre ellos están las características petrofísicas del sistema roca – fluidos tales como la porosidad, la permeabilidad, la mojabilidad, la tortuosidad y la saturación de fluidos. De esta última propiedad se sabe que en los yacimientos existen tres tipos de fluidos; aceite, agua y gas, los cuales ocupan en menor o mayor medida el espacio poroso. La determinación de la cantidad de hidrocarburos contenida en los poros de la formación, es necesario para determinar la saturación de fluidos (aceite, agua y gas).

II.2 Métodos para determinar la saturación de fluidos

Existe una gran variedad de técnicas ingenieriles para evaluar la magnitud de la saturación residual de aceite (S_{or}), cada una de las cuales tienen sus limitaciones e incertidumbres. Sin embargo, es necesario evaluar la S_{or} con la mayor precisión posible, pero debido a la complejidad típica de las propiedades de la formación es necesario emplear más de un método para el cálculo apropiado de la S_{or} . Entre los últimos avances que se han logrado para la evaluación de la S_{or} entre pozos se encuentran los siguientes métodos:

- 1) .- De Resistividad
- 2) .- Trazadores Radioactivos
- 3) .- Desplazamiento Químico

Para la determinación de la S_{or} en un solo pozo se tienen las siguientes técnicas:

- a) .- Análisis de Núcleos
- b) .- Trazadores a contra flujo
- c) .- Registros Geofísicos de Pozos
- d) .- Balance de Materia
- e) .- Pruebas de Pozos
- f) .- Registro Gravitacional

Algunas de estas técnicas (como el análisis de núcleos, los registros convencionales de pozos y las pruebas de presión) también se pueden emplear para determinar la saturación de aceite inicial y la remanente a cualquier etapa de producción.

Existen dos métodos que resuelven la problemática de conocer la saturación de fluidos contenidos en la roca del yacimiento. Una es la medición directa que es muy difícil de lograr pues no existe un mecanismo o herramienta que nos permita conocer con exactitud el valor de este parámetro. Otra es la medición indirecta, en la que se aprovechan mediciones de registros de pozos, mediciones de presión capilar y en general metodologías de laboratorio.

II.3 Diferentes métodos para la obtención de la saturación residual de aceite S_{or}

Conociendo el volumen de aceite presente en el yacimiento se puede determinar con base en este dato y mediante una evaluación económica, cualquier proyecto de explotación. Así también conociendo la saturación de aceite inicial es un dato crítico para la determinación de procesos de recuperación secundaria, por ello el valor de la saturación residual de aceite es de gran importancia.

Por lo tanto, un pequeño error en la estimación de la saturación de aceite (hasta el 5% del volumen poroso) puede significativamente afectar económicamente en el proyecto. También la saturación de aceite afecta la vida del proyecto.

La determinación de la saturación de aceite tiene un gran impacto en la factibilidad de proyectos de recuperación y de recharacterización, por ello su determinación es crítica, pero su medición resulta complicada en yacimientos reales.

Existen métodos para determinar el valor de la saturación residual o remanente de aceite, entre ellos están:

- Análisis convencional o especial de cualquier núcleo simple
- Cálculos de ingeniería de yacimientos, utilizando métodos de balance de materia o simulación numérica de yacimientos basados en procesos de recuperación pasados
- Varios tipos de registros de pozos
- Medida de la presión de transición, aplicada sola o en combinación con análisis de núcleos y/o datos de permeabilidad relativa experimental
- Estudios de trazadores químicos

Cada método tiene sus ventajas y sus desventajas, y normalmente los ingenieros los utilizan y los verifican con datos estimados, los cuales se confirman con datos pasados.

A continuación se presenta una tabla de herramientas y técnicas para determinar la saturación residual de aceite.

Los distintos métodos se utilizan en diferentes circunstancias, por ejemplo, los núcleos y los registros pueden ayudarnos a determinar las distribuciones verticales y la saturación de aceite residual pero solo en la vecindad del pozo, donde las condiciones pueden ser afectadas por la producción o la inyección de fluidos. Los cálculos de balance de materia nos dan un promedio del valor de la saturación de aceite de todo el yacimiento. Los estudios de simulación son más exactos porque nos dan los valores de las propiedades por área y estos son calibrados o probados con datos de producción pasados.

En general, los diferentes métodos son de gran ayuda y alimentan nuestra base de datos en busca de obtener el mayor beneficio o producción al menor costo y al menor tiempo.

II.4 Métodos de laboratorio

En el laboratorio esencialmente se utiliza el análisis de núcleos para determinar el valor de saturación residual y se basan principalmente en la medición de presión capilar.

II.4.1 Análisis de núcleos: A partir de los núcleos convencionales cortados de la formación es posible calcular la S_{or} mediante la aplicación de algunos métodos de análisis sencillos, que incluyen: La destilación al vacío para recuperar el aceite y el agua, bajo un vacío moderado a 450 °F. La extracción por destilación, en el cual el agua es destilada para extraer el aceite. El método de la retorta a alta temperatura (1200 °F) y a presión atmosférica. También se emplea una combinación de ambas técnicas especiales de acuerdo a especificaciones típicas de cada herramienta empleada. En todos los casos la roca debe tener S_{or} .

La S_{or} determinada de núcleos convencionales resulta substancialmente menor a aquellos valores obtenidos in situ mediante el análisis de los registros geofísicos. Esto se debe principalmente a la expulsión y al encogimiento del aceite como consecuencia del abatimiento de la presión al ser extraído el núcleo a la superficie. Se han realizado varios trabajos para corregir las mediciones de saturación de aceite de núcleos convencionales, no obstante estos aún son inciertos.

Hansel corrigió la saturación de aceite de núcleos convencionales empleando una relación de agotamiento, que esta definida por:

$$\frac{\text{Cantidad_de_Aceite_total}}{(\text{Aceite_Total} - \text{Aceite_Expulsado}(\Delta p))}$$

Se encontró que esta relación de agotamiento era de aproximadamente 1.28, y que no era función de las propiedades de la roca (tales como porosidad y permeabilidad).

La determinación de la S_{or} a partir de los núcleos tomados a presión, son de gran utilidad debido a la gran confiabilidad que se obtiene con este método (cuyo rango de precisión varia de un ± 2 a un $\pm 4\%$), y a que en este tipo de núcleos se eliminan los problemas de expulsión, así como los de encogimiento del aceite al mantener el núcleo a la presión de fondo, hasta que los fluidos son inmovilizados al congelarlos. Se han obtenido núcleos desde unas cuantas lb/pg^2 , hasta $6,000 lb/pg^2$, con recuperaciones que varían de un 51% en formaciones suaves y muy suaves, hasta más de un 70% en formaciones consolidadas. El cuidadoso diseño del lodo y del manejo de los núcleos es esencial para obtener un buen resultado en este tipo de pruebas. Es recomendable emplear un lodo de baja densidad, con pequeñas pérdidas de agua y que no contenga sustancias químicas que mejoren el movimiento de aceite. Algunas veces es conveniente agregar un trazador (tal como nitrato) en el lodo con el objetivo de observar la invasión de filtrado al núcleo. Se han observado excelentes resultados en las pruebas que se han realizado con esta técnica, pero para su aplicación en campos desarrollados es necesario perforar nuevos pozos, lo cual resulta incosteable.

Dentro del análisis de núcleos existen 4 métodos principales para la determinación de la S_{or} , los cuales son:

- Procesos de desaturación o desplazamiento a través del diafragma o membrana semipermeable.
- Método de la centrifugación o de la centrífuga.
- El método de desplazamiento dinámico
- El método de inyección de mercurio.

En el actual trabajo se toma en cuenta solo los tres primeros ya que estos son los únicos que permiten determinar el valor de S_{or} .

II.4.1.1 Método de la Membrana Semipermeable

II.4.1.1.1 Los sellos capilares y las capas semipermeables

Este concepto permite explicar muchos fenómenos, aparentemente anómalos, relacionados a la acumulación y distribución de hidrocarburos en el subsuelo.

Lo que se analiza en detalle es la habilidad de ciertas estructuras porosas para permitir el paso de unos fluidos e impedir el paso de otros. Simultáneamente, los conceptos que se introducen, permiten entender los fundamentos del método "patrón" utilizado para determinar curvas de presión capilar en laboratorio y por consiguiente la saturación residual de aceite y/o agua.

II.4.1.1.2 El "Sello" Capilar.

El proceso de imbibición produce el ingreso espontáneo de la fase mojante dentro de una estructura capilar. Para retirar la fase que ingresa espontáneamente (o impedir su ingreso) es necesario aplicar una presión que contrarreste las fuerzas capilares generadas espontáneamente.

Esta situación se ilustra en la figura 2.1, donde se esquematizan dos capilares cilíndricos, idénticos en todo sentido, excepto en que uno de ellos es abierto y el otro cerrado en el extremo superior.

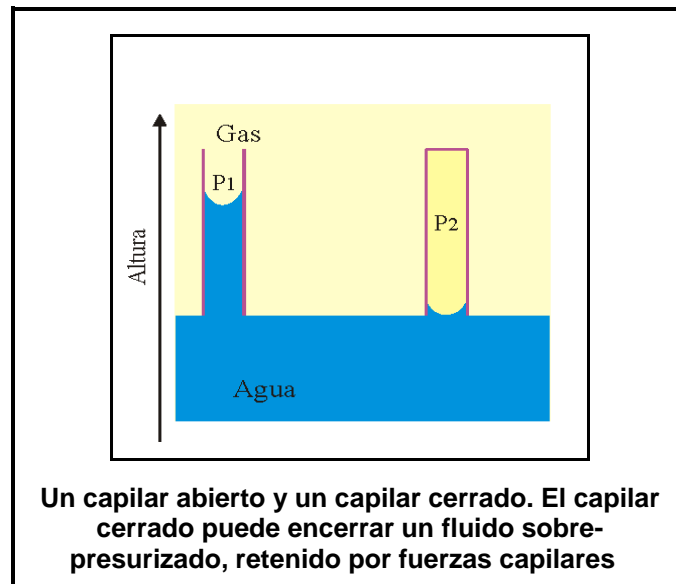


FIGURA 2.1 ESQUEMATIZACIÓN DEL SELLO CAPILAR

En el capilar cerrado se ha generado una presión adicional en el gas ($P_2 > P_1$), equivalente a la presión capilar. De este modo se previene el ascenso capilar y (aunque las presiones absolutas son diferentes), la diferencia de presión entre fases, de un lado y otro del menisco capilar, es idéntica a la que se obtiene en el capilar abierto.

Sin embargo, aunque el fenómeno es simple, cuando se observa en detalle la figura nos encontramos con un fenómeno llamativo: **En el capilar cerrado tenemos un gas sobre-presionado que no se escapa del sistema, sino que permanece retenido aunque un extremo del capilar esté abierto.**

Este fenómeno sería imposible si no existiera una interfase, como la indicada, en el extremo abierto. El capilar cerrado podría estar horizontal o invertido (siempre bajo el nivel de agua) y, aún así, el gas se mantendría sobre-presionado dentro de la cámara. Debe tenerse en cuenta que el diámetro empleado en el esquema es mucho mayor que el correspondiente a un verdadero capilar.

Esta capacidad de retener un fluido sobre-presionado como consecuencia de la acción de fuerzas capilares es lo que se da en llamar sello capilar. En otras palabras, el extremo abierto del tubo, permanece "sellado" por acción de las fuerzas capilares. Para romper este "sello" es necesario aplicar una presión mayor a la correspondiente presión capilar del sistema.

II.4.1.1.3 Las Membranas semipermeables

La figura 2.2 muestra una cámara estanca (esquemática con un cuadro rojo) separada del sistema abierto por una membrana capilar saturada con agua. El agua es la fase mojante del sistema.

La membrana que denominamos “Membrana Capilar” está formada por una matriz impermeable y un número considerable de capilares muy finos, todos de diámetro similar.

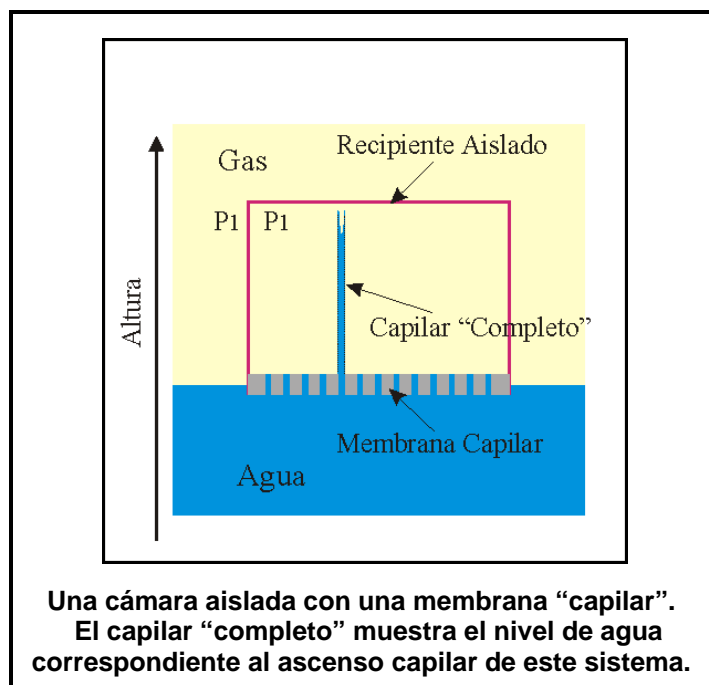


FIGURA 2.2 ESQUEMATIZACIÓN DE LA MEMBRANA CAPILAR

En la figura, sólo para ayudar a visualizar los fenómenos se incluye un capilar mas largo que los otros de la membrana. Este capilar "completo" muestra el ascenso capilar espontáneo que se produce cuando las presiones dentro y fuera de la cámara estanca son iguales.

Si la presión dentro de la cámara se aumenta ($P_2 > P_1$), tal como se muestra a continuación en la figura 2.3, esta presión no se libera al exterior (por la acción del sello capilar) pero el nivel de agua en el capilar “completo” disminuye sensiblemente, dado que no es necesaria una columna de agua tan grande como la de la figura anterior para compensar la presión capilar del sistema.

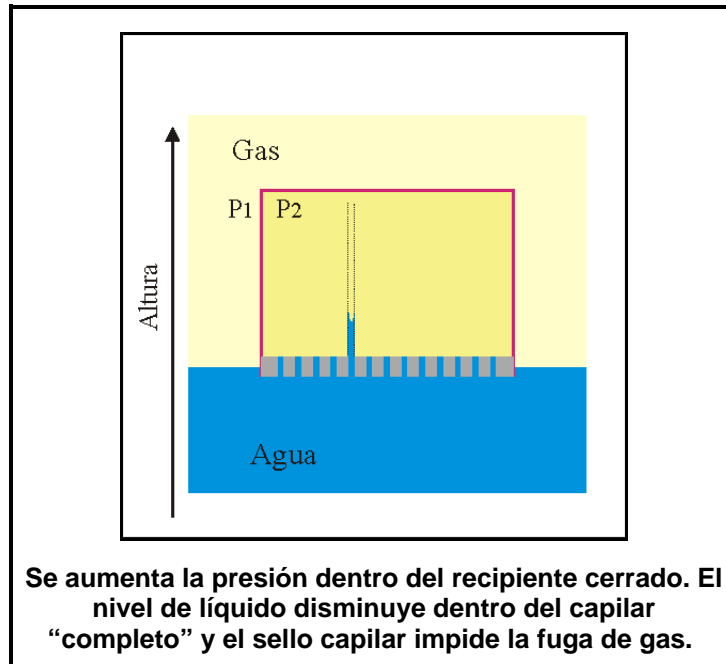


FIGURA 2.3 AUMENTO DE LA PRESIÓN EN LA CÁMARA

Cuando se aumenta más la presión interna se llega a la situación esquematizada en la figura 2.4:

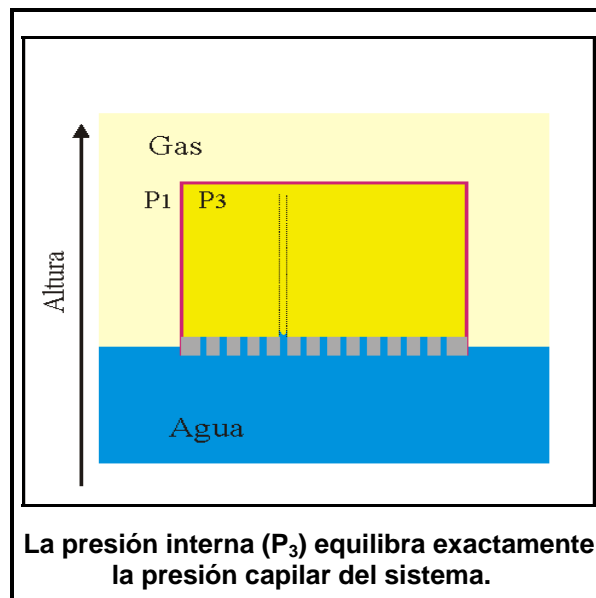


FIGURA 2.4 AUMENTO DE LA PRESIÓN INTERNA

En este caso se llega al límite de presión que soporta la membrana semipermeable. Ésta es la Presión Umbral (P_U) de la membrana.

A presiones superiores a la presión P_U el sello capilar se rompe y la membrana deja de comportarse como semipermeable pues permite el paso de ambos fluidos. Este es el caso de la figura 2.5:

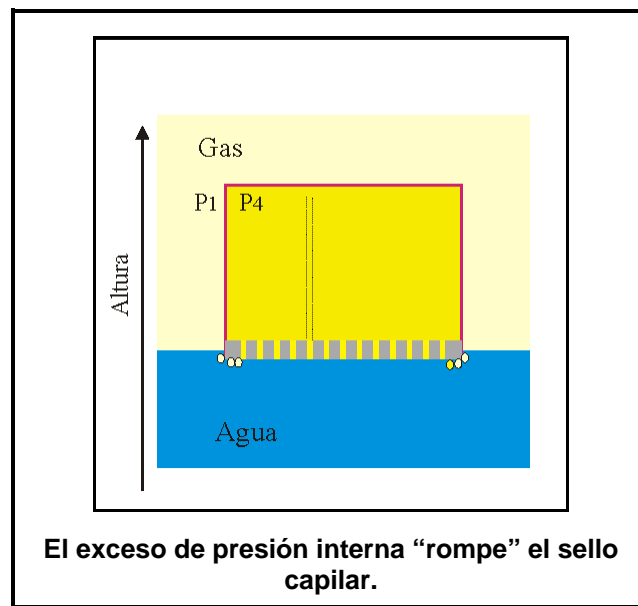


FIGURA 2.5 RUPTURA DEL SELLO CAPILAR

Las características aquí discutidas, se presentan frecuentemente en las estructuras de los yacimientos de hidrocarburos. Las rocas permeables pueden actuar como sellos de trampas, siempre que la presión de las columnas de fluidos no generen presiones superiores a la presión umbral de estas rocas.

Una característica importante de estos sistemas es que, aunque impidan el paso de hidrocarburos, al ser permeables al agua, permiten la transmisión de presión y el aporte de agua desde estructuras cercanas.

II.4.1.1.4 Metodología de la Membrana Semipermeable

Este método, también conocido como Método de Estados Restaurados es el método de referencia para las mediciones de Presión Capilar, el cual nos permite obtener el valor de la saturación de aceite residual (también valores de saturación residual de agua en un sistema agua – aceite).

Para las mediciones se emplea una cámara estanca en cuya base se coloca una membrana capilar (en general una porcelana muy homogénea) previamente saturada con la fase mojante del sistema (aceite en el caso de este trabajo).

Las muestras se saturan al 100% con la fase mojante (aceite) y se colocan en el interior de la cámara estanca, en contacto capilar con la membrana semipermeable. El contacto capilar se asegura con un material fino tal como tierra de diatomeas, que se coloca entre la muestra y la membrana.

La aplicación sucesiva de presiones crecientes de la fase desplazante, permite establecer los puntos de saturación de las muestras.

Es un método utilizado regularmente para obtener curvas de drene en sistemas gas-agua o aceite-agua.

II.4.1.1.5 Sistema Roca - aceite – agua

El principal elemento que requiere este método es una membrana permeable la cual debe constar de poros uniformes en tamaño y una distribución de igual forma, de tal modo que el fluido desplazante no penetre el diafragma cuando la presión aplicada a la fase desplazante esté por debajo de la máxima presión de investigación. Varios materiales incluyendo la porcelana, el celofán, o el papel filtro pueden ser usados satisfactoriamente como diafragma.

El núcleo es saturado con un fluido que deberá ser desplazado, el núcleo es colocado sobre la membrana o diafragma con algún material adecuado semejante a un kleenex, esto para beneficiar el contacto. El núcleo es sujeto a un desplazamiento controlado por etapas.

La presión aplicada al comienzo es incrementada en pequeños incrementos. El equilibrio estático al que se encuentra el núcleo es aprovechado para cada nivel de presión. La saturación del núcleo es calculada para definir cada uno de los puntos de la curva de presión capilar. Cualquier combinación de fluidos puede ser usada: gas, aceite y/o agua. Para la determinación completa de las curvas de presión capilar el método de la membrana semipermeable consume un tiempo variable entre 10 y 40 días para una muestra simple.

II.4.1.1.6 Metodología general para llevar a cabo un experimento con membrana semipermeable (Determinación de S_{or} con curva de Drene)

- a) Primero se corta y se prepara una muestra de un núcleo
- b) Después se mide la porosidad (ϕ) con gas y se obtiene la permeabilidad al líquido
- c) La muestra es saturada completamente con aceite (fluido mojante)
- d) A continuación se comienza a desaturar la muestra por etapas inyectando agua (fluido no mojante a diferentes valores de presión)
- e) Se mide la cantidad de aceite que sale de la muestra para cada etapa de presión
- f) Se suspende la prueba cuando al incrementar 3 o 4 veces la presión ya no sale aceite de la muestra
- g) Se determina el valor de la saturación de aceite en la muestra para cada valor de presión
- h) Se elabora en escala normal una grafica de presión de fluido no mojante (P_c) contra saturación de fluido mojante, en este caso aceite (S_o).

El equipo para realizar pruebas de membrana semipermeable en el laboratorio se muestra en la figura 2.6 y la grafica de resultados se muestra en la figura 2.7.

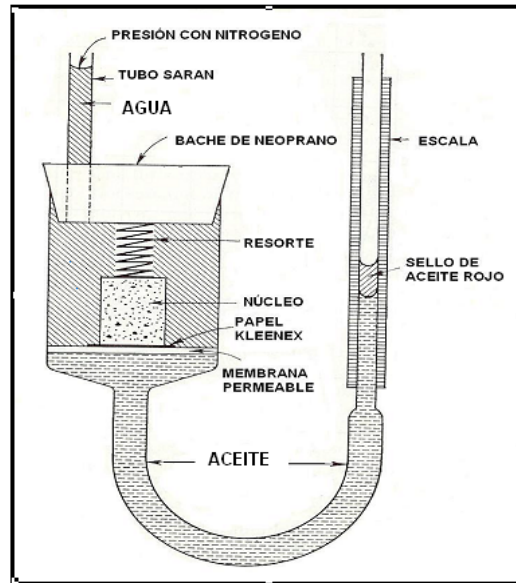


FIGURA 2.6 EQUIPO DE MEMBRANA SEMIPERMEABLE

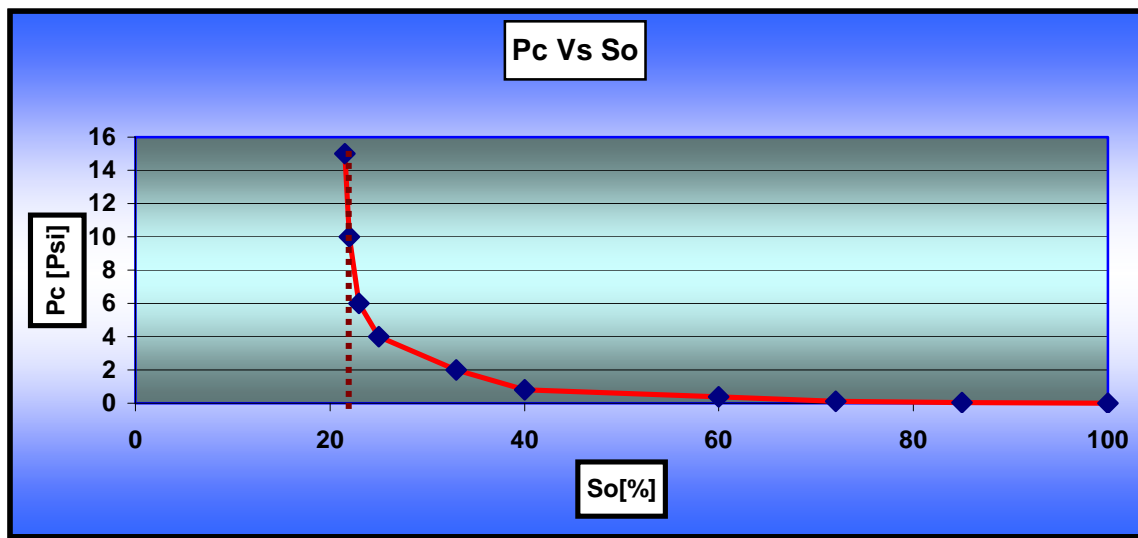


FIGURA 2.7 PRESIÓN CAPILAR CONTRA SATURACIÓN DE ACEITE
 LA LÍNEA PUNTEADA REFLEJA EL VALOR DE S_{or} EN EL PROCESO DE DRENE CON
 UNA MUESTRA INICIALMENTE SATURADA AL 100% DE ACEITE

II.4.1.1.7 Metodología general para llevar a cabo un experimento con membrana semipermeable (Determinación de S_{or} con Curva de Drene y Curva de Imbibición)

- a) Primero se corta y se prepara una muestra de un núcleo
- b) Después se mide la porosidad (ϕ) con gas y se obtiene la permeabilidad al líquido
- c) La muestra es saturada completamente con agua (fluido mojante)
- d) A continuación se comienza a desaturar la muestra por etapas inyectando aceite (fluido no mojante a diferentes valores de presión)
- e) Se mide la cantidad de agua que sale de la muestra para cada etapa de presión
- f) Se suspende la prueba cuando al incrementar 3 o 4 veces la presión ya no sale agua de la muestra
- g) Se determina el valor de la saturación de agua en la muestra para cada valor de presión
- h) Inmediatamente se invierte el proceso ahora se procede a inyectar agua para desplazar al aceite a diferentes valores de presión
- i) Se mide la cantidad de aceite que sale de la muestra para cada etapa de presión
- j) Se suspende la prueba cuando al incrementar 3 o 4 veces la presión ya no sale aceite de la muestra
- k) Se elabora en escala normal una grafica de presión de fluido no mojante (P_c) contra saturación de fluido mojante, en este caso agua (S_w). Y se observan las curvas de drene e imbibición. Figura 2.8.
- l) El punto final de la curva de imbibición se toma el valor de S_w y se calcula la S_{or} como

$$S_{or} = 1 - S_w$$

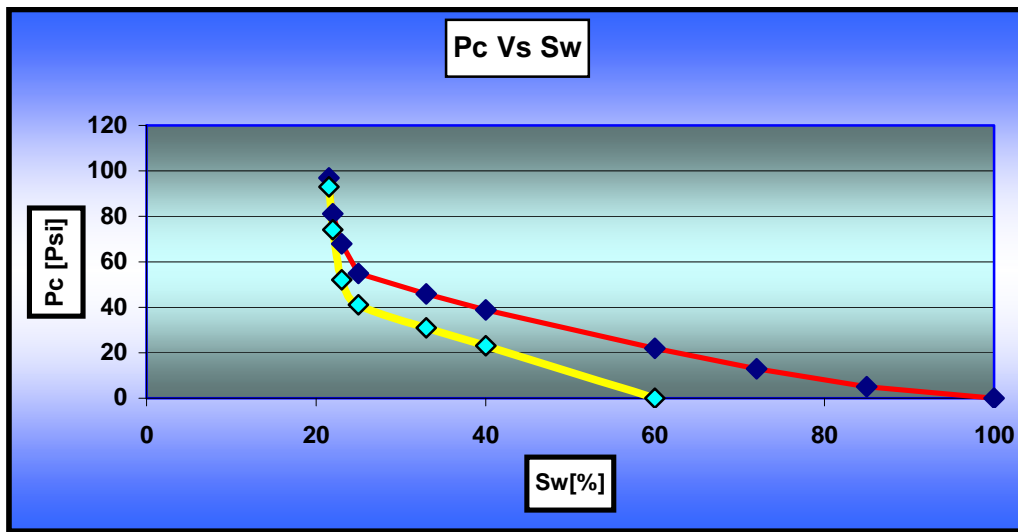


FIGURA 2.8 PRESIÓN CAPILAR CONTRA SATURACIÓN DE AGUA
 CURVA DE DRENE E IMBIBICIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LA S_{or} , EN ESTE CASO $S_{or} = 100 - 60 = 40\%$

II.4.1.1.7 Comentarios sobre el método

Durante el ensayo la fase continua se encuentra en contacto con la presión atmosférica, por lo que fluye libremente, a través de la membrana, hasta que la presión se equilibra en dicho valor. La fase no mojante, es discontinua (se interrumpe en la membrana, en tanto no se supere la **presión umbral**) y por lo tanto se encuentra sometida a la presión interior del sistema (aparato de medición). Cuando se alcanza el equilibrio, la presión interna del aparato es igual a la diferencia de presión entre fases (**presión capilar** del sistema).

Ventajas:

- Es un método sencillo y directo. Se mide directamente la propiedad de interés.
Observación: Es necesario asegurar un excelente contacto capilar entre la muestra y la membrana.
- Es una medición absoluta.
- Permite definir perfectamente la **presión umbral** y la saturación residual de aceite y/o de agua del sistema.

Desventajas:

- Sólo se emplea para curvas de drene.
- Lleva mucho tiempo. El equilibrio se obtiene al cabo de varios días. Una medición completa insume entre 15 días y un mes.
- En muestras poco permeables (usualmente menos de 20-50 mD) o muy heterogéneas no se alcanza la saturación residual de aceite (S_{or}). La **presión capilar** se extiende sólo hasta la **presión umbral** de la membrana.

Aplicaciones principales:

- Definir la distribución vertical de fluidos en el yacimiento
- Determinar la profundidad del contacto agua-hidrocarburos en un yacimiento
- Estimar saturaciones irreducibles de la fase mojante
- Estimar presiones de desplazamiento
- Obtener la variedad de tamaño de granos y de poros (gargantas) de una roca.
- Estimar permeabilidades relativas

II.4.1.2 Método de la Centrífuga

Este método es utilizado para determinar propiedades de capilaridad presentes en el yacimiento.

La alta aceleración en la centrifuga incrementa el campo de fuerza sobre los fluidos contenidos en el núcleo o muestra de roca, y ésto incrementa la fuerza de gravedad. El equipo se muestra en la figura 2.9.

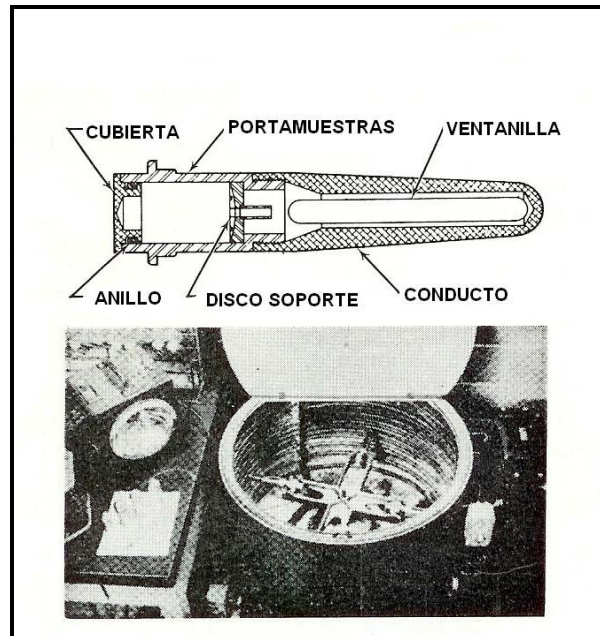


FIGURA 2.9 PARTES DE LA CENTRÍFUGA

Este método de medición de las curvas de presión capilar presenta características únicas con respecto a las metodologías alternativas (membrana semipermeable y desplazamiento dinámico).

II.4.1.2.1 Características Generales y Metodología Experimental

La metodología típica de trabajo para obtener curvas de presión capilar agua-aceite es la siguiente:

1. Se satura la muestra al 100 % con aceite parecido al de la formación.
2. Se coloca la muestra en un tubo de centrifuga especialmente diseñado lleno de aire.
3. Se hace girar la muestra a un régimen fijo de revoluciones hasta que se detiene la eliminación de aceite por efecto de la fuerza generada.
4. Se hace la lectura de aceite desplazada sin detener la centrifuga. Para ello se emplea un estroboscopio que permite realizar la lectura en pleno régimen de giro.

Se repiten las operaciones indicadas en los puntos "3" y "4" a regímenes crecientes de giro, hasta alcanzar el máximo régimen previsto.

Al final del proceso se dispone de una serie de pares de datos Régimen de giro - Volumen desplazado. Este juego de valores se transforma fácilmente a pares Presión Capilar - Saturación promedio de la muestra, pero requiere algún tratamiento numérico antes de convertirse en la curva de presión capilar del sistema.

El ascenso capilar y la presión capilar de un sistema se relacionan con la ecuación:

$$P_{CAP} = \Delta\delta_{wo} \cdot g \cdot h. \quad (10)$$

En el caso de la centrífuga "g" toma un valor más genérico que el de la gravedad y debe reemplazarse por la aceleración radial originada por el giro del sistema. Al máximo régimen de giro se dispone de una aceleración equivalente a varios cientos de "gravedades", por lo que, para desarrollar un modelo equivalente podemos decir que una muestra de 5 cm sometida a 500 gravedades es similar (en cuanto a la manifestación de efectos capilares) que una muestra 25 m sometida a la gravedad normal.

Lo anterior significa que, en la muestra mencionada

- En la base de la muestra, donde la altura de líquido es cero ($h=0$) la presión capilar es nula.
- En el tope de la muestra de 5 cm, la presión capilar corresponde a la que desarrolla en 25 m de espesor de yacimiento.

En otras palabras, en la base de la muestra se tienen (siempre) el 100 % de saturación de aceite y en el tope de la muestra se tiene la saturación equivalente a la presión capilar indicada en la ecuación (10).

La situación mencionada conduce a que la saturación de la muestra no sea uniforme y que, por lo tanto, la saturación media obtenida por medición directa no sea la saturación correspondiente a la presión aplicada en el tope de la muestra. Por esta razón debe realizarse un ajuste numérico para obtener la curva deseada.

La saturación no homogénea de la muestra en cada régimen de giro es la razón por la que las mediciones deben hacerse con la centrifuga en movimiento. Si el aparato se detuviera para hacer las mediciones se producirían fenómenos de histéresis que afectarían notablemente los resultados.

Cuando la muestra es rotada a varias velocidades constantes, la curva de presión capilar puede ser obtenida y de esta forma obtener el valor de la saturación de aceite residual. La velocidad de rotación es convertida en fuerzas unitarias en el centro de la muestra del núcleo, y el fluido removido es leído visualmente por el operador. La ventaja de este método es que incrementando la velocidad es como se obtienen los datos. La curva completa puede ser establecida en unas cuantas horas a diferencia de la membrana semipermeable que requiere de días.

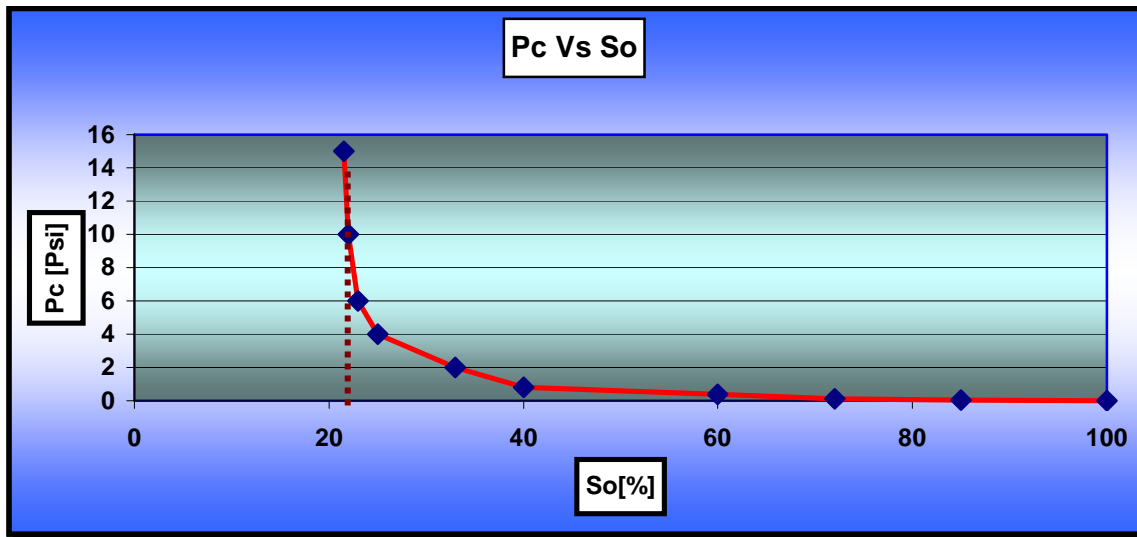


FIGURA 2.10 PRESIÓN CAPILAR CONTRA SATURACIÓN DE ACEITE
LA CURVA PUNTEADA MUESTRA LA SATURACIÓN RESIDUAL DE ACEITE

II.4.1.2.2 Comentarios sobre el método

En este método se emplea una centrífuga de alta velocidad para aumentar la diferencia de presión entre las fases.

Ventajas:

- Es un método rápido.
- El instrumental es más elaborado pero no es necesario asegurar contactos capilares. El drene de la fase desplazada es directo.
- Permite hacer mediciones de **Drene e Imbibición**
- Permite definir perfectamente la **presión umbral** de muestras poco permeables.
- Permite alcanzar presiones capilares más elevadas que con el método de la membrana semipermeable.
- Compara favorablemente con el método de membrana semipermeable en todo el rango de saturaciones.

Desventajas:

- El cálculo es indirecto. La saturación de fases varía a lo largo de la muestra.

II.4.1.3 Método del Desplazamiento Dinámico

Para poder realizar actividades como evaluar la fracción de aceite que puede ser recuperado de los yacimientos petroleros, determinar la rapidez óptima de recuperación y diseñar e implantar las técnicas de producción que sean más convenientes, la industria petrolera requiere disponer de datos experimentales de laboratorio acerca de una gran diversidad de propiedades de las rocas, así como del comportamiento de los fenómenos de flujo multifásico de las mezclas de aceite, salmuera y gas que ocurren en los yacimientos, también es importante disponer de datos experimentales acerca de la dinámica y la eficiencia de la recuperación de aceite, obtenidos usando salmuera, nitrógeno o gas natural como fluidos desplazantes en pruebas de producción de laboratorio que se realizan en muestras de roca de la formación.

Esta información se utiliza para estimar el comportamiento y la eficiencia de la producción de aceite que pueden esperarse de los yacimientos mediante procesos de recuperación secundaria o mejorada que se basan en inyectar salmuera o algún tipo de gas a las formaciones productoras.

Tanto la determinación de las permeabilidades efectivas y relativas, como la obtención de datos acerca de la dinámica y la eficiencia de la recuperación de aceite mediante inyección de salmuera o de gases se basan en la capacidad de poder realizar en laboratorio lo que se conoce en el ámbito de la industria petrolera como pruebas de desplazamiento dinámico.

II.4.1.3.1 Descripción, terminología y nomenclatura de una prueba de Desplazamiento Dinámico

En una prueba de desplazamiento dinámico, un cierto fluido, al que se le denomina como fluido desplazante, se inyecta a presión en una muestra de un medio poroso que se encuentra totalmente saturada con otro fluido único que se desea desplazar, o bien, con una combinación de varios fluidos, uno de los cuales debe ser el fluido objetivo o fluido desplazado.

Entre otras aplicaciones, las pruebas de desplazamiento dinámico permiten simular en el laboratorio lo que ocurre en un yacimiento cuando se inyecta a la formación un fluido inmisible, que en la mayoría de los casos es agua, salmuera o un gas como el nitrógeno, para mejorar la recuperación de aceite. De este tipo de pruebas puede obtenerse información muy valiosa acerca de la dinámica y la eficiencia de la recuperación de aceite por inyección de un fluido inmisible, además de que también se obtienen los datos primarios que se requieren para determinar las permeabilidades relativas del sistema aceite-fluido inyectado. La determinación de las permeabilidades relativas que se hace a partir de las pruebas de desplazamiento dinámico se conoce como el método transitorio o de estado no estable.

La prueba de desplazamiento consiste, esencialmente, en inyectar el fluido desplazante a través de la cara de entrada de la muestra, ya sea en régimen de gasto constante o en régimen de presión constante, registrando como función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento el gasto del fluido inyectado (q_D), la caída de presión a través de la muestra (ΔP), el volumen acumulativo del fluido desplazante inyectado (Q_D) y el volumen acumulativo del fluido desplazado producido (Q_d). Como se muestra en la figura 2.11.

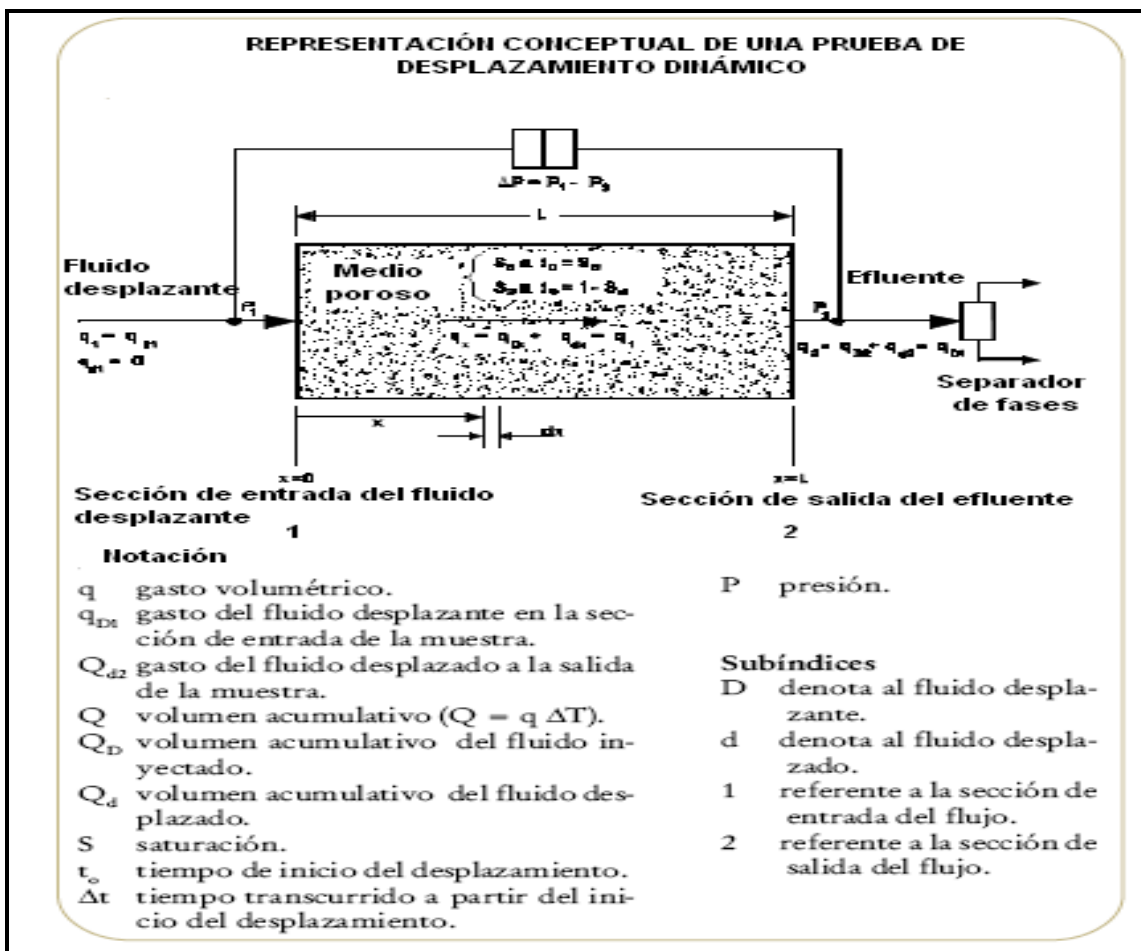


FIGURA 2.11 CONCEPTUALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DINÁMICO

La inyección del fluido desplazante trae como consecuencia que a través de la cara de salida de la muestra se produzca de inmediato un flujo cuyo gasto total es, en todo momento, igual al gasto del fluido desplazante que se inyecta a través de la cara de entrada. Durante un cierto intervalo en la parte más temprana de la prueba, a través de la cara de salida de la muestra únicamente fluye el fluido desplazado, con un gasto igual al del fluido desplazante inyectado.

La duración de este periodo depende de varios factores: el tipo de mojabilidad del sistema roca-fluidos, así como las viscosidades y las permeabilidades relativas de los fluidos involucrados.

El intervalo durante el cual solamente el fluido desplazado fluye a través de la cara de salida de la muestra termina en el momento en que el frente de saturación del fluido desplazante irrumpe en esta cara. Después de la surgencia del fluido desplazante, al proseguir el desplazamiento tiene lugar un aumento continuo de la proporción del fluido desplazante en el gasto total del efluente, con la consecuente disminución de la proporción del fluido desplazado.

Un aspecto de suma importancia, durante la ejecución de una prueba de desplazamiento dinámico, lo constituye la separación y la cuantificación de las fracciones de los fluidos desplazante y desplazado que conforman la mezcla efluente que se obtiene en la cara de salida de la muestra. Para realizar esta separación y cuantificación, la mezcla se conduce a un dispositivo de separación que puede ser de tipo gravimétrico, acústico o eléctrico, de donde se obtiene como resultado la cuantificación del volumen acumulativo del fluido desplazado de la muestra en función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento.

El proceso de inyección del fluido desplazante se continúa, generalmente, hasta que en la muestra se alcanza la condición de saturación residual del fluido desplazado. Al alcanzarse esta condición, la saturación del fluido desplazante alcanza su valor máximo en la cara de salida de la muestra y en todo el resto de la misma, mientras que la saturación de la fase desplazada adquiere su valor mínimo. A partir de esta condición, el gasto del fluido desplazado es nulo, mientras que el gasto del fluido desplazante en la cara de salida de la muestra es igual al gasto en la cara de entrada. En el caso de un desplazamiento de aceite por inyección de salmuera, a esta condición se le denomina como la condición de saturación residual de aceite (S_{or}).

II.4.1.3.2 Resultados obtenidos con una prueba de desplazamiento de aceite

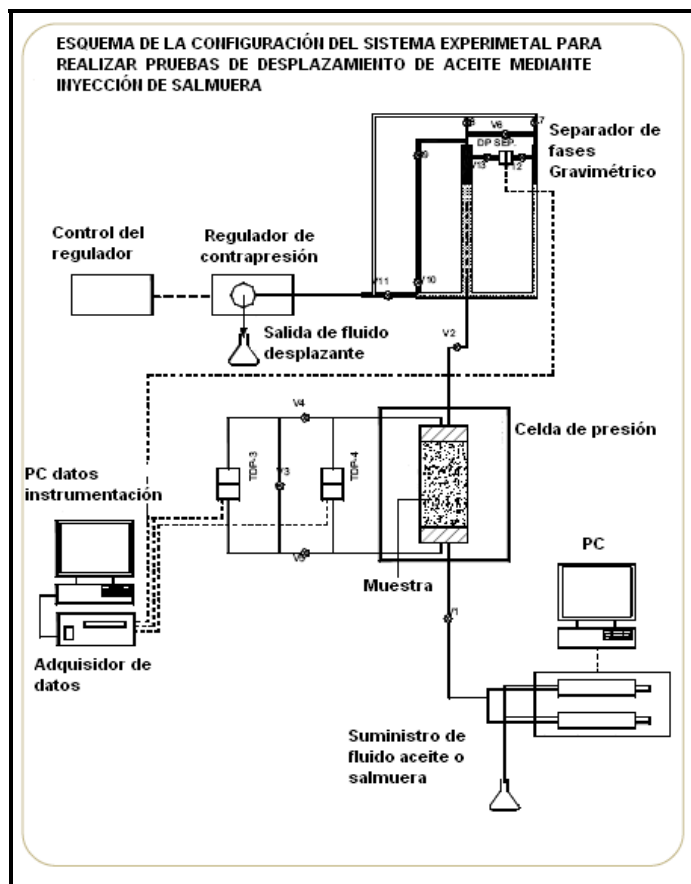
La información que comúnmente se proporciona como los resultados de una prueba de desplazamiento de aceite mediante inyección de agua o de nitrógeno, incluye lo siguiente:

- La saturación de agua irreducible, o sea la saturación de agua de la muestra al inicio del desplazamiento (S_{wi}).
- La permeabilidad efectiva al aceite a la condición inicial de saturación de la muestra en el desplazamiento, que es la de saturación de agua irreducible ($Ke_o @ S_{wi}$).
- La dinámica y la eficiencia de la recuperación de aceite vs. el volumen acumulativo del fluido desplazante inyectado.
- El flujo fraccional del fluido desplazante en la cara de salida de la muestra y el volumen acumulativo del mismo vs. la recuperación de aceite (gráficas de susceptibilidad del desplazamiento).
- La saturación residual de aceite a la condición para la cual el flujo fraccional del fluido desplazante es 99.9% (99.9% de corte de agua para el caso de un desplazamiento de aceite mediante inyección de salmuera).
- La permeabilidad efectiva del fluido desplazante (agua o nitrógeno) a la condición final de saturación de la muestra en el desplazamiento, que es la de saturación de aceite residual ($Ke_w @ S_{or}$ o $Ke_g @ S_{or}$).
- Las permeabilidades relativas del sistema aceite-fluido desplazante en función de la saturación del fluido desplazante.

II.4.1.3.3 Descripción del sistema experimental para realizar pruebas de Desplazamiento Dinámico

El sistema experimental es muy versátil, ya que además de las pruebas de desplazamiento pueden realizarse con él mediciones de permeabilidades absolutas y efectivas, al igual que otros tipos de análisis petrofísicos especiales, por ejemplo la determinación del coeficiente de compresibilidad de la formación en muestras de diámetro completo saturadas con salmuera y sometidas a condiciones completas de temperatura y presión efectiva de sobrecarga de yacimiento.

El sistema está diseñado para realizar pruebas en muestras de hasta 4" (10.16 cm) de diámetro por 8" (20.3 cm.) de longitud, aplicando condiciones de yacimiento de hasta 200 °C para la temperatura y 1000 Kg/cm^2 para la presión efectiva de sobrecarga. Como se muestra en la figura 2.12.



Los principales componentes del sistema experimental son: una autoclave o cámara de pruebas; una bomba de desplazamiento; un controlador de contra-presión, un separador de fases gravimétrico; un sistema computarizado de adquisición de datos basado en un adquisidor y otros dispositivos periféricos menores.

El sistema experimental, figura 2.13, en conjunto puede considerarse conformado por los siguientes subsistemas: de montaje, presurización y calentamiento de la muestra; de flujo y desplazamiento; de separación de fases; de contrapresión; y de adquisición de datos.

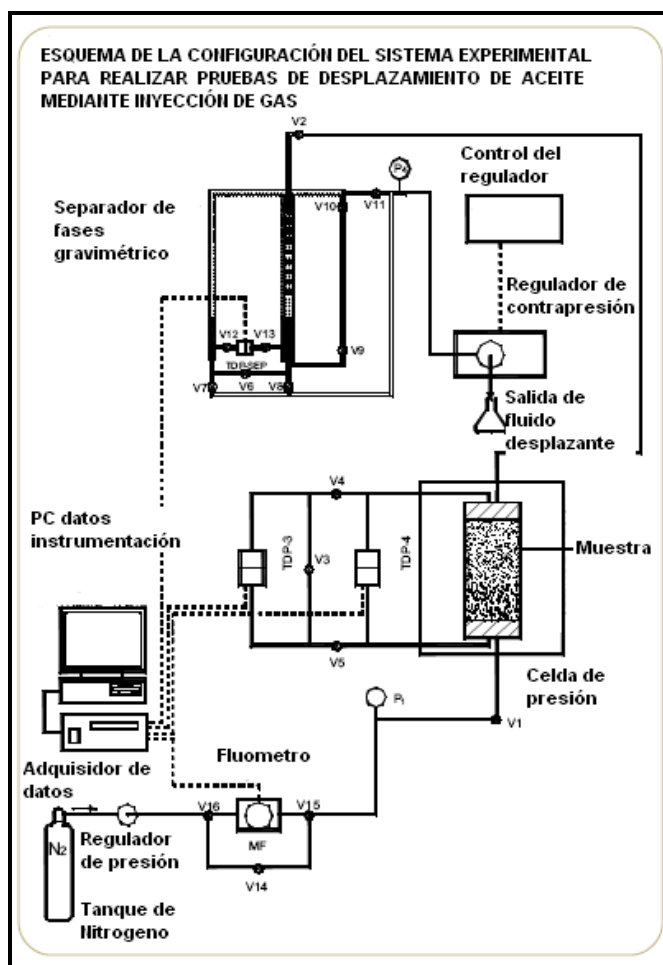


FIGURA 2.13 SUBSISTEMAS DEL SISTEMA EXPERIMENTAL PARA REALIZAR PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DINÁMICO

A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de éstos y de las funciones que desempeñan.

II.4.1.3.3.1 El subsistema de montaje, presionamiento y calentamiento. Está constituido esencialmente por la autoclave, que contiene una celda de presión o cámara de pruebas dentro de la cual se dispone el montaje de la muestra y se aplican las condiciones de temperatura y presión efectiva de sobrecarga deseadas para el tipo de prueba a realizarse. El subsistema se muestra en la figura 2.14.

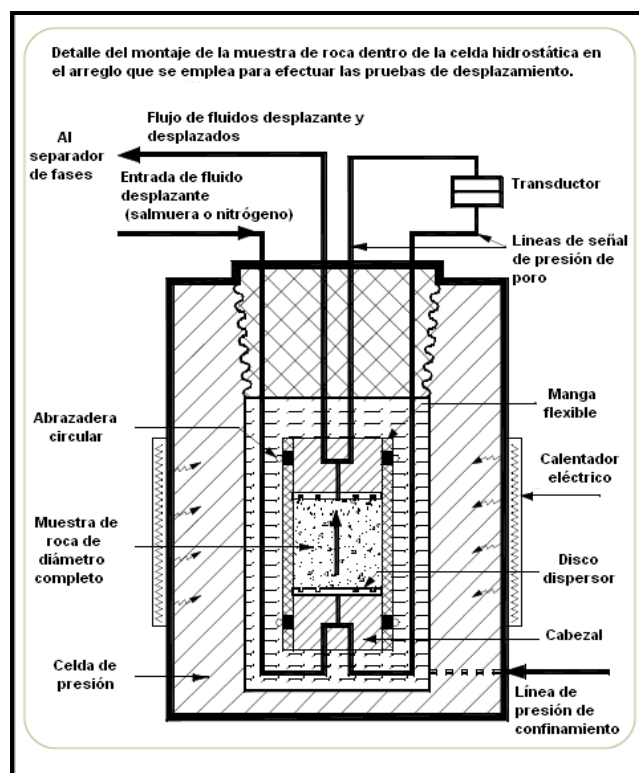


FIGURA 2.14 SUBSISTEMA DE MONTAJE, PRESIONAMIENTO Y CALENTAMIENTO

II.4.1.3.3.2 El subsistema de flujo y desplazamiento. Se conforma de todos los dispositivos, válvulas y tuberías que intervienen para que se pueda presurizar y hacer pasar, a través de la muestra, un determinado fluido bajo condiciones de presión o de gasto muy bien controladas. El principal elemento del subsistema de flujo es una bomba de alta tecnología, de doble cilindro, la cual se opera mediante control computarizado basado en un software apropiado.

La inyección del fluido a través de la muestra puede realizarse por medio de esta bomba en tres diferentes opciones: a gasto constante, a presión de entrada constante y a presión diferencial constante a través de la muestra. El rango de valores de gasto entre los cuales trabaja la bomba es de 0.0001 a $400 \text{ cm}^3/\text{min}$, mientras que la presión máxima que puede generar es de $5,000 \text{ lb/pg}^2$ (352 Kg/cm^2).

Cuando el fluido desplazante que se desea inyectar a la muestra es nitrógeno u otro gas en régimen de presión constante, puede ser más ventajoso utilizar directamente como fuente de suministro un tanque de nitrógeno o del gas de que se trate con salida de presión regulada, en lugar de la bomba. Cuando se utiliza esta configuración, el gasto del gas que se hace pasar a través de la muestra se mide con un fluómetro de gas, el cual se instala en la línea de suministro de gas aguas arriba de la muestra.

II.4.1.3.3.3 El subsistema de separación de fases. Consiste, esencialmente, en el separador gravimétrico, que es un dispositivo cuya función consiste en separar las dos fases que salen mezcladas de la muestra y en cuantificar en función del tiempo el volumen acumulativo del aceite producido.

Por ejemplo, en una prueba de desplazamiento de aceite mediante inyección de salmuera, el separador hace la función de segregar por diferencia de densidades una fase líquida de la otra, y permite cuantificar el volumen acumulativo del aceite desplazado de la muestra como función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento.

II.4.1.3.3.4 El subsistema de contrapresión. Tiene la finalidad de mantener la condición de que la presión del flujo en la cara de salida de la muestra sea mayor que la presión de saturación que corresponde a la temperatura de la prueba para los líquidos involucrados en el desplazamiento, con lo que se evita su flasheo o evaporación. En el caso de que el fluido que se inyecta a la muestra como medio desplazante sea un líquido, se utiliza como dispositivo para mantener la contrapresión un regulador de presión digital. El rango de operación de este regulador es de 200 a 3000 lb/pg^2 , y es capaz de mantener un valor constante de presión

dentro de este rango con una exactitud dentro de $\pm 0.5\%$ del punto de comando. En el caso de que el fluido desplazante inyectado sea nitrógeno u otro gas, es preferible utilizar como dispositivo para mantener la contrapresión una válvula de aguja de microregulación.

II.4.1.3.3.5 El subsistema de adquisición de datos. Consiste de un adquisitor marca Fluke y una computadora personal. La operación del adquisitor se controla con un programa de computadora, con éste el usuario elige los canales de datos que debe muestrear el adquisitor y con qué frecuencia. Este programa también permite desplegar en la pantalla de la computadora un diagrama esquemático del sistema experimental, sobre él aparecen y se actualizan, en tiempo real durante el transcurso de una prueba, los valores de las variables experimentales relevantes, como la temperatura y la presión de confinamiento de la muestra, presiones en diferentes puntos del sistema de flujo, gasto del fluido desplazante inyectado, etc.

El subsistema de adquisición de datos también tiene la función de generar y almacenar el archivo de datos primarios de la prueba, el cual queda grabado en el disco duro de la computadora.

II.4.1.3.4 Procesamiento de los datos primarios y resultados de una prueba de Desplazamiento Dinámico

Generalmente, los datos experimentales primarios de que se dispone al final de una prueba de desplazamiento son los siguientes:

Q_D Volumen acumulativo del fluido desplazante inyectado en función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento.

Q_o Volumen acumulativo del aceite producido en función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento.

ΔP Caída de presión a través de la muestra en función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento.

Q_{o+} Volumen total de aceite producido hasta la condición de terminación real del desplazamiento.

ϕ Porosidad efectiva de la muestra.

V_p Volumen de poros de la muestra.

L, D Longitud y diámetro de la muestra.

S_{wi} Saturación inicial de la salmuera en la muestra (saturación irreducible).

S_{or} Saturación inicial (residual) del aceite en la muestra.

$K_{e_o @ S_{wi}}$ Permeabilidad efectiva al aceite a la condición de saturación de salmuera inicial.

A partir de los datos experimentales primarios enlistados, los parámetros que comúnmente se determinan para describir, cualitativa y cuantitativamente, los resultados de una prueba de desplazamiento son:

- El avance (α) y la eficiencia (ϵ) de la recuperación de aceite en función del volumen de fluido desplazante inyectado.
- El flujo fraccional del fluido desplazante en la cara de salida de la muestra (f_{D2}), en función del volumen acumulativo del aceite recuperado.

- La eficiencia de la recuperación de aceite correspondiente a la condición de terminación real del desplazamiento ($\epsilon+$).
- La saturación de aceite residual (S_{or}).
- La permeabilidad efectiva terminal al fluido desplazante (Ke_w o $Ke_g @ S_{or}$).
- La permeabilidad relativa terminal al fluido desplazante (Kr_w o $Kr_g @ S_{or}$).
- Las permeabilidades relativas del sistema salmuera-aceite o gas-aceite a varios valores de saturación, cubriendo todo el intervalo desde $S_w = S_{wi}$ hasta $S_w = 1 - S_{or}$ o bien $S_{or} = 1 - S_w$.

II.5 Métodos de Campo

La saturación de aceite es la fracción (o porcentaje) del volumen de los poros de la roca del yacimiento que contienen aceite. Por lo general se supone, a menos que se sepa lo contrario, que el volumen de los poros que no están llenos de agua están llenos de hidrocarburos. La determinación de la saturación de agua e hidrocarburos es uno de los objetivos básicos de los registros de pozos.

II.5.1 Registros y Formaciones Limpias

Todas las determinaciones de saturación de agua (conocido ésta, podremos conocer el valor de S_{or}) a partir de registros de resistividad en formaciones limpias (sin arcilla) con porosidad intergranular homogénea se basan en la ecuación de saturación de agua de Archie, o en variaciones de la misma. La ecuación es:

$$S_w^n = \frac{F * R_w}{R_t} \quad (11)$$

Donde:

R_w : Es la resistividad del agua de la formación

R_t : Es la resistividad verdadera de la formación

F : Es el factor de resistividad de la formación (factor de formación)

Se obtiene por lo general, de la porosidad media de la formación por medio de la relación:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (12)$$

Existe una expresión similar para S_{xo} , la saturación de agua en la zona lavada:

$$S_{xo}^n = \frac{F * R_{mf}}{R_{xo}} \quad (13)$$

Donde:

R_{mf} : Es la resistividad del filtrado de lodo

R_{xo} : Es la resistividad de la zona lavada

En estas ecuaciones, generalmente se le da al exponente de saturación n el valor de 2. Experimentos del laboratorio han demostrado que este es un buen valor para casos promedio. Los valores de a y m en la ecuación de F están sujetos a mayor variación: en carbonatos por lo general se usa $F = 1/\phi^2$; en arenas $F = 0.62/\phi^{2.15}$ (fórmula de Humble) o $F = 0.81/\phi^2$ (una forma más simple prácticamente equivalente a la fórmula de Humble).

La precisión de la ecuación de Archie depende en gran medida, desde luego de la exactitud de los parámetros fundamentales de entrada: R_w, F, R_t . Por lo tanto, la medición de resistividad profunda (inducción o laterolog) debe corregirse debido a los efectos de pozo, espesor de la capa e invasión.

Para obtener la porosidad debe utilizarse el registro de porosidad (sónico, neutrón, densidad u otro) o una combinación de mediciones litología y porosidad y se debe utilizar la relación adecuada entre factor de formación y porosidad. Finalmente el valor de R_w debe verificarse de tantas maneras como sea posible: cálculo a partir de la curva de SP, catálogo de aguas, cálculo en base a la formación cercana saturada de agua y medición en las muestras de agua.

II.5.2 Obtención de la Saturación residual de aceite con ayuda de Registros Geofísicos

Para considerar la saturación de aceite y gas residual en la zona invadida se distinguirán dos zonas: una de flujo y otra invadida. La primera es aquella que rodea el agujero y penetra a una profundidad que no excede las 6 pulgadas. La segunda está más alejada de la zona de flujo.

En rocas impregnadas con agua y para propósitos del calculo e interpretación de los registros eléctricos, se asume que la cantidad de aceite y gas residual es la misma en las dos zonas. Para este propósito, las rocas se dividirán en dos clases: de baja y de alta porosidad.

En formaciones de porosidad menor del 15%, cuando la permeabilidad es menor de algunos milidarcys, no habrá invasión. Si la permeabilidad está entre 5 y 100 milidarcys, el aceite residual es una función de la pérdida de filtrado.

Si la pérdida de filtrado es menor de 10 cc/30 min. Se espera una invasión moderada con una saturación residual del 30% en aceites pesados y 20% en aceites ligeros. Si la pérdida de filtrado es mayor de 10 cc/30 min. Se esperará una invasión grande con una saturación residual del 20% para aceites pesados y de 10% para aceites ligeros.

En formaciones que tienen porosidades mayores del 15% y permeabilidades menores de 100 milidarcys, se observará una invasión moderada con un aceite residual cerca del 20%. Si la permeabilidad es mayor de 100 milidarcys, resulta una invasión baja con aceite residual del orden del 30%. En el caso de yacimientos con gas, la saturación residual de gas es siempre mayor que para el aceite.

La figura 2.15, representa un corte horizontal de una formación arenosa que solo contiene agua. Se tiene en primer lugar, el lodo con resistividad R_m , luego el enjarre R_{mc} , las zonas lavada R_{xo} , invadida R_i y, por último, la no invadida R_t .

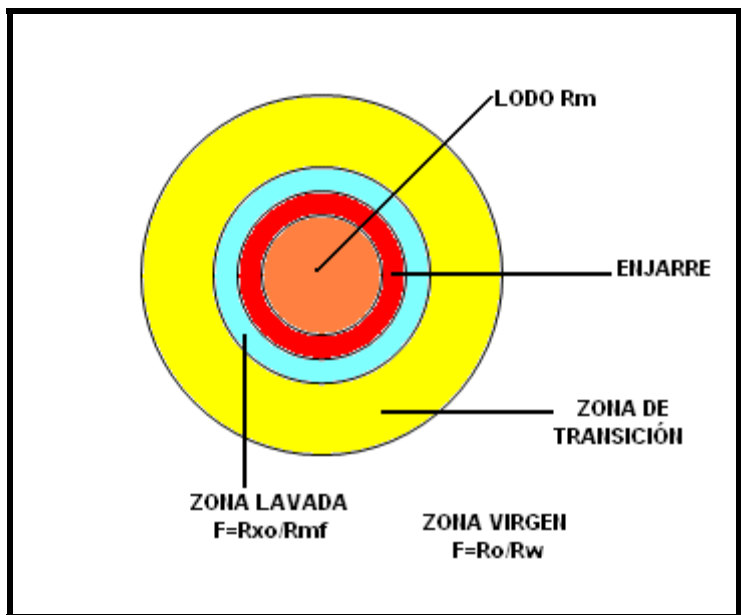
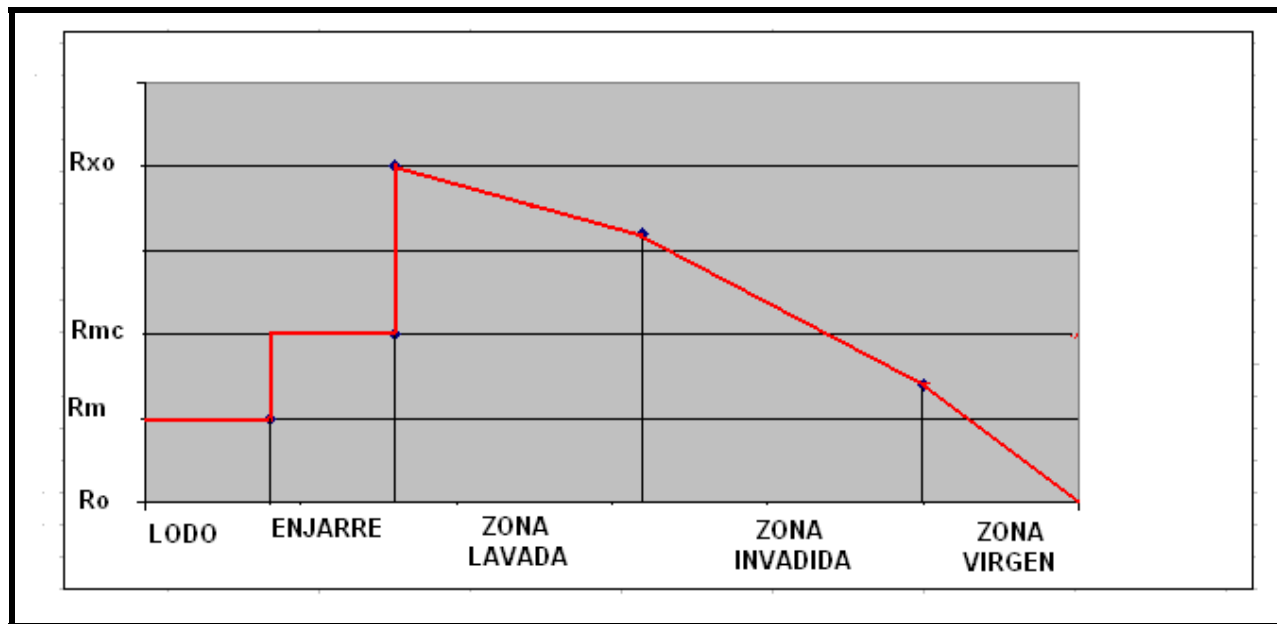


FIGURA 2.15 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA EN UN CORTE HORIZONTAL EN PLANTA DEL COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS ($R_{mf} > R_w$) EN UNA ZONA ARENOSA.

La siguiente gráfica representa las variaciones de resistividades de las diferentes zonas. Partiendo del eje del pozo hacia adentro de la formación, se supone que la resistividad del filtrado del lodo es mayor a la del agua de la formación a la temperatura de ésta.



REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS VALORES DE RESISTIVIDAD EN UNA ZONA ARENOSA CUANDO $R_{mf} > R_w$

El agua de la formación tiene una resistividad ($R_o = F * R_w$), tal vez menor de 1 ohm-m; ésto depende del valor del factor de formación F. En condiciones cercanas al agujero, la arena es invadida por el filtrado del lodo con una resistividad R_{mf} .

En la zona lavada, el filtrado de lodo ha desplazado el agua de la formación. La resistividad de la zona lavada R_{xo} se puede obtener por:

$$R_{xo} = F * R_{mf} \quad (14)$$

La figura 2.16 representa un corte horizontal de una zona con hidrocarburos; para fines de explicación y para evitar confusiones, se llamara R_{xt} a la resistividad de la zona lavada, cuando contenga hidrocarburos residuales.

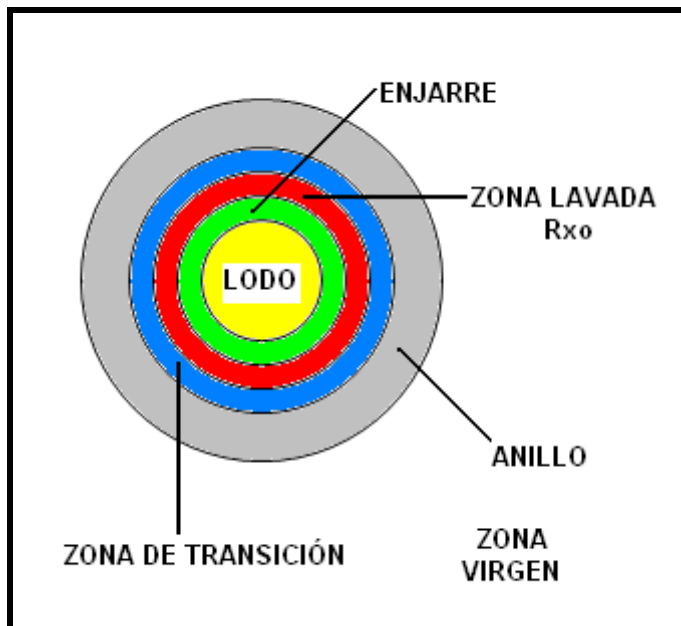
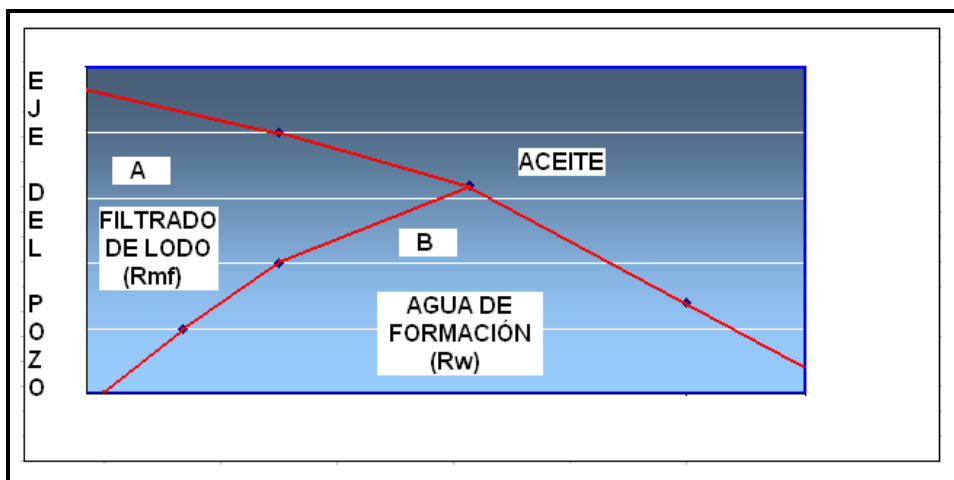


FIGURA 2.16 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UN CORTE HORIZONTAL EN PLANTA DEL COMPORTAMIENTO DEL AGUA E HIDROCARBUROS EN UNA ZONA ARENOSA.

El modelo idealizado en la grafica presenta la distribución que tendrán los fluidos dentro de la formación.



DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN LA VECINDAD DEL AGUJERO.

La zona invadida tiene cuantitativamente los mismos límites que en el caso de la formación 100% saturada con agua. En ocasiones se puede notar la presencia de un anillo de baja resistividad a cierta distancia de la pared del pozo dentro de la formación que fue desplazada

por el filtrado del lodo; si tal anillo no existe, el cambio de la resistividad de R_{xt} a R_t es gradual. La resistividad R_{xt} respecto de R_t es variable, pudiendo ser menor, del mismo orden o mayor.

II.5.3 Registros Geofísicos de pozos comúnmente utilizados en la determinación de la Saturación residual de aceite (S_{or}).

Los procedimientos empleando registros son los más ampliamente usados para obtener perfiles confiables de saturaciones residuales de aceite, para las evaluaciones de campo en procesos de Recuperación Mejorada.

Cada técnica de registro tiene sus propias ventajas y limitaciones, como son profundidad de investigación dentro de la formación probada y, en algunos casos, es necesario tener una pequeña invasión del filtrado de lodo alrededor del pozo para obtener una medición real de las propiedades de la formación. Con base en las condiciones del pozo se pueden definir dos grupos principales para la determinación de la S_{or} ; registros para agujero descubierto y registros para agujero adorado.

II.5.3.1 En agujero descubierto.

El registro de resistividad (RR), el de magnetismo nuclear (MN), los de constante dieléctrica y el registro de propagación electromagnética, son los registros que se emplean en agujero descubierto para la determinación de la S_{or} .

II.5.3.1.1 Registro de resistividad (RR). Es el registro más popular, ya que resulta relativamente barato y se puede emplear para una cierta profundidad de investigación. Con base en la respuesta de la resistividad de la formación es posible determinar la saturación de aceite (o de hidrocarburos) con base en la ecuación de Archie, que propone:

$$S_o = 1 - \frac{(R_w * \phi^{-m})^{1/n}}{R_t} \quad (15)$$

Donde R_w representa la resistividad del agua de la formación, R_t la resistividad verdadera, ϕ la porosidad, m el exponente de cementación y n el exponente de saturación.

Es decir, la saturación de aceite depende de algunos parámetros (ϕ, n, m) , lo cual hace que el valor que se obtiene de la S_{or} sea poco confiable cuando se evalúa a partir de los registros convencionales de resistividad (en más de un 10%).

Murphy y Cols desarrollaron algunos procedimientos para reducir el grado de incertidumbre al usar los registros de resistividad para evaluar la S_{or} . Uno de los cuales consiste en registrar inicialmente la formación, con lo cual se obtiene un valor R_1 , posteriormente se remueve parte del aceite mediante la inyección de sustancias químicas seguidas de una salmuera similar a la de formación, para volver a registrar nuevamente la formación, obteniendo una R_2 , a partir de los cuales es posible calcular la S_{or} si se conoce el exponente de saturación, de la siguiente forma:

$$S_{or} = 1 - \left(\frac{R_2}{R_1} \right)^{1/n} \quad (16)$$

Esta técnica recibe el nombre de Registro-Inyección-Registro (*LIL*) en la determinación de la S_{or} , cuyo rango de precisión para este tipo de registros de resistividad, es del ± 2 al $\pm 5\%$.

II.5.3.1.2 Registro de Magnetismo Nuclear (*NML*). Es una de las técnicas más exactas para la evaluación de la S_{or} , esta herramienta puede medir directamente el aceite residual después de eliminar la señal del agua con iones paramagnéticos. La precisión del *NML* depende en gran parte del valor de porosidad estimado, así como de la relación *señal/ruído*. No obstante de esta forma se minimiza la posibilidad de incurrir en errores aleatorios, los restantes errores se pueden determinar y eliminar de una manera sencilla para así lograr una correcta evaluación de la S_{or} .

Los errores sistemáticos no se pueden eliminar con estas técnicas, debido a que no se pueden medir. En yacimientos que contienen crudos muy viscosos no es recomendable el empleo del *NML*, ya que este tipo de crudo no contribuye al registro de la señal *NML*, por lo que la saturación de aceites pesados se realiza a través de la señal del agua medida.

La precisión y confiabilidad en la interpretación del *NML* se puede mejorar procesando la información para distinguir las señales de bajo nivel de ruido. El *NML* tiene una profundidad de investigación de 30 pulgadas dentro de la formación. Se han realizado estudios en baja frecuencia con el *NML* para mejorar la certidumbre del valor de la S_{or} .

II.5.3.1.3 Registro de constante dieléctrica. Es capaz de diferenciar el aceite del agua dulce o de cuya salinidad es desconocida. Con este registro se puede lograr de una regular a una pobre precisión (de ± 6 a $\pm 9\%$) en la determinación de la S_{or} en pruebas de campo. En general, la profundidad de investigación del registro dieléctrico es de 1.3 a 1.7 pies, por lo que la profundidad de invasión del fluido de perforación tiene un gran efecto sobre los resultados.

II.5.3.1.4 Registro de propagación electromagnética (*EPT*). Se puede emplear para estimar la S_{or} mediante la medición del tiempo de tránsito y el gasto de atenuación de una onda electromagnética propagada a través de la formación a una frecuencia de 1.1 GHz. El registro *EPT* es mucho menos sensible al cambio de salinidad que el registro de resistividad, por lo que se vuelve una herramienta valiosa en el caso de medios de salinidad mezclada, así como en yacimientos sujetos a inyección de agua. De las pruebas de campo con el registro *EPT* se han logrado buenos resultados en la determinación de la S_{or} , en donde los registros convencionales de resistividad habían fallado al tratar de obtener una saturación de agua congénita a profundidades de investigación muy pequeñas (de casi 4 cm). La respuesta del registro *EPT* depende en gran parte de la saturación de agua, del valor cuantitativo de la mezcla de fluidos y de su efecto en las diferentes matrices de roca, lo cual aún no ha sido investigado totalmente.

II.5.3.2 En agujero ademado

Los registros para agujeros ademados, tales como el registro de captura de pulsos de neutrón (*PNC*), el registro carbón – oxígeno (C/O) y el registro de Rayos Gama (*GR*), son particularmente importantes para la determinación de la S_{or} a través de las tuberías de revestimiento. La sección transversal de captura (Σ), es una medición de la absorción de los neutrones térmicos emitidos.

II.5.3.2.1 Registro de captura de pulsos de neutrón (*PNC*). Mide la sección transversal total de captura de la formación (Σ_t) que representa a la suma de las secciones transversales componentes de la matriz de la roca (Σ_m) y de los fluidos (Σ_w para el agua y Σ_h para los hidrocarburos) dentro de los poros, y se puede expresar como:

$$\Sigma_t = \Sigma_m(1 - \phi) + \Sigma_w(1 - S_o)\phi + \Sigma_h S_o\phi \quad (17)$$

Para obtener el valor de la saturación de aceite S_o es necesario determinar las otras variables, incluyendo Σ_m , que es el valor con mayor grado de dificultad de calcular con precisión.

La técnica de Registro-Inyección-Registro (*LIL*) mejora la determinación de la S_{or} cuando se inyecta agua de salinidad contrastante con la de formación. Se han desarrollado diversos estudios con el objeto de mejorar su capacidad, de las cuales se han logrado excelentes resultados en algunas aplicaciones de campo. Este procedimiento en conjunción con el *PNC* puede ayudar a eliminar la incertidumbre en la evaluación de la porosidad. No obstante, este método es aún más complicado debido a que se requiere un procedimiento adicional de inyección.

La principal ventaja del método *PNC* consiste en la alta precisión que se puede lograr (de buena a excelente) en agujeros ademados.

II.5.3.2.2 Registro carbón - oxígeno (C/O). Es posible calcular la S_{or} mediante la determinación de ciertas cantidades relativas de algunos elementos, tales como carbono, oxígeno, calcio y silicio. Se han realizado muchas mejoras en el diseño de la herramienta, así como en las técnicas de interpretación. Debido a esto, se ha vuelto práctico el uso del registro C/O en la determinación de la S_{or} . Además, la relación C/O es insensible al contenido de cloro del pozo o del agua de la formación, por lo que este registro se puede usar en donde el *PNC* no funciona adecuadamente. Este registro tiene una profundidad de investigación de aproximadamente 8.5 pulgadas dentro de la formación, por lo que es necesario saber la profundidad de invasión para realizar las correcciones necesarias.

Para el cálculo de la S_{or} a partir del registro C/O , se emplea una ecuación lineal propuesta para formaciones homogéneas, de litología y porosidad constantes, la cual es:

$$S_{or} = \left[\frac{(C/O)_{log} - (C/O)_w}{(C/O)_o - (C/O)_w} \right] \quad (18)$$

Donde:

$(C/O)_{log}$ = Medición de los registros de la relación *carbón/oxígeno*

$(C/O)_w$ = Relación *carbón/oxígeno* de la roca saturada de agua.

$(C/O)_o$ = Relación *carbón/oxígeno* de la roca saturada de aceite

Para yacimientos de areniscas con buena porosidad es posible emplear la técnica de las gráficas cruzadas para obtener una mayor precisión en la interpretación de la respuesta del registro C/O , con esto se ha obtenido excelentes resultados en el cálculo de la S_{or} en algunas pruebas de campo.

II.5.3.2.3 Registro de Rayos Gama (GR). Cuando se emplea el registro de rayos gama en conjunción con la técnica *LIL* se obtienen inicialmente los gama naturales, luego se inyecta una solución con un trazador radioactivo y se vuelve a registrar la formación, con lo cual es posible evaluar apropiadamente la S_{or} . Aunque se ha observado que existe un reemplazamiento incompleto del agua de formación por la salmuera radiactiva, lo cual provoca la mayor fuente de error en este método. No obstante, como el registro de rayos de gama tiene una mayor resolución vertical en comparación con el de inducción (resistividad) o el registro *PNL*, es muy útil para el caso de yacimientos estratificados, ya que nos proporciona un perfil vertical confiable de la S_{or} .

II.5.3.3 Registro de densidad. Existe un método para la determinación de la S_{or} a partir de las mediciones de densidad de la roca y de los fluidos de la formación. El registro de densidad también se puede emplear en combinación con las técnicas de registro-inyección-registro, mediante las cuales es posible mejorar el cálculo de la S_{or} . Este método consiste de una inyección inicial con un fluido de densidad mayor a la del agua de la formación, luego se toma un registro de densidad y se inyecta un fluido de densidad mayor al de agua de formación y de diferente densidad a la del primer fluido inyectado, finalmente se toma un segundo registro de densidad y otro para determinar la porosidad. Con esta información es posible determinar la saturación del agua y del aceite.

II.5.3.4 Registro gravimétrico. Es muy útil para la determinación confiable de la S_{or} . Este registro gravimétrico se coloca transversal al agujero para medir la gravedad de la Tierra en un radio de 50 pies en varias localizaciones. Con estas mediciones se determina el gradiente gravitacional a partir de la diferencia en las mediciones de la gravedad terrestre obtenidas de las lecturas en las localizaciones sucesivas. La densidad de la roca de la formación se calcula

de la variación del gradiente gravitacional a estas localizaciones y de la densidad de la matriz, del agua, del aceite, y de la porosidad de la formación, a partir de esta información se calcula S_{or} .

Si se emplea el registro de gravedad con el de resistividad se obtiene una solución simultánea para la densidad de la roca y para la ecuación de Archie, de donde es posible obtener la porosidad y la saturación de agua de la formación probada, y de la sustracción a la unidad de la saturación de agua, se calcula la saturación de aceite residual S_{or} .

II.5.4 Saturación residual de aceite (S_{or})

II.5.4.1 Efecto sobre la porosidad calculada

El efecto de los hidrocarburos residuales en la zona lavada en los registros de resistividad consiste en aumentar la resistividad. Si se calculara la porosidad, utilizando la expresión $R_{xo} = F * R_{mf}$ con el valor de R_{xo} , se obtendría un valor de porosidad ϕ mas bajo que el real. La expresión corregida por saturación residual de hidrocarburos se obtiene:

La saturación del agua del filtrado del lodo en la zona lavada de una roca con hidrocarburos está dada por:

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{R_{xo}}{R_{xt}}} \quad (19)$$

Donde, sustituyendo en la expresión de F:

$$F = \frac{R_{xo}}{R_{mf}} = \frac{S_{xo}^2 * R_{xt}}{R_{mf}} \quad (20)$$

Si utilizamos la ecuación de Humble:

$$F = \frac{S_{xo}^2 * R_{xt}}{R_{mf}} = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad (21)$$

$$\phi = \frac{0.8}{\left(\frac{R_{xo}}{R_{mf}}\right)^{1/2.15} * (S_{xo}^2)^{1/2.15}} \quad (22)$$

Como $S_{xo} = 1 - S_{or}$

$$\phi = \frac{0.8}{\left(\frac{R_{xo}}{R_{mf}}\right)^{0.465} * (1 - S_{or})^{0.93}} \quad (23)$$

Por lo tanto:

$$S_{or} = 1 - \left[\frac{0.8}{\left(\frac{R_{xo}}{R_{mf}}\right)^{0.465} * \phi} \right]^{1/0.93} \quad (24)$$

II.5.4.2 Efecto del agua congénita sobre la saturación

No siempre es posible determinar el valor de R_o o de R_{xo} en una zona invadida 100% saturada con agua salada. En esta situación, el factor de formación se puede calcular como:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{R_{xo}}{R_{mf}} = \frac{S_{xo}^2 * R_{xt}}{R_{mf}} \quad (25)$$

$$R_o = \frac{R_w * S_{xo}^2 * R_{xt}}{R_{mf}} \quad (26)$$

Sustituyendo estas expresiones en la ecuación de saturación de agua, se tiene:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_w}} = \sqrt{\frac{R_w * S_{xo}^2 * R_{xt}}{R_{mf} * R_t}} = S_{xo} * \sqrt{\frac{R_{xt}}{R_t}} * \sqrt{\frac{R_w}{R_{mf}}} \quad (27)$$

$$S_w = (1 - S_{or}) * \sqrt{\frac{R_{xo}}{R_t}} * \sqrt{\frac{R_w}{R_{mf}}} \quad (28)$$

Por lo tanto:

$$S_{or} = 1 - \frac{S_w}{\sqrt{\frac{R_{xo}}{R_t}} * \sqrt{\frac{R_w}{R_{mf}}}} \quad (29)$$

Las relaciones de saturación pueden aplicarse también a la zona lavada. Es común determinar este valor a partir de la ecuación general de la siguiente manera:

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{xo} * \phi^2}} \quad (30)$$

Por lo tanto la saturación residual de aceite es:

$$S_{or} = 1 - \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{xo} * \phi^2}} \quad (31)$$

II.5.5 Pruebas de pozos

Para el cálculo de la S_{or} a partir de las pruebas de pozo es necesario realizar una evaluación previa de la permeabilidad efectiva a partir de las pruebas transitorias de presión, con esta información y con la ayuda de las curvas de permeabilidades relativas, se puede obtener un valor promedio de la S_{or} en el área de drene del pozo, ya que las permeabilidades relativas agua-aceite están en función de la saturación de agua (o de aceite), por lo que la saturación de aceite se puede determinar a partir de las permeabilidades efectivas calculadas de alguno de los métodos de pruebas de pozo.

La saturación de aceite (incluyendo la S_{or}) se puede evaluar empleando la compresibilidad total estimada de pruebas de interferencia o de pulsos, este método no es válido cuando existe una saturación de gas libre en la formación.

La precisión de esta técnica en la determinación de la saturación de aceite se considera pobre, debido a la dificultad de conseguir un factor de compresibilidad adecuado. Existe otro método que emplea los valores de las permeabilidades relativas para estimar la saturación de aceite a partir de la ecuación de Darcy y de la relación agua-aceite producida, cuando el gas producido se encuentra en solución es decir:

$$\frac{K_{rw}}{K_{ro}} = \frac{q_w B_w \mu_w}{q_o B_o \mu_o} = WOR \frac{B_w \mu_w}{B_o \mu_o} \quad (32)$$

Una vez obtenido este valor, se emplean las curvas de K_r para evaluar la S_{or} . La saturación obtenida con este método es comparable a la que se tendría de pruebas de presión si se contase con un juego confiable de K_r . Existen algunas técnicas alternas para este método que emplean un procedimiento de ensaye y error por medio de gráficas, para determinar la saturación de aceite con base en la ecuación de flujo fraccional y la historia de producción, con lo cual se obtiene un valor aproximado de S_{or} .

II.5.6 Trazadores Químicos

Se emplea este método para determinar la S_{or} a cierta distancia del pozo (de 10 a 40 ft). En este caso, la determinación de la saturación residual de aceite involucra un volumen mayor de la formación, tanto para agujeros adomados como para agujeros descubiertos. La técnica consiste en:

1. Una inyección de agua
2. Una inyección primaria de un trazador (tal como acetato etil) dentro del pozo de prueba.

Figura 2.17.

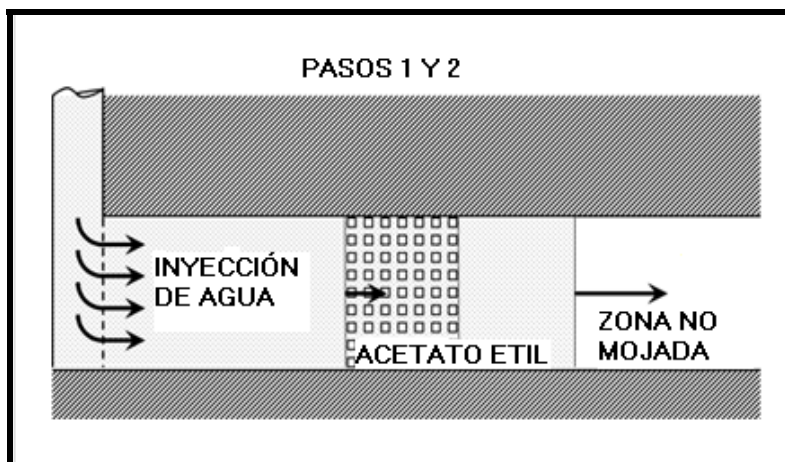


FIGURA 2.17 INYECCIÓN DE AGUA Y DE UN TRAZADOR

3. Posteriormente el pozo se cierra con el objeto de permitir la hidrolización para formar el segundo trazador (etanol), como se muestra en la figura 2.18.

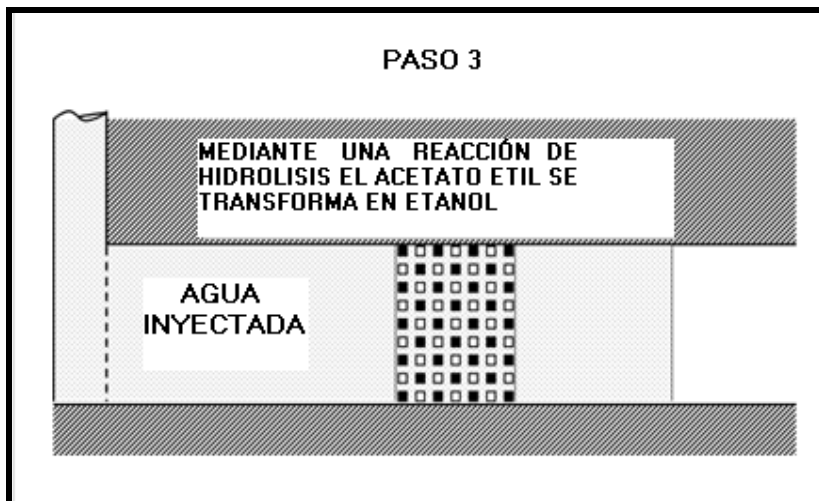


FIGURA 2.18 PROCESO DE HIDROLIZACIÓN

4. Finalmente se abre el pozo a producción, observándose los perfiles de concentración de ambos trazadores. Esto se observa en la figura 2.19.

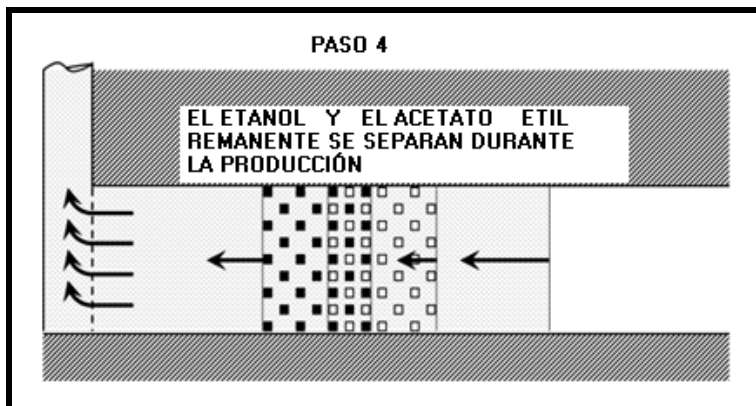


FIGURA 2.19 APERTURA DEL POZO POSTERIOR A LA HIDROLIZACIÓN

Debido a la diferencia en los coeficientes de partición en sistemas agua-aceite, los trazadores se producirán a diferentes velocidades. Esta diferencia en los tiempos de arribo se emplea para determinar la S_{or} , con lo cual se logra una alta precisión (de un ± 2 a un $\pm 3\%$ del volumen de poros) la cual ha sido confirmado por los resultados de laboratorio en núcleos presurizados, así como con modelos matemáticos y algunas pruebas de campo.

Durante este tipo de pruebas se presenta el problema de la dilución del trazador en la formación probada, lo cual ocurre cuando el agua de alguna zona de la formación no acepta la inyección del trazador volviéndose tal cual al pozo cuando éste es producido, para estos casos se pueden emplear varios trazadores (como metil, acetato, acetato etil, acetato isopropil) para medir la saturación de aceite promedio en las diferentes zonas contactadas.

Finalmente la saturación residual de aceite S_{or} se calcula con ayuda del perfil o gráfico mostrado en la figura 2.20.

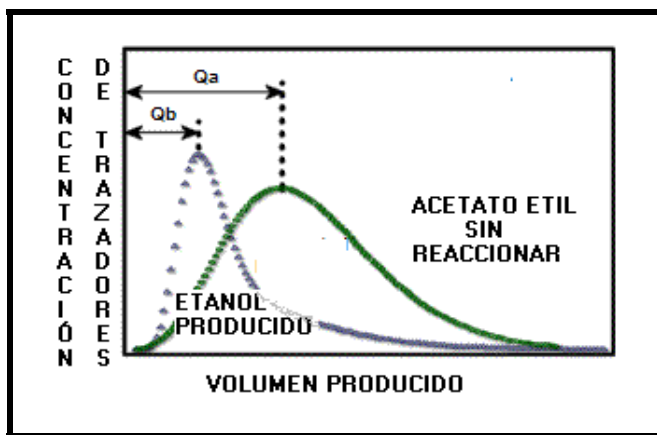


FIGURA 2.20 PERFIL PARA CALCULAR S_{or}

Del grafico anterior se toman los valores de Q_a y de Q_b que corresponden a los valores pico del comportamiento de los dos trazadores. Con ello se determina el factor de retardación β dado por:

$$\frac{Q_a}{Q_b} = 1 + \beta \quad (33)$$

Además de esto con el valor de concentración del agua $C_i(\text{agua})$ y del aceite $C_i(\text{aceite})$ se determina o se calcula el factor de distribución de equilibrio, K_i , definido como la relación de concentración del trazador en la fase aceite que en la fase agua está en equilibrio. Y que calcula como:

$$K_i = \frac{C_i(\text{aceite})}{C_i(\text{agua})} \quad (34)$$

Así el valor de S_{or} esta dado por:

$$S_{or} = \frac{\beta}{\beta + K_i} \quad (35)$$

En 1982 se llevaron a cabo una serie de experimentos para determinar el efecto de algunos parámetros del yacimiento, tales como la temperatura, salinidad, relación gas-aceite (RGA), concentración, así como de las características del aceite que afectan los coeficientes de partición del trazador. Se han reportado más de 59 pruebas con trazadores en 30 yacimientos, en donde se analizaron los perfiles de inyección, el tiempo de cierre y las condiciones de límite de prueba.

III. OBTENCIÓN DEL ACEITE RESIDUAL POR MEDIO DE OTROS PROCEDIMIENTOS

La industria petrolera requiere de la caracterización detallada de sus yacimientos. Una de las características importantes que se deben de conocer es la caracterización petrofísica de los intervalos productores de aceite. Se deben de conocer en forma exacta datos de porosidad, permeabilidad, densidad, saturación de fluidos (crítica, congénita, residual, etc.), entre otras.

Esto implica la utilización de métodos alternos que colaboren en la determinación de estas propiedades y parámetros.

En este capítulo se detallarán algunos métodos que comúnmente se utilizan en la determinación de la saturación residual de aceite, con los cuales se pueden además correlacionar para la obtención de otras propiedades.

III.1 Diferentes métodos o herramientas para la determinación de la saturación residual de aceite, S_{or}

La siguiente tabla describe las herramientas y técnicas para determinar la saturación residual de aceite (S_{or}) y la saturación de aceite remanente. En el uso de estas técnicas uno debe tener lo siguiente en mente:

- Cada una de las técnicas tiene sus ventajas y limitaciones
- El uso de algunas técnicas establecen confianza en los resultados
- En agujero descubierto, el registro NML (Registro de Magnetismo Nuclear) presenta mejor precisión
- En agujero revestido, el registro de neutrón (PNC) presenta la mejor precisión como se explicó en el capítulo anterior.

Tabla de herramientas para el cálculo del valor de S_{or}

Método	Ventajas	Desventajas
<p>Balance de Materia</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Calculo sencillo • Conocimiento de la producción de aceite con precisión 	<ul style="list-style-type: none"> • S_{or} conocida raramente con precisión • Se requiere información real de producción • Precisión pobre • Zonas con múltiples terminaciones se dificulta la medición • Distribución areal del yacimiento
<p>Núcleos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Convencionales • Presurizados • Esponja • Flujo en núcleos 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa • Servicio extenso • Mantiene la presión del yacimiento • Excelente precisión • Preserva el aceite expulsado cuando existen goteos • Medición directa 	<ul style="list-style-type: none"> • Los núcleos escurren fluidos cuando se libera presión y cuando el gas se expande o disuelve • Caro • Pobre recuperación • Requiere laboratorios especiales • Los núcleos son mas cortos que en un muestreador convencional • Núcleo puede no ser representativo del yacimiento • Núcleo puede estar muy dañado • Debe preservar la mojabilidad

Método	Ventajas	Desventajas
Trazadores	<ul style="list-style-type: none"> • Precisión regular a excelente • Se cuantifican grandes volúmenes del yacimiento • Se puede seleccionar el área de investigación 	<ul style="list-style-type: none"> • Es necesario un programa para interpretar la prueba • Se emplean para yacimientos relativamente homogéneos • Se obtiene una S_{or} promedio
Pruebas en Pozos <ul style="list-style-type: none"> • Permeabilidad efectiva • Compresibilidad total • Relación agua-aceite 	Cálculos sencillos	Precisión Pobre
Simulación Numérica	Distribución areal de la S_{or}	Precisión Pobre

Método Registros en agujero abierto	Ventajas	Desventajas
Resistividad	<ul style="list-style-type: none"> • Económico • Puede medirse en cualquier zona: invadida o no invadida 	Muchas fuentes de error en la interpretación
Alta frecuencia	Económico	Muchas fuentes de error en la interpretación

Método Registros en agujero abierto	Ventajas	Desventajas
Registros dieléctricos	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil interpretación • Pueden correr en varias formaciones con agua salina 	<ul style="list-style-type: none"> • Muy poca profundidad de investigación • Sensible a la rugosidad de la tubería
Baja frecuencia	Económico	No tan exacto con la precisión de la interpretación de las técnicas
Registros dieléctricos	Opera en formaciones acuosas muy frescas	Solo trabaja en formaciones altamente resistivas
Nuclear	Mediciones directas de aceite	Los aditivos del lodo afectan las propiedades del mismo
Registros magnéticos	Precisión alta	Debe existir un filtrado
Neutrón	Económico	Depende de las propiedades de la roca y de la salinidad de la salmuera
Registros de captura	Medición de volúmenes de masa	Este método requiere una invasión de filtrado uniforme

Método Registros en agujero entubado	Ventajas	Desventajas
Neutrón Registro de captura Log-inject-log	Mucha mejor precisión	<ul style="list-style-type: none"> • Debe tener desplazamiento uniforme de la salmuera dentro de la profundidad de investigación de la herramienta • La exactitud de la porosidad es necesaria • Requiere procedimientos a pozos
Neutrón Registro de captura Tiempo de transito	Salinidad independiente de la medición	<ul style="list-style-type: none"> • Caro • La velocidad del registro es lenta • Falta de precisión en las medidas

A continuación se describen algunos métodos que ayudan a determinar el valor de saturación residual de aceite (S_{or}).

III.2 Balance de Materia

Los métodos de balance de materia nos proporcionan una idea del contenido de aceite en promedio para cualquier campo que ha producido un cierto volumen de aceite de una cantidad inicial estimada para ese yacimiento.

El balance de materia es una de las primeras y la técnica mas usada en la estimación de reservas y de agotamiento de aceite. La estimación global de la cantidad de aceite in-situ y la recuperación de aceite son fácilmente calculadas con este método.

Estos cálculos o datos se utilizan como primer punto a fin de determinar si el aceite remanente después de la inyección de agua a un yacimiento o pozo petrolero es suficiente para implementar una recuperación terciaria.

La cantidad de aceite remanente en el yacimiento y en general la saturación residual de aceite S_{or} se determina mediante la ecuación:

$$(S_{or})_{MB} = \frac{(N - N_p)B_{or}}{V_p} \quad (36)$$

Donde:

N : Es el volumen original de aceite

N_p : Es el volumen de aceite producido

B_{or} : Es el factor de volumen del aceite después de la inyección de agua

V_p : Es el volumen de poros del yacimiento

Las ecuaciones de balance volumétrico o de materia se emplean para calcular el aceite inicial. El aceite recuperable final se puede predecir antes de que se alcance una saturación residual de aceite, S_{or} , con:

1. Curvas de Declinación
2. Ecuaciones de Balance de Materia
3. Simuladores Numéricos de Yacimientos

Con ésto es posible calcular una cantidad de aceite recuperable, pero para ésto es necesario con una cantidad substancial de historia de producción. El principal problema que se presenta con el empleo de la Ecuación de Balance de Materia, es precisamente la falta de información adecuada para determinar el volumen inicial de aceite, el comportamiento del yacimiento y la S_{or} . En general, se tienen dos puntos débiles importantes cuando se emplea la ecuación de Balance de Materia, lo que hace que el método se vuelva cualitativo:

1. Los errores en los datos básicos que están involucrados con el valor final calculado de S_{or} .
2. Esto conduce a un valor promedio de S_{or} en el yacimiento. Teóricamente equivalente al balance de materia. Los simuladores numéricos son útiles para obtener una distribución areal de la S_{or} .

Luffel y Randal, observaron que en aceites con factores de volumen (B_o) entre 1.10 y 1.15, la reducción en la saturación fluctuaba de un 20 a un 56%. Rathmel y Cols, sugieren que las saturaciones que se determinan a condiciones superficiales se multipliquen por ($B_o E$), donde B_o se refiere al factor de volumen del aceite y E es el factor de ajuste de expulsión (aproximadamente 1.11). Kazemi modificó el valor obtenido por Rathmel, al considerar un factor de conformancia $1 - V^2 / M$, para evaluar la saturación residual promedio en un desplazamiento por agua, es decir:

$$S_{or} = \frac{(S_o)_{nucleo} \cdot B_o \cdot E \cdot M}{1 - V^2} \quad (37)$$

Donde:

$$M = \text{Relación de movilidades} \frac{\mu_o K_w}{\mu_w K_o}$$

V = Variación de la permeabilidad (Coeficiente de Dykstra Parson)

III.3 Uso del Método USBM para determinar el Aceite Residual

Este método permite medir la mojabilidad promedio del núcleo de una forma relativamente rápida, pues se requiere de unos cuantos días para 4 u 8 núcleos. Su principal ventaja consiste en que esta técnica es sensible a la mojabilidad neutral, no obstante la mojabilidad solo se puede determinar en pequeños núcleos, ya que éstos se colocan en una centrífuga. Este método compara el trabajo necesario para que un fluido desplace a otro, ya que el cambio favorable de energía libre hace que el trabajo desarrollado por el fluido mojante para desplazar al no mojante del núcleo sea menor, el cual es proporcional al área bajo la curva de presión capilar correspondiente. Cuando se tiene un núcleo mojable al agua, el área bajo la curva de presión capilar cuando el agua desplaza al aceite (A_1) es menor al área cuando el aceite desplaza al agua (A_2), cuya relación logarítmica A_1/A_2 es precisamente el índice de mojabilidad (w) para este método.

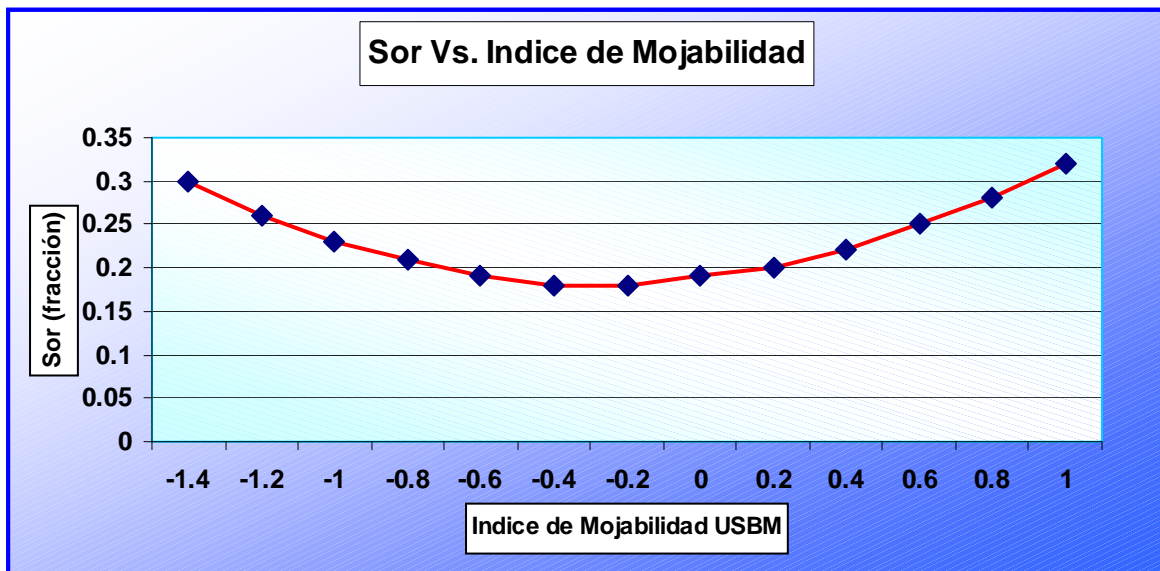


FIGURA 3.1 SATURACIÓN RESIDUAL DE ACEITE CONTRA ÍNDICE DE MOJABILIDAD

En la correlación anterior (figura 3.1) se pueden notar tres áreas o zonas muy claras, la primera se observa desde que el valor de S_{or} se encuentra en aproximadamente 30% y disminuye hasta un valor cercano al 20%, esta zona corresponde a los núcleos o sistemas fuertemente mojados por agua, la segunda zona se observa cuando el valor de S_{or} es de aproximadamente 20% hasta que empieza a incrementar, esta segunda zona corresponde a los núcleos o sistemas que poseen una mojabilidad de tipo neutral y, por último, la zona donde los sistemas son fuertemente mojados por aceite y corresponde desde que el valor de S_{or} comienza a incrementarse de valores cercanos a 20% hasta casi 30%.

Con ello también se establece una curva de recuperación de aceite, en la cual se observa claramente que la mayor recuperación de aceite se encuentra cuando la formación posee mojabilidad de tipo neutral, ya que es cuando el valor de S_{or} alcanza valores bajos, es decir a menor S_{or} mayor recuperación de aceite, que al final es lo deseado por la industria petrolera mundial.

III.4 Determinación del Aceite Residual mediante el Número Capilar

El número capilar representa un término genérico para la relación de fuerzas viscosas a capilares. Se han empleado varias formas para representar al número capilar; una de las formas mas comunes de calcularlo, es con la ecuación de **Darcy** o de la velocidad superficial, que se expresa de la siguiente forma:

$$V = \frac{(K_{rw})(K_w)}{\mu} \left(\frac{P}{L} \right) \quad (38)$$

Donde:

K_w = Es la permeabilidad absoluta al agua

K_{rw} = Es la permeabilidad relativa al agua

μ = Representa la viscosidad del agua

P/L = Es la caída de presión por unidad de longitud

Esta es una de las formas del número capilar, $v\mu/\sigma$, que considera la ley de Darcy y las condiciones para la movilidad de las gotas de aceite atrapadas en los poros de la formación, ya que muestra que la relación entre el número capilar y la S_{or} debería ser única para aquellos sistemas con diferentes permeabilidades pero de geometría porosa similar. A partir de la ley de Darcy, se puede expresar el número capilar, $v\mu/\sigma$, como:

$$\boxed{\frac{v\mu}{\sigma} = \frac{(K_{rw})(K_w)}{\mu} \left(\frac{P}{L} \right)} \quad (39)$$

Con el valor del número capilar, calculado con la ecuación (39), el de saturación de aceite, S_o y el comportamiento del aceite dentro del yacimiento (aceite móvil o atrapado) se puede calcular el valor de saturación residual de aceite S_{or} con la figura 3.2.

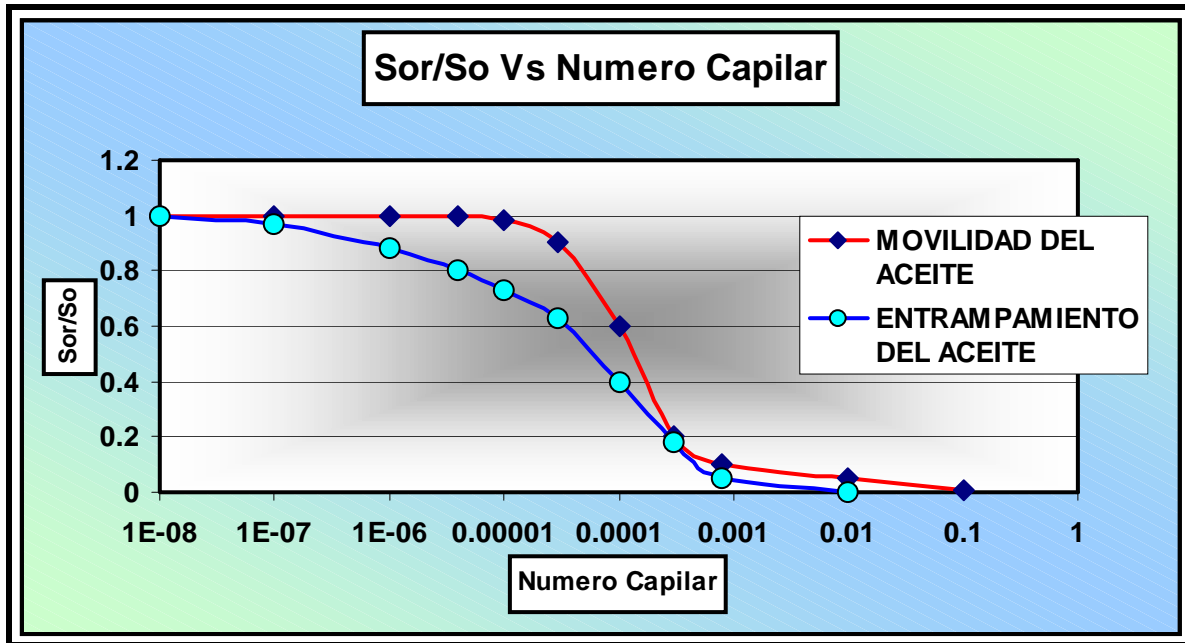


FIGURA 3.2 S_{or}/S_o CONTRA NÚMERO CAPILAR

De la correlación, los dos comportamientos presentados hacen referencia a la movilidad del aceite y cuando éste se encuentra entrampado, es decir existe potencial de aceite que puede ser movilizado pero las fuerzas capilares, viscosas y de flotación hacen que la explotación o recuperación de fluido no sea el adecuado como se puede ver en la gráfica. Con base en esto, es decir al área mojada por aceite o al agua, se puede determinar la mejor política o régimen de explotación, y si es conveniente, uniformizar la mojabilidad.

III.5 Correlaciones que dependen de Registros Geofísicos

El registro de resistividad es uno de los más usados para determinar el valor de S_{or} . Existen diferentes variantes matemáticas para poder evaluarlo, una de las cuales consiste en registrar inicialmente la formación, con lo cual se obtiene el valor R_1 , posteriormente se remueve parte del aceite mediante la inyección de sustancias químicas seguidas de una salmuera similar a la de formación, para volver a registrar nuevamente la formación, obteniendo una R_2 , a partir de los

cuales es posible calcular la S_{or} si se conoce el exponente de saturación, de la siguiente forma:

$$S_{or} = 1 - \left(\frac{R_2}{R_1} \right)^{1/n} \quad (16)$$

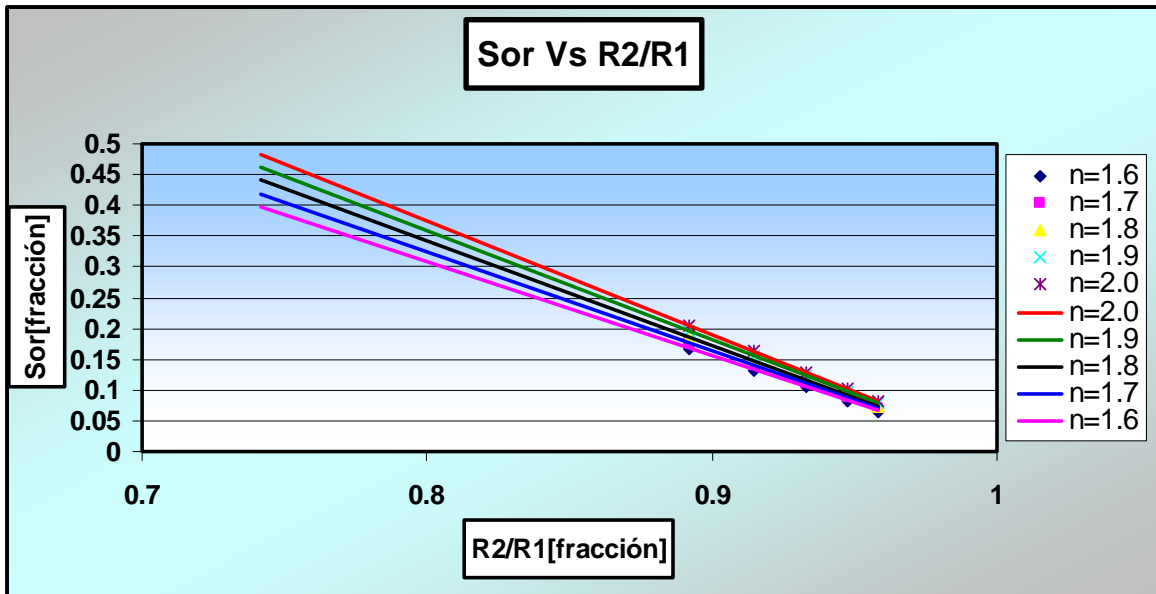


FIGURA 3.3 SATURACIÓN RESIDUAL DE ACEITE CONTRA RELACIÓN DE RESISTIVIDADES

Esta técnica recibe el nombre de Registro-Inyección-Registro (*LIL*) en la determinación de la S_{or} , cuyo rango de precisión para este tipo de registros de resistividad, es del ± 2 al $\pm 5\%$.

De la correlación anterior (figura 3.3), se puede observar que conforme aumenta la relación de resistividades el valor de la S_{or} disminuye. Este comportamiento se presenta para todos los factores de saturación n ; además, se debe tener en cuenta que los núcleos utilizados en esta experimentación tenían valores de S_{or} que oscilaban entre 0.29 y 0.23 teniendo un promedio de 0.26, este valor es muy bajo debido a la manipulación de las características del núcleo que en muchas ocasiones no representan fielmente al yacimiento, sin embargo estas pruebas

ayudan a la toma de decisiones cuando se quiere implementar un método de recuperación secundaria como la inyección de agua.

III.5.1 Registro – Inyección – Registro (*LIL*)

Si se emplea la técnica *LIL* en combinación con el registro de resistividad o algunos otros (como el *PNC*, C/O), se puede obtener un valor más confiable al que se tendría si solamente se empleara el *LIL*, ya que con esto se puede alcanzar una precisión del 2-5 %. Esta técnica no se ha empleado con el registro de constante dieléctrica o el de propagación electromagnética en donde podría resultar muy útil para eliminar la incertidumbre en la medición del tiempo de propagación de la onda a través de la matriz de la formación.

La técnica *LIL* hace del registro *NML* una de las herramientas más precisa en la evaluación de la S_{or} , aún cuando es conveniente que el agua inyectada contenga iones paramagnéticos, ya que atenuarían cualquier señal del agua de formación, por lo que finalmente solo se medirá la señal del aceite (I_o), con esto y la porosidad de la formación es posible calcular la S_{or} de la siguiente forma:

$$\boxed{S_{or} = \frac{I_o}{\phi}} \quad (40)$$

O bien es posible calcularla con la siguiente correlación (figura 3.4):

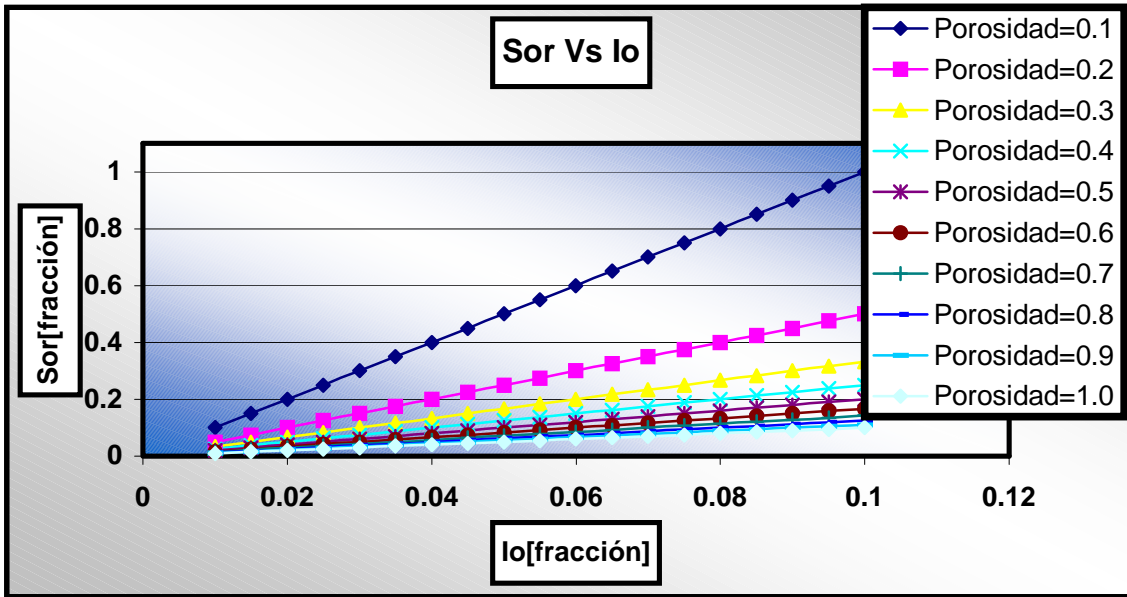


FIGURA 3.4 SATURACIÓN RESIDUAL DE ACEITE CONTRA ÍNDICE DE RESISTIVIDAD

La exactitud del valor de la S_{or} depende en gran parte de la certidumbre que se tenga de la porosidad de la formación. Se puede eliminar en gran medida la incertidumbre debida al desconocimiento de un valor exacto de la porosidad para la determinación de la S_{or} de la siguiente forma; después de que se ha registrado la zona que contiene aceite con el registro NML (I_{t1}), se inyecta una solución de agua que contenga iones paramagnéticos para amortiguar la señal del agua, y se vuelve a registrar la formación nuevamente (I_{t2}), por lo que la señal total (I_t) del NML de la formación será la suma de la señal del aceite (I_o) y del agua (I_w). La señal NML medida antes y después de la inyección se puede expresar como:

$$I_{t1} = I_o + I_w = a(S_{or})\phi + b(1 - S_{or})\phi \quad (41)$$

$$I_{t2} = I_o = a(S_{or})\phi \quad (42)$$

Donde: a, b son las constantes de magnetización inducidas por el aceite y para el agua respectivamente.

Por lo que la porosidad (ϕ) se puede calcular restando las dos ecuaciones anteriores.

$$\phi = \frac{(I_{t1} - I_{t2})}{b(1 - S_{or})} \quad (43)$$

Sustituyendo ésta última expresión se obtiene la S_{or} :

$$S_{or} = \frac{b(I_{t2})}{(I_{t1} - I_{t2}) + b(I_{t2})} \quad (44)$$

III.6 Determinación de la S_{or} mediante el cálculo del volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento por métodos volumétricos o directos.

Existen varios métodos para determinar el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, los más comunes son:

- Método de cimas y bases
- Método de isopacas
- Método de isohidrocarburos

Para la aplicación de los métodos volumétricos es necesario primero fijar límites que tendrá el yacimiento.

II.6.1 Límites de los yacimientos

Para el cálculo del volumen original de hidrocarburos promedio de los métodos volumétricos no siempre se tienen los límites hasta donde debe ser calculado el volumen, ante lo anterior se han definido diferentes tipos de límites los cuales son:

III.6.1.1 Límites físicos

Están definidos por la acción geológica (falla, discordancia, disminución de permeabilidad, etc.), por el contacto agua hidrocarburos, disminución de saturación de hidrocarburos, porosidad o por el efecto combinado de ellos.

III.6.1.2 Límites convencionales

Están de acuerdo a normas o criterios establecidos por expertos en la estimación de reservas en las diferentes regiones; por lo cual no son únicas y los mismos criterios pueden ser representativos para un grupo y no para otros, adicionalmente estos criterios pueden cambiar de acuerdo a la disposición de nueva información obtenida durante el desarrollo de la exploración del yacimiento, algunos de los criterios son:

1. Los límites físicos obtenidos a través de mediciones confiables como pruebas de presión – producción, modelos geológicos, etc. tendrán mayor confiabilidad que cualquier límite convencional.
2. Si el límite físico del yacimiento se estima y está presente a una distancia mayor de un espaciamiento entre pozos, de los pozos situados más al exterior, no se fijará como límite convencional la poligonal formada por las tangentes a las circunferencias.
3. En el caso de existir pozos extremos improductivos a una distancia menor o igual a la del espaciamiento entre pozos, el límite físico se estimará a partir de los datos disponibles y en ausencia de ellos, a la mitad de la distancia

que separa el pozo improductivo y el pozo productor más cercano a él. Como se muestra en la figura 3.5.

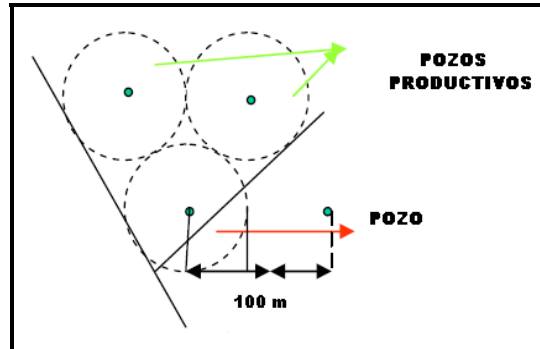


FIGURA 3.5 ESTIMACIÓN DE LÍMITES CONVENCIONALES

4. En el caso de tener un pozo a una distancia de dos espaciamentos, éste deberá tomarse en cuenta para el trazo de la poligonal que define el área probada.

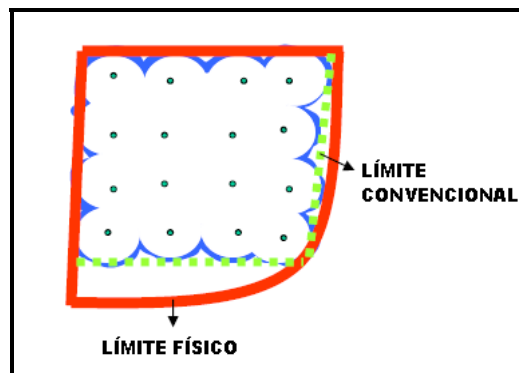


FIGURA 3.6 LÍMITES FÍSICOS Y CONVENCIONALES

Cuando no se demuestra la continuidad del yacimiento entre pozos vecinos, la reserva se calculará para cada pozo considerándolo como pozo aislado.

Para la estimación de las reservas de un yacimiento se tomará como área probada la limitada físicamente y de no existir ésta, se utilizará la limitada convencionalmente.

III.6.2 Método de Cimas y Bases

Este método tiene como información básica los planos de cimas y bases de la formación productora. La cima y la base de la formación productora se determinan de los registros geofísicos de explotación para todos y cada uno de los pozos asociados con el yacimiento en estudio y a partir de estos puntos nos generan los planos que utilizamos en este procedimiento.

III.6.2.1 Procedimiento de cálculo

1. Se determinan para todos los pozos las profundidades de la cima y la base de la formación productora en m**vb**NM (metros verticales bajo el nivel del mar), para lo que se construye una tabla como la que se muestra.

Pozo N° 1	ERM	Cima		ERM	
		(mbMR)	(mbNM)	(mb MR)	(mbNM)

2. En el plano de localizaciones del campo se anota para cada pozo la profundidad de la cima (m**vb**NM) y se hace la configuración correspondiente por interpolación o extrapolación lineal de los datos para obtener las curvas de nivel de igual profundidad.
3. En el plano de localizaciones del campo se anota para cada pozo la profundidad de la base (m**vb**NM) y se hace la configuración respectiva interpolando o extrapolando los datos linealmente.
4. Se marcan en ambos planos (cimas y bases) los límites del yacimiento, ya sean físicos o convencionales.

5. Se planimetrean las áreas encerradas por las curvas del plano de cimas y las áreas encerradas por las curvas del plano de bases y con los datos se generan las siguientes tablas:

BASES (m ^v bNM)	ÁREAS (cm ² p)
Valor menor	0
-	-
-	-
-	-
Valor mayor	Área Límite

CIMAS (m ^v bNM)	ÁREAS (cm ² p)
Valor menor	0
-	-
-	-
-	-
Valor mayor	Área Límite

6. Con los datos de las tablas anteriores (puntos) se construyen una gráfica de profundidades contra áreas, tal como se indica en la figura 3.7.

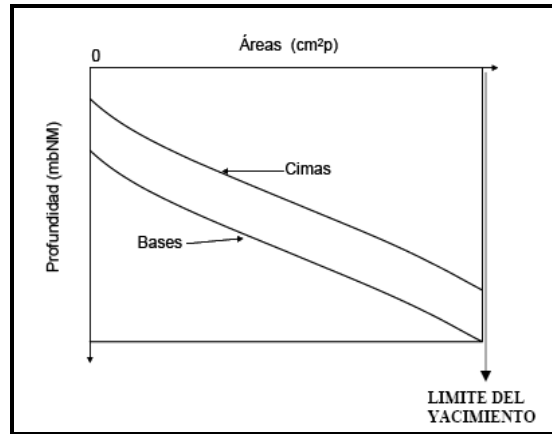


FIGURA 3.7 GRÁFICA DE PROFUNDIDAD CONTRA ÁREA

- Se planimetrea el área encerrada por la gráfica de profundidades contra áreas, con lo que se tiene el área correspondiente, con lo que se calcula el volumen de roca.

$$V_R = \left[\frac{Ep}{100} \right]^2 * (Eg)_x * (Eg)_y \quad (45)$$

Donde:

V_R : Volumen de roca del yacimiento, se expresa en millones de m^3

Ep : Segundo término de la escala de los planos de cimas y bases

$(Eg)_x$: Segundo término de la escala de la gráfica de áreas contra profundidades, en el eje horizontal.

$(Eg)_y$: Segundo término de la escala vertical de la gráfica de isopacas contra áreas.

- Ya con el volumen de roca y con el valor del volumen de hidrocarburos después de un periodo de explotación (volumen de aceite remanente) se puede determinar el valor de la saturación residual de aceite (S_{or}) de la siguiente manera:

$$V_{aceite_remanente} = V_{HC} - V_{aceite_producido_Presión_de_abandono} \quad (46)$$

Se debe hacer mención que para calcular la S_{or} debe hacerse midiendo el volumen de aceite producido a la presión de abandono pues es la presión a la cual el yacimiento deja de producir.

$$S_{or} = \frac{V_{aceite_remanente}}{V_R * \phi} \quad (47)$$

III.6.3 Método de Isopacas

Este método y el de cimbras y bases, en realidad se utilizan para determinar el volumen de roca de yacimiento, el cual sirve para obtener, con los valores medios correspondientes de porosidad y saturación de agua, el volumen original de hidrocarburos.

III.6.3.1 Procedimiento de cálculo

1. Se determina para cada pozo el valor del espesor neto poroso de la formación, con impregnación de hidrocarburos.
2. En un plano de localización de pozos del campo, se anota para cada pozo el espesor correspondiente y se hace la configuración por interpolación o extrapolación lineal, para obtener curvas de igual valor de espesor, de valores cerrados.
3. Se marcan en el plano los límites del yacimiento, ya sean físicos o convencionales.
4. Se planimetran las áreas encerradas por cada curva de isopaca. Con los datos obtenidos se forma una tabla como se ve a continuación:

ISOPACAS (m)	ÁREA (cm^2_p)
Valor menor	0
-	-
-	-
-	-
CERO	Área Límite

5. Con los datos de la tabla anterior, se construye una gráfica de isopacas contra áreas, tal como se indica en la figura 3.8:

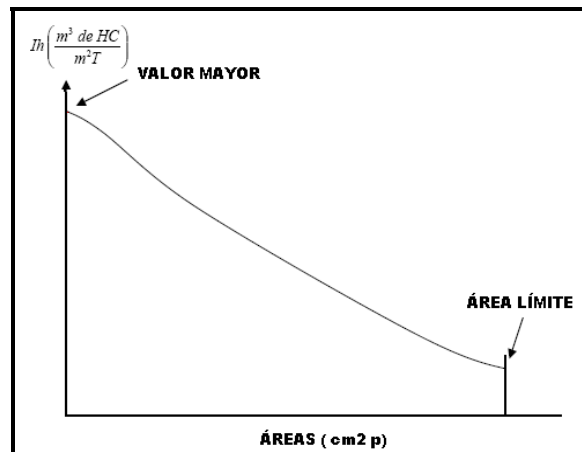


FIGURA 3.8 GRÁFICA DE ISOPACAS CONTRA ÁREA

6. Se planimetrea el área encerrada por la gráfica de isopacas contra áreas con lo que se obtiene el área correspondiente, con la que se calcula el volumen de roca:

$$V_R = A_g * \left[\frac{Ep}{100} \right]^2 * (Eg)_x * (Eg)_y \quad (48)$$

Donde:

V_R : Volumen de roca del yacimiento, se expresa en millones de m^3

E_p : Segundo término de la escala del plano de isopacas

$(Eg)_x$: Segundo término de la escala horizontal de la gráfica de isopacas
contra áreas.

$(Eg)_y$: Segundo término de la escala vertical de la gráfica de isopacas contra
áreas.

A_g : Área de la gráfica de isopacas contra áreas.

7. Ya con el volumen de roca y con el valor del volumen de hidrocarburos después de un periodo de explotación (volumen de aceite remanente) se puede determinar el valor de la saturación residual de aceite (S_{or}) de la siguiente manera (ecuación 46 y 47):

$$V_{aceite_remanente} = V_{HC} - V_{aceite_producido_Presión_de_abandono}$$

$$S_{or} = \frac{V_{aceite_remanente}}{V_R * \phi}$$

III.6.4 Método de Isohidrocarburos

El método de isohidrocarburos o isoíndices de hidrocarburos es el método volumétrico para determinar el volumen de hidrocarburos originales que mejores resultados da y se basa en el conocimiento de un índice de hidrocarburos asociados al yacimiento en estudio.

Este volumen original es fundamental para determinar las reservas respectivas, que son base para las actividades en la industria petrolera.

El índice de hidrocarburos de un intervalo, es el producto del espesor neto, por la porosidad y por la saturación de hidrocarburos.

$$Ih = h * \phi * (1 - S_w) \quad (49)$$

Donde:

Ih : Índice de hidrocarburos

h : Espesor neto (m)

ϕ : Porosidad (fracción)

S_w : Saturación de agua (fracción)

Este índice es una medida del volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, que existen en la roca proyectada sobre un área de un metro cuadrado del yacimiento. Al ponderar estos índices en las áreas respectivas se obtiene el volumen original de hidrocarburos.

III.6.4.1 Procedimiento de cálculo

1. Calcular el índice de hidrocarburos de las formaciones en estudio en todos y cada uno de los pozos.

$$Ih_j = \sum_{K=1}^{K=n} h_K * \phi_K * (1 - S_{wK}) \quad (50)$$

Donde:

Ih_j : Índice de hidrocarburos total del pozo j en la formación en estudio.

h_K : Espesor (m) del intervalo K.

S_{wK} : Saturación de agua (fracción) del intervalo K.

n : Número o cantidad total de intervalos con hidrocarburos.

2. En un plano de localizaciones; de pozos se anotan los correspondientes valores de índice de hidrocarburos y se trazan, por interpolación o extrapolación lineal, las curvas de igual valor de índice de hidrocarburos, con los que se tiene el plano de isohidrocarburos.
3. Se marca en el plano de isohidrocarburos los límites de los yacimientos, ya sean físicos o convencionales.
4. Se “planimetrean” las áreas encerradas por cada curva de isohidrocarburos; con los datos obtenidos se forma una tabla con dos columnas, una con valores de isohidrocarburos y otras con las áreas encerradas por las curvas correspondientes.

<i>Ih</i> $\left[\frac{m^3 \text{ de Hc}}{m^2 T} \right]$	ÁREA $[cm^2_p]$
Valor menor	0
-	-
-	-
CERO	Área Límite

- Con los datos anotados en la tabla mencionada en el punto anterior, se construyen una gráfica de isohidrocarburos contra áreas.
- Se planimetrea el área de las gráficas de isohidrocarburos contra áreas, con lo que se obtiene el área de la gráfica A_g , con lo que se calcula el volumen original de hidrocarburos con las siguientes ecuaciones:

$$V_{HC} = A_g * \left[\frac{Ep}{100} \right]^2 * (Eg)_x * (Eg)_y \quad (51)$$

Donde:

V_{HC} : Volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, en m^3

Ep : Segundo término de la escala del plano de isohidrocarburos.

$(Eg)_x$: Segundo término de la escala horizontal de la gráfica de Ih contra áreas.

$(Eg)_y$: Segundo término de la escala vertical de la gráfica de Ih contra áreas.

A_g : Área de la gráfica de Ih contra área, en cm^2

7. Conocido el valor del volumen original de hidrocarburos, se determina el valor de S_{or} de la siguiente manera (ecuación 46 y 47):

$$V_{aceite_remanente} = V_{HC} - V_{aceite_producido_Pr esión_de_abandono}$$

$$S_{or} = \frac{V_{aceite_remanente}}{V_R * \phi}$$

III.7 CORRELACION ELABORADA PARA AMERICA DEL NORTE

La correlación que determina el valor de S_{or} solo es aplicable cuando ya se efectuó una recuperación por inyección de agua en formaciones como arenas y carbonatos.

La correlación está en función de la relación de viscosidades entre el agua y el aceite y es aplicable para cualquier tipo de mojabilidad, aunque en promedio las arenas tienen mojabilidad al agua o mojabilidad neutral, mientras que los carbonatos predomina moderadamente la mojabilidad fuertemente al aceite. Fue determinada después de hacer un estudio en 60 diferentes formaciones productoras.

La determinación del valor de S_{or} está dada por:

$$S_{or}(fracción) = 0.3262 \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right)^{0.0448} \quad (52)$$

El rango de validación para la relación de viscosidades $\frac{\text{aceite}}{\text{agua}}$ es e 0.5 hasta 10,000.

Esta correlación no es muy precisa pues el valor del coeficiente de regresión es de tan solo 0.4, pero nos permite tener un valor inicial en caso de establecer modelos para una simulación de yacimientos o bien para propuestas de evaluación primaria en caso de establecer una recuperación terciaria.

III.8 Importancia y Aplicación del valor de Saturación de Aceite Residual S_{or}

La determinación del valor de saturación residual de aceite (S_{or}) es de gran importancia dentro de la Ingeniería de Yacimientos en procesos de recuperación mejorada, como la inyección de fluidos, en especial en la inyección de agua. A continuación se presenta una tabla que muestra los factores que afectan la recuperación de hidrocarburos en un proceso de inyección de agua.

VARIABLES PRIMARIAS	OTRAS VARIABLES
Saturación inicial de agua (S_{wi})	Porosidad (ϕ)
Saturación residual de aceite (S_{or}) (Eficiencia de desplazamiento)	Características de permeabilidad absoluta y relativa
Factor de volumen de formación del aceite (encogimiento del aceite)	Viscosidad del aceite y del agua
Eficiencia de recuperación primaria	Presión inicial
Eficiencia volumétrica del barrido Barrido areal Barrido vertical	Presión de abandono después de la depresión primaria
	Características estructurales
	Heterogeneidad del yacimiento
	Patrones de flujo
	Tiempo de flujo
	<ul style="list-style-type: none"> • Factores económicos • Espaciamiento del pozo • Profundidad del yacimiento • Precio del crudo • Costos de operación • Disponibilidad del agua

Un gran número de variables afectan la saturación de aceite durante la inyección de agua, incluyendo la relación de viscosidad, historia de saturación, geometría del poro, y el gasto de inyección.

Los efectos finales de entrada y salida podrían también afectar la medición de saturación de aceite en experimentos en el laboratorio.

Durante la inyección de agua, la saturación de aceite es más alta en la salida del núcleo y disminuye hacia la entrada por la inestabilidad natural de la inyección.

El promedio de saturación medido en cualquier tiempo dado dependerá de la saturación del núcleo todo el tiempo y variará para núcleos con diferentes longitudes.

Para sistemas mojados uniformemente se tienen los siguientes acuerdos:

- a. El rompimiento, práctico (económico) y S_{or} son esenciales para sistemas mojados por agua. Después del rompimiento casi no hay producción. La recuperación de aceite es alta en este caso porque la recuperación de aceite está inversamente relacionada a la S_{or} .
- b. La S_{or} última, que es la saturación después de que un gran número de V_p de agua son inyectados, depende débilmente de la mojabilidad. Esto es ligeramente bajo cerca de la mojabilidad neutral.

- c. Como lo sistemas llegan a ser más mojados por aceite, el rompimiento y S_{or} económica incrementa, tanto que la recuperación de aceite disminuye. La S_{or} económica es mas baja que la saturación de rompimiento y la diferencia entre las dos incrementa gradualmente.
- d. Hay algunos desacuerdos en los efectos de la mojabilidad cuando un núcleo llega a ser fuertemente mojado por agua comparado con un sistema moderadamente mojado por agua. Las tres S_{or} son esencialmente la misma, porque hay poca producción después del rompimiento de agua, con todo el aceite entrampado en glóbulos discontinuos.

Diferentes experimentos sugieren que la S_{or} en un sistema fuertemente mojado por agua disminuye o incrementa, dependiendo de la heterogeneidad, geometría del poro, gasto de inyección, y los efectos finales de entrada y salida.

Cuando un núcleo llega a ser mas mojado por aceite, la saturación de rompimiento incrementa y la recuperación de aceite disminuye. En un núcleo mojado por agua, el aceite está atrapado detrás de la frontera de agua en glóbulos discontinuos.

Después de pasar el frente de agua, casi todos los residuos de aceite están inmóviles, siguiendo una pequeña producción después del rompimiento. Como un sistema llega a ser más mojado por aceite, el agua comienza a viajar preferentemente por los poros más grandes, con solamente una imbibición débil dentro de los poros más pequeños.

Cuando un núcleo llega a ser fuertemente mojado por agua, la recuperación de aceite podría incrementarse, disminuir o mantenerse, dependiendo de otras variables como la heterogeneidad, geometría del poro, gasto de inyección. Los

efectos de entrada y salida podrían afectar la recuperación en experimentos en laboratorio.

Por medio de una prueba de imbibición se determina que el núcleo limpio fue fuertemente mojado por agua, porque rápidamente imbebe un gran volumen de agua.

El núcleo en estado nativo fue más débilmente mojado por agua, de acuerdo con las mediciones para imbibición, tanto el rompimiento y la recuperación disminuyen conforme el núcleo llega a ser más mojado por agua.

Factores que afectan la recuperación:

- Variaciones en la propiedades físicas de la roca
- Variaciones en las propiedades de los fluidos
- Tipo de empuje que predomine en el yacimiento
- Proceso de explotación (inyección de fluidos, polímeros, métodos térmicos, etc.)
- Ritmo de explotación
- Número de pozos y su localización

De acuerdo a lo anterior, se establece que en métodos de recuperación mejorada, como se ha comentado a lo largo del trabajo, la determinación del valor de S_{or} es de vital importancia ya que con él se pueden obtener los fundamentos para elegir el mejor método de recuperación. Por ello aquí se presenta una experimentación que comprueba que existe una gran diferencia en el comportamiento de un medio mojado por aceite de uno mojado por agua en un desplazamiento por agua.

En un sistema uniformemente mojado, se logra un desplazamiento más eficiente en un medio mojado por agua que en uno mojado por aceite. Durante la prueba,

se llevó a cabo un control riguroso sobre la mojabilidad, agregando unos sulfonatos al aceite y detergente a la salmuera, a la vez que éste se verificó con el ángulo de contacto. Las curvas de permeabilidades relativas se emplearon para calcular el comportamiento, suponiendo un arreglo de 5 pozos en un área de 20 acres con propiedades homogéneas. Se consideró que las viscosidades para el agua serian de 0.35 cp y de 1.74 cp para el aceite (0.35 mPa. s y 1.74 mPa. s). Los resultados se muestran en la grafica (figura 3.9).

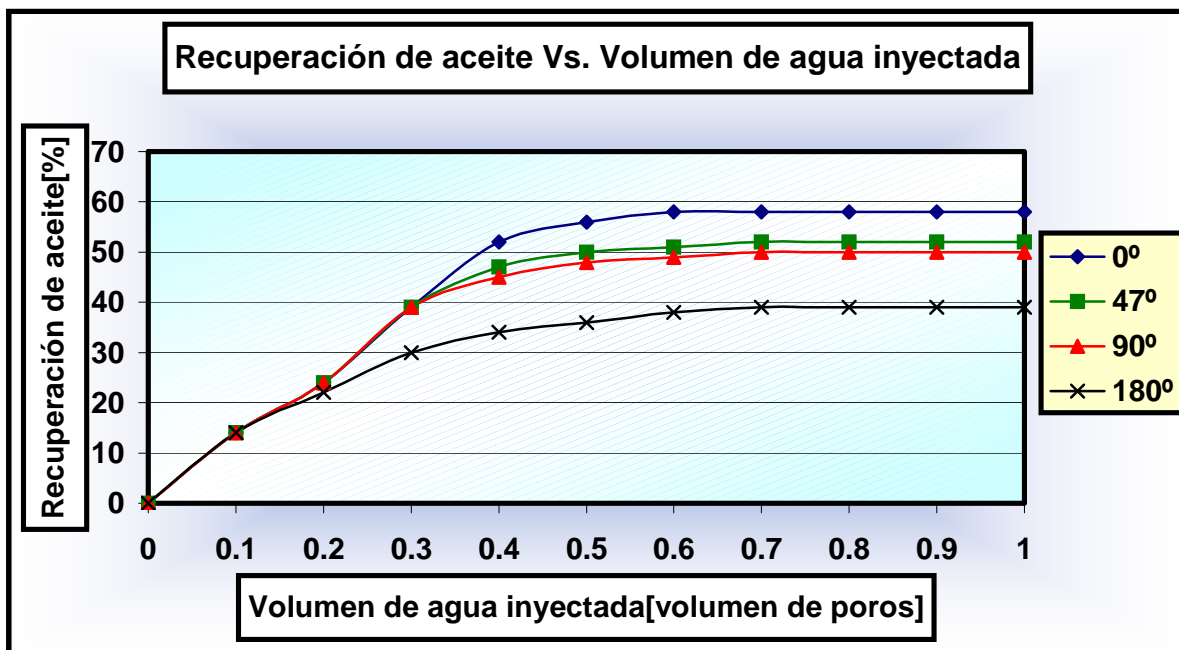


FIGURA 3.9 GRÁFICA DE RECUPERACIÓN DE ACEITE CONTRA VOLUMEN DE AGUA INYECTADA

De la correlación se observa que cuando ocurre el surgimiento del agua, la curva pierde su linealidad, resultando un desplazamiento por agua mucho menos eficiente que cuando el yacimiento se encuentra mojado por aceite.

Generalmente, las permeabilidades relativas al agua y al aceite, y la relación de viscosidades $\frac{\text{agua}}{\text{aceite}}$ controlan la recuperación en una prueba de laboratorio, ya que se pueden despreciar los efectos capilares en un medio horizontal. Sin embargo, en estas pruebas existen efectos de entrada y de salida que pueden afectar los resultados.

De aquí el valor de S_{or} se puede calcular mediante la expresión siguiente:

$$\boxed{S_{or} = 1 - R_o} \quad (53)$$

Donde R_o = Recuperación de aceite en fracción

IV.- CORRELACIONES DEL ACEITE RESIDUAL CON PARÁMETROS PETROFÍSICOS

IV.1 Correlaciones

Wardlaw y Cassan, investigaron la posible correlación entre la magnitud del aceite residual y algunos parámetros petrofísicos que intervienen en el proceso. Ellos observaron que en algunas rocas con propiedades macroscópicas similares, sus saturaciones residuales resultaban diferentes, lo cual está acorde con la mayoría de las investigaciones realizadas, de donde se infiere que la rocas con propiedades macroscópicas similares y aún iguales difieren en sus recuperaciones (esto se debe posiblemente a distribuciones variables de saturaciones). También encontraron cierta tendencia a incrementarse la saturación de la fase no mojante conforme la porosidad disminuye, indicando que existe una fuerte dependencia del entrapamiento con la relación $\frac{\text{poro}}{g \text{ arg anta}}$.

En menor o mayor grado los investigadores sobre este tema están de acuerdo de que a nivel microscópico tanto la estructura porosa, el contenido inicial de fluidos y los efectos de la mojabilidad, determinan la distribución de los fluidos y el comportamiento de la recuperación, en conjunción con la interacción de las fuerzas viscosas con las capilares y la fuerza gravitacional, bajo condiciones normales de operación en un proceso de recuperación. Como se muestra en la siguiente tabla:

Tipo de Roca	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	S_{wi} (% VP)	S_{or} (% VP) De acuerdo a la fase mojante
Boise (Arenisca)	1094	29.3	13.5	Agua 33.5 Mixta 20.5
Upper Austin (Arenisca)	595	28.0	20.0	Agua 30.0 Mixta 22.9
Woodbine Outcrop (Arenisca)	690	33.8	17.0	Agua 27.3 Mixta 30.7
Upper Noodle (Caliza)	620	21.2	18.9	Agua 40.5 Mixta 28.1
Lissie (Arenisca)	536	21.9	7.2	Agua 42.5 Mixta 29.1

En la tabla anterior se muestran las saturaciones residuales que se obtuvieron de pruebas de desplazamiento en núcleos que fueron tratados para alterar su mojabilidad al agua, y transformarla en intermedia. De aquí se puede observar que las saturaciones residuales de aceite obtenidas bajo condiciones de mojabilidad mixta resultaron mucho menores a aquellas saturaciones residuales que se obtuvieron de los núcleos cuando sus condiciones de mojabilidad eran preferentes al agua. Aún cuando estas saturaciones residuales fueron obtenidas a altas relaciones $\frac{\text{agua}}{\text{aceite}}$ y después de varios volúmenes de poro inyectados, la recuperación bajo condiciones de mojabilidad mixta fue siempre mayor en casi todos los casos.

IV.2 Correlaciones Experimentales

A continuación se presenta una base de datos elaborada mediante información adquirida de bibliografía, en la cual se incluyen algunos parámetros petrofísicos como porosidad, permeabilidad, tipo de mojabilidad, así como el comportamiento de saturación residual de aceite.

La elaboración de la tabla que se presenta a continuación sólo presenta valores que han sido los resultados que importantes autores han obtenido en diferentes pruebas con núcleos de distintas litologías, siendo la Arenisca el tipo de roca que mayor es utilizada, debido a que la mayoría de las zonas productoras en el mundo están constituidas por formaciones arenosas. No así los campos mexicanos, en los cuales la zonas conformadas por carbonatos como calizas y dolomías que en su mayoría presentan fracturas, son las productoras de aceite y las arenas y areniscas son en su mayoría productoras de gas.

Las características presentadas son el tipo de roca así como su porosidad y permeabilidad, el tipo de mojabilidad con el que se realiza la prueba, que en algunas ocasiones coincide con la del yacimiento y el tipo de procedimiento que se llevó a cabo para la determinación de la saturación residual de aceite. Las condiciones de los fluidos o características escasean en información en el actual trabajo, debido principalmente a que en la literatura los resultados se presentan tomando en cuenta solo las propiedades ya mencionadas.

Tabla de resultados obtenidos a partir de datos de literatura (Véase Referencias)

Tipo de roca	Porosidad (ϕ ,%)	Permeabilidad (κ ,md)	Características de los fluidos	Procedimiento	Mojabilidad	Saturación residual de aceite (S_{or} ,%)
Caliza	19.20	445.7	Viscosidad del aceite @ 120 °C 2.83 cp Viscosidad de la salmuera @ 120 °C 0.291 cp	Desplazamiento Dinámico	Mojado por aceite	19.6
Arenisca (Berea)	25.88 (estimada)	184.3		Membrana semipermeable	Mojado por agua	45
Arenisca (Berea) Tratado con drifilm	16.22 (estimada)	40.92		Membrana semipermeable	Fuertemente mojado por agua	31.32
Arenisca (Venango)	23.53 (estimada)	84.2		Membrana semipermeable	Mojado por aceite	28.44
Arenisca (Tensleep)	24 (estimada)	48.1		Membrana semipermeable	Fuertemente mojado por aceite	30.12
Arenisca Campo Meren, Nigeria	29.5	1145.51	Viscosidad del aceite 0.751 cp Viscosidad del gas 0.0146 cp	Desplazamiento Dinámico	Mojado por aceite	26
Arenisca Frio 1	23	143		Centrífuga	Mojado por agua	28.97

Tipo de roca	Porosidad (ϕ ,%)	Permeabilidad (κ ,md)	Características de los fluidos	Procedimiento	Mojabilidad	Saturación residual de aceite (S_{or} ,%)
Arenisca Frio 2	26	229		Membrana semipermeable	Mojado por agua	28.44
Arenisca Paluxy	20	1150		Membrana semipermeable	Mojado por agua	24
Arenisca Wilcox	22	430		Centrífuga	Mojado por agua	32
Limestone San Andres	19	285		Membrana semipermeable	Mojado por agua	27.92
Limestone San Andres	16	164		Membrana semipermeable	Mojado por agua	28.97
Arenisca	24.9	1030		Centrífuga	Mojado por agua	27.92
Arenisca	22	496.59		Membrana semipermeable	Mojado por agua	30.62
Arenisca berea núcleo N. 0-2-A	20	257.03		Desplazamiento dinámico	Mojado por aceite	30.06
Arenisca berea núcleo N. 0-2	19	118		Desplazamiento dinámico	Mojado por aceite	39

Tipo de roca	Porosidad (ϕ ,%)	Permeabilidad (κ ,md)	Características de los fluidos	Procedimiento	Mojabilidad	Saturación residual de aceite (S_{or} ,%)
Arenisca berea	17.7	107		Desplazamiento dinámico	Mojado por agua	30.62
Muestra 1374 atlantic refining Co.	21.9	54		Centrífuga	Mojado por agua	31
Arenisca Nelly Bly	26.1	143		Membrana semipermeable	Mojado por agua	25.2
Limestone	17.81	110		Centrífuga	Mojado por agua	27.84
Arenisca	14	25		Membrana semipermeable	Mojado por agua	29.32
Arenisca	30.29	1000		Membrana semipermeable	Mojado por agua	27.92
Arenisca BZE	13.95	75		Centrífuga	Mojado por aceite	30.06
Arenisca BZG	13.94	105		Centrífuga	Mojado por aceite	30.90
Arenisca 1141-A	19.46	64.56		Desplazamiento Dinámico	Mojado por agua	28.44
Limestone N.3	17.5	29.51		Membrana semipermeable	Mojado por agua	30.06

Tipo de roca	Porosidad (ϕ ,%)	Permeabilidad (κ ,md)	Características de los fluidos	Procedimiento	Mojabilidad	Saturación residual de aceite (S_{or} ,%)
Limestone N.4	19	118		Membrana semipermeable	Mojado por agua	30.40
Limestone N.5	21	120		Membrana semipermeable	Mojado por agua	28
Arenisca	23.8	1100		Desplazamiento dinámico	Mojado por aceite	25
Arenisca Berea núcleo N. 0-2-A	33	120		Membrana semipermeable	Mojado por agua	31.62
Arenisca Berea núcleo N. 0-2-A	35	134.58		Membrana semipermeable	Mojado por agua	30.06
Arenisca Nelly	26.1	180.30		Membrana semipermeable	Mojado por aceite	31.62
Núcleo sintético	30	680		Centrífuga	Mojado por aceite	26.91
Arenisca Núcleo limpio	24.8	338		Desplazamiento Dinámico	Mojado por agua	30

Tipo de roca	Porosidad (ϕ ,%)	Permeabilidad (κ ,md)	Características de los fluidos	Procedimiento	Mojabilidad	Saturación residual de aceite (S_{or} ,%)
Arenisca Núcleo contaminado	25.8	948.41		Desplazamiento Dinámico	Mojado por agua	25
Arenisca núcleo restaurado	24.8	338		Desplazamiento Dinámico	Mojado por agua	25
Mudstone Pozo Gamba 1 (Profundidad 2955 m)	20 (estimada)	350 (estimada)		Registros geofísicos	Mojado por aceite	30.29 (estimada)
Arenisca Pozo Gamba 1 (Profundidad 700 m)	15	313 (estimada)		Registros geofísicos	Mojado por aceite	32.46 (estimada)
Arenisca Pozo Gamba 1 (Profundidad 1800 m)	17	362 (estimada)		Registros geofísicos	Mojado por aceite	30.15 (estimada)
Arenisca Brent	9.6	0.9		Desplazamiento	Mojado por agua	30.26
Arena Clinch, Lee Co.VA	12	180		Desplazamiento	Mojado por agua	29.88
Arena Wilcox, Okla. Co. VA	12	100		Desplazamiento	Mojado por agua	29.83

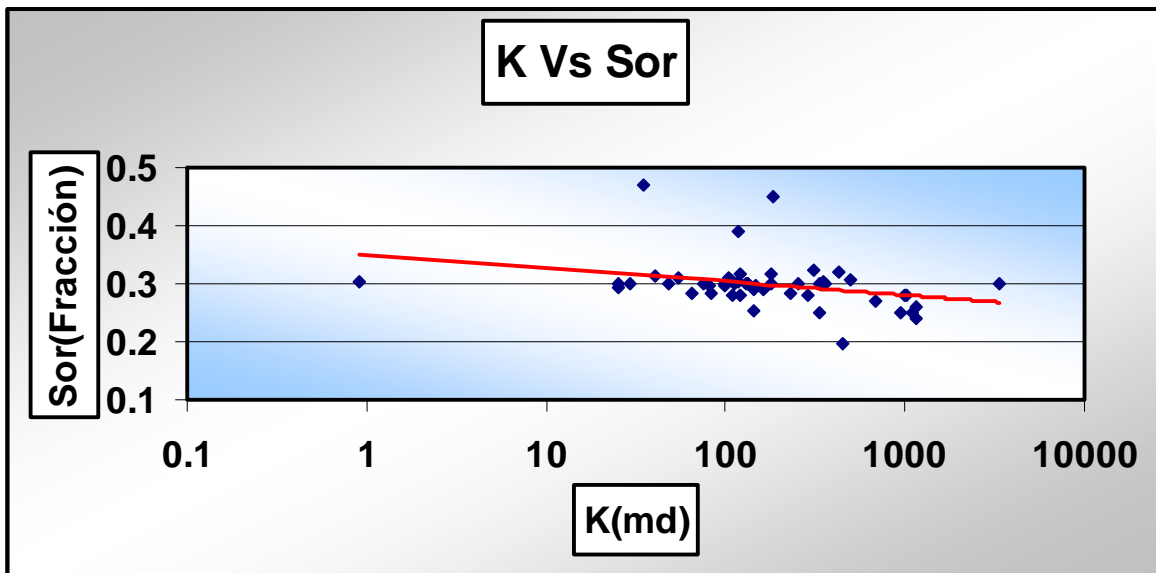
Tipo de roca	Porosidad (ϕ , %)	Permeabilidad (κ , md)	Características de los fluidos	Procedimiento	Mojabilidad	Saturación residual de aceite (S_{or} , %)
Arena Cut Bank, Glacier, Co. MT	15.4	111		Desplazamiento	Mojado por agua	30.16
Arena Bartlesville, Anderson Co. KS	17.5	25		Desplazamiento	Mojado por agua	30.12
Arena Olympic, Hughes Co. OK	20.5	35		Desplazamiento	Mojado por aceite	47.045
Arena Woodbine, Tyler Co. TX	22	3390		Desplazamiento	Mojado por aceite	29.95
Arena Strawn, Cooke Co. TX	22	81		Desplazamiento	Mojado por aceite	29.69
Arena Nugget, Fremont Co. WY	25	147		Desplazamiento	Mojado por aceite	29.75
Arena O'Hern, Duval Co. TX	28	130		Desplazamiento	Mojado por aceite	29.876
Arena Eutaw, Choctaw Co. AL	30	100		Desplazamiento	Mojado por aceite	30.06

IV.2.1 Correlaciones Generales

Con la información anterior se prepararon gráficas para poder establecer una correlación con la cual se pudiera obtener el valor de la saturación residual de aceite (S_{or}).

Para ello graficamos propiedades como la porosidad (ϕ) y la permeabilidad (K) contra el valor de S_{or} para todos los datos recopilados y se elaboran tres tipos de graficación: en papel normal, papel semilogarítmico y papel logarítmico, se elige la que presente el mejor comportamiento y se establece como la correlación válida.

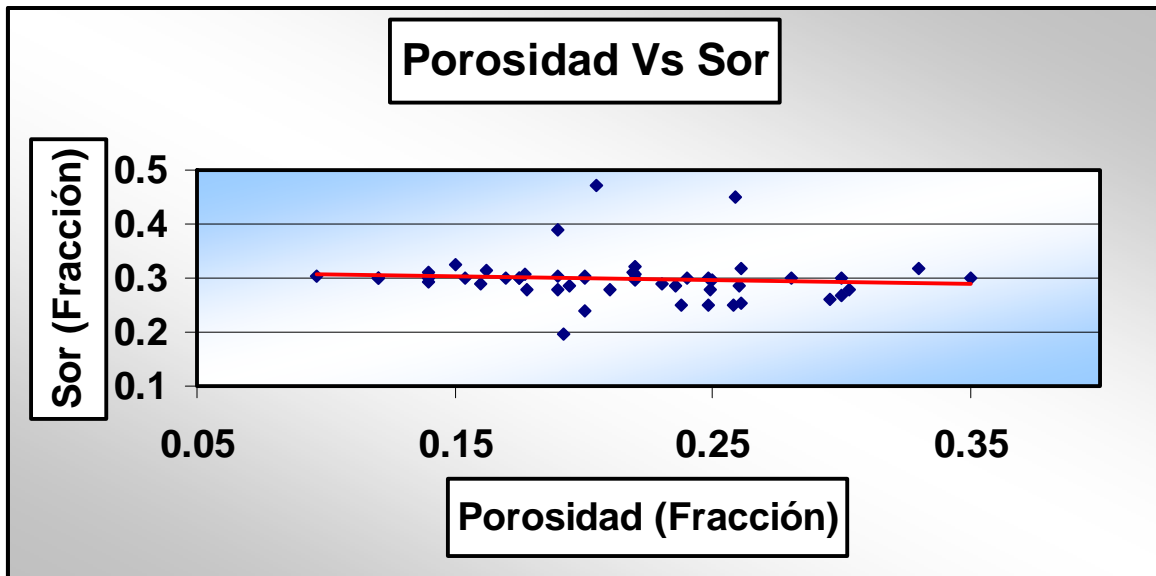
IV.2.1.1 Correlación de Permeabilidad contra Saturación Residual de Aceite



La gráfica anterior corresponde al papel semilogarítmico, se eligió esta gráfica como la correlación más adecuada debido a que en esta se nota claramente el comportamiento de la S_{or} conforme aumenta la permeabilidad, es decir se observa que a mayor permeabilidad la S_{or} disminuye, y es un comportamiento lógico debido a que si los fluidos pasan con mayor facilidad a través de la roca, éstos no

se verán tan afectados por las propiedades retentivas del yacimiento y fluirán con mayor facilidad a través de los canales preferenciales de flujo.

IV.2.1.2 Correlación de Porosidad contra Saturación Residual de Aceite



La gráfica anterior corresponde al papel normal debido a que ésta, al igual que la anterior presenta un comportamiento claro debido a la inclinación de su pendiente, tanto el papel semilogarítmico y logarítmico presentaban comportamientos casi constantes. En esta correlación podemos observar que a mayor porosidad la S_{or} disminuye, este es un comportamiento natural debido a que una porosidad mayor infiere mayor contenido de “huecos” en la formación y por lo tanto menor entrapamiento de aceite el cual podrá fluir con mayor facilidad aumentando la recuperación de aceite.

Ambas graficas nos presentan comportamientos naturales y hasta lógicos, pero si se requiere de una mayor exactitud en cuanto a las propiedades del sistema roca-fluidos es necesario realizar una separación de éstas y elaborar el mismo análisis, por ello se reacomoda la tabla con el fin de separar las propiedades petrofísicas tales como: Tipo de roca y mojabilidad.

IV.2.2 Mojabilidad

En general, basados en estudios a yacimientos, se puede decir que la mayoría de las rocas carbonatadas son preferentemente mojadas por aceite, mientras que algunos de los yacimientos de areniscas son preferentemente mojados por agua, debido principalmente a que los silicatos normalmente tienen cargas negativas con superficies ligeramente ácidas en agua neutral, y los carbonatos tienen cargas positivas con superficies ligeramente básicas.

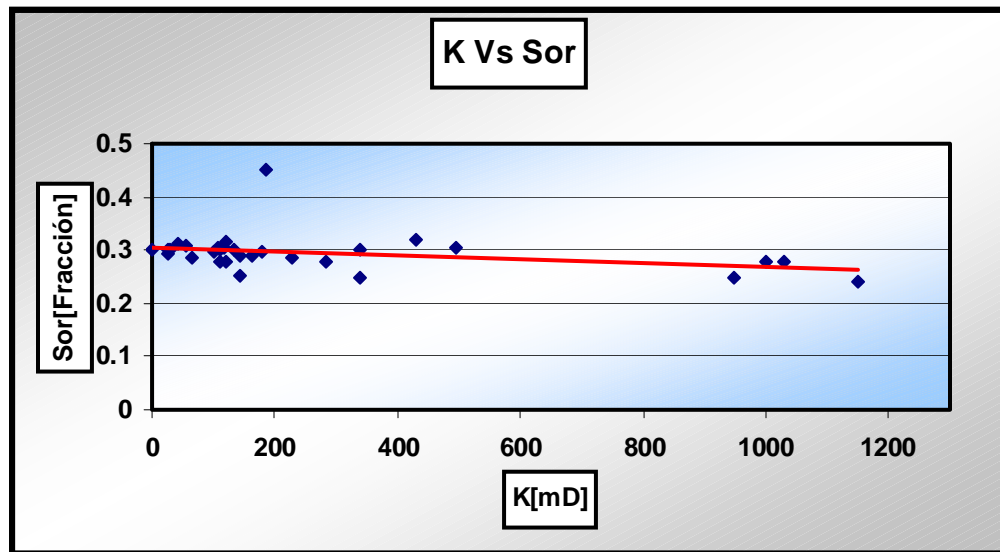
IV.2.2.1 Mojabilidad al agua

Se presenta la tabla que corresponde a todos los datos cuya mojabilidad es preferentemente al agua.

Roca	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad (mD)	Sor (Fracción)
Arenisca Berea 1	0.2588	184.3	0.45
Arenisca Berea 2	0.1622	40.92	0.3132
Arenisca Frio 1	0.23	143	0.2897
Arenisca Frio 2	0.26	229	0.2844
Arenisca Paluxy	0.2	1150	0.24
Arenisca Wilcox	0.22	430	0.32
Limestone S. Andres	0.19	285	0.2792
Limestone S. Andres	0.16	164	0.2897
Arenisca Art.1	0.249	1030	0.2792
Arenisca Art.2	0.22	496.59	0.3062
Arenisca Berea 3	0.177	107	0.3062
Muestra A. Refining	0.219	54	0.31
Arenisca Nelly Bly	0.261	143	0.252
Limestone	0.1781	110	0.2784
Arenisca	0.14	25	0.2932
Arenisca	0.3029	1000	0.2792
Arenisca 1141-A	0.1946	64.56	0.2844
Limestone N.3	0.175	29.51	0.3006
Limestone N.4	0.19	118	0.304
Limestone N.5	0.21	120	0.28
Arenisca Berea N.02A	0.33	120	0.3162
Arenisca Berea N.02A	0.35	134.58	0.3006
Arenisca Nucleo Limpio	0.248	338	0.3
Arenisca Nucleo Contaminado	0.258	948.41	0.25
Arenisca Nucleo restaurado	0.248	338	0.25
Arenisca Brent	0.096	0.9	0.3026

Arena Clinch, Lee Co.VA	0.12	180	0.2988
Arena Wilcox, Okla. Co. VA	0.12	100	0.2983
Arena Cut Bank, Glacier, Co. MT	0.154	111	0.3016
Arena Bartlesville, Anderson Co. KS	0.175	25	0.3012

IV.2.2.1.1 Correlación de Permeabilidad contra Saturación Residual de Aceite. Rocas mojadas por agua

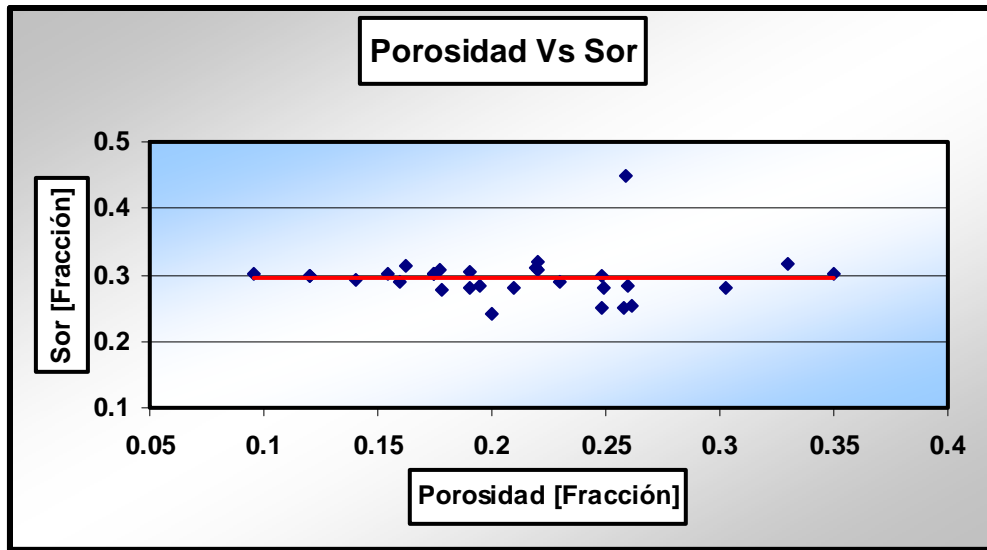


En esta gráfica podemos observar que la mayor parte de los puntos se encuentran con un valor de permeabilidad de entre 10 y 200 mD que corresponde a un valor de S_{or} entre 25 y 35 % y el comportamiento se refleja que conforme aumenta la permeabilidad la S_{or} disminuye. Esto debido a que si el fluido tiene mayor capacidad de pasar a través de la roca y si la mojabilidad es al agua, el aceite no tenderá a quedarse adherido a las paredes de la formación y por lo tanto su movilización se vera favorecida reflejado en una recuperación mayor de aceite.

Los gráficos correspondientes al papel semilogarítmico y logarítmico no presentan una tendencia que nos permita establecer un comportamiento determinado puesto que casi todos los puntos se agrupan en la parte central y con una no muy clara

tendencia, la cual sería de igual manera a la anterior. Es decir, a mayor permeabilidad la S_{or} disminuirá debido principalmente a la propiedad analizada, la mojabilidad al agua, pero con un comportamiento no muy claro.

IV.2.2.1.2 Correlación de Porosidad contra Saturación Residual de Aceite. Rocas mojadas por agua



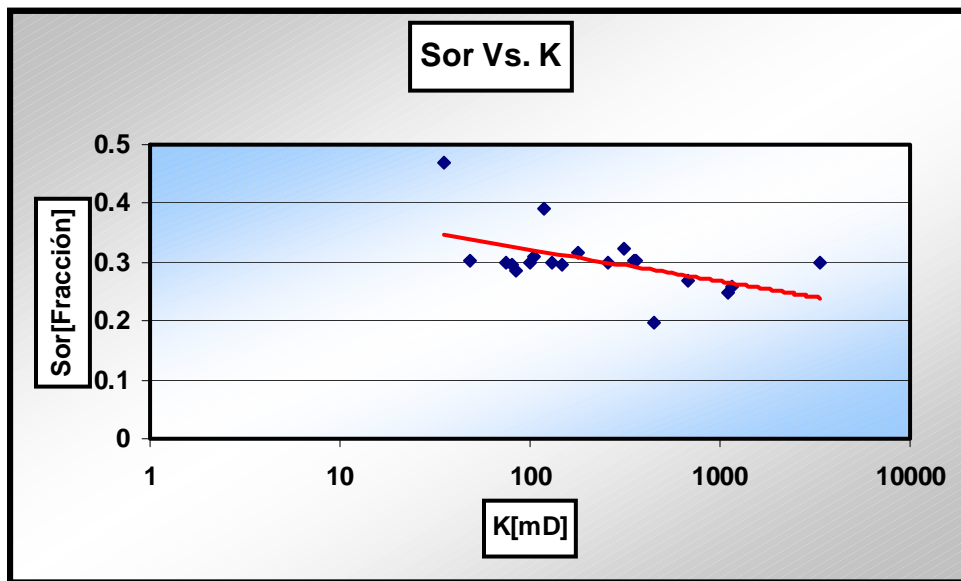
El comportamiento general de la gráfica, es que a medida que la porosidad aumenta, hay una ligera disminución en el valor de S_{or} , debido principalmente a que las paredes de la roca están mojadas por agua, y si el volumen de poros aumenta, el volumen de roca mojada por agua es menor y por la tanto las fuerzas viscosas y capilares ejercidas tienden a ser menores, provocando que el entrapamiento del aceite sea menor.

IV.2.2.2 Mojabilidad al aceite

Al igual que la tabla anterior aquí se presenta una tabulación que corresponde a todos los datos cuya mojabilidad es preferentemente al aceite.

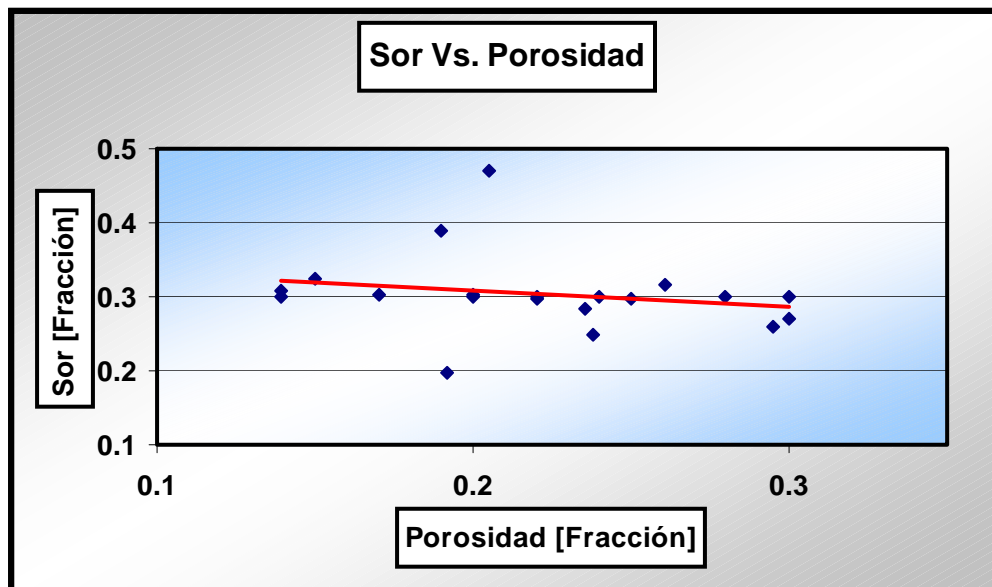
Roca	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad (mD)	Sor (Fracción)
Caliza	0.192	445.7	0.196
Arenisca (Venango)	0.2353	84.2	0.2844
Arenisca (Tensleep)	0.24	48.1	0.3012
Arenisca Campo Meren, Nigeria	0.295	1145.51	0.26
Arenisca Berea núcleo N.0-2-A	0.2	257.03	0.3006
Arenisca Berea núcleo N.0-2	0.19	118	0.39
Arenisca BZE	0.1395	75	0.3006
Arenisca BZG	0.1394	105	0.309
Arenisca	0.238	1100	0.25
Arenisca Nelly	0.261	180.3	0.3162
Núcleo Sintético	0.3	680	0.2691
Caliza Mudstone Pozo Gamba Mex.	0.2	350	0.3029
Arenisca Pozo Gamba 700 m	0.15	313	0.3246
Arenisca Pozo Gamba 1800 m	0.17	362	0.3015
Arena Olympic, Hughes Co. OK	0.205	35	0.47045
Arena Woodbine, Tyler Co. TX	0.22	3390	0.2995
Arena Strawn, Cooke Co. TX	0.22	81	0.2969
Arena Nugget, Fremont Co. WY	0.25	147	0.2975
Arena O'Hern, Duval Co. TX	0.28	130	0.29876
Arena Eutaw, Choctaw Co. AL	0.3	100	0.3006

IV.2.2.2.1 Correlación de Permeabilidad contra Saturación Residual de Aceite. Rocas mojadas por aceite



La correlación elegida en este caso es la preparada en papel semilogarítmico pues claramente se observa la pendiente que nos brinda el comportamiento de la S_{or} conforme varia la permeabilidad. De la anterior se observa que conforme la permeabilidad aumenta la S_{or} disminuye, pero no menos del 20%. Éste comportamiento se explica porque una permeabilidad mayor quiere decir que los fluidos pasan con mayor facilidad a través de la formación.

**IV.2.2.2 Correlación de Porosidad contra Saturación Residual de Aceite.
 Rocas mojadas por aceite**



Esta correlación corresponde al papel normal que es la que presenta el mejor comportamiento. En ella se observa que conforme aumenta la porosidad la S_{or} disminuye hasta no menos de 20%. De igual forma se infiere que el valor de la porosidad alta, refleja un entrapamiento de aceite menor que está controlado por la interacción de las fuerzas viscosas y capilares, aunque en ciertos casos también intervienen las de inercia.

En un medio poroso preferentemente mojado por aceite, éste se encuentra cubriendo todas las superficies de los poros y el agua intersticial se encuentra en forma de ganglios aislados cuando su saturación inicial es alta, del 20-30%, o bien como gotas esféricas si la saturación de agua es baja, de casi 10%. De esto se puede analizar que cuando se trata de desplazar aceite con agua bajo estas condiciones de mojabilidad, se desarrollan canales de flujo de agua, con una baja recuperación final de aceite.

IV.2.3 Por Tipo de Roca

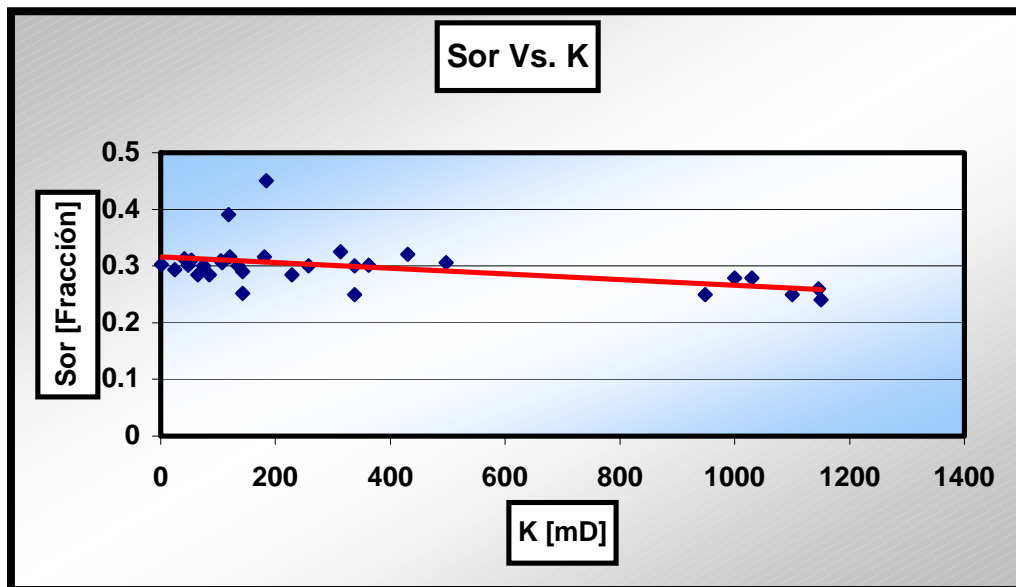
Se realiza el análisis para tres tipos de roca: Arenisca, Arena y Caliza.

IV.2.3.1 Arenisca

Roca	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad (mD)	Sor (Fracción)
Arenisca Berea 1	0.2588	184.3	0.45
Arenisca Berea 2	0.1622	40.92	0.3132
Arenisca Frio 1	0.23	143	0.2897
Arenisca Frio 2	0.26	229	0.2844
Arenisca Paluxy	0.2	1150	0.24
Arenisca Wilcox	0.22	430	0.32
Arenisca Art.1	0.249	1030	0.2792
Arenisca Art.2	0.22	496.59	0.3062
Arenisca Berea 3	0.177	107	0.3062
Muestra A. Refining	0.219	54	0.31
Arenisca Nelly Bly	0.261	143	0.252
Arenisca	0.14	25	0.2932
Arenisca	0.3029	1000	0.2792
Arenisca 1141-A	0.1946	64.56	0.2844
Arenisca Berea N.02A	0.33	120	0.3162
Arenisca Berea N.02A	0.35	134.58	0.3006
Arenisca Nucleo Limpio	0.248	338	0.3
Arenisca Nucleo Contaminado	0.258	948.41	0.25
Arenisca Nucleo restaurado	0.248	338	0.25
Arenisca Brent	0.096	0.9	0.3026
Arenisca (Venango)	0.2353	84.2	0.2844
Arenisca (Tensleep)	0.24	48.1	0.3012
Arenisca Campo Meren, Nigeria	0.295	1145.51	0.26
Arenisca Berea núcleo N.0-2-A	0.2	257.03	0.3006

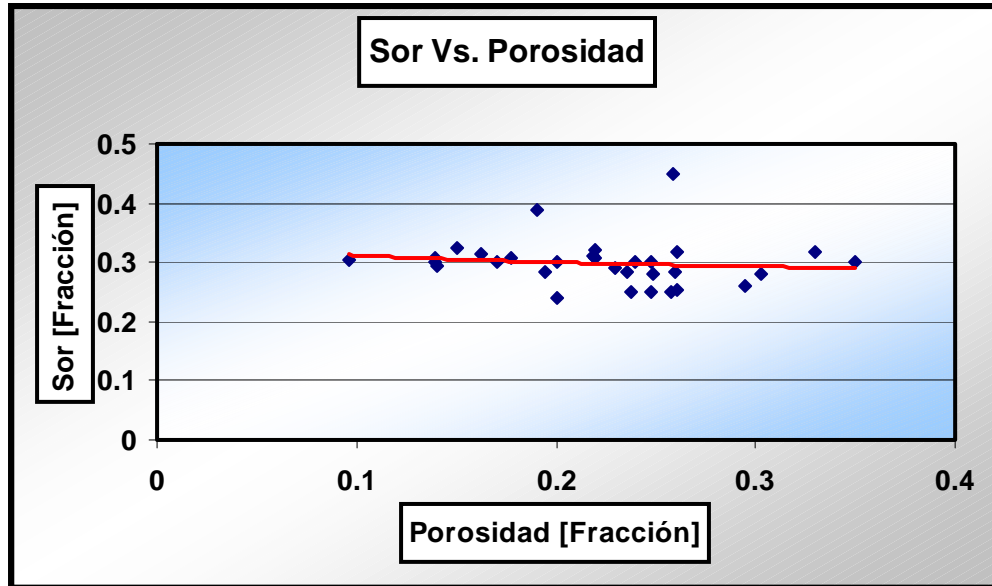
Arenisca Berea núcleo N.0-2	0.19	118	0.39
Arenisca BZE	0.1395	75	0.3006
Arenisca BZG	0.1394	105	0.309
Arenisca	0.238	1100	0.25
Arenisca Nelly	0.261	180.3	0.3162
Arenisca Pozo Gamba 700 m	0.15	313	0.3246
Arenisca Pozo Gamba 1800 m	0.17	362	0.3015

IV.2.3.1.1 Correlación de Permeabilidad contra Saturación Residual de Aceite. Arenisca, ambas mojabilidades



Este gráfico corresponde al papel normal y se observa claramente la disminución de la S_{or} conforme la permeabilidad aumenta.

**IV.2.3.1.2 Correlación de Porosidad contra Saturación Residual de Aceite.
 Arenisca, ambas mojabilidades**

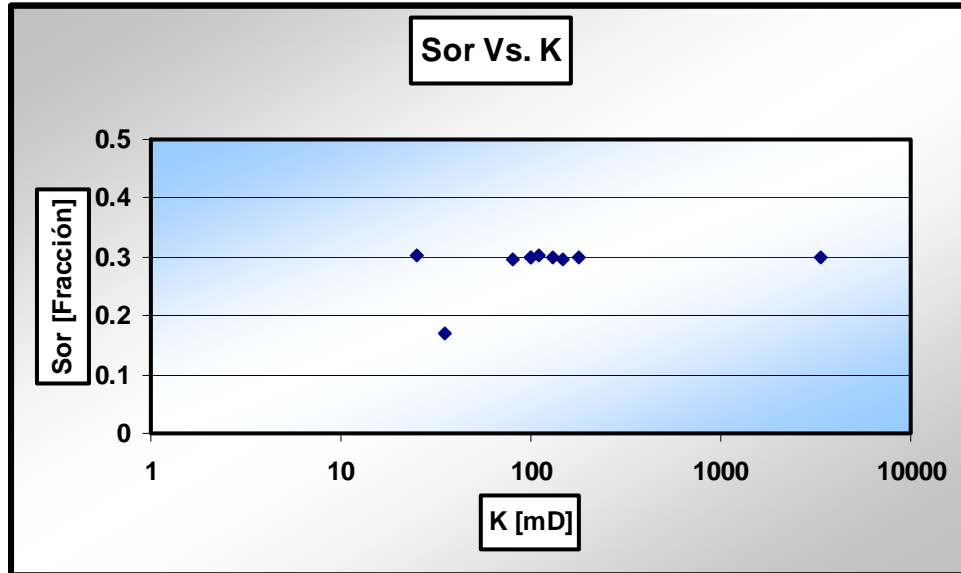


En esta correlación, elaborada en papel normal, se observa una ligera tendencia de disminución de la S_{or} conforme la porosidad aumenta, hasta valores casi del 20% con valores de porosidad que oscilan entre los 10 y 35%.

IV.2.3.2 Arena

Roca	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad (mD)	Sor (Fracción)
Arena Clinch, Lee Co.VA	0.12	180	0.2988
Arena Wilcox, Okla. Co. VA	0.12	100	0.2983
Arena Cut Bank, Glacier, Co. MT	0.154	111	0.3016
Arena Bartlesville, Anderson Co. KS	0.175	25	0.3012
Arena Olympic, Hughes Co. OK	0.205	35	0.17045
Arena Woodbine, Tyler Co. TX	0.22	3390	0.2995
Arena Strawn, Cooke Co. TX	0.22	81	0.2969
Arena Nugget, Fremont Co. WY	0.25	147	0.2975
Arena O'Hern, Duval Co. TX	0.28	130	0.29876
Arena Eutaw, Choctaw Co. AL	0.3	100	0.3006

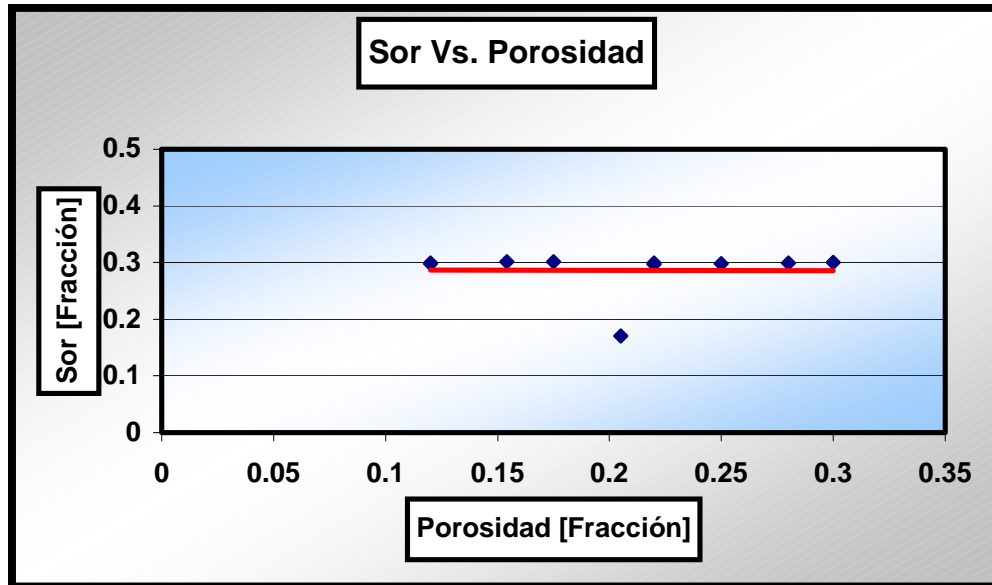
IV.2.3.2.1 Correlación de Permeabilidad contra Saturación Residual de Aceite. Arena, ambas mojabilidades



Esta gráfica corresponde al papel semilogarítmico donde se observa un comportamiento diferente a lo antes presentado, pues la S_{or} aumenta conforme lo hace la permeabilidad, esto se debe no al comportamiento de las fuerzas retentivas, ni a la geometría de los poros de la roca, sino a la escasez de datos la cual impide establecer un comportamiento lógico y por consiguiente una tendencia.

IV.2.3.2.2 Correlación de Porosidad contra Saturación Residual de Aceite. Arena, ambas mojabilidades

En esta correlación elaborada en papel normal, se observa un comportamiento casi constante de 30% para la S_{or} en valores de porosidad oscilantes entre 10 y 30%, siendo el promedio de S_{or} para los datos recopilados de 20.44%

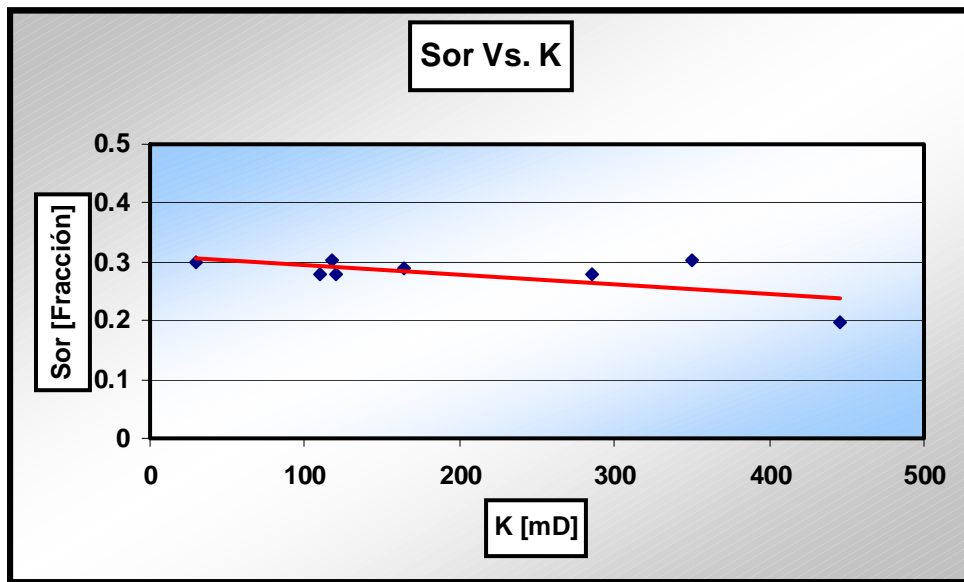


En general, la mayoría de los estudios sobre desplazamientos a fin de determinar el valor de S_{or} , se realizan empleando medios porosos sintéticos en empacamientos de Arena, cuyo tamaño de poro se puede escalar considerando estadísticamente el tamaño de la partícula. Así resulta conveniente emplear medios porosos consolidados, en vez de sintéticos, para realizar pruebas de desplazamiento en procesos de recuperación mejorada a las condiciones del yacimiento, ya que sus resultados en la mayoría de los casos serán diferentes en casi todos los medios porosos sintéticos. Por ello, se emplea arena Berea del área de Ohio, ya que este material posee propiedades muy consistentes, además de su gran disponibilidad. En algunas ocasiones es necesario tratar las muestras de roca a elevadas temperaturas para verificar las arcillas y eliminar el material orgánico presente, sobre todo cuando se pretenden realizar varias pruebas con el mismo núcleo.

IV.2.3.3 Caliza

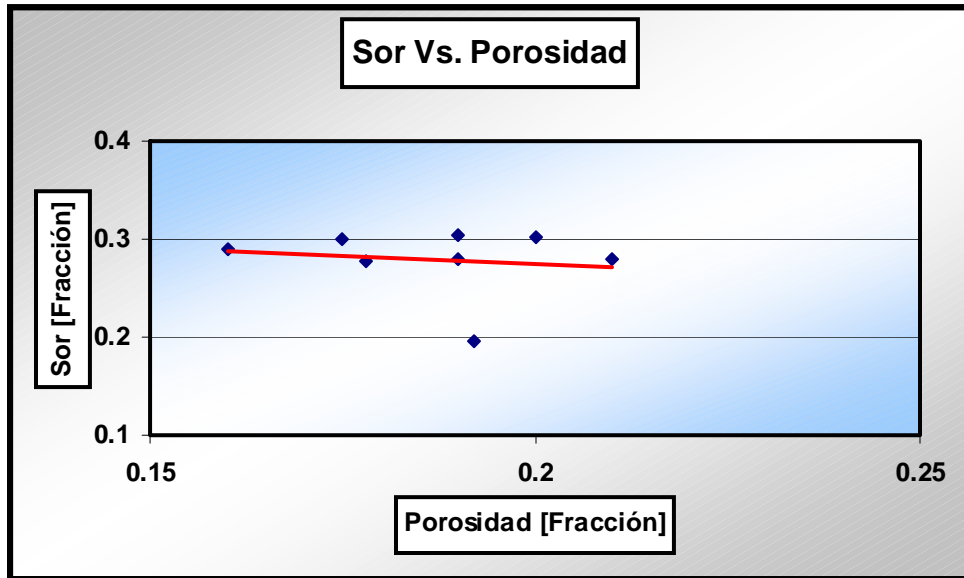
Roca	Porosidad (Fracción)	Permeabilidad (mD)	Sor (Fracción)
Caliza S. Andres	0.19	285	0.2792
Caliza S. Andres	0.16	164	0.2897
Caliza	0.1781	110	0.2784
Caliza N.3	0.175	29.51	0.3006
Caliza N.4	0.19	118	0.304
Caliza N.5	0.21	120	0.28
Caliza	0.192	445.7	0.196
Caliza Mudstone Pozo Gamba Mex.	0.2	350	0.3029

IV.2.3.3.1 Correlación de Permeabilidad contra Saturación Residual de Aceite. Caliza, ambas mojabilidades



En esta correlación, elaborada en papel normal se observa el comportamiento de la S_{or} , la cual disminuye conforme aumenta la permeabilidad.

IV.2.3.3.2 Correlación de Porosidad contra Saturación Residual de Aceite. Caliza, ambas mojabilidades



En esta correlación, elaborada en papel normal se observa el comportamiento de la S_{or} , la cual disminuye conforme aumenta la porosidad.

V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La recuperación promedio de los yacimientos petrolíferos mexicanos, es de alrededor del 35 al 45% del volumen inicial de aceite, la cual, en algunos casos es incrementada mediante la inyección de agua. Sin embargo, aún después del desplazamiento con agua inyectada, existe un volumen remanente de aceite de más del 50% del volumen inicial, a este volumen se le conoce como saturación residual de aceite S_{or} . No obstante, es posible reducir este volumen remanente en un desplazamiento por agua, mediante la adición de algunas sustancias en el fluido desplazante que mejore la movilidad y reduzcan las fuerzas retentivas existentes en el yacimiento. Por ello, determinar el valor de S_{or} se vuelve de gran relevancia, ya que nos proporciona información de mucha importancia para establecer el mejor método de recuperación secundaria o mejorada

No solo con nuevos descubrimientos se aumentan las reservas, sino también aumentando el volumen de aceite recuperable, es decir, disminuyendo el valor de S_{or} en alguna forma. Para ello es necesario recopilar información de núcleos, registros geofísicos, pruebas de pozos, etc., a fin de determinar el valor de S_{or} , para cada una de las etapas de explotación, porque de esta manera se observa el porcentaje de aceite que potencialmente puede ser movilizado.

La saturación residual de aceite S_{or} , es la saturación de aceite remanente en el yacimiento después de la extracción por medios naturales o por métodos de recuperación secundaria, tales como la inyección de agua. La cantidad y la distribución del aceite residual en un yacimiento, son factores importantes para decidir cual método de recuperación secundaria o mejorada resulta rentable para continuar con su explotación, o bien para mejorar la extracción primaria en algunas áreas, así como para evaluar los mecanismos de producción que están actuando.

En algunos casos, es posible incrementar la recuperación de los yacimientos en explotación, y en los abandonados se puede disminuir el volumen de aceite remanente, mediante la aplicación de técnicas de recuperación secundaria o mejorada, para las cuales, antes de su aplicación, se requiere de cierta investigación de laboratorio con el objeto de determinar la S_{or} , información muy importante que intervendrá en el proceso para diseñar la mejor alternativa de explotación.

El volumen de aceite residual o saturación de aceite residual S_{or} en el yacimiento a nivel microscópico depende principalmente de la mojabilidad, la distribución del tamaño del poro, la heterogeneidad microscópica de la roca, así como de las propiedades de los fluidos. A nivel macroscópico depende en gran medida del arreglo de pozos, de los ritmos de explotación, de los intervalos disparados y de las propiedades de las rocas y de los fluidos.

Mediante el conocimiento adecuado de los procesos macroscópicos y microscópicos que intervienen en el entrapamiento del aceite y definen la S_{or} , es posible diseñar el mejor esquema de explotación para cada yacimiento, con base en la predicción de su comportamiento.

La mojabilidad juega un papel importante en los yacimientos de hidrocarburos, ya que controla la localización, distribución y flujo de los fluidos en el yacimiento. Por esta razón, es necesario mantener las condiciones originales de mojabilidad, a fin de reproducir las condiciones de flujo en el yacimiento en las diferentes pruebas a núcleos, tales como la centrifuga, el desplazamiento dinámico y la membrana semipermeable, que nos dan como resultado el valor de S_{or} .

La mayoría de las rocas acumuladoras de hidrocarburos están compuestas de areniscas, calizas y dolomías. Los minerales de la roca, tales como silicatos y carbonatos son mojados al agua en su estado nativo. Sin embargo, es común

encontrar formaciones que presentan condiciones de mojabilidad desde fuertemente mojables al aceite hasta fuertemente mojables al agua. Existen algunos yacimientos que contienen algunas porciones preferentemente mojables al agua y otras al aceite, principalmente en aquellas formaciones con una substancial cantidad de minerales de diferentes tipos. Estos aspectos influyen grandemente en el valor de la S_{or} .

La eficiencia de recuperación de aceite tiende a incrementarse conforme se incrementa el diámetro de la garganta de poro y la relación del volumen de poro al de garganta. Conforme se homogeneiza el tamaño de la garganta, del poro y el número de conexiones, se alcanzara una mayor recuperación, ósea se dejará una menor S_{or} en el yacimiento.

La variación de la S_{or} en un yacimiento se debe a las heterogeneidades de la roca y a las características de los procesos de recuperación. Actualmente existen varias técnicas para determinar la S_{or} . Sin embargo, no todas ellas arrojan los mismos resultados, ya que cada una presenta sus propias precisiones y fuentes de error, aspectos que se deben considerar durante la selección de los métodos de recuperación apropiados para cada yacimiento.

Actualmente no existe un método universal o absolutamente correcto para la medición de la S_{or} . Generalmente, resulta conveniente emplear diferentes técnicas para evaluar la S_{or} , ya que de esta forma se logra tener conocimiento más preciso del valor de la S_{or} y los métodos más comunes para evaluarla son los análisis de laboratorio en muestras de roca y los que se basan en la interpretación de los registros geofísicos de pozos.

En pruebas de laboratorio se ha observado que el método de la membrana semipermeable presenta las siguientes ventajas: que los fluidos del yacimiento pueden ser utilizados y no necesita alteraciones, además de que la saturación del

fluido mojante y la presión capilar correspondiente son uniformes a través del núcleo y el análisis de los resultados es relativamente simple. La principal desventaja que presenta este método es que requiere un largo tiempo para alcanzar el equilibrio para cada medición de presión capilar.

El método de la centrífuga, nos permite obtener resultados de manera más rápida, tan solo en cuestión de horas. Las desventajas que presenta son: la falta de explicación del control de las revoluciones por minuto; además, de que dificulta hacer medidas eléctricas al momento de desaturar la muestra.

El método de desplazamiento dinámico nos permite obtener mucha mayor información, aparte de la S_{or} . De él se pueden establecer las curvas de permeabilidad relativa, cuya información es de vital importancia en la implementación de un método de recuperación mejorada.

Es necesario realizar algunas mejoras a los métodos de evaluación de la S_{or} , así como a los modelos de interpretación de los registros geofísicos, las pruebas con trazadores, la eficiencia de barrido en la pruebas de registro-inyección-registro, del exponente de saturación que se emplea para los registros de resistividad y en el desarrollo de las mediciones de la S_{or} entre pozos.

Con los registros geofísicos y las pruebas con trazadores en un pozo se obtienen valores similares a las demás técnicas, el de resistividad mayores, en aproximadamente 2 unidades de saturación, los de núcleos tomados a presión son menores en casi 4 unidades, en el registro de magnetismo nuclear y el de propagación electromagnética, se han obtenido valores de S_{or} mayores en 8 unidades, a partir de las pocas aplicaciones de campo que se han realizado, ya que existe un reemplazamiento incompleto del agua de formación por parte de los iones paramagnéticos.

La técnica más aplicable en pozos ademados o revestidos es la del registro de captura de pulsos de neutrón en su aplicación de registro-inyección-registro. El análisis de pruebas transitorias de presión se emplea de forma cualitativa, debido a su baja precisión. No se conoce la precisión de la técnica registro-inyección-registro del registro de magnetismo nuclear en agujeros descubiertos, ya que solo existe un pequeño número de pruebas, y de las pruebas entre pozos no se ha reportado ningún resultado, ya que se requiere de un periodo de tiempo largo.

El registro de propagación electromagnética, proporciona valores menores en casi 8 unidades en comparación con el resto de las técnicas debido a su radio tan corto de investigación, de casi 2 pulg., por lo cual el aceite es desplazado por el filtrado del lodo, de los núcleos convencionales son menores en aproximadamente 4 unidades de saturación y los obtenidos con el registro carbón-oxígeno son similares a las demás técnicas.

Métodos como el de Balance de materia y el de Volumen de Hidrocarburos son de gran ayuda en la determinación del valor de S_{or} , pero tienen la gran desventaja que dependen del conocimiento del volumen original de hidrocarburos, y por ello es posible utilizarlos cuando ya se tiene un tiempo de explotación primaria y se cuenta con esa información.

Algunas correlaciones se han establecido a lo largo del tiempo y ellas pueden ser utilizadas para obtener un valor aproximado de la S_{or} y nos permita, con ayuda de simuladores, realizar un primer estudio de yacimientos.

La elaboración de correlaciones se torna más complicada pues se deben conocer todos los parámetros relacionados con los distintos fenómenos que generan la S_{or} . En el estudio realizado en el Capítulo 4 se establecen algunas correlaciones que no involucran todos los fenómenos, pero que nos dan una aproximación al valor real. Es bueno, por ello, compararla con otros métodos o bien con otras

correlaciones y complementar la información a fin de no dejar de lado todas las variables involucradas con el valor de S_{or} .

Las correlaciones presentadas en el Capítulo 4, fueron elaboradas usando 50 datos de pruebas realizadas a núcleos cuyos resultados se publicaron en literatura. Estas correlaciones muestran el comportamiento de la S_{or} conforme varían propiedades petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad, y en general el comportamiento es el siguiente: A mayor permeabilidad, el valor de S_{or} disminuye; mismo comportamiento para la porosidad.

Las correlaciones presentadas se clasifican de acuerdo al tipo de mojabilidad y al tipo de roca; presentando comportamientos parecidos a los de las correlaciones generales, es decir, la S_{or} disminuye conforme aumenta la porosidad y la permeabilidad. Solo en una de las correlaciones no se pudo establecer un comportamiento debido a la falta de información (escasez de datos). Estas correlaciones deben ser comparadas con los resultados obtenidos de otros métodos.

En años recientes se han desarrollado un gran número de procesos capaces de mejorar la recuperación de aceite, empleando materiales que alteran las propiedades superficiales del sistema agua-aceite-sólido. En estos procesos se debe incluir un buen control de la movilidad, así como un método que ayude a conservar la fase aceite continua, mientras se reduce al máximo la tensión interfacial. Para todas las pruebas siempre será necesario conocer, determinar y evaluar la S_{or} .

REFERENCIAS

- Amix. Y.W. Bass, D. M. and Whiting, R. L. "Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties". Mc Graw Hill. New York, 1960.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability" JPT October 1986.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 2: Wettability Measurement" JPT November 1986.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 3: The effects of wettability on the electrical properties of porous media" JPT December 1986.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 4: Effects of wettability on Capillary Pressure" JPT October 1987.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 5: Effects of wettability on Relative Permeability" JPT November 1987.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 6: The effects of wettability on waterflooding" JPT December 1987.
 - Archie, G.E. : "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics," J. Pet. Tech. 1942.
 - Arroyo Carrasco, A. "Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos". México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 1996.
 - Bobek, J. E., Mattax, C. C. y Denekas, M. O. "Reservoir Rock Wettability It's Significance and Evaluation", JPT July, 1958.
 - Bond, D. C. y Cols. : "Determination of Residual Oil Saturation", Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, 1978.
 - Bush, D. C., Jenkins, R. E.: "Proper Hydration of Clays for Rock Property Determinations", JPT, July 1970.
 - Contreras, L. E., A. Aragón y R. Ayala. "Desarrollo de capacidad para determinar la mojabilidad y las permeabilidades absolutas, efectivas y relativas de muestras de núcleos de perforación de diámetro completo", Informe IIE/11/11057/I 01/F, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, 1999.
-

- Contreras, L. E., García, P. “Desarrollo y aplicación de la capacidad para realizar pruebas de desplazamiento dinámico en muestras de núcleos de perforación de pozos petroleros”, Boletín julio-agosto, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, 2001.
 - Craft, B.C and Hawkins, M.F Jr. “Applied Petroleum Reservoir Engineering”. Prentice Hall Inc. York, 1959.
 - Dake, L. P. “Fundamentals of Reservoir Engineering”. Elsevier Scientific Publishing Company. Ámsterdam, Oxford, York. 1978.
 - Jones, S. C. Y Parson, R. W. : “Determination of Oil Saturation in a Reservoir”, U. S. Patent 3, 590, 923 Esso Production Research Co., July 1971.
 - Lorenz, P. B., Donaldson, E. C. Y Thomas, R. D. : “Use of Centrifugal Measurements of Wettability to Predict Oil Recovery”, USBM, Bartlesville Energy Technology Center, 1974.
 - Moncard, R. P. “Propieties of Reservoir Rock Core Analysis. Editions Technip. 1985.
 - Pérez R. C.”La Geometría Interna de las Rocas en Relación con la Recuperación Secundaria”, Ingeniería Petrolera, mayo 1987, pp 22-31.
 - Rathmell, J. J., Braun, P. H. y Perkins, T. K. : “Reservoir Waterflood Residual Oil Saturation from Laboratory Test”, JPT, February 1973, pp. 175-185.
 - Satter and Thakur, G. C. “Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team approach,” copyright Pennwell Books, 1994.
 - Schlumberger, “Principios/Aplicaciones de la interpretación de registros” Educational services, 1989.
 - Thomas and Pugh: “Analyzing Standard Core Analysis”, The Log Analyst, March-April, 1989.
 - Tomich, J. F. ,Dalton Jr., R. I, et. al.”Single Well Tracer Method to Measure Residual Oil Saturation”SPE – AIME, February, 1973.
 - Trewin, B. y Morrison, S. “Reconciliation of Core and Log Residual oil saturation through Application of in-situ Saturation monitoring”. Core Laboratories Advanced. Technology centre, UK.
 - Wyman, R. E. : “How Should We Measure Residual Oil Saturation”, Bulletin of Canadian Petroleum Geology, V. 25, No. 2, May, 1977.
-

BIBLIOGRAFÍA

- Amix. Y.W. Bass, D. M. and Whiting, R. L. "Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties". Mc Graw Hill. New York, 1960.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability" JPT October 1986.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 2: Wettability Measurement" JPT November 1986.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 3: The effects of wettability on the electrical properties of porous media" JPT December 1986.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 4: Effects of wettability on Capillary Pressure" JPT October 1987.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 5: Effects of wettability on Relative Permeability" JPT November 1987.
 - Anderson, W.G.: "Wettability Literature Survey- part 6: The effects of wettability on waterflooding" JPT December 1987.
 - Archie, G.E. : "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics," J. Pet. Tech. 1942.
 - Arroyo Carrasco, A. "Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos". México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 1996.
 - Bennion, D. B, Thomas, B. E, "A Correlation of water and gas-oil relative permeability properties for various western canadian sandstone and carbonate oil producing formations", Alberta, Canada, 2002.
 - Bobek, J. E., Mattax, C. C. y Denekas, M. O. "Reservoir Rock Wettability It's Significance and Evaluation", JPT July, 1958.
 - Bond, D. C. y Cols. : "Determination of Residual Oil Saturation", Interstate Oil Compact Comission, Oklahoma City, 1978.
 - Buckley, S. E. y M. C. Leverett. "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", Trans., AIME, vol. 146, 1942, 107-116p.
-

- Bush, D. C., Jenkins, R. E.: "Proper Hydration of Clays for Rock Property Determinations", JPT, July 1970.
 - Contreras, L. E., A. Aragón y R. Ayala. "Desarrollo de capacidad para determinar la mojabilidad y las permeabilidades absolutas, efectivas y relativas de muestras de núcleos de perforación de diámetro completo", Informe IIE/11/11057/I 01/F, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, 1999.
 - Contreras, L. E., García, P. "Desarrollo y aplicación de la capacidad para realizar pruebas de desplazamiento dinámico en muestras de núcleos de perforación de pozos petroleros", Boletín julio-agosto, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, 2001.
 - Craft, B.C and Hawkins, M.F Jr. "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Prentice Hall Inc. York, 1959.
 - Dake, L. P. "Fundamentals of Reservoir Engineering". Elsevier Scientific Publishing Company. Amsterdam, Oxford, York. 1978.
 - Facultad de Ingeniería, UNAM. "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", México, D. F.
 - Facultad de Ingeniería, UNAM, "Apuntes de Ingeniería de Yacimientos", México, D. F.
 - Fatt, I. Y Kikoff, W. A. : "Effect of Fractional Wettability on Multiphase Flow Through Porous Media", Trans., AIME ,1959.
 - Johnson, E. F., D. P. Bossler, y V.O. Naumann. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments, Trans., AIME, vol. 216, 1959, 370-372 p.
 - Jones, S. C. Y Parson, R. W. : "Determination of Oil Saturation in a Reservoir", U. S. Patent 3, 590, 923 Esso Production Research Co., July 1971.
 - Lomeland, F., Ebeltoft, E., " A New Versatile Relative Permeability Correlation", Toronto, Canada, Agosto 2005.
 - Lorenz, P. B., Donaldson, E. C. Y Thomas, R. D. : "Use of Centrifugal Measurements of Wettability to Predict Oil Recovery", USBM, Bartlesville Energy Technology Center, 1974.
 - Lyons, C. W, "Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering", Volumen 2, Socorro, New Mexico.
-

- Lujan Salazar, Rubén, "Análisis de la Saturación Residual de aceite en procesos de recuperación" Tesis, México, D.F, 1990.
 - Moncard, R. P. "Propieties of Reservoir Rock Core Analysis. Editions Technip. 1985.
 - Morrow, N. R. : "Interplay of Capillary, Viscous and Bouyancy Forces in the Mobilization of Residual Oil", JPT, 1979. pp. 35-46.
 - PEMEX, Exploración y Producción, 2006. "Las Reservas de hidrocarburos de México, Vol. I y Vol. II". PEMEX, México, D.F.
 - Pérez R. C."La Geometría Interna de las Rocas en Relación con la Recuperación Secundaria", Ingeniería Petrolera, mayo 1987, pp 22-31.
 - Rathmell, J. J., Braun, P. H. y Perkins, T. K. : "Reservoir Waterflood Residual Oil Saturation from Laboratory Test", JPT, February 1973, pp. 175-185.
 - Richardson, J. G. y Cols. : "Laboratory Determination of Relative Permeability", Trans., AIME, 1952.
 - Ritter, H. L. y Drake, L. C. : "Pore Size Distribution in Porous Material", Ind. Eng. Chem. 1945.
 - Rotenco, Servicios Técnicos a la Industria Petrolera, "Operador básico de registro de hidrocarburos", México, marzo de 2008.
 - Satter and Thakur, G. C. "Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team approach," copyright Pennwell Books, 1994.
 - Schlumberger, "Principios/Aplicaciones de la interpretación de registros" Educational services, 1989.
 - Taber, J. J. : "Static and Dinamic Forces Required to Remove a Discontinuos Oil Phase from Porous Media Containing Oil and Water", SPE, 1969, pp. 8-12.
 - Thakur, G. C. "Reservoir Management of Mature Fields," IHRDC video Library for Exploration and Production Specialists, 1992.
 - Thomas and Pugh: "Analyzing Standard Core Analysis", The Log Analyst, March-April, 1989.
 - Tomich, J. F. ,Dalton Jr., R. I, et. al., "Single Well Tracer Method to Measure Residual Oil Saturation" SPE – AIME, February, 1973.
-

- Trewin, B. y Morrison, S. "Reconciliation of Core and Log Residual oil saturation through Application of in-situ Saturation monitoring". Core Laboratories Advanced. Technology centre, UK.
 - Vásquez, S. H., Pérez, P. R. Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos, ediciones Omega, 1987.
 - Welge, H. J. A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive, Trans., AIME, vol. 195, 1952, 91-98 p.
 - Wyman, R. E. : "How Should We Measure Residual Oil Saturation", Bulletin of Canadian Petroleum Geology, V. 25, No. 2, May de 1977.
 - Yielding, Overland, J.A. and Byberg G., 1999, "Characterization of fault zones for reservoir modeling: Anexamples from the Gullfacks fields,northern north sea", American Association of Petroleum Geologists, Bull., v.83, 925-951 p.
-